

# Mineralölproduktion

Korrigierte Version



**Bericht** von Manfred Horn und Hella Engerer

## Gewinnung unkonventioneller Energieressourcen setzt OPEC künftig unter Druck

3

**Interview** mit Hella Engerer

## »Unkonventionelle Energieträger: Wie reagiert die OPEC?«

12

**Am aktuellen Rand** Kommentar von Georg Erber

## „Routerzwang“ verstößt gegen Netzneutralität

16



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e. V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
80. Jahrgang  
6. November 2013

#### Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake  
Prof. Dr. Tomaso Duso  
Dr. Ferdinand Fichtner  
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.  
Prof. Dr. Peter Haan  
Prof. Dr. Claudia Kemfert  
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.  
Dr. Kati Schindler  
Prof. Dr. Jürgen Schupp  
Prof. Dr. C. Katharina Spieß  
Prof. Dr. Gert G. Wagner

#### Chefredaktion

Sabine Fiedler  
Dr. Kurt Geppert

#### Redaktion

Renate Bogdanovic  
Sebastian Kollmann  
Dr. Richard Ochmann  
Dr. Wolf-Peter Schill

#### Lektorat

Prof. Dr. Anne Neumann

#### Textdokumentation

Manfred Schmidt

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49-30-89789-249  
presse@diw.de

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74  
77649 Offenburg  
leserservice@diw.de  
Tel. (01806) 14 00 50 25  
20 Cent pro Anruf  
ISSN 0012-1304

#### Gestaltung

Edenspiekermann

#### Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

#### Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –  
auch auszugsweise – nur mit Quellen-  
angabe und unter Zusendung eines  
Belegexemplars an die Serviceabteilung  
Kommunikation des DIW Berlin  
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.



Jede Woche liefert der Wochenbericht einen unabhängigen Blick auf die Wirtschaftsentwicklung in Deutschland und der Welt. Der Wochenbericht richtet sich an Führungskräfte in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft – mit Informationen und Analysen aus erster Hand.

Wenn Sie sich für ein Abonnement interessieren, können Sie zwischen den folgenden Optionen wählen:

**Jahresabo zum Vorzugspreis:** Der Wochenbericht zum Preis von 179,90 Euro im Jahr (inkl. MwSt. und Versand), gegenüber dem Einzelpreis von 7 Euro sparen Sie damit mehr als 40 Prozent.

**Studenten-Abo:** Studenten können den Wochenbericht bereits zum Preis von 49,90 Euro im Jahr abonnieren.

**Probe-Abo:** Sie möchten den Wochenbericht erst kennenlernen? Dann testen Sie sechs Hefte für nur 14,90 Euro.

**Bestellungen** richten Sie bitte an den

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 74, 77649 Offenburg  
Tel. (01806) 14 00 50 25,  
20 Cent/Anruf aus dem dt. Festnetz,  
60 Cent maximal/Anruf aus dem Mobilnetz  
leserservice@diw.de

#### Weitere Fragen?

DIW Kundenservice:

Telefon (030) 89789-245  
kundenservice@diw.de

Abbestellungen von Abonnements  
spätestens sechs Wochen vor Laufzeitende

## RÜCKBLLENDE: IM WOCHENBERICHT VOR 50 JAHREN

# Grundlagen der Wirtschaftsentwicklung 1964

Die an dieser Stelle vor Jahresfrist veröffentlichte Vorausschätzung der westdeutschen Wirtschaftsentwicklung 1963 ging von der Annahme öffentlichen Maßhaltens aus. Eine derartige Ausgabenpolitik – vor deren Auswirkung das Institut warnen wollte – hätte bedeutet, daß die Zunahme des öffentlichen Verbrauchs und der weitgehend öffentlich beeinflußten Bau-Investitionen denkbar klein geblieben und die verfügbaren Kapazitäten bei weitem nicht ausgenutzt worden wären. Diese Befürchtung hat sich nicht bestätigt, so daß auch die Entwicklung der Gesamtwirtschaft günstiger verlief als damals – konditional – vorausgeschätzt worden war.

Bei der Vorausschätzung für 1964 wird auf derartige Einschränkungen verzichtet und an die zuletzt im November 1961 veröffentlichte Form der „absoluten“ Prognose angeknüpft. Diese sucht über das Abtasten der ökonomischen Auswirkungen von deklarierten oder aus der jüngsten Vergangenheit abgeleiteten Verhaltensweisen des Staates, der Unternehmen, der Konsumenten hinaus auch mutmaßliche Änderungen ihrer Pläne selbst einzubeziehen. Zwar wird bestritten, daß die Wirtschaftswissenschaft dies zu leisten vermag (und in der Tat reicht das national-ökonomische Rüstzeug allein dazu nicht aus). Dennoch wird diesmal die absolute Prognose für möglich gehalten, weil die sogenannte autonome, von Markteinflüssen unabhängige oder sich bewußt über sie hinwegsetzende Komponente im politischen Handeln gegenüber der durch die „Situation“ (z. B. die vollen oder leeren Kassen) induzierten Komponente von begrenzter Bedeutung sein wird – und sie wird für notwendig gehalten, weil die politische wie wirtschaftliche Praxis sie brauchen. Freilich ist eine absolute Wirtschaftsprognose damit noch nicht „total“, d. h. mögliche militärische Konflikte und Naturkatastrophen bleiben selbstverständlich außer Ansatz.

aus dem Wochenbericht Nr. 45 vom 8. November 1963

# Gewinnung unkonventioneller Energieressourcen setzt OPEC künftig unter Druck

**Von Manfred Horn und Hella Engerer**

Die OPEC-Länder haben in den vergangenen Jahren stark vom steigenden Ölpreis profitiert. Die Nachfrage nach OPEC-Öl war – abgesehen von der weltweiten Krise 2008/2009 – hoch. Dies hat auch den Zusammenhalt innerhalb der OPEC stabilisiert. Künftig kann sich dies ändern, wenn aufgrund hoher Ölpreise der weltweite Ölverbrauch nur noch langsam steigt und zudem das Angebot von Nicht-OPEC-Staaten an unkonventionellen Energieträgern (zum Beispiel Rohöl auf Basis von Ölsand und -schiefer, Shale Gas) zunimmt. Davon betroffen wären insbesondere die Mitgliedsländer Saudi-Arabien, Iran und Irak, die ihr Produktionspotential trotz großer Ölreserven künftig nicht voll ausschöpfen könnten. Saudi-Arabien könnte zwar eine vorübergehende Drosselung seiner Produktion und den daraus resultierenden Rückgang seiner Exporterlöse verkraften, wäre aber kaum zu einer dauerhaften Einschränkung seiner Produktion bereit. Iran und Irak sind aufgrund ihrer schwierigen wirtschaftlichen Lage stärker als Saudi-Arabien auf die Einnahmen aus dem Ölexport angewiesen. Sollte es Iran und Irak gelingen, ihre politische Instabilität zu überwinden, so werden sie ihre Kapazitäten der Ölgewinnung so stark wie nur möglich ausbauen wollen, um über hohe Exporterlöse den Wiederaufbau ihrer Volkswirtschaften zu finanzieren. Dabei kann es zu Interessenkonflikten mit Saudi-Arabien kommen.

In den vergangenen Jahren wurden Entwicklungen in Gang gesetzt, die sich dämpfend auf die weltweite Nachfrage und stimulierend auf das Angebot von Öl ausgewirkt haben und dies mittel- und langfristig weiter bewirken können:

- Aufgrund der hohen Ölpreise bestanden Anreize, den Ölverbrauch zu senken und die Exploration zu intensivieren.
- (Große) Konsumenten wie Indien und China haben Subventionen auf den Erdölverbrauch abgebaut.
- In den USA wurde die unkonventionelle Ölgewinnung vorangetrieben, in Kanada insbesondere die Gewinnung von Öl auf Basis von Ölsand. Dies erhöhte das Angebot.
- Mithilfe von neuen Techniken wurde in den USA zudem das Aufkommen von unkonventionellem Erdgas (insbesondere Shale Gas<sup>1</sup>) massiv gesteigert und damit ein Umstieg von Erdöl auf Erdgas in verschiedenen Sektoren (Stromerzeugung, Transport) begünstigt.

Bislang haben diese Entwicklungen noch nicht ausgereicht, um die Abhängigkeit der weltweiten Ölversorgung vom politisch instabilen Mittleren Osten grundlegend zu reduzieren. Aktuell ist die Nachfrage nach OPEC-Öl weiterhin hoch, und Saudi-Arabien kann auf hohem Niveau produzieren. Es stellt sich allerdings die Frage, ob die derzeitige Situation der Vorbote einer Entwicklung sein könnte, wie sie sich Mitte der 80er Jahre abgespielt hat. Damals war Saudi-Arabien nicht länger bereit, Rückgänge der Nachfrage nach OPEC-Öl durch eine Senkung seiner Produktion abzufedern, und hat dadurch einen drastischen Rückgang des Ölpreises ausgelöst.

## Ölpreisschocks und Nachfrage nach OPEC-Öl

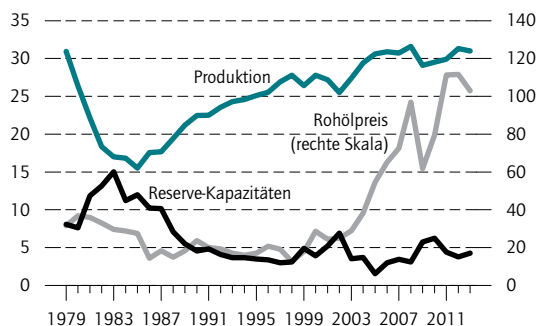
Der Ölpreisschock in den 70er Jahren hatte – auch bedingt durch einen restriktiven Kurs der Zentral-

<sup>1</sup> Erdgas in Tonsteinen.

Abbildung 1

### Rohölpreis, Produktion und Reservekapazitäten der OPEC

In Millionen Barrel pro Tag (links)  
und US-Dollar je Barrel (rechts)



Quelle: Internationale Energieagentur.

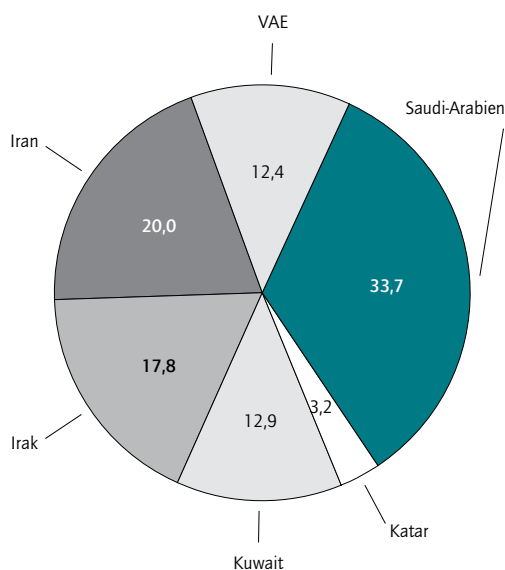
© DIW Berlin 2013

Die Rohölproduktion der OPEC hat sich Mitte der 80er Jahre halbiert.

Abbildung 2

### Konventionelle Ölreserven der OPEC-Golfstaaten

Anteile in Prozent



Quelle: OPEC, Annual Statistical Bulletin 2013.

© DIW Berlin 2013

Saudi-Arabien besitzt die größten Ölreserven am Golf.

banken – zu einem konjunkturellen Einbruch der Weltwirtschaft und zu einem Rückgang des Weltölverbrauchs zwischen 1979 und 1983 um etwa sechs auf 58 Millionen Barrel pro Tag (mbd) geführt. Mit etwa 12 mbd blieben über 40 Prozent des Produktionspotentials (Reservekapazitäten) der OPEC ungenutzt (Abbildung 1). Die OPEC musste dabei ihre Produktion weit stärker reduzieren, als der weltweite Ölverbrauch zurückging; ihre Produktion halbierte sich bis 1985 auf 16 mbd. Ursache für diesen starken Rückgang war, dass der Ölpreisschub in den 70er Jahren die Ölproduktion insbesondere in der Nordsee und in Alaska wirtschaftlich machte und so zu einer Steigerung der Ölgewinnung außerhalb der OPEC beitrug.<sup>2</sup> Die OPEC-Mitgliedstaaten versuchten, dem Ölpreisrückgang entgegenzuwirken, indem sie ihr Angebot reduzierten. Insbesondere Saudi-Arabien als größter Anbieter der Golfregion passte seine Ölförderung der sinkenden Nachfrage an und agierte als sogenannter *Swing Supplier*; die Produktion sank von 1979 bis 1985 von knapp 10 mbd auf gut 3 mbd – also etwa um zwei Drittel. Saudi-Arabien nahm damit drastisch sinkende Erlöse aus Rohölexporten in Kauf. Die Rolle als *Swing Supplier* gab Saudi-Arabien 1986 auf. Dadurch kam es zu einem Verfall des Ölpreises auf unter 15 US-Dollar pro Barrel. In den Folgejahren bis zum Jahr 2000 schwankten die Rohölpreise um 20 US-Dollar je Barrel.

Nach dem Ölpreisverfall Mitte der 80er Jahre sind der Weltölverbrauch und die Nachfrage nach OPEC-Öl wieder stark gestiegen. Die Rohölproduktion der OPEC-Länder insgesamt hat sich seitdem mehr als verdoppelt. Während bei der OPEC insgesamt der Anstieg über den gesamten Zeitraum – wenn auch mit abnehmender Dynamik – erfolgte, konnte Saudi-Arabien seine Rohölgewinnung nur bis Anfang der 90er Jahre deutlich steigern, danach stagnierte sie unter 10 mbd.<sup>3</sup>

Ab 2004 kam es erneut zu einer drastischen Steigerung des Ölpreises.<sup>4</sup> Dazu dürfte beigetragen haben, dass die OPEC ihre Produktionskapazitäten bis Mitte der 90er Jahre nicht und danach geringer steigerte, als die Nachfrage anzog. Das hatte zur Folge, dass ihre freien Produktionskapazitäten (Reservekapazitäten) bis 2005 auf nur noch 1,5 mbd gesunken waren und damit einen Tiefstand erreichten.

<sup>2</sup> Horn, M. (1985): Perspektiven der Ölpreisentwicklung. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 28/1985.

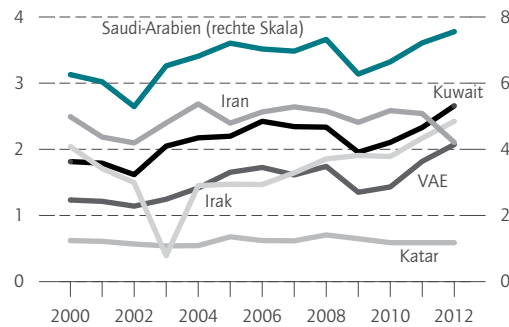
<sup>3</sup> Einschließlich Natural Gas Liquides (NGL) hat Saudi-Arabien diese Marke seit 2011 überschritten.

<sup>4</sup> Horn, M. (2004): OPEC Ölpreise auf hohem Niveau: Neuorientierung ihrer Preispolitik? Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 8/2004; sowie Kemfert, C., Horn, M. (2005): Wohin entwickelt sich der Ölpreis. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 41/2005.

Abbildung 3

### Rohölexporte der Golfstaaten

In Millionen Barrel pro Tag



Quelle: OPEC, Annual Statistical Bulletin 2013.

© DIW Berlin 2013

Die Rohölexporte des Iran sind zuletzt zurückgegangen.

Der drastische Ölpreisanstieg in den folgenden Jahren bis 2008 und seit 2010 hat die Weltölnachfrage und den Anstieg der Nachfrage nach OPEC-Öl gebremst. In den Jahren 2008 und 2009 wurde der Anstieg des Verbrauchs durch einen scharfen Konjunkturereinbruch unterbrochen. Der Weltölverbrauch ist dabei mit insgesamt etwa 1,5 mbd indes nur etwa ein Viertel so stark zurückgegangen wie nach der Ölpreiseskalation in den 70er Jahren. Bereits 2010 wurde der bisherige Höchstwert des Weltölverbrauchs wieder überschritten.<sup>5</sup> Aufgrund der starken weltwirtschaftlichen Dynamik hat der Weltölverbrauch absolut weiter zugenommen, und die Reservekapazitäten der OPEC,<sup>6</sup> zu denen Saudi-Arabien den größten Beitrag leistet, stiegen bis 2013 immerhin wieder auf über 4 mbd an.

### Golfstaaten:

#### Hohe Reserven, steigende Exporte

Die OPEC-Länder am Golf verfügen über knapp die Hälfte der weltweiten Ölreserven.<sup>7,8</sup> Dabei handelt es sich vor allem um konventionelle Reserven. Von den Reserven am Golf lagert ein Drittel in Saudi-Arabien.

<sup>5</sup> BP (2013): Statistical Review of World Energy.

<sup>6</sup> Zaklan, A., Bernoth, K., Huppmann D., Kemfert C., Hirschhausen, C. von (2011): Entwicklung der Erdölmärkte. Reservekapazität im Nahen Osten wirkt derzeit stabilisierend. DIW Wochenbericht Nr. 21/2011.

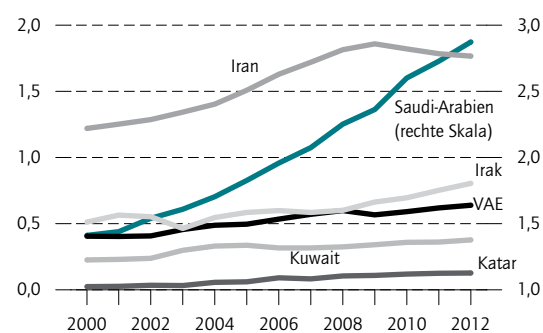
<sup>7</sup> Betrachtet werden OPEC-Länder am Persischen Golf: Saudi-Arabien, die Vereinigten Arabischen Emirate, Iran, Irak, Katar und Kuwait.

<sup>8</sup> Bundesinstitut für Geowissenschaften und Rohstoffe, DERA Rohstoffinformationen 15 (2012): Energiestudie 2012 – Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen, [www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie\\_node.html](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie_node.html).

Abbildung 4

### Verbrauch an Erdölprodukten

In Millionen Barrel pro Tag



Quelle: OPEC, Annual Statistical Bulletin 2013.

© DIW Berlin 2013

Der inländische Verbrauch Saudi-Arabien ist besonders stark gestiegen.

Iran und Irak haben mit 20 beziehungsweise 18 Prozent ebenfalls bedeutende Reserven (Abbildung 2).

Im Jahr 2012 hat die Ölproduktion der Golfregion das Niveau vor der Krise 2008 wieder überschritten. Dabei hat vor allem Saudi-Arabien sein Fördervolumen ausgeweitet. Leichte Zuwächse gab es auch im Irak, während die Produktion im Iran stagniert. Der Produktionszuwachs ermöglichte auch steigende Mineralölexporte. Die Rohölexporte des Mittleren Ostens sind auf einen Höchststand von etwa 18 mbd im Jahr 2012 gestiegen. Davon entfallen auf Saudi-Arabien etwa 40 Prozent. Der Export von Erdölprodukten hat 2012 wieder das Niveau von vor der weltweiten Krise erreicht (Abbildung 3).

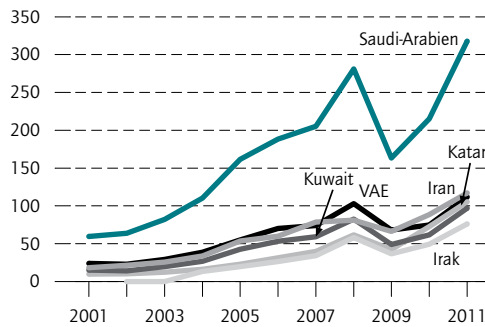
Der inländische Verbrauch an Erdölprodukten stieg in den meisten OPEC-Ländern, besonders stark in Saudi-Arabien (Abbildung 4). Dies ist auch eine Folge des Bevölkerungswachstums. Jedoch stieg mit Ausnahme von Iran, Kuwait und den Vereinigten Arabischen Emirate (VAE) auch der Pro-Kopf-Verbrauch. Im Iran nahm der inländische Verbrauch hingegen aufgrund der Streichung von Subventionen leicht ab.

### Finanzielle Reserven steigen – Strukturprobleme bleiben

Die Golfstaaten haben in den vergangenen zehn Jahren vom gestiegenen Ölpreis profitiert. Die Exporterlöse aus Mineralölausfuhren haben – mit Ausnahme des durch die Finanzkrise 2008/2009 verursachten Nachfragerückgangs – in allen Golfstaaten stark zugenommen.

Abbildung 5

### Erlöse aus Mineralölexporten (netto) In Milliarden US-Dollar



Quelle: IWF, World Economic Outlook Database, April 2013.

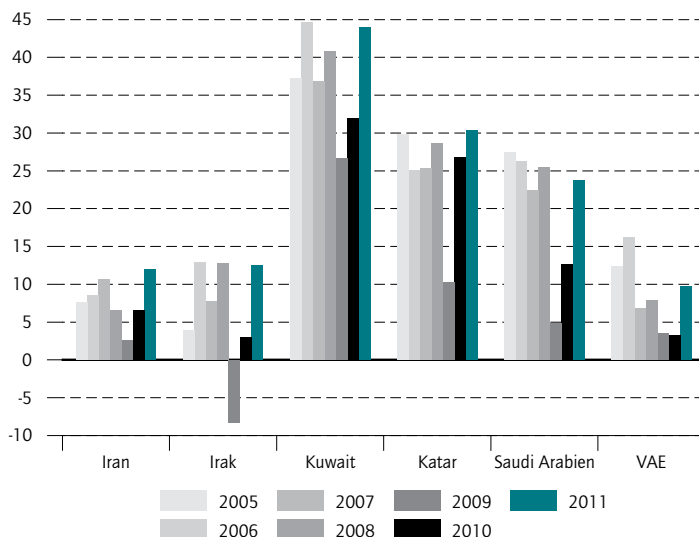
© DIW Berlin 2013

Die Erlöse aus Mineralölexporten sind seit 2009 kräftig gestiegen.

Abbildung 6

### Leistungsbilanzsalden

Relation zum Bruttoinlandsprodukt in Prozent



Quelle: IWF, World Economic Outlook Database, April 2013.

© DIW Berlin 2013

Nach der Krise 2009 wurden wieder hohe Leistungsbilanzüberschüsse erzielt.

Besonders kräftig stiegen sie aufgrund der starken Ausweitung der Exporte in Saudi-Arabien (Abbildung 5). Das Land hat dabei auch seine Leistungsbilanzüberschüsse deutlich ausweiten können. Dies gilt auch für die kleineren Anbieter Kuwait und Katar. Demgegenüber blieben in Iran und Irak die Leistungsbilanzüberschüsse moderat (Abbildung 6).

Neben Leistungsbilanzüberschüssen waren in den meisten der hier betrachteten Länder in den vergangenen Jahren auch die Salden der öffentlichen Haushalte durchgängig positiv, und es konnten auch finanzielle Reserven gebildet werden. Zur Verwaltung der Überschüsse haben die Länder neben konventionellen Anlageformen zweckgebundene Fonds gegründet, die unter anderem zur Stabilisierung verwendet werden können. Über hohe Finanzreserven verfügen die Vereinigten Arabischen Emirate sowie Saudi-Arabien. Im Iran und Irak sind die finanziellen Reserven hingegen gering, sodass die beiden Länder einen Verfall der Ölpreise kaum abfedern können. Im Irak wurde der sogenannte *Development Fund* im Zug der Krise 2008 genutzt, um die mit dem Rückgang des Ölpreises um 35 US-Dollar pro Barrel verbundenen Einnahmeausfälle aufzufangen. Die Mittel des Fonds sanken dabei um fast 20 Milliarden US-Dollar auf 7,7 Milliarden US-Dollar bis Mitte 2009.<sup>9</sup> Abgesehen von Irak und Iran haben die anderen Golfstaaten hingegen einen finanziellen Puffer, um eine Phase rückläufiger Exporterlöse zu überbrücken.

Auf die im Zug der Krise 2008 sinkenden Exporterlöse haben viele Golfstaaten vorübergehend mit Kürzungen ihrer Staatsausgaben reagiert. Das trifft insbesondere auf Iran, Irak, Kuwait und mit Einschränkungen auf die VAE zu. Ausnahmen sind Katar, das neben Erlösen aus Ölexporten über erhebliche Erlöse aus dem Export von Erdgas verfügt, sowie Saudi-Arabien, das seine Ausgaben während der Krise nur wenig veränderte. Saudi-Arabien verfolgt grundsätzlich eine konservative Budgetpolitik. Aus den in den letzten Jahren erzielten Überschüssen wurden auch Reserven bei der Nationalbank gebildet.<sup>10</sup>

Nach der weltweiten Krise haben die meisten Golfstaaten die aus den gestiegenen Einnahmen resultierenden Spielräume für Ausgabensteigerungen genutzt.<sup>11</sup> Mit den öffentlichen Ausgaben ist auch der sogenannte *Breakeven*-Ölpreis in den meisten Golfstaaten in den vergangenen Jahren gestiegen. Der *Breakeven*-Ölpreis wird vom inter-

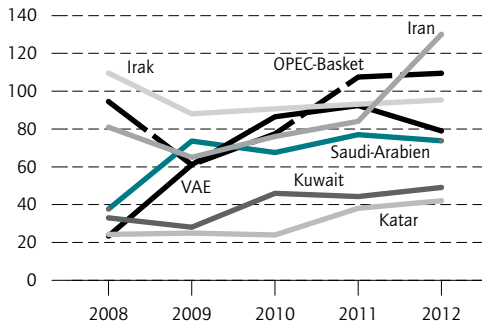
<sup>9</sup> International Monetary Fund (2013): Iraq. Selected Issues, 26. April 2013, [www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=40803.0](http://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=40803.0).

<sup>10</sup> International Monetary Fund (2013): Saudi Arabia. IMF Country Report No. 13/229, Juli, [www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=40817.0](http://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.aspx?sk=40817.0).

<sup>11</sup> Auch Saudi-Arabien hat umfangreiche Ausgaben getätigt. Hierzu gehört die Auflage eines Wohnungsbauprogramms im Jahr 2011, um der Nachfrage nach Wohnungen einer rasch wachsenden Bevölkerung nachzukommen; im Jahr 2012 folgten Ausgaben für Infrastrukturprojekte und zusätzliche Lohnzahlungen.

Abbildung 7

### Fiscal-Breakeven- und OPEC-Basket-Preis In US-Dollar je Barrel



Quelle: International Monetary Fund, Regional Economic Outlook Update: Middle East & Central Asia, Statistical Appendix.

© DIW Berlin 2013

Im Iran lag 2012 der Breakeven-Preis über dem OPEC-Basket-Preis.

nationalen Währungsfonds (IWF) errechnet als derjenige Ölpreis, bei dem der Staatshaushalt ausgeglichen wäre. Ein Vergleich der *Breakeven*-Ölpreise der Golfstaaten mit dem OPEC-Basket-Preis (gewichteter Durchschnittspreis) zeigt, dass mit Ausnahme Irans die *Breakeven*-Ölpreise der Golfstaaten zwar noch unter dem OPEC-Basket-Preis liegen, der Spielraum jedoch enger geworden ist (Abbildung 7). Damit sind weiteren Ausgabensteigerungen – bei ansonsten gleich bleibenden Bedingungen – Grenzen gesetzt. Dies gilt insbesondere für den Irak, der einen hohen Finanzbedarf zum Wiederaufbau des Landes hat.

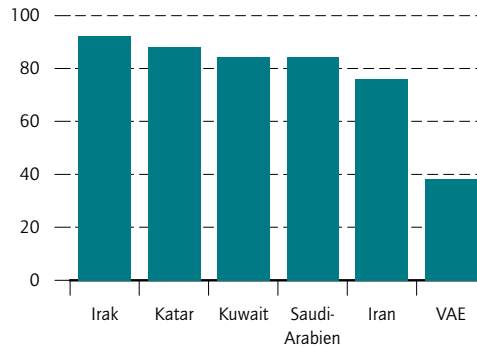
Kommt es zu einem Rückgang des OPEC-Basket-Preises, so kann sich die fiskalische Situation mittelfristig verschlechtern und einige Länder wären gezwungen, ihre bislang verdeckten strukturellen Probleme anzugehen. Hierzu gehören die einseitige Ausrichtung auf den Ölsektor und die hohen Subventionen auf den inländischen Energie-, darunter auch den Ölverbrauch:

- Die Länder der Golfregion sind in hohem Maß von Erdölexporten abhängig, die VAE und Katar auch von Erdgasexporten. Vielen der Länder ist es bislang nicht ausreichend gelungen, neben dem Ölsektor weitere Branchen aufzubauen, die zum Export beitragen und auf dem Weltmarkt wettbewerbsfähige Produkte anbieten (Abbildung 8).
- Der hohe inländische Energieverbrauch ist nicht zuletzt auf eine starke Subventionierung von Energie, darunter Mineralöl, zurückzuführen. Dies fördert die Energieverschwendung und belastet den Staatshaushalt. Nach Angaben des IWF entsprachen die Subventionen auf Erdölprodukte in den Golfstaaten

Abbildung 8

### Anteil der Mineralölexporte (netto) für die Gesamtexporte 2011

Anteile in Prozent



Quelle: IWF, World Economic Outlook Database, April 2013.

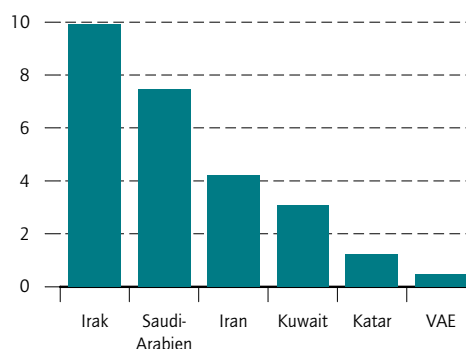
© DIW Berlin 2013

In den Golfstaaten haben die Ölexporte einen großen Anteil an den gesamten Ausfuhren.

Abbildung 9

### Subventionen auf Erdölprodukte 2011

Relation zum Bruttoinlandsprodukt in Prozent



Quelle: International Monetary Fund, Energy Subsidy Reform – Lessons and Implications. 28. Januar 2013.

© DIW Berlin 2013

Im Irak entsprechen die Subventionen auf Erdölprodukte fast zehn Prozent des Bruttoinlandsprodukts.

zwischen 0,5 und zehn Prozent des Bruttoinlandsprodukts im Jahr 2011. Besonders hoch waren sie im Irak, Saudi-Arabien und Iran. Allerdings ist im Iran Ende 2010 eine Reform eingeleitet worden, die bis 2015 einen schrittweisen Abbau der Subventionen und damit eine Erhöhung der inländischen Energiepreise vorsieht. Der Ölverbrauch im Iran ist seit-her leicht rückläufig (Abbildung 9).

Die Streichung von Subventionen und weitere strukturelle Reformmaßnahmen sind grundsätzlich mit sozialen Folgekosten verbunden. Diese sind in den teilweise politisch instabilen Ländern der Golfregion aber derzeit nur schwer durchsetzbar. Die Länder versuchen daher, derartige Maßnahmen zu vermeiden oder hinauszuzögern.

Iran und Irak könnten aufgrund ihrer hohen Ölreserven ihre Exportmengen erhöhen und hierdurch ihre Erlöse stabilisieren. Eine solche Entwicklung würde bei gedämpfter Nachfrage nach OPEC-Rohöl allerdings den Absatz der übrigen OPEC-Länder mindern, und das ging vor allem zulasten Saudi-Arabiens.

### Interessenkonflikte innerhalb der OPEC

Zur langfristigen Entwicklung der Ölnachfrage und des Ölangebots liegen aktuelle Szenarien der Energy Information Administration (EIA), der OPEC und der BP<sup>12</sup> vor, die in Hinblick auf die künftige Nachfrage nach OPEC-Öl tendenziell zu gleichen Ergebnissen kommen. Bei den folgenden Überlegungen gehen wir von Szenarien der EIA für die Jahre bis 2030 aus:

Im Referenzfall des *International Energy Outlook 2013* der EIA<sup>13</sup> wird angenommen, dass die Rohölpreise bis 2030 auf 130 (Referenzfall) beziehungsweise auf 192 (Szenario *Hohe Preise*) US-Dollar je Barrel (zu Preisen von 2011) steigen; im Szenario *Niedrige Preise* sinken sie auf 72 US-Dollar je Barrel. Die weltweite Mineralölgewinnung (einschließlich Kondensate und Natural Gas Liquids) wird im Referenzfall von 2011 bis 2030 von 87 auf 104 mbd steigen, im Szenario *Hohe Preise* auf 99 mbd und im Szenario *Niedrige Preise* auf 105 mbd. Die Produktion der OPEC würde nach EIA von 35 mbd im Jahr 2011 auf 39 mbd (Szenario *Hohe Preise*) beziehungsweise auf 50 mbd (Szenario *Niedrige Preise*) im Jahr 2030 steigen, im Referenzfall auf 43 mbd. Die Produktion der OPEC-Länder im Mittleren Osten würde von 25,4 mbd im Jahr 2011 auf 27,9 (Szenario *Hohe Ölpreise*) bis 35,8 mbd (Szenario *Niedrige Ölpreise*) zunehmen; im Referenzfall auf 30,4 mbd (Abbildung 10).

Im Folgenden werden auf der Grundlage dieser Szenarien weitere Überlegungen zur möglichen künftigen Entwicklung der Ölgewinnung in den wichtigen Produzentenländern im Mittleren Osten angestellt. Im Status-quo-Fall wird angenommen, dass Saudi-Arabien, Irak und Iran künftig zusammen einen Anteil von 72 Prozent an der Produktion des Mittleren Ostens ha-

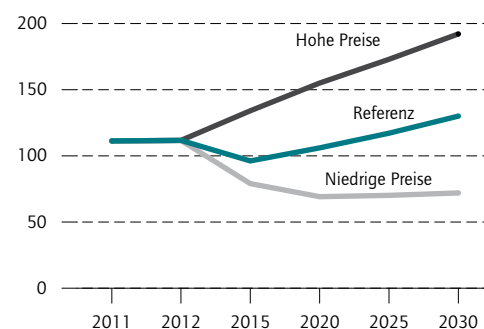
ben werden. Die Länderanteile können sich je nach Produktionsentwicklung in den einzelnen Ländern erheblich verändern.<sup>14</sup> Da vor allem der Irak, in geringerem Umfang auch der Iran, seine Produktion stärker erhöhen kann, wird zusätzlich geprüft, welche Auswirkungen deutliche Produktionssteigerungen dieser Länder auf den möglichen Absatz von Rohöl aus Saudi-Arabien hätten, wenn Saudi-Arabien auch in einem solchen Fall die Rolle eines *Swing Producer* übernehmen würde.

Saudi-Arabien wird bei einem im Status-quo-Fall zu erwartenden geringen Produktionsanstieg im Iran und Irak und bei anhaltend hohen Preisen (Referenzfall, Status quo) den Stand der Ölgewinnung aus dem Jahr 2012 (etwa 11,5 mbd Rohöl, Kondensat und NGL) etwa um 2020 wieder erreichen, bei deutlich steigenden Preisen (Szenario *Hohe Preise*) erst fünf bis zehn Jahre später. Sinken die Preise deutlich (Szenario *Niedrige Preise*), könnte aufgrund der in diesem Fall höheren Nachfrage nach OPEC-Öl die Ölproduktion Saudi-Arabiens im Jahr 2020 die Produktion von 2012 bereits wieder deutlich übertreffen. Dabei steigt im Referenzfall der Preis bis 2020 auf 106 US-Dollar pro Barrel, bei hohen Preisen

<sup>14</sup> Die EIA prüft diese Auswirkungen im aktuellen *International Energy Outlook* für das Jahr 2040. Dabei wird unterstellt, dass Saudi-Arabien, Iran und Irak 72 Prozent der Nachfrage nach OPEC-Öl aus dem Mittleren Osten decken. Davon entfallen auf Saudi-Arabien 62 Prozent, auf den Iran 24 Prozent und den Irak 14 Prozent. EIA (2013), a. a. O., 31 ff. In den hier vorgestellten eigenen Berechnungen bis 2030 wurde angenommen, dass der Iran aufgrund der Sanktionen einen geringeren Beitrag leisten wird (20 Prozent), dafür Saudi-Arabien (64 Prozent) und Irak (16 Prozent) einen etwas größeren.

Abbildung 10

### Szenarien der Ölpreisentwicklung US-Dollar<sup>1</sup> je Barrel Rohöl



<sup>1</sup> Zu Preisen von 2011.

Quelle: EIA.

<sup>12</sup> BP (2013): BP Energy Outlook 2030, [www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/statistical-review-of-world-energy-2013/energy-outlook-downloads.html](http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/statistical-review-of-world-energy-2013/energy-outlook-downloads.html).

<sup>13</sup> EIA (2013): *International Energy Outlook 2013*. Washington, D.C.

werden knapp 155 US-Dollar pro Barrel und bei niedrigen Preisen werden knapp 70 US-Dollar pro Barrel erreicht, jeweils zu Preisen von 2011. Letzteres läge unter dem derzeit ermittelten *Breakeven*-Niveau für die Golfstaaten mit Ausnahme von Kuwait und Katar. Bei derart niedrigen Ölpreisen geraten Länder wie Saudi-Arabien, Irak und Iran also unter fiskalischen Druck.

Die Exporte Saudi-Arabien erholen sich nur langsam, da der inländische Verbrauch deutlich stärker steigt als die Produktion. Die Exportmengen und -erlöse nehmen mittelfristig im Referenzfall bis 2015 deutlich ab und liegen auch 2020 noch etwas unter dem Wert von 2012; im Jahr 2030 liegen sie etwas über dem von 2012 (Abbildung 11). Bei hohen Ölpreisen gehen die Exporterlöse Saudi-Arabien bis 2015 nur gering zurück und steigen bis 2030 gegenüber 2012 um mehr als die Hälfte. Bei niedrigen Ölpreisen sinken die Erlöse bis 2015 sogar um ein Drittel, und der Ausgangswert wird bis zum Jahr 2030 nicht mehr erreicht.

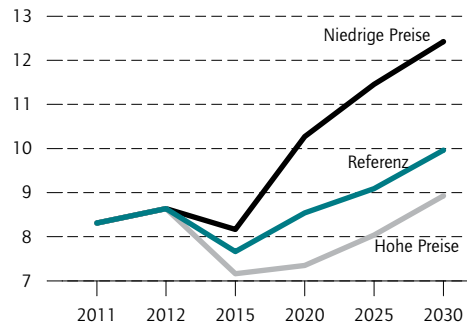
Bei den übrigen OPEC-Staaten im Mittleren Osten ist wegen der vergleichsweise geringen Veränderung der Produktion die Preisentwicklung für Rohöl maßgeblich für die Entwicklung der Exporterlöse. Im Iran und Irak würden im Referenzfall die Erlöse bis 2015 zurückgehen und sich nach 2020 wieder erholen. Bei hohen Ölpreisen würden die Exporterlöse dieser Länder nach einem vorübergehenden Rückgang bis 2015 wieder deutlich anziehen, bei niedrigen Ölpreisen würden sie bis 2030 nicht mehr das Niveau von 2012 erreichen. Bislang wurde unterstellt, dass es nicht gelingen wird, die politische Situation im Irak und Iran zu stabilisieren. Daher können diese Länder ihre Potentiale zur Ölgewinnung nicht voll ausschöpfen. Diese Annahme ist vor allem in der mittelfristigen Perspektive plausibel.

Langfristig ist eine andere Entwicklung indes nicht ausgeschlossen. Insbesondere der Irak könnte aufgrund seiner großen Reserven seine Ölgewinnung von 2012 bis zum Jahr 2030 um maximal 5 mbd (von 3 auf 8 mbd) steigern. Auch der Iran könnte seine Produktion bis 2030 um ein mbd stärker erhöhen, als im Referenzfall angenommen wird. Würde es beiden Ländern gelingen, in den kommenden Jahren das Produktionspotential voll auszuschöpfen, würden sich ihre Exporterlöse bei einer Preisentwicklung entsprechend dem Referenzfall deutlich erhöhen, die Exporterlöse des Iraks sogar um nahezu das Vierfache. Würde Saudi-Arabien als *Swing Producer* die Mehrproduktion dieser Länder ausgleichen, so müsste seine Ölgewinnung entsprechend sinken. Dann würden die saudischen Exporterlöse langfristig etwa halbiert (Abbildung 12). Auch bei deutlich steigenden oder sinkenden Preisen (Szenario *Hohe* beziehungsweise *Niedrige Preise*) würden die Exporterlöse Saudi-Arabien zurückgehen, da die positiven bezie-

Abbildung 11

### Rohölexporte Saudi-Arabien nach Preisszenarien

In Millionen Barrel pro Tag



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

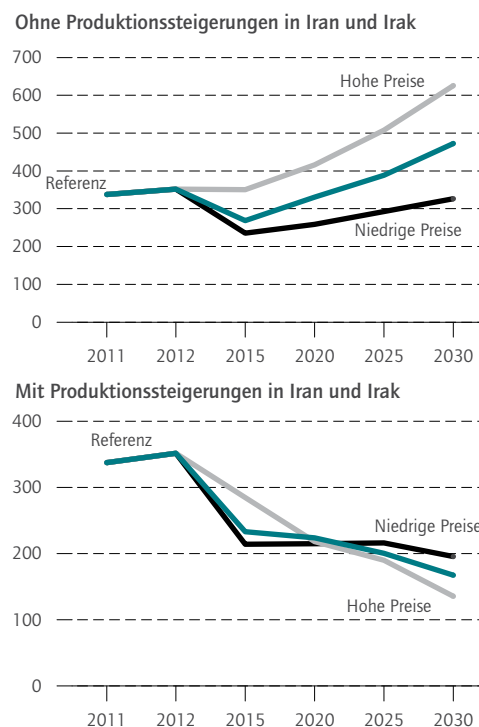
© DIW Berlin 2013

Im Szenario niedriger Preise steigen die Ölexporte Saudi-Arabien 2030 auf über 12 Millionen Barrel pro Tag.

Abbildung 12

### Exporterlöse Saudi-Arabien nach Preis-Szenarien

In Milliarden US-Dollar



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Produktionssteigerungen in Iran und Irak hätten große Auswirkungen auf die Exporterlöse Saudi-Arabien.

hungsweise negativen Preiseffekte durch gegenläufige Mengeneffekte weitgehend kompensiert werden. Auch wenn Saudi-Arabien über einen erheblichen finanziellen Puffer verfügt, ist bei einer solchen Entwicklung fraglich, ob das Land weiterhin bereit wäre, durch Produktionseinschränkungen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage beizutragen.

Der Mineralölabsatz der OPEC kann langfristig noch stärker sinken als in den Szenarien angenommen, wenn bislang nicht berücksichtigte technische Fortschritte sowie Veränderungen der Energiepolitik (zum Beispiel starker Abbau von Subventionen) stattfinden. So könnte das Angebot an Rohöl steigen, wenn es den USA gelingen sollte, bei der Gewinnung von unkonventionellem Öl (zum Beispiel Schieferöl) ähnliche Erfolge zu erzielen wie bei unkonventionellem Erdgas (Shale Gas). Zwar wird im Referenzfall der EIA ein deutlicher Produktionsanstieg beim unkonventionellen Öl in den USA angenommen. Es könnte aber durchaus sein, dass diese Ölproduktion noch deutlich stärker erhöht werden kann. Auch weitere Fortschritte bei der Technik zur Gewinnung von regenerativen Energien sind denkbar, sodass deren Bedeutung stärker steigen kann, als heute angenommen. All dies kann dazu beitragen, dass die Nachfrage nach OPEC-Öl weiter zurückgedrängt wird. Die OPEC hält einen Rückgang auf knapp 24 mbd (von aktuell gut 30 mbd) bis 2020 für möglich.<sup>15</sup> Diese Anpassung wird Saudi-Arabien kaum allein leisten wollen. Wenn Irak und Iran ihre Produktion gleichzeitig erhöhen, wäre Saudi-Arabien dazu gar nicht in der Lage. Wenn eine Abstimmung mit weiteren Ölproduzenten, zum Beispiel Russland oder Brasilien, nicht gelänge, wäre ein Preisverfall für Rohöl wahrscheinlich.

<sup>15</sup> OPEC (2012): World Oil Outlook 2012. Wien. Bei diesen Zahlen sind Natural Gas Liquids nicht berücksichtigt.

**Manfred Horn** war wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [mhorn@diw.de](mailto:mhorn@diw.de)

## Fazit

Der massive Anstieg des Ölpreises seit Ende der 90er Jahre hat die Zunahme des weltweiten Ölverbrauchs zwar gedämpft, aber bisher nicht zu einem nachhaltigen Rückgang der Nachfrage geführt. Die OPEC-Länder, darunter auch ihr wichtigstes Mitglied Saudi-Arabien, können derzeit ihre Produktionskapazitäten stark auslasten.

Nach aktuellen Szenarien (EIA, OPEC, BP) bleibt die Nachfrage nach OPEC-Öl auch langfristig hinter dem Produktionspotential der OPEC zurück. Vor allem das große Potential von Iran und Irak wird nicht voll ausgeschöpft. Bei einem starken Ausbau der Produktionskapazitäten insbesondere im Irak wäre Saudi-Arabien sicher nicht mehr bereit, einen dauerhaften Absatzzrückgang der OPEC durch Einschränkung seiner Produktion auszugleichen. Demgegenüber sind Iran und Irak aufgrund ihrer schwierigen wirtschaftlichen Lage stärker als Saudi-Arabien auf die Einnahmen aus dem Ölexport angewiesen. Bei einer Stabilisierung der politischen Lage werden sie versuchen, ihre Kapazitäten der Ölgewinnung so stark wie nur möglich zu steigern, um den Wiederaufbau und die wirtschaftliche Entwicklung zu finanzieren.

Falls die Gewinnung unkonventioneller Energieträger in anderen Regionen der Welt stärker steigt als bislang erwartet und die Nachfrage nach OPEC-Öl sogar sinkt, wird der Interessenskonflikt zwischen den Ländern an Schärfe zunehmen. In einem solchen Fall wäre Saudi-Arabien allein nicht mehr in der Lage, durch eine Anpassung seiner Förderleistung Angebot und Nachfrage auszugleichen. Um die Rohölpreise in diesem Fall auf hohem Niveau zu halten, müsste die Last der Anpassung auf mehrere Schultern verteilt und zwischen den großen Förderländern ein neuer Interessensausgleich gefunden werden. Eine so grundlegende Umgestaltung des Weltölmarktes ist bisherigen Erfahrungen nach nur in einer Krisensituation möglich, in der die bestehende Ölmarktordnung zusammenbricht und einige Förderländer aufgrund anhaltend niedriger Ölpreise in existentielle Finanznöte geraten.

**Hella Engerer** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | [hengerer@diw.de](mailto:hengerer@diw.de)

### PRODUCTION OF UNCONVENTIONAL ENERGY RESOURCES PUTS PRESSURE ON OPEC IN FUTURE

---

**Abstract:** OPEC countries has benefited from the increase of oil prices in the past few years. Except the worldwide crisis 2008/2009 the demand of oil from OPEC countries was high stabilizing the cohesion within the OPEC. However, this might change in the future: Worldwide demand may not grow as fast as assumed in actual projections due to reduction of subsidies for oil consumption or other demand restricting changes of energy policy. Supply of unconventional energy (oil sand, shale gas) from non-OPEC countries may increase more as projected. In this case it is possible that demand for OPEC-crude could fall in the long term. In particular, this would affect OPEC-countries with high

energy reserves: Saudi Arabia, Iran and Iraq which cannot realize their production potential completely altogether. In that case, Saudi-Arabia could reduce its crude oil production and temporarily accept decreases of oil export revenues. However, the country certainly is not willing to permanently reduce production and thus forego oil revenues. On the other side Iran and Iraq depend on oil export revenues to finance reconstruction. Therefore, in a more stable political environment both countries will strongly increase their oil production and boost oil revenues at the expense of Saudi-Arabia. This conflict of interests threatens OPEC's internal cohesion and its power to control oil prices.

**JEL:** Q41, Q42, O53

**Keywords:** Oil demand and supply, unconventional energy resources, OPEC, Middle East



Dr. Hella Engerer,  
Wissenschaftliche Mitarbeiterin der  
Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am  
DIW Berlin

## SIEBEN FRAGEN AN HELLA ENGERER

# »Unkonventionelle Energieträger: Wie reagiert die OPEC?«

1. Frau Engerer, der Ölpreis ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Welche Auswirkungen hat das auf den weltweiten Ölverbrauch? *Der stark gestiegene Ölpreis hat mit dazu geführt, dass die Zunahme des weltweiten Ölverbrauchs in den vergangenen Jahren gebremst wurde. Während der weltweiten Krise in den Jahren 2008 und 2009 ging der Verbrauch zurück. Seither aber nimmt der Ölverbrauch absolut wieder zu.*
2. Wie hat sich das auf die Nachfrage nach Öl aus den OPEC-Staaten ausgewirkt? *Nach der weltweiten Krise hat auch die Produktion von Rohöl in den meisten Golfstaaten wieder zugenommen, insbesondere in Saudi-Arabien als größtem Anbieter. Auch die Reservekapazitäten der OPEC-Länder sind wieder stark gestiegen, und die Exporte aus diesen Ländern, insbesondere aus Saudi-Arabien, haben zugelegt.*
3. Welche Folgen hätte es für OPEC-Länder, wenn in Zukunft der Ölpreis fallen sollte? *Während die OPEC-Länder in der Vergangenheit aufgrund des gestiegenen Ölpreises hohe Export- und Leistungsbilanzüberschüsse erzielen konnten, könnte sich das bei fallenden Ölpreisen nun umkehren. Die Leistungsbilanzüberschüsse könnten dann in diesem Ausmaß nicht mehr erzielt werden. Auch Budgetüberschüsse würden kaum mehr erwirtschaftet werden. Bei rasch sinkenden Ölpreisen müssten die Länder unter Umständen auch einen Teil der in der Vergangenheit aufgebauten finanziellen Reserven anzapfen. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die OPEC-Länder im Inland den Energieverbrauch stark subventionieren. Diese hohen Subventionen könnten dann nicht mehr gewährt werden. Schon heute führt sie der Iran zurück. Auch der Irak, der keine großen Finanzreserven aufbauen konnte, könnte in so einem Fall gezwungen werden, rasch seine Subventionen abzubauen.*
4. Das Angebot an alternativen Energieträgern steigt weltweit. Was bedeutet das für die OPEC-Staaten? *Die OPEC-Länder am Persischen Golf verfügen vor*
5. *allem über konventionelle Energiereserven, während außerhalb der OPEC die Bedeutung unkonventioneller Reserven wie Shale Gas und Ölsande steigt und damit das Angebot zunimmt. Dies kann die OPEC-Länder am Golf künftig unter Druck setzen.*
5. Welche OPEC-Länder sind von dieser Entwicklung besonders betroffen? *In den vergangenen Jahren haben vor allem Länder wie Saudi-Arabien von dem gestiegenen Ölpreis profitiert und hohe Leistungsbilanzüberschüsse erzielt. Andere Länder wie Irak und Iran waren in den vergangenen Jahren in einer weniger komfortablen Situation, was die Exportüberschüsse anbelangt. Allerdings sind das genau die Länder, die neben Saudi-Arabien auch über hohe Reserven verfügen. Falls sich die politische Lage in diesen Ländern stabilisiert, werden sie versuchen, ihre Ölproduktion und -exporte zu steigern, auch um den wirtschaftlichen Wiederaufbau voranzutreiben.*
6. Wie könnten diese Länder auf die neue Situation reagieren? *Es gibt zum einen ein vermehrtes Angebot außerhalb der OPEC, insbesondere an unkonventionellen Energieträgern. Gleichzeitig gibt es das Bestreben von Ländern wie Iran und Irak, ihr Angebot auszuweiten. Unter bestimmten Annahmen zum Ölpreis und zur Ölnachfrage kann nun der Fall eintreten, dass Iran und Irak ihre Produktion stark ausweiten wollen, dies aber nur zulasten Saudi-Arabiens möglich ist, da Saudi-Arabien als Swing Supplier sein Angebot an die Marktlage anpassen kann. Dies könnte zu einem Interessenkonflikt zwischen Iran und Irak einerseits sowie Saudi-Arabien andererseits führen.*
7. Welche Auswirkungen könnte dieser Konflikt haben? *Wenn Saudi-Arabien nicht mehr bereit sein sollte, als Swing Supplier zu agieren, könnte dies weitreichende Folgen haben. Es bleibt abzuwarten, ob sich in einem solchen Fall andere große Förderländer wie Russland dazu bereiterklären, zum Ausgleich beizutragen.*

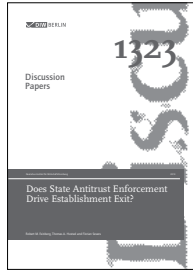
Das Gespräch führte Erich Wittenberg.



Das vollständige Interview zum Anhören finden  
Sie auf [www.diw.de/interview](http://www.diw.de/interview)

Discussion Papers Nr. 1323

2013 | Robert M. Feinberg, Thomas A. Husted and Florian Szücs



## Does State Antitrust Enforcement Drive Establishment Exit?

Previous work has shown that state-level antitrust enforcement activity may have impacts on entry and relocation behavior by U.S. firms. Significant state-level antitrust activity may be an indicator of a perceived adverse business environment and it is found to deter establishment entry, particularly for larger firms in the retail and wholesale sectors. An obvious question is whether establishment exit is affected in a symmetric way, or whether sunk costs of market entry may lead to a smaller impact in terms of the exit decisions. We first combine US Census establishment exit panel data with data for 1998–2006 on US state-level antitrust activity and other measures of state-level business activities that may affect establishment exit. We

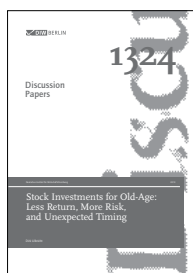
also consider establishment exit across different broad industry types—manufacturing, retail and wholesale—and several firm size categories. Local business cycle factors seem to be the primary driver of exit, though there is some evidence of political and antitrust determinants as well. In another approach, we examine firmlevel exit decisions and the extent to which these respond to state antitrust enforcement, with some indication of antitrust enforcement effects here as well, especially in the wholesale and retail sectors.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)

---

Discussion Papers Nr. 1324

2013 | Dirk Ulbricht



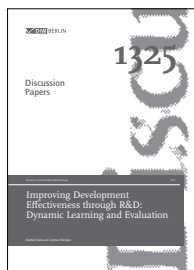
## Stock Investments for Old-Age: Less Return, More Risk, and Unexpected Timing

Returns merely based on one purchasing price of an asset are uninformative for people regularly contributing to their old-age provision. Here, each purchase has an influence on the outcome. Still, they are commonly used in finance literature, giving an overly optimistic view of expected long-term stock market returns and risks. Moreover, around business cycle turning points when volatility is high, these differences are accentuated so that the timing of market entries and exits differ substantially. This article compares risk and returns for regular and lump-sum investors for all possible intervals of investments in the Dow Jones Industrial Average

ranging from one to 480 months from January 1934 to April 2013. Moreover, the optimal timing for the two types of investors in the run-up to business cycle turning points are contrasted. Lump-sum returns for forty year-horizons overstate regular contributors yields by 1.4 percentage points implying a forty percent higher terminal value. The Sharpe ratio of lump-sum investments is about 260 percent higher than for regular contributors, and the risk of negative returns disappears for horizons that are six years shorter. Increasing contributions deteriorate risk and returns. While lump-sum investors have eight months more time to switch to riskless assets before a contraction, regular contributors may return five months earlier to the stock market than lump-sum investors.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)

Discussion Papers Nr. 1325  
2013 | Nathan Fiala and Cormac Mangan

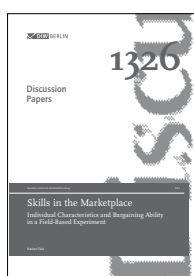


## Improving Development Effectiveness through R & D: Dynamic Learning and Evaluation

Research and development (R&D) is a common process in for-profit organizations. Despite the benefits, it is not routinely practiced in nonprofit organizations, in part because it is difficult to identify the effects of programs that are designed to involve individuals over long periods of time. This paper presents a process by which organizations looking to affect social outcomes can learn from their programs in both the short- and long-run in order to develop the most cost- and impact-effective programs. We call it Dynamic Learning and Evaluation (DLE). DLE is a multi-arm experimental approach to program development that encompasses all stages of the design and implementation process. It combines a clear model of the causal chain of a program with high quality monitoring and impact evaluation. During the initial program development, organizations randomly apply multiple implementation designs and test them against each other using qualitative and administrative data. Once the organization determines a combination of designs that hold the most potential, they then implement these designs in the field and estimate impacts using participant data collection processes. The organization then uses the results to inform the next round of program implementation. They repeat this process over multiple designs for the life of the program and organization. At no point in the lifespan of the organization is this learning process stopped: programs are continually updated using systematic and objective methods to improve their design and impact. We present this process in detail.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)

Discussion Papers Nr. 1326  
2013 | Nathan Fiala

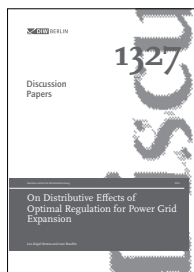


## Skills in the Marketplace: Individual Characteristics and Bargaining Ability in a Field-Based Experiment

Classic economic theory predicts that markets will clear, leaving little or no gains from trade left on the table. Laboratory experiments have largely confirmed this, though the results of recent field experiments have been mixed, with some artefactual markets in developing countries performing relatively inefficiently. I create a realistic multi-round trading market in Uganda with market-experienced individuals to explore the efficiency of trading and test what individual traits predict market efficiency and bargaining success using a rich dataset on individual characteristics. In early rounds, market efficiency is low. By the final round, efficiency rates are closer to theory. I find that individual characteristics of the buyers and sellers strongly predict the level of efficiency within the individual rounds. Individual characteristics are also important for individual success and divide along bargaining power: for buyers, who by design have high market power, wealth and patience are positively and significantly correlated with rents; for sellers with low market power, education, anti-social behavior and aggression are positively and significantly associated with rents. The results of the bargaining game also correlate with wealth levels two years after the experiment, suggesting that market prowess predicts lifetime outcomes. The results add importance to the role of individual characteristics for individual and social efficiency outcomes.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)

Discussion Papers Nr. 1327  
2013 | Luis Ángel Herrera and Juan Rosellón



## On Distributive Effects of Optimal Regulation for Power Grid Expansion

To date, the distributive implications of incentive regulation on electricity transmission networks have not been explicitly studied in the literature. More specifically, the parameters that a regulator might use to achieve distributive efficiency under price-cap regulation have not yet been identified. To discern these parameters is the motivation for the research presented in this paper. We study how different weight parameters affect the distributive characteristics of optimal price-cap incentive regulation for electricity transmission. We find that a regulator's use of ideal (Laspeyres) weights tends to be more beneficial for the Transco (consumers) than for consumers (the Transco).

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)

---

Discussion Papers Nr. 1328  
2013 | Eric Borden and Wolf-Peter Schill



## Policy Efforts for the Development of Storage Technologies in the U.S. and Germany

Recent developments in electricity markets such as the increased deployment of variable renewable generation have prompted renewed interest over the role of energy storage. While storage technologies can in principle provide various benefits for the functioning of an electrical grid, many energy storage technologies are in initial stages of development and demonstration. The role of public policy is thus vital for development and market integration of storage technology. We identify and discuss selected policy efforts by the United States of America and Germany with a focus on less-developed storage technologies. While research and demonstration of storage technologies has increased in both countries, we find that public funding is still small compared to overall energy-related expenditures. Both countries use technology-push and market-pull approaches. Whereas the U.S. focuses on technologies which are useful to improve system stability, like batteries, capacitors, and flywheels, Germany has a stronger focus on bulk seasonal storage that may aid the integration of variable renewables, for example power to gas. We conclude that increased data-sharing and cooperation between the two governments and research institutions will help enhance the efficacy of both countries' publicly funded storage research. U.S. research institutions that link basic research with commercialization of technology, as well as developments in U.S. regulation of ancillary markets, may provide useful models for Germany. The U.S., on the other hand, may look to Germany's institutions as inspiration for its loan guarantee program.

[www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere](http://www.diw.de/publikationen/diskussionspapiere)



Dr. Georg Erber ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Wettbewerb und Verbraucher am DIW Berlin. Der Beitrag gibt die Meinung des Autors wieder.

## „Routerzwang“ verstößt gegen Netzneutralität

In Deutschland zwingen inzwischen einige Internet-Service-Provider ihre Kunden dazu, das von ihnen gestellte Gerät für den Internetzugang (Router) zu verwenden. Fremdgeräte werden nicht akzeptiert. Um dies durchzusetzen, händigen sie den Kunden nicht mehr wie bisher die Netzzugangsdaten aus. Mithin kann der Kunde nicht mehr selbst entscheiden, welchen Router er am Internetanschluss betreiben möchte. Damit verschieben diese Anbieter den Netzabschlusspunkt von der Telefon-Dose auf den Router. Da der Router sich nun oftmals im Eigentum des Netzbetreibers befindet, schaltet dieser dem Kunden die LAN-Funktion und weitere Funktionen oftmals nur gegen eine zusätzliche Gebühr frei. Damit ändert sich das bisherige Geschäftsmodell, das nach der Abschaffung des Endgerätemonopols im Jahr 1989 den Kunden die Wahl des Geräts freistellte. Da Router jetzt als Netzabschlusspunkt klassifiziert werden, verliert der Endkunde dieses Recht und wird von seinem Dienstanbieter unter Umständen noch für die Bereitstellung des Geräts zur Kasse gebeten.

Beschwerden bei der Bundesnetzagentur zu Beginn dieses Jahres blieben erfolglos, denn diese verwies auf das Fehlen einer ausreichenden Rechtsgrundlage, um die derzeitige Praxis einzelner Anbieter in Deutschland zu untersagen. Die EU-Kommission hat zwar der nationalen Behörde die Aufgabe zugewiesen, den Netzabschlusspunkt zu definieren. Aber die Bundesnetzagentur beruft sich darauf, dass man beim Fehlen einer solchen unabhängigen Klarstellung auch dem Vorschlag des jeweiligen Internet-Providers folgen könne. Das heißt, man lässt die Unternehmen den Netzabschlusspunkt nach Gutdünken festlegen. Intuitiv würde man den Netzabschlusspunkt am (Wide Area Network) WAN- oder Modem-Port festsetzen. Schließlich zahlt der Kunde ja bereits die Stromrechnung für den Betrieb der dahinter angeschlossenen Geräte wie Router. Die Bundesnetzagentur folgt jedoch der Argumentation der Provider und ordnet grundsätzlich sogar das

gesamte LAN und die darin eingebundenen Geräte dem Netzabschlusspunkt – der unter der Kontrolle des Netzbetreibers steht – zu.

Damit befindet sich die Bundesnetzagentur jedoch im Widerspruch zur EU-Kommission, die dem Kunden in ihrer Richtlinie 2008/63/EG „über den Wettbewerb auf dem Markt der Telekommunikations-Endgeräte“ die freie Wahl seines Endgeräts zusichert. So sollten der raschen Entwicklung immer neuer Gerätetypen und deren multifunktionalem Einsatz durch den Endkunden keine künstlichen Beschränkungen auferlegt werden. Zudem können so alle Anbieter von Endgeräten, wenn sie den technischen Spezifikationen der offengelegten Schnittstellen Rechnung tragen, einen diskriminierungsfreien Marktzugang zu den Endkunden erhalten. Dies ist derzeit de facto jedoch bereits bei einzelnen Internet-Anbietern in Deutschland nicht mehr der Fall. Die Bundesnetzagentur legt wohl das Gebot der Netzneutralität im engeren Sinne aus, wonach es nur für den Bereich des Datentransports gilt, nicht jedoch für den diskriminierungsfreien Netzzugang. Da die Bundesregierung bisher einen erweiterten Begriff der Netzneutralität nicht in das deutsche Telekommunikationsgesetz aufgenommen hat – wie dies eigentlich entsprechend der EU-Richtlinien hätte geschehen müssen – hat die Bundesnetzagentur nun durch ihr Verhalten diese für die Provider vorteilhafte Lage schaffen können, die zulasten der Verbraucher geht.

Es wäre daher an der Zeit, nach Konstituierung der neuen Bundesregierung und des Deutschen Bundestags hier rasch eine verbraucherfreundliche und rechtlich bindende Regelung durchzusetzen, die Router als Endgeräte klassifiziert und sie als Netzabschlusspunkt ausschließt. Damit würde bei Endgeräten einschließlich Routern ein fairer Innovationswettbewerb insbesondere auch für kleinere, innovative Unternehmen gewährleistet und den Verbrauchern die Wahlfreiheit der Endgeräte nun endlich auch in Deutschland rechtverbindlich garantiert.