

DIW Roundup
Politik im Fokus

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2015

Ist die OPEC ein effektives Kartell?

Daniel Huppmann und Franziska Holz

Ist die OPEC ein effektives Kartell?

Daniel Huppmann | dhuppmann@diw.de | Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin
Franziska Holz | fholz@diw.de | Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin

Übersetzung: Hanna Brauers | hbrauers@diw.de | Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt am DIW Berlin

14. April 2015

Die Entscheidung der Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) im Herbst 2014, ihre Förderquote trotz des dramatischen Falls der Rohölpreise nicht zu senken, hat diese Gruppe wieder einmal ins Rampenlicht der öffentlichen Diskussion gerückt. Obwohl einige der wichtigsten Ölproduzenten in der OPEC versammelt sind, gibt es allerdings nur eingeschränkt empirische Evidenz, dass die OPEC tatsächlich als ein Kartell wie im Lehrbuch agiert. Dieser Roundup fasst einige Erklärungsansätze der letzten Jahrzehnte in Bezug auf die Struktur des Rohölmarktes und der Rolle der OPEC zusammen. Der Konsens in der Wirtschaftswissenschaft deutet auf die Einordnung der Gruppe als ein nicht-kooperatives Oligopol hin. Wir setzen diese Theorien in den Kontext des jüngsten Preissturzes.

Der Rohölpreis ist in der zweiten Hälfte des Jahres 2014 stark gefallen. Diese Entwicklung überraschte die Märkte: Verbraucher, Produzenten und andere Akteure hatten sich bereits an eine Welt des „100-Dollar-Öls“ gewöhnt. Das turbulente Jahr 2008 lag bereits in weiter Vergangenheit; mehr als drei Jahre lang hatte der Ölpreis danach quasi konstant im dreistelligen Bereich gelegen. Wenn überhaupt, dann bestand die Erwartung, dass der Preis wieder in die Höhe schießen würde; etwa durch eine weitere Verschärfung der Sanktionen gegen den Iran, das Aufflammen des Konflikts zwischen Russland und der Europäischen Union um die Ukraine, oder weitere Umbrüche im arabischen Raum. Dennoch sank der Benchmarkpreis West Texas Intermediate (WTI, leichtes Rohöl, geliefert in Cushing, Oklahoma) innerhalb weniger Monate dramatisch. Am 26. November 2014, dem Tag vor der 166. Ministerkonferenz der Organisation erdölexportierender Länder in Wien (Österreich) kostete ein Fass nur noch 73 US Dollar (USD/bbl).

Trotz des Preissturzes von mehr als 30% entschieden die Öl-Minister der OPEC, darauf nicht mit einer Reduktion ihrer Erdölförderung zu reagieren (OPEC, 2014). Am nächsten Tag war der WTI-Preis weiter gefallen, auf weniger als 66 USD/bbl. Erst später, im Januar 2015, stoppte der Preisverfall auf einem Niveau unter 45 USD/bbl, bevor er wieder leicht zu steigen begann. Der WTI-Preis beträgt derzeit etwa 50 USD/bbl (April 2015). Die Entwicklung seit der Jahrtausendwende des WTI- und des Brent-Preises, des wichtigsten europäischen Preisindex, sind in Abbildung 1 dargestellt.

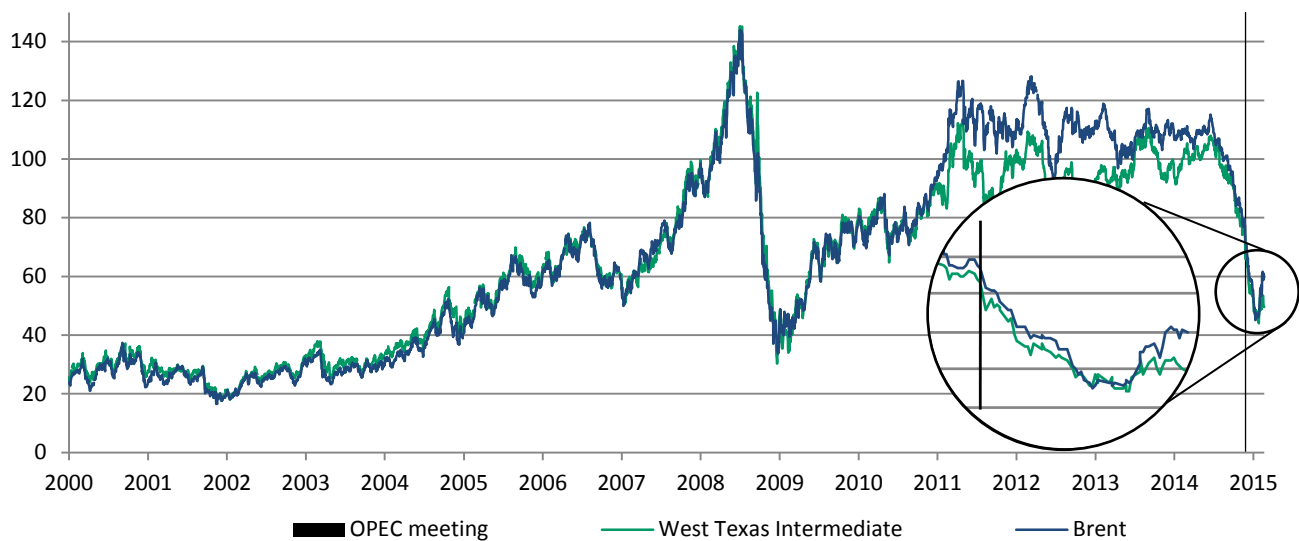


Abbildung 1: Tägliche Rohölpreise des West Texas Intermediate (WTI) und Brent, in nominalen USD/bbl. Das OPEC Treffen vom 27.11.2014 ist zur Veranschaulichung markiert. (Quelle: EIA, http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm, zugegriffen am 26. Februar 2015)

Das Kartell, das keines ist

Die Entscheidung der OPEC, ihre Förderung nicht zu beschränken und damit den Markt zu stabilisieren, bescherte dieser Anbieter-Gruppe erneut große Aufmerksamkeit. Die OPEC vereint aktuell (2013) mehr als 40% des globalen Rohölangebots und mehr als 70% aller nachgewiesenen Reserven (BP, 2014). Ein kurzer Abriss der Geschichte der OPEC: sie wurde 1960 inmitten einer Welle von Verstaatlichungen von Rohölförderstätten gegründet, welche zuvor durch multinationale Ölfirmen kontrolliert wurden (Yergin, 1991). Die OPEC erlangte ihre große Bekanntheit jedoch erst während des Ölembargos von 1973, das als Vergeltung für den Jom-Kippur-Krieg begonnen wurde und durch das sich die Preise innerhalb weniger Monate vervierfachten.

Die nächste wichtige Episode ereignete sich im darauf folgenden Jahrzehnt, als Saudi-Arabien versuchte, die Überproduktion der anderen OPEC-Mitglieder einzudämmen: zuvor hatte Saudi-Arabien die eigenen Fördermenge regelmäßig reduziert, um den Preis trotz der Überproduktion anderer OPEC-Staaten zu stabilisieren. Dies ging aber auf Kosten des eigenen Marktanteils und erwies sich langfristig als unwirksam zur Stabilisierung des Preises. Daher weitete Saudi Arabien die eigenen Exporte aggressiv aus, was zu einem drastischen Rückgang des Preises führte. In der Spieltheorie nennt man dies eine "Tit-for-tat"-Strategie: wenn der eine Spieler betrügt, um seine kurzfristigen Gewinne zu vergrößern, wird er durch die anderen Spieler bestraft, indem diese auch von ihrer verabredeten Strategie abweichen, sodass zukünftige Gewinne beeinträchtigt werden. Saudi Arabien konnte dadurch die Kohärenz innerhalb der Gruppe wiederherstellen.

Obwohl die OPEC in manchen Lehrbüchern als Beispiel für ein Kartell aufgeführt wird, herrscht unter Ökonomen kein Konsens, dass sich die OPEC tatsächlich wie ein Kartell verhält. Alternative Erklärungen sind wettbewerbliches Verhalten aller Produzenten oder die Sichtweise des Ölmarkts als ein nicht-kooperatives Oligopol. Die OPEC wurde mit dem Ziel gegründet, „die Erdölpolitiken ihrer Mitgliedsländer zu koordinieren und zu harmonisieren, die Ölmärkte zu stabilisieren und einen fairen Gewinn zu erwirtschaften“

(http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/23.htm, zugegriffen am 15. Februar 2015). Das klingt sehr nach dem Ziel eines Standardkartells, nämlich den gemeinsamen Gewinn zu maximieren; jedoch hat die OPEC, im Gegensatz zu einem Standardkartell, keine internen Mechanismen zur Kompensationen oder Bestrafung, um die gemeinsame Strategie bei ihren Mitgliedern durchzusetzen – außer durch drastische Maßnahmen wie im o.g. „Tit-for-tat“-Beispiel.

Die OPEC verwendet ein Quotensystem, in dem jedes Mitglied eine bestimmte Fördermenge zugewiesen bekommt, welche es über die nächsten Monate produzieren darf. Der Produktionsanteil wird über die Reserven bestimmt, die jedes Land selbst ausweist. Dies bietet jedem OPEC-Mitglied den Anreiz, die verfügbare Fördermenge zu überschätzen, um so einen größeren Anteil an der Quote zu erhalten. Außerdem ist die Ölproduktion schwierig zu überwachen, sodass Verschleierung der Exporte und Überproduktion der zugewiesenen Quote üblich sind. Dies wird im Allgemeinen von der Gruppe toleriert, solange die Überschreitung der Quote nicht übermäßig ist (Dibooglu & AlGudhea, 2007).

Wirl (2012) gibt eine Übersicht der ökonomischen und politischen Ziele der OPEC-Mitglieder; er schlussfolgert aus Berechnungen mit einem stilisierten Modell, dass die Kartell-Hypothese die wahrscheinlichste Erklärung für das beobachtete Verhalten der OPEC ist. Im Gegensatz dazu entwickelten wir ein räumliches, partielles Gleichgewichtsmodell des weltweiten Rohölmarktes und testeten verschiedene Hypothesen für das Verhalten der OPEC (Huppmann & Holz, 2012). Unsere Ergebnisse zeigen, dass ein Kartell im Zeitraum von 2005-2009 zu wesentlich höheren Preisen als den tatsächlich beobachteten Rohölpreisen geführt hätte, und dass ein, von Saudi-Arabien geführtes, nicht-kooperatives Oligopol in einem Stackelberg-Führer-Folger-Modell Resultate liefert, die wesentlich näher an den tatsächlichen Markttrends in diesem Zeitraum liegen.

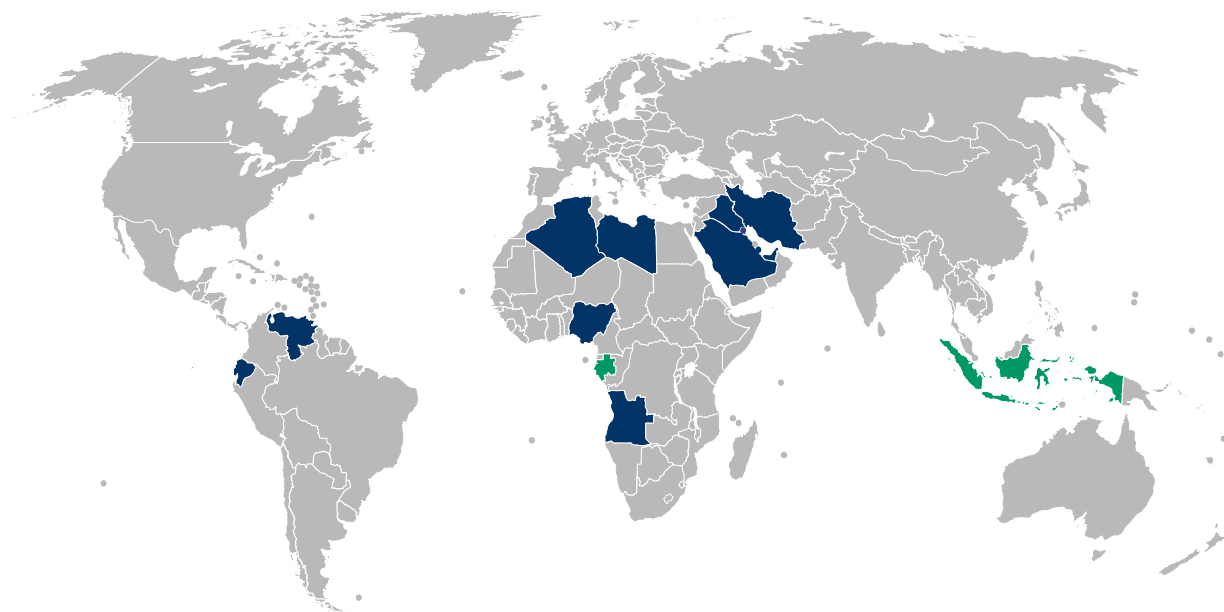


Abbildung 2: OPEC-Mitglieder aktuell (blau, im Februar 2015) und frühere Mitglieder (grün)

Bei einer Betrachtung der einzelnen OPEC-Mitglieder wird schnell deutlich, dass die Organisation eine sehr heterogene Gruppe ist: Saudi-Arabien hat große finanzielle Reserven und ein Ratio von Reserven zu Produktion (R/P-Ratio) des Ölsektors von 63 Jahren (BP, 2014). Das heißt, dass Saudi-Arabien auf seinem derzeitigen

Produktionsniveau und ohne weitere Entdeckungen und größere Verbesserungen der Fördertechniken noch 63 Jahre Erdöl fördern kann. Im Gegensatz dazu haben Algerien und Angola nur ein R/P-Ratio von zwanzig Jahren; ihre Interessen sind daher auf einen eher kurzfristigen Zeithorizont gerichtet. Gleichzeitig besteht für diese Entwicklungsländer ein großes Risiko für sogenannte „Dutch disease“-Verzerrungen in ihrer Volks- und Außenwirtschaft. Daher versuchen diese Länder meist nur, ein bestimmtes Umsatzziel zu erreichen, anstatt ihre Gewinne zu maximieren. Daher können sie ihre Förderung in Zeiten hoher Ölpreise verringern, aber die Produktion als Antwort auf fallende Preise erhöhen, um ihr Umsatzziel zu erreichen (Alhajji & Huettner, 2000).

Zu guter Letzt gibt es die OPEC-Mitglieder Iran und Venezuela: sie besitzen große Erdölreserven, aber ihre Regierungen sind stark von den Ölgewinnen für die Finanzierung ihrer Staatshaushalte abhängig. Daher steht in diesen Ländern die kurzfristige Gewinnmaximierung der staatlichen Ölfirmen im Vordergrund, weil dadurch die politische Unterstützung im Inland gesichert werden kann. Außerdem kann Rohöl von diesen Ländern als Waffe gegen die vermeintliche Bedrohung aus westlichen Ländern verwendet werden: politische Beweggründe können bei Entscheidungen im Ölmarkt also nicht vernachlässigt werden, was in den vergangenen Jahrzehnten mehrfach deutlich wurde.

Die langfristigen Strukturen im Rohölmarkt

Eine häufig zitierte ökonomische Theorie besagt, dass bei der Bereitstellung einer endlichen Ressource ihr Preis in gleichem Maße wie der Zinssatz wachsen muss. Die Erklärung liegt in der intertemporalen Abwägung: ein Anbieter kann entweder heute schon mehr Öl fördern und den Erlös im Finanzmarkt investieren oder aber die Produktion verzögern, bis in der Zukunft die Preise steigen. Diese Theorie ist bekannt als „Hotelling-Regel“, benannt nach dem Autor eines wegweisenden Papers (Hotelling, 1931).

Jedoch gab es bisher keinen langfristigen exponentiellen Preisanstieg des Rohölpreises (Abbildung 1). Hart und Spiro (2011) und Livernois (2009) untersuchen daher verschiedene Erweiterungen der Hotelling-Regel um die bisherige Preisentwicklung zu erklären: sie beziehen dabei Faktoren wie den technologischen Fortschritt in der Ölförderung, das Vorhandensein einer Backstop-Technologie (z.B. erneuerbare Energien), steigende Kosten für die verbleibenden Reserven sowie Unsicherheit mit ein.

In einem neueren Beitrag argumentiert Spiro (2014), dass Ölproduzenten optimal gehandelt haben könnten, wenn man annimmt, dass ihr Zeithorizont beschränkt ist: anstatt die Produktion ihrer Ressourcen bis zu dem Zeitpunkt zu maximieren, bis all ihre Reserven erschöpft sind, wie es die Hotelling-Regel postuliert, berücksichtigen sie nur eine beschränkte Zeitspanne. Nach Spiros' Schätzungen umfasst der von den Produzenten berücksichtigte Zeitraum ungefähr die nächsten vier Jahrzehnte. Wenn die verbleibenden Ressourcen in diesem Zeithorizont als unzureichend wahrgenommen werden, steigen die Preise nach der Hotelling-Regel, ansonsten bleiben die Preise konstant. Seine Theorie kann die meisten Preissprünge der vergangenen Jahrzehnte erklären – mit Ausnahme der Ölkrise der Achtzigerjahre, die wohl eher ein politisches Ereignis ohne strukturellen ökonomischen Auslöser war.

Ein weiterer Aspekt in der langfristigen Dynamik der Erdölmärkte ist das so genannte „Peak-Oil“, also das Ölfördermaximum, und die Hubbert-Kurve, benannt nach dem Geologen M.K. Hubbert (1962). Er beobachtete, dass die Produktion jedes

Ölfeldes einer glockenförmigen Kurve folgt: langsamer Start bis zum Höchstwert, dem eine abfallende Produktion folgt, bis das Feld ausgeschöpft ist. Die sinkende Produktion ist zumeist durch geologische und ingenieurstechnische Umstände bedingt, wie zum Beispiel der Reduktion des Drucks in der Lagerstätte. Diese Logik wird bisweilen auch auf die regionale oder globale Summe aller Lagerstätten angewandt (EWG, 2008). Jedoch hat die Erfahrung der letzten Jahre gezeigt, dass dies ein Trugschluss sein könnte: so verdeutlichen die Entdeckung von ultratiefen Offshore-Feldern vor Brasilien oder der Schieferölboom in den USA, dass solche Peaks, die Spitzenwerte der Erdölförderung, schwer voraussagen sind. So lange die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher (in anderen Worten der Preis) hoch genug ist, wird Öl noch für viele Jahre reichlich vorhanden sein (IEA, 2013).

Zur Einordnung des Verhaltens der Anbieter müssen auch die langfristigen Aspekte der Nachfrage-Anpassung berücksichtigt werden: Während die Nachfrage kurzfristig sehr unelastisch ist, könnten dauerhaft hohe oder volatile Preise zu sinkendem Verbrauch bzw. zur Substitution von Erdöl in importierenden Industrie- und Schwellenländern führen, z.B. durch die vermehrte Einführung von Elektromobilität oder den Wechsel von Öl zu Erdgas beim Heizen. Solche Anpassungen der Technologien können den Konsum von Öl langfristig reduzieren. Es liegt daher im Interesse der Anbieter mit großen Reserven, Preisstabilität zu gewährleisten, um somit die Anreize für die Verbraucher zu vermeiden, ihre Abhängigkeit vom Öl zu reduzieren. Aus diesem Grund agierte Saudi-Arabien bisher oft als „Swing Producer“, also ausgleichend: es hielt ungenutzte Produktionskapazitäten vor, um jederzeit kurzfristige Lieferunterbrechungen und Schocks ausgleichen zu können.

Die Dynamik der kurzfristigen Schwankungen und des jüngsten Preissturzes

Strukturell wird der Rohölmarkt in der kurzen Frist von der verfügbaren Kapazität bestimmt, da die Nachfrage träge ist und Investitionen in Exploration und Produktionskapazitäten eine beträchtliche Vorlaufzeit benötigen. Ob Spekulationen an Rohstoffbörsen dabei einen dauerhaften Einfluss auf die Rohölpreise haben, wird sowohl in den Medien als auch in der akademischen Welt immer wieder debattiert.

Die Zusammenhänge zwischen den Erwartungen der Akteure an den Märkten für „Papier-Öl“ (Finanzderivate basierend auf Ölpreisen) und der zugrundeliegenden Marktstruktur von Angebot und Nachfrage zu entflechten ist eine gewaltige Herausforderung. Kaufmann und Ullman (2009) argumentieren, dass Spekulationen beim Preisanstieg 2008 zumindest einen verstärkenden Effekt hatten. Als Haupttreiber des Anstiegs der Preise bis 2008 werden aber von den meisten Ökonomen die stark gestiegene Nachfrage nach Öl in China und das gleichzeitige Einsetzen eines allgemeinen Rohstoffbooms angesehen (z.B. Smith, 2009).

Im Gegensatz dazu wurde der jüngste Rückgang des Preises vermutlich ausgelöst durch eine schwächere Nachfragentwicklung als erwartet, die zeitgleich mit einer starken Ausweitung der Produktionskapazitäten durch den Schieferöl-Boom in den USA (vgl. IEA, 2015) stattfand. Das enorme Wachstum der amerikanischen Ölproduktion führte zu starken Marktverzerrungen in Nordamerika, da traditionelle Angebots- und Nachfragemuster für verschiedene Rohöltypen umgedreht wurden und massive Infrastrukturengpässe verursachen (Kilian, 2014). Der WTI-Preis wich aufgrund der unzureichenden Transportkapazitäten aus Oklahoma heraus für einen längeren Zeitraum merklich von anderen Ölpreisen wie dem Brent ab (Abbildung 1).

Im Economist (2014) wurde argumentiert, dass die Entscheidung der OPEC vom November 2014, ihre Förderquote nicht zu senken, vom dem Wunsch getrieben wurde, die amerikanischen Schieferöl-Produzenten aus dem Markt zu drängen. Nach dieser Interpretation handelte die OPEC strategisch, um zukünftige

Investitionen in unkonventionelles Öl in Nordamerika zu verhindern und ihren Marktanteil zu verteidigen.

Es gibt jedoch auch eine alternative Deutungsmöglichkeit: die Fähigkeit zur Marktmachtausübung eines dominanten Anbieters hängt entscheidend von der Reaktion des Markts (d. h. der Nachfrage) und den Möglichkeiten der Wettbewerber ab, die zurückgehaltene Fördermenge des dominanten Anbieters zu kompensieren. Nach Huppmann (2013) wurde der Preisanstieg 2008 durch die Tatsache, dass bei den wettbewerblichen Anbietern (d. h. Nicht-OPEC-Staaten) nur eingeschränkt freie Produktionskapazitäten zur Verfügung standen, zumindest verstärkt. Der starke Nachfrageanstieg während des Rohstoffbooms erlaubte es also der OPEC, die Preise nach oben zu treiben, ohne ihren Marktanteil zu verlieren, da die Konkurrenten kurzfristig die zurückgehaltenen Mengen der OPEC nicht ausgleichen konnten.

Das Gegenteil könnte in den letzten Monaten passiert sein: Schieferöl hat die Kostenstruktur im globalen Erdölsektor signifikant verändert. Anstatt mit hohen Investitionsausgaben und niedrigen variablen Förderkosten (wie in der konventionellen Ölproduktion), kann die Schieferölproduktion zu relativ geringen Investitionskosten einfach an- und abgestellt werden, besitzt jedoch hohe Grenzkosten der Förderung.

Dies bedeutet, dass eine Reduktion der OPEC-Quote im Herbst/Winter 2014 unter Berücksichtigung der schwachen Nachfrage und des reichlichen Angebots vom Schieferöl leicht durch Nicht-OPEC-Anbieter hätte kompensiert werden können. Eine Reduktion der Quote hätte dementsprechend vermutlich nicht die Preise stabilisiert, sondern stattdessen nur zu einem Verlust des Marktanteils der OPEC geführt. Mit anderen Worten, die Ablehnung der OPEC, ihre Produktion zu reduzieren, könnte ein stillschweigendes Eingeständnis gewesen sein, dass – im derzeitigen Marktumfeld – ihre Fähigkeit zur Preisstabilisierung und Marktführerschaft stark eingeschränkt ist.

In der Rohölklemme

Der Preisverfall in der zweiten Jahreshälfte 2014 war zwar kein noch nie dagewesenes Ereignis, aber es kam doch überraschend und wurde vom Markt nicht antizipiert – es war ein sogenannter „black swan“. Der Schieferölboom und die unerwartet schwache Nachfrage haben die Märkte überrumpelt. Die bis dahin vorherrschende Erwartung einer stabilen Marktentwicklung mit einem Ölpreis rund um 100 Dollar je Barrel wurde nachdrücklich zerschlagen. Dies könnte als eine Bestätigung angesehen werden, dass die OPEC als eine dominante Anbietergruppe strategisch agiert und Wettbewerber mit hohen Förderkosten aus dem Markt drängt, um ihre eigene Position langfristig zu stärken. Die vergangenen Monate können aber auch so interpretiert werden, dass die OPEC von Marktentwicklungen, die außerhalb ihrer Kontrolle liegen, überholt wurde.

Werden die Schieferöl-Investitionen nun zurückgehen oder ist der derzeitige Trend nur eine umfassende Marktanpassung, welche durch eine Quotenreduzierung der OPEC nur hinausgezögert aber nicht vermieden worden wäre? Empirisch sind diese zwei Handlungsstränge praktisch nicht zu unterscheiden. Auch aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht ist die Entscheidung, welche der beiden Möglichkeiten die bessere und plausible Erklärung darstellt, fast unmöglich.

Schieferöl hat das Potenzial, die Struktur des Erdölmarkts in der näheren Zukunft zu ändern, weil es die kapitalintensive Kostenstruktur des Sektor umkehrt und die Anlaufphase neuer Förderkapazitäten verkürzt. Jedoch bleibt es noch abzuwarten, ob und in wie weit der Preissturz zu einem signifikanten und dauerhaften Rückgang der Investitionen geführt hat und in welchem Ausmaß es die Fähigkeit der

Schieferölproduzenten beeinflusst hat, schnell auf zukünftige Marktentwicklungen zu reagieren. Die Aussichten für Rohöl – vermutlich dem wichtigsten Rohstoff der heutigen Volkswirtschaften – und die Rolle der OPEC bleiben so unsicher, wie sie es immer waren.

Quellen

- Alhaji, A. F., & Huettner, D. (2000). The target revenue model and the world oil market: Empirical evidence from 1971 to 1994. *The Energy Journal*, 21(2), 121-144. DOI: [10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol21-No2-6](https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol21-No2-6)
- BP (2014). *Statistical Review of World Energy*. London, United Kingdom: BP p.l.c.
- Dibooglu, S., & AlGudhea, S. N. (2007). All time cheaters versus cheaters in distress: An examination of cheating and oil prices in OPEC. *Economic Systems*, 31(3), 292-310. DOI: [10.1016/j.ecosys.2007.06.001](https://doi.org/10.1016/j.ecosys.2007.06.001)
- EWG (2008): *Crude oil – The supply outlook*. Energy Watch Group. <http://energywatchgroup.org/crude-oil-report-2008/>
- Hart, R., & Spiro, D. (2011). The elephant in Hotelling's room. *Energy Policy*, 39(12), 7834-7838. DOI: [10.1016/j.enpol.2011.09.029](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.029)
- Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, 39(2), 137-175. DOI: [10.1086/254195](https://doi.org/10.1086/254195)
- Hubbert, M. K. (1962). *Energy Resources: A Report to the Committee on Natural Resources*. National Academy of Sciences.
- Huppmann, D. (2013). Endogenous shifts in OPEC market power – A Stackelberg oligopoly with fringe: DIW Discussion Paper 1313. http://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.424969.de
- Huppmann, D., & Holz, F. (2012). Crude oil market power – A shift in recent years? *The Energy Journal*, 33(4), 1-22. DOI: [10.5547/01956574.33.4.1](https://doi.org/10.5547/01956574.33.4.1)
- IEA (2013): *Resources to Reserves 2013: Oil, Gas and Coal Technologies for the Energy Markets of the Future*. International Energy Agency. DOI: [10.1787/9789264090705-en](https://doi.org/10.1787/9789264090705-en)
- IEA (2015). *Medium-Term Oil Market Report 2015*. International Energy Agency. DOI: [10.1787/oilmar-2015-en](https://doi.org/10.1787/oilmar-2015-en)
- Kaufmann, R. K. and B. Ullman (2009). Oil prices, speculation, and fundamentals: Interpreting causal relations among spot and futures prices. *Energy Economics* 31(4): 550-558. DOI: [10.1016/j.eneco.2009.01.013](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.01.013)
- Kilian, L. (2014). The impact of the shale oil revolution on U.S. oil and gasoline prices: CFS Working Paper, No. 499. http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2538422
- Livernois, J. (2009). On the empirical significance of the Hotelling rule. *Review of Environmental Economics and Policy*, 3(1), 22-41. DOI: [10.1093/reep/ren017](https://doi.org/10.1093/reep/ren017)
- OPEC. (2014). OPEC Bulletin 11-12. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OB11_122014.pdf
- Smith, J. L. (2009). World oil: Market or mayhem? *Journal of Economic Perspectives*, 23(3), 145-164. DOI: [10.1257/jep.23.3.145](https://doi.org/10.1257/jep.23.3.145)
- Spiro, D. (2014). Resource prices and planning horizons. *Journal of Economic Dynamics and Control*, 48(0), 159-175. DOI: [10.1016/j.jedc.2014.08.002](https://doi.org/10.1016/j.jedc.2014.08.002)
- The Economist. (2014). Sheikhs v shale – The new economics of oil. *The Economist*.
- Wirl, F. (2012). OPEC's Strategies. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36, 227-237. DOI: [10.1007/s12398-012-0085-1](https://doi.org/10.1007/s12398-012-0085-1)
- Yergin, D. (1991). *The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power*. New York: Simon & Schuster.

Impressum

DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
<http://www.diw.de>

ISSN 2198-3925

Alle Rechte vorbehalten
© 2015 DIW Berlin

Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.