

# Strukturverschiebung in der globalen Erdgaswirtschaft – Nachfrageboom in Asien, Angebotschock in den USA

Von Franziska Holz, Philipp M. Richter und Christian von Hirschhausen

korrigierte Version

Erdgas gewinnt weltweit immer größere Bedeutung bei der Umstrukturierung und Dekarbonisierung von Energiesystemen. Es ist flächendeckend verfügbar und flexibel einsetzbar in Verstromung, Industrie, Verkehr und im Haushaltsbereich. Im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern wird bei seiner Verbrennung relativ wenig CO<sub>2</sub> emittiert. Aus diesem Grund kommt der Erdgaswirtschaft auch bei der europäischen Energiewende in Richtung erneuerbarer Energieträger eine wichtige unterstützende Rolle zu. Das DIW Berlin untersucht vor diesem Hintergrund das Potential des globalen Erdgasmarktes und analysiert modellgestützt mögliche Entwicklungsszenarien für verschiedene Klimaschutzziele.

Die seit einigen Jahren zu beobachtende strukturelle Verschiebung der internationalen Erdgaswirtschaft wird sich auch mittel- und langfristig fortsetzen. Während die Staaten des arabischen Golfs, insbesondere Katar, aufgrund ihrer geographischen Lage als flexibler Anbieter (*Swing Supplier*) verbleiben, sinkt künftig die zentrale Bedeutung Russlands für die Versorgung Europas. Neue Techniken wie das *Fracking*, die die Erschließung sogenannter unkonventioneller Erdgasvorkommen ermöglichen, lassen die USA zur potenziellen Erdgasexportmacht aufsteigen und bieten anderen Weltregionen Hoffnung auf eigene Förderung. In Europa hingegen erscheint das Potential zusätzlicher einheimischer Gewinnung durch *Fracking* von Schiefergas aufgrund technischer Unsicherheiten und fehlender politischer Unterstützung im Kontext eines ausreichenden, internationalen Erdgasangebotes als gering. Immer mehr Nachfrage nach Erdgas wird aus Asien kommen, wo der wachstumsinduzierte Energiehunger kontinuierlich steigt. Diese mittelfristig dominante Nachfrageregion wird einen Großteil des zukünftigen Erdgashandels binden. In Europa sind mehrere Entwicklungspfade möglich, in Abhängigkeit davon, ob Erdgas als Brückentechnologie auf dem Weg zu erneuerbar-basierten Systemen genutzt wird, oder langfristig ein Komplement zur unstillen Einspeisung Erneuerbarer darstellt.

Als Erdgas wird im Allgemeinen eine auf rund 95 Prozent Methan basierende Mischung unterschiedlicher Gase bezeichnet, die entweder als Kuppelprodukt mit der Förderung von Erdöl (*associated natural gas*) oder in alleiniger Förderung (*dry natural gas*) produziert wird. Erdgasvorkommen unterscheiden sich in konventionelle und nicht konventionelle Erdgaslagerstätten: Konventionelle Lagerstätten sind große, zusammenhängende Felder, welche mit großindustriellen Fördermethoden gehoben werden können. Unkonventionelle Erdgasvorkommen zeichnen sich hingegen durch eine niedrige Durchlässigkeit der Gesteinsschichten aus und erfordern spezielle Techniken der Förderung, wie horizontale Bohrungen und das sogenannte *Hydraulic Fracturing* (oder auch *Fracking*). Bei letzterem Verfahren wird eine Mischung aus Wasser, Sand und Chemikalien zur Aufspaltung der das Erdgas umschließenden Gesteinsschichten verwendet.

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) unterscheidet hauptsächlich drei Arten nicht konventioneller Erdgasvorkommen:

- Tight Gas in dichten Gesteinsschichten wie Sandstein, Kalkstein und Tonmineralien,
- Schiefergas (*shale gas*) in kohlenwasserstoffreichen Sedimenten wie Ton- und Ölschiefer sowie
- Kohleflözgas (*coalbed methane*) in Verbindung mit Steinkohleflözen.<sup>1</sup>

Darüber hinaus finden sich an einigen Stellen des Meeresbodens große Mengen von Gashydraten, die aufgrund hoher technischer Anforderungen mittelfristig jedoch nicht kommerziell zu fördern sind.<sup>2</sup>

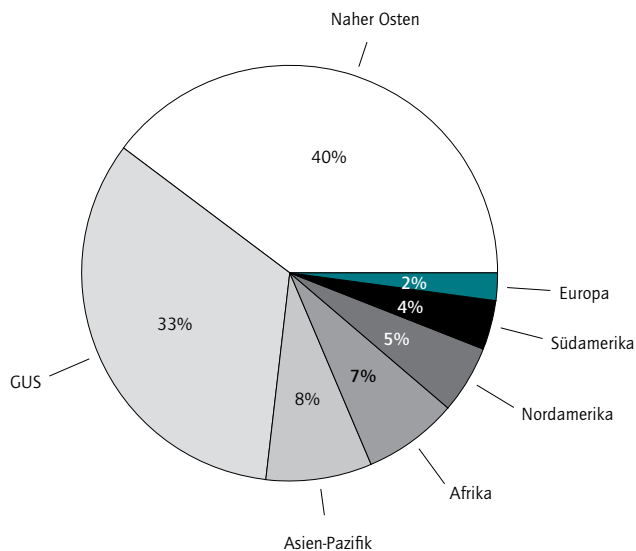
<sup>1</sup> Vgl. SRU (2013): *Fracking zur Schiefergasgewinnung: Ein Beitrag zur energie- und umweltpolitischen Bewertung*. Stellungnahme Nr. 18, Mai 2013, 7.

<sup>2</sup> Insbesondere die japanische Regierung verspricht sich von Gashydraten langfristig eine kommerzielle Nutzung und fördert die Forschung in deren Exploration und Förderung, vgl. [www.mh21japan.gr.jp/english/](http://www.mh21japan.gr.jp/english/), zugegriffen am 08.07.2013.

Abbildung 1

**Erdgasreserven nach Weltregionen**

Anteile<sup>1</sup> in Prozent



<sup>1</sup> Durchschnitt dreier Studien.

Quellen: BP; DERA; EIA; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Knapp drei Viertel der weltweiten Erdgasreserven befinden sich im Nahen Osten und den GUS-Staaten.

**Verfügbarkeit von Erdgas langfristig nicht gefährdet**

Geologische Schätzungen versuchen, das Ressourcenpotential von Erdgas (also die gesamten physisch vorhandenen Mengen) und das enger definierte Volumen der Reserven (aktuell wirtschaftlich abbaubare Vorkommen) zu erfassen. Diese Schätzungen unterscheiden sich im Detailgrad, den technischen Klassifizierungstypen sowie ergänzenden Expertenmeinungen. Über die Menge der verfügbaren Reserven herrscht ein großes Maß an Übereinstimmung: Die aktuellen Reservenschätzungen auf regionaler Ebene liegen in einem Bereich um 200 Billionen Kubikmeter (Tabelle 1). Bei einer angenommenen Förderrate des Jahres 2011 entspricht dies einer statischen Reichweite von rund 60 Jahren.

Die mit Abstand größten Reserven finden sich im Nahen Osten und den GUS-Staaten, welche zusammen rund drei Viertel aller Reserven auf sich vereinigen (Abbildung 1). Auch in Afrika, der Asien-Pazifik-Region (Ost- und Südostasien sowie Ozeanien) und Nord- beziehungsweise Südamerika liegen erhebliche Erdgasreserven, wohingegen Europa mit Abstand über die geringsten Erdgasreserven von etwa 4,2 Billionen Kubik-

Tabelle 1

**Erdgasreserven nach Region**

In Billionen Kubikmeter

	BP (2012) <sup>1</sup>	DERA (2012) <sup>2</sup>	EIA (2012) <sup>3</sup>	Durchschnitt
Naher Osten	80,0	79,7	76,1	78,6
GUS	74,7	62,3	61,3	66,1
Asien-Pazifik	16,8	16,8	15,2	16,3
Afrika	14,5	14,6	14,7	14,6
Nordamerika	10,8	9,8	10,7	10,4
Südamerika	7,6	7,6	7,6	7,6
Europa	4,0	4,3	4,4	4,2
<b>Insgesamt</b>	<b>208,4</b>	<b>195,1</b>	<b>189,9</b>	<b>197,8</b>
R/P-Verhältnis <sup>4</sup>	62	58	57	59
CO <sub>2</sub> -Gehalt <sup>5</sup> in Gigatonnen	444	416	405	422

<sup>1</sup> BP (2012): *Statistical Review of World Energy*.

<sup>2</sup> DERA (2012): *DERA Rohstoffinformation. Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. BGR, Hannover.

<sup>3</sup> EIA (2012): *International Energy Statistics*. U.S. Department of Energy, Washington DC.

<sup>4</sup> Reserven im Verhältnis zur geförderten Menge im Jahr 2011 nach DERA (2012).

<sup>5</sup> Durchschnittliche Emissionsfaktoren bei der Verbrennung nach IPCC 2006.

IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2 Energy, Genf.

Quellen: BP; DERA; EIA; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Reservenschätzungen liegen eng beieinander, außer für die GUS.

meter verfügt, die vor allem in den Niederlanden und Norwegen zu finden sind.

Unkonventionelle Erdgasvorkommen finden bisher nur geringen Eingang in die Reservenstatistiken und werden vielmehr in der umfassenderen Ressourcenstatistik aufgelistet. Schätzungen über das vorhandene Ressourcenpotential von Erdgas unterscheiden sich insbesondere im Anteil der unkonventionellen Vorkommen erheblich (Tabelle 2). Die konventionellen Ressourcen liegen in einem engen Bereich von 321 bis 498 Billionen Kubikmeter. Dagegen fallen die Schätzungen nicht konventioneller Ressourcen weit auseinander (zwischen 275 und 917 Billionen Kubikmeter). So übertreffen die Schätzungen von Rogner (1997) und Rogner et al. (2012) die konservativsten Schätzungen (DERA, 2012, und IEA, 2012) beinahe um den Faktor drei.<sup>3</sup> Dies ist weniger dem Zeitpunkt der Erhebung geschuldet, als vielmehr den unterschiedlichen geowissenschaftlichen und

<sup>3</sup> Rogner, H.-H. (1997): *An Assessment of World Hydrocarbon Resources*. Annual Review of Energy and the Environment, Vol. 22, 217-262; Rogner, H.-H., Aguilera, R. F., Archer, C., Bertani, R., Bhattacharya, S. C., Dusseault, M. B., Gagnon, L., Haberl, H., Hoogwijk, M., Johnson, A., Rogner, M. L., Wagner, H., Yakushev, V. (2012): Chapter 7 – Energy Resources and Potentials. In: *Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future*. Cambridge, New York, and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, 423-512; IEA (2012): *World Energy Outlook 2012*. OECD/IEA, Paris.

Tabelle 2

**Schätzungen weltweiter Erdgasressourcen**

In Billionen Kubikmeter

	Konventionelle	Unkonventionelle				Insgesamt	R/P-Verhältnis <sup>1</sup>	CO <sub>2</sub> -Gehalt <sup>2</sup> in Gigatonnen
		Tight Gas	Schiefergas	Kohleflözgas	Zusammen			
DERA (2012)	498	63	160	51	275	772	232	1 647
IEA (2012)	462	81	200	47	328	790	237	1 684
Rogner (1997) <sup>3</sup>	389	208	453	256	917	1 306	391	2 784
Rogner et al. (2012) <sup>4</sup>	321	211	392	245	848	1 170	350	2 493

<sup>1</sup> Reserven im Verhältnis zur geförderten Menge im Jahr 2011 nach DERA (2012).

<sup>2</sup> Durchschnittliche Emissionsfaktoren bei der Verbrennung nach IPCC 2006. IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2 Energy, Genf.

<sup>3</sup> Zur besseren Vergleichbarkeit ist die bereits erfolgte Förderung der Jahre 1995 bis 2011 von den Angaben zu konventionellen Ressourcen abgezogen worden (geförderte Menge laut BP, 2012).

<sup>4</sup> Ohne sogenannte pseudo-unkonventionelle Ressourcen wie Tiefsee-Erdgas mit einer Größenordnung von 200 Billionen Kubikmeter. Für das konventionelle Erdgasressourcenpotential berufen sich Rogner et al. auf USGS (2008): Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. Fact Sheet 2008-3049. US Geological Survey, Washington DC.

Quellen: BP; DERA; IEA; Rogner; Rogner et al.; Berechnungen des DIW Berlin.

Die Ressourcenschätzungen schwanken je nach Institution, insbesondere für die unkonventionellen Erdgasvorkommen.

statistischen Erfassungsmethoden. Für eine mittelfristige Untersuchung des Erdgashandels sind diese Unterschiede jedoch weniger relevant.

Unabhängig von den betrachteten Quellen wird deutlich, dass die physische Verfügbarkeit von Erdgas keinen limitierenden Faktor in den nächsten Jahrzehnten darstellen wird. So liegen die statischen Reichweiten im Bereich von 232 bis 391 Jahren. Hierdurch könnte theoretisch sowohl ein fortgesetzter Nachfrageboom in Asien abgedeckt als auch eine klimapolitisch wünschenswerte Substitution von Kohle in der Stromgewinnung getragen werden.

Als problematisch ist jedoch die Menge an CO<sub>2</sub> anzusehen, die bei einer angenommenen vollständigen Verbrennung freigesetzt würde. So ist in derzeitigen Erdgaslagerstätten, die als Reserven ausgewiesen sind, eine Menge von rund 400 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> gebunden.<sup>4</sup> Zum Vergleich: Nach einer Faustregel gilt, dass das verfügbare Kohlenstoffbudget bei etwa 1 000 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> liegt, das heißt das maximal diese Menge in den nächsten Jahrzehnten emittiert werden sollte, um das Zwei-Grad-Erwärmungsziel mit hoher Wahrscheinlichkeit erreichen zu können.<sup>5</sup> Unter diese Obergrenze fallen insbesondere jedoch auch Emissionen durch die Nutzung von Kohle und Erdöl, die derzeit einen weit höheren Anteil der Gesamtemissionen einnehmen. Somit

würde eine politisch festgelegte globale Emissionsobergrenze eine tatsächlich bindende Einschränkung des zukünftigen Erdgasverbrauchs bedeuten.

**Schiefergas: Förderboom in den USA, geringes Potential in Europa**

Die USA erlebten in den 2000er Jahren einen starken Preisanstieg von unter drei US-Dollar pro MBtu<sup>6</sup> zu Beginn des Jahrtausends bis zu einem Höhepunkt von über 13 US-Dollar pro MBtu Mitte 2008.<sup>7</sup> Infolgedessen ist es dort zu einem regelrechten Explorations- und Förderboom des nicht konventionellen Schiefergases gekommen. Hierbei kamen auch neue Fördertechnologien zum Zuge, insbesondere horizontale Bohrungen und das *Hydraulic Fracturing*. So ist die Erdgasförderung der USA in den letzten Jahren von etwa 520 Milliarden Kubikmeter (2006) auf etwa 680 Milliarden Kubikmeter (2012) gestiegen.<sup>8</sup> Dies entspricht einer Steigerung von 25 Prozent und ist ausschließlich vom Wachstum der Schiefergasförderung getragen. Dieser Angebotschock hat vorherige Erwartungen eines steigenden Importbedarfs obsolet werden lassen. Der stark gesunkene Großhandelspreis für Erdgas seit Mitte 2011 in den USA auf teilweise unter zwei US-Dollar pro MBtu (An-

<sup>4</sup> Bei der Verbrennung aller Erdgasressourcen, selbst der konservativsten Schätzung zufolge, würden mindestens 1 647 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> über einen längeren Zeitraum freigesetzt.

<sup>5</sup> Vgl. Meinshausen, M., Meinshausen, N., Hare, W., Raper, S. C.B., Frieler, K., Knutti, R., Frame, D. J., Allen, M. R. (2009): Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2°C. Nature 458 (7242), 1158-1162.

<sup>6</sup> Millionen British Thermal Units.

<sup>7</sup> Spot-Preise auf dem Großhandelsmarkt Henry Hub, erhoben von der EIA beim US-amerikanischen Energieministerium, [www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngwhhdD.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngwhhdD.htm), zugegriffen am 16.07.2013.

<sup>8</sup> EIA (2009): Annual Energy Outlook. U.S. Department of Energy, Washington, D.C.; IEA (2013): Medium-Term Gas Market Report. OECD/IEA, Paris.

fang 2012) hat zu einer gestiegenen heimischen Nutzung, insbesondere in der Stromerzeugung, geführt.

Die USA verfügen derzeit nicht über die technischen und außenhandelsrechtlichen Möglichkeiten, Erdgas in nennenswerten Mengen außerhalb von Nordamerika zu exportieren. Aufgrund der geografischen Lage müssten solche Exporte in Form von Flüssiggas (liquefied natural gas, LNG) stattfinden, jedoch ist die LNG-Exportinfrastruktur erst im Aufbau. Hinzu kommt, dass Exporte in Länder ohne Freihandelsabkommen mit den USA (wie derzeit Europa und Japan) durch die amerikanischen Behörden (Energieministerium) genehmigt werden müssen. Im Zuge der Genehmigungsprozesse für einige Terminals ist eine lebhaft Diskussions in den USA entbrannt, ob es im nationalen Interesse sei, Exporte zuzulassen. Das US-Energieministerium hat sich jüngst jedoch entschlossen, zwei Terminals die allgemeine Exportlizenz zu erteilen. Diese hätten dann eine Gesamtexportkapazität von über 30 Milliarden Kubikmeter pro Jahr.<sup>9</sup> Die Erlaubnis für weitere rund 200 Milliarden Kubikmeter pro Jahr an Exportkapazitäten ist beantragt. Deren Realisierung bleibt jedoch abzuwarten und ist in vollem Umfang unwahrscheinlich.

Nicht nur in Nordamerika sondern auch in anderen Weltregionen sind umfangreiche Schiefergasvorkommen zu finden (Tabelle 3). Insbesondere werden in Südamerika, Südafrika, Australien und China Vorkommen vermutet beziehungsweise aus ersten Erkundungen hochgerechnet. Diese Zahlen sind noch mit einer großen Unsicherheit behaftet, wie die jüngste Aktualisierung der Schätzungen der amerikanischen Energieinformationsbehörde (EIA) aufzeigt. Die Internationale Energieagentur (IEA) befasst sich dementsprechend seit einigen Jahren mit den notwendigen Rahmenbedingungen, die eine weitverbreitete Förderung von Schiefergas voraussetzen.<sup>10</sup> Insbesondere für China wird von einem baldigen Einstieg in die Schiefergasförderung ausgegangen. In Regionen mit ebenfalls großen konventionellen Vorkommen wie Russland ist hingegen die mutmaßlich deutlich teurere Förderung von Schiefergas auch langfristig nicht zu erwarten.

Gelegentlich wird auch in Europa die Hoffnung geäußert, ein Schiefergasboom hierzulande würde die Wettbewerbsfähigkeit von energieintensiven Industrien wesentlich verbessern. Die bisher vorliegende Informationslage nährt diese Hoffnung jedoch nicht: Die strengeren Umweltauflagen in einigen europäischen

<sup>9</sup> Siehe die Aufstellung des amerikanischen Energieministeriums, [energy.gov/sites/prod/files/2013/06/f1/summary\\_lng\\_applications.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2013/06/f1/summary_lng_applications.pdf).

<sup>10</sup> IEA (2011): Are We Entering a Golden Age of Gas? Special Report. World Energy Outlook 2011. OECD/IEA, Paris; IEA (2012): Golden Rules for a Golden Age of Gas - World Energy Outlook special report on unconventional gas. OECD/IEA, Paris.

Tabelle 3

**Rangliste der 15 Länder mit den größten Schiefergasressourcen**

In Billionen Kubikmeter

	DERA (2012) <sup>1</sup>	EIA (2011) <sup>2</sup>	EIA (2013) <sup>3</sup>
Argentinien	21,92	21,92	22,71
Mexiko	19,29	19,28	15,43
Südafrika	13,74	13,73	11,04
USA	13,65	24,41	18,83 <sup>4</sup>
Australien	11,22	11,21	12,37
Russland	9,50	k. A.	8,07
China	8,60	36,10	31,57
Libyen	8,21	8,21	3,45
Algerien	6,51	6,54	20,02
Brasilien	6,40	6,40	6,94
Polen	5,30 <sup>5</sup>	5,30	4,19
Frankreich	5,10	5,10	3,88
Kanada	3,65	10,99	16,23
Norwegen	2,35	2,35	0,00
Chile	1,80	1,81	1,36

<sup>1</sup> DERA (2012): DERA Rohstoffinformation. Energiestudie 2012. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. BGR, Hannover.

<sup>2</sup> EIA (2011): World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Department of Energy, Washington DC.

<sup>3</sup> EIA (2013): Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Department of Energy, Washington DC.

<sup>4</sup> [www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/](http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/), zugegriffen am 08.07.2013.

<sup>5</sup> Polish Geological Institute (2012): Assessment of Shale Gas and Shale Oil Resources of the Lower Paleozoic Baltic-Podlasie-Lublin Basin in Poland. First Report, Warschau, schätzt die zu fördernden Ressourcen in Polen auf unter eine Billion Kubikmeter.

Quellen: DERA; EIA; Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Schiefergas ist auch in vielen Ländern zu finden, die nicht über bedeutende konventionelle Vorkommen verfügen.

Ländern, die geringen und sehr unsicheren Schätzungen bezüglich der Schiefergasressourcen, die größere Dispersion von (kleineren) Lagerstätten, das öffentliche Eigentum an Bodenrechten (im Gegensatz zu Privateigentum in den USA), eine höhere Bevölkerungsdichte in Europa sowie der Förderbann, den einige EU-Länder bereits bezüglich einer Förderung von Schiefergas erlassen haben (unter anderem Frankreich, Bulgarien) stehen einer leichten und kostengünstigen Erschließung der Vorkommen entgegen. Auch für Deutschland ist kein Impetus in Richtung Schiefergasförderung zu erwarten: So ist ein seit Jahren diskutierter Gesetzesentwurf zur Regelung der Schiefergaserkundung im Juni 2013 zum wiederholten Mal nicht in die Bundestagsdebatte eingebracht worden. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) formuliert in einer Stellungnahme, dass Fracking energiepolitisch nicht notwendig sei und im kommerziellen Umfang derzeit wegen gravierender Wissenslücken nicht zugelassen werden solle.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> SRU (2013), a. a. O., 45.

## Kasten

**Das Global Gas Model (GGM)**

Das Global Gas Model ist ein umfassendes partielles Gleichgewichtsmodell des Erdgassektors, das die gesamte Wertschöpfungskette von der Erdgasförderung über den Transport und die Speicherung bis zum Endverbraucher in Stromwirtschaft, Industrie und Haushalten abbildet. Es wurde in Kooperation mit der NTNU Trondheim entwickelt. Es ist eines der umfangreichsten Modelle, die derzeit verfügbar sind und baut auf dem European Gas Model<sup>1</sup> und dem World Gas Model<sup>2</sup> auf. Das Global Gas Model ist zur Berechnung bis 2040 in großem geografischen Detail für rund 120 Länder beziehungsweise Regionen der Welt ausgelegt. Sein Basisjahr ist 2010. Typische Ergebnisse des Modells sind Produktionsmengen und Handelsflüsse, aber auch regionale Preise und Infrastrukturexpansionen. Der Fokus der hier vorliegenden Auswertungen liegt

jedoch auf den produzierten und gehandelten Mengen sowie dem Kapazitätsbedarf. Die hohe geografische Disaggregation des Modells erlaubt es auch, die spezifischen regionalen Verfügbarkeiten und Produktionskosten von Schiefergas in die Berechnungen einzubeziehen sowie regionale Verbrauchsstrukturen zu unterscheiden.

Das Modell wurde zuletzt für die Berechnung des Effekts verschiedener Klimaszenarien für den europäischen und globalen Erdgasmarkt im Energy Modeling Forum 28 eingesetzt.<sup>3</sup> Es zeigt die zunehmende Bedeutung Asiens im globalen Markt bei gleichzeitig abnehmender Nachfrage in Europa, was nicht nur zu einer Verschiebung der Handelsflüsse, sondern auch der Infrastrukturinvestitionen führen wird.

<sup>1</sup> Egging, R., Gabriel, S.A., Holz, F., Zhuang, J. (2008): A Complementarity Model for the European Natural Gas Market. *Energy Policy*, Vol. 36(7), 2385-2414.

<sup>2</sup> Egging, R., Holz, F., Gabriel, S.A. (2010): The World Gas Model – a multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market. *Energy*, Vol. 35 (10), 4016-4029.

<sup>3</sup> Holz, F., Richter, P.M., Egging, R. (2013): The Role of Natural Gas in a Low-Carbon Europe: Infrastructure and Regional Supply Security in the Global Gas Model. DIW Diskussionspapier Nr. 1273, Berlin.

## Weltweiter Erdgashandel und Flüssiggas auf dem Vormarsch

Sowohl die Angebots- als auch die Nachfragestrukturen des globalen Erdgashandels unterliegen derzeit größeren Verschiebungen. Auf der Angebotsseite ist neben den Golfstaaten insbesondere die Region Asien-Pazifik auf dem Vormarsch; mittelfristig ist es möglich, dass sich die USA zu einem bedeutenden Erdgasexporteur entwickeln. Auf der Nachfrageseite entwickelt sich Asien durch ein exponentielles Wachstum zu einem Schwerpunkt zukünftiger Erdgasmärkte.

Zur Abschätzung des zukünftigen Erdgashandels und der benötigten Erdgas-Infrastruktur in Form von Pipelines und LNG-Häfen werden im Folgenden Ergebnisse von Modellrechnungen des DIW Berlin in Zusammenarbeit mit der NTNU Trondheim dargestellt. Zu diesem Zweck wurde das *Global Gas Model* (GGM) verwendet, das eine sehr detailgetreue Abbildung der Welterdgasmärkte erlaubt (Kasten).<sup>12</sup> In einem *Basisszenario* wurde die Fortsetzung einer schrittweisen Klima- und Energiepolitik angenommen, insbesondere in Europa und den OECD-Ländern. Diese reduzieren per Annahme

bis 2035 ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen um 30 Prozent, beziehungsweise um sieben Prozent im Vergleich zu 1990. Dagegen erfolgt im Szenario *Klima* eine Verschärfung der globalen Klimapolitik zur Erreichung des Zwei-Grad-Ziels. Referenzpunkt für Erdgasproduktion und -verbrauch sind jüngste Schätzungen der Internationalen Energieagentur.<sup>13</sup>

Berechnet wurden die Verbrauchs- und Fördermengen im Jahr 2010 und die Projektionen für 2040 differenziert nach Regionen und Szenarien (Abbildungen 2 und 3). Sowohl über die Zeit als auch über beide Szenarien unterscheiden sich die Werte signifikant. Während im Basisszenario der Erdgasverbrauch in allen Regionen steigt (weltweit um mehr als 50 Prozent im Vergleich zu 2010), ist die Entwicklung im Klimaszenario differenzierter: In Europa, Russland und Nordamerika sinkt die Nachfrage, wohingegen die Region Asien-Pazifik ihren Marktanteil stark steigert und die weltweite Nachfrage treibt, die um 20 Prozent zwischen 2010 und 2040 wächst. In beiden Szenarien bleibt die Erdgasförderung am höchsten in Nordamerika, wächst jedoch insbesondere in der Region Asien-Pazifik. Trotz dieses Anstiegs ist diese Region auf wachsende Importe angewiesen und löst Europa im Zeitverlauf als größten Erdgasimporteur ab. Importe nach Europa steigen jedoch

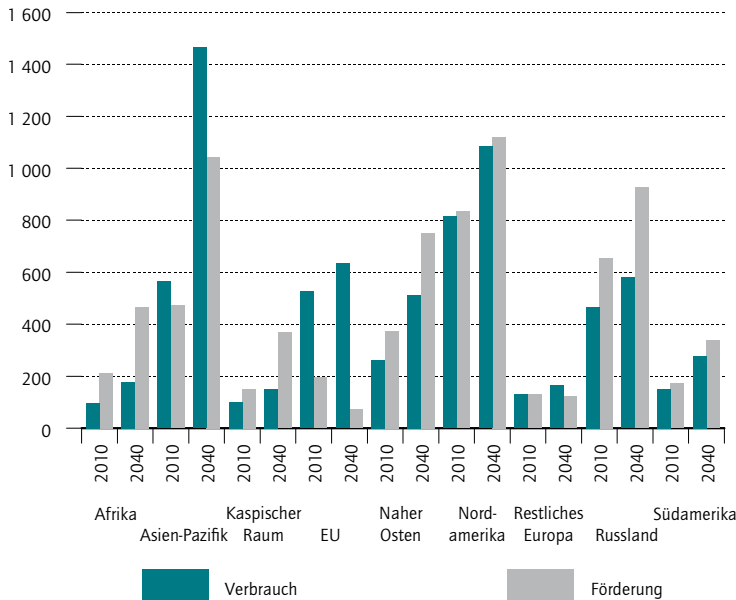
<sup>12</sup> Dieser Wochenbericht fasst Forschungsergebnisse zusammen, die im Projekt „RESOURCES“ im Rahmen des BMBF-Förderschwerpunktes „Ökonomie des Klimawandels“ erarbeitet worden sind.

<sup>13</sup> IEA (2012): *World Energy Outlook 2012*. OECD/IEA, Paris.

Abbildung 2

**Regionale Erdgasbilanzen im Basisszenario**

In Milliarden Kubikmeter



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

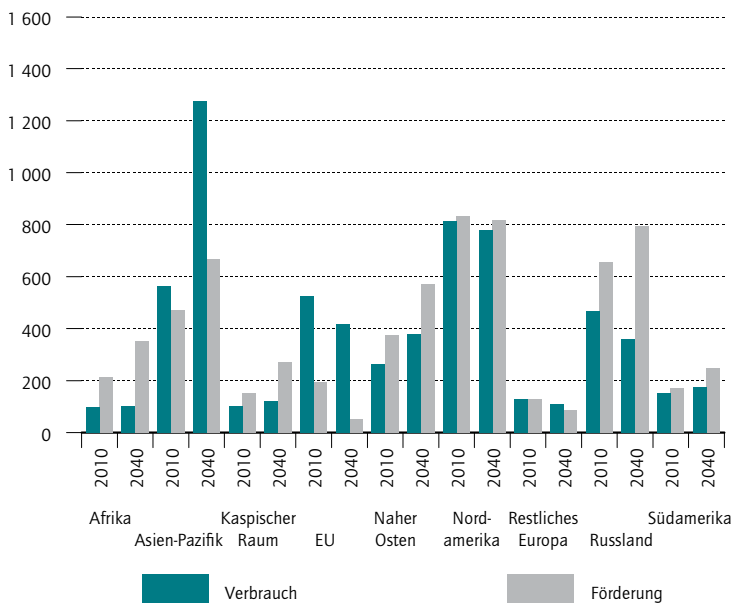
© DIW Berlin 2013

Die Asien-Pazifik-Region wird Nordamerika als weltweit größten Erdgasverbraucher ablösen.

Abbildung 3

**Regionale Erdgasbilanzen im Klimaszenario**

In Milliarden Kubikmeter



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Der Verbrauch sinkt in den heute bedeutenden Regionen, steigt jedoch umso mehr in der Asien-Pazifik-Region.

selbst in einem sinkenden Nachfrageumfeld, da die einheimische Produktion stark zurückgeht. Insgesamt erhöhen sich in beiden Szenarien die globalen Handelsströme auf mehr als das doppelte der aktuellen Mengen.

Der Nachfrageboom in der Region Asien-Pazifik beschränkt sich nicht auf einige wenige Länder, sondern betrifft die gesamte Region. Bereits 2025 könnte die Region mehr Erdgas verbrauchen als Nordamerika, das traditionell der größte Konsument dieses Rohstoffs ist. Einige asiatische Länder wie Japan und Korea importieren seit vielen Jahrzehnten Erdgas in großem Stil. So trugen in Japan insbesondere die Erdgaslieferungen dazu bei, dass trotz der Abschaltung aller Kernkraftwerke nach dem Fukushima-Unfall im März 2011 das Stromsystem stabil gehalten werden konnte. Andere Länder wie China oder Indien nutzen erst seit einigen Jahren Erdgas in nennenswerten Mengen und steigern ihren Verbrauch kontinuierlich. Parallel wird die Förderung von konventionellem und zunehmend auch unkonventionellem Erdgas (zunächst vor allem Kohleflözgas) in allen Produzentenländern der Region gesteigert. Das größte Förderwachstum verzeichnen dabei Australien und China. Trotz des beeindruckenden Wachstums der einheimischen Erdgasförderung wird Erdgas in China auch in den nächsten Jahrzehnten wahrscheinlich nur eine kleine Rolle im Vergleich zu Kohle spielen und müssen Importe aus dem zentralasiatischen Raum sowie als LNG die Versorgung vervollständigen.

Neben der deutlichen Verschiebung der Handelsflüsse in Richtung Asien ist insbesondere das Wachstum des Handels mit Flüssiggas bemerkenswert (Abbildung 4). Im Gegensatz zu Europa sind asiatische Importländer wie Japan, Indien und China bisher zu einem geringeren Maße über ein Pipelinenetz mit potentiellen Anbietern verbunden. So wird auch weiterhin der Import von Flüssiggas gegenüber Pipelinegas dominieren. Der Nettoimport von Flüssiggas steigt im Klimaszenario von etwa 100 auf über 300 Milliarden Kubikmeter. Zahlreiche Infrastrukturprojekte müssen diese Entwicklung begleiten.

Die Asien-Pazifik-Region bezieht weiterhin insbesondere Flüssiggas aus dem Nahen Osten (fast ausschließlich aus Katar). Der Nahe Osten behält aufgrund seiner geografischen Lage und den großen Flüssiggasexportkapazitäten seine Rolle als *Swing Supplier* (das heißt ausgleichender Anbieter) im Weltmarkt. So beliefert die Region sowohl die Importeure im atlantischen Markt (zum Beispiel Europa) als auch im asiatischen Raum. Afrikanische Förderländer wie Algerien und Nigeria werden jedoch an Bedeutung im globalen Handel gewinnen. Russland wird seine Exporte in den asiatischen Raum steigern, um von dem dortigen Nachfragewachstum zu profitieren. Gleichzeitig wird Europa durch den

Ausbau von Importinfrastruktur von Afrika und dem Kaspischen Raum seine Abhängigkeit von russischem Gas verringern. Daran wird auch die Einstellung des Nabucco-Pipeline-Projekts vor wenigen Wochen nichts ändern, da alternative Planungen zum Import aus dem kaspischen Raum bestehen.

**Entwicklungspfade für Europa:  
Erdgas als *Brücke* oder *Backup*  
für erneuerbare Stromerzeugung?**

Die Bedeutung von Erdgas bei der Dekarbonisierung der europäischen Energiewirtschaft, insbesondere der Stromwirtschaft, wird in den kommenden zwei Jahrzehnten sehr groß sein und kann sich prinzipiell in zwei Richtungen entwickeln:

- Erdgas kann die Funktion einer *Brücke* auf dem Weg zu einer überwiegend von Erneuerbaren gesicherten Stromerzeugung darstellen; hierbei wird Erdgas in den kommenden 15 bis 20 Jahren noch zum Ausgleich von Erzeugungsvariationen von Wind- und Sonnenenergie eingesetzt und verliert mit Penetrationsraten der Erneuerbaren von 80 bis 95 Prozent zunehmend an Bedeutung. Durch die nahezu vollständige Verdrängung fossiler Energieträger wären hohe Reduktionen von CO<sub>2</sub>-Emissionen möglich.
- Sollte Erdgas dagegen dauerhaft als *Backup* für die Variabilität von Erneuerbaren als notwendig erachtet werden, bleibt der Verbrauch auch jenseits der 2030er Jahre auf hohem Niveau und könnte europaweit sogar noch zunehmen. Damit könnte jedoch kein sehr ambitioniertes CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsziel erreicht werden.

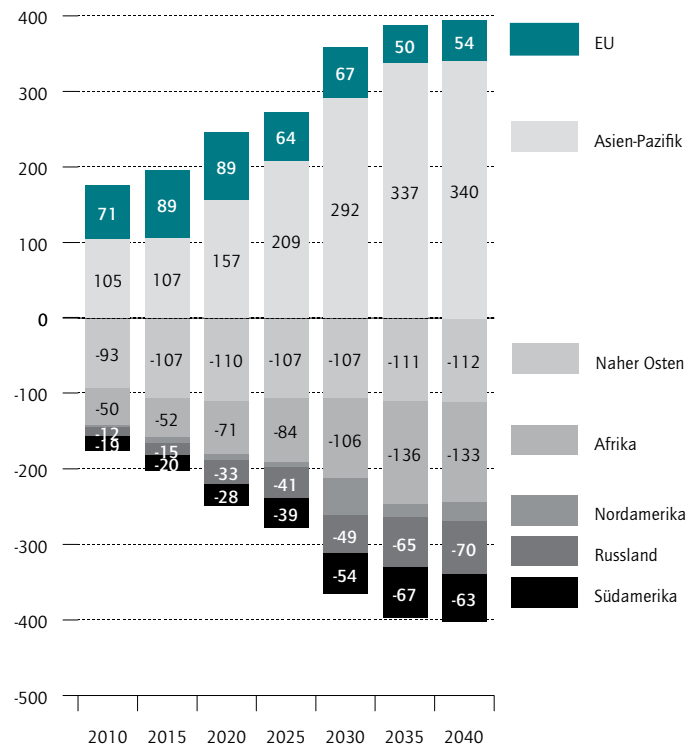
Im Rahmen eines internationalen Modellvergleichs zur Abschätzung zukünftigen Infrastrukturbedarfs wurden diese beiden Szenarien für die europäische Erdgaswirtschaft mit dem Global Gas Model durchgerechnet (Abbildung 5).<sup>14</sup> Neben diesen Kennzahlen untersuchte das DIW Berlin auch den Bedarf an Infrastrukturausbau wie neuen Pipelines und LNG-Häfen in der EU und verglich sie mit den Zehn-Jahres-Plänen der europäischen Ferngasnetzbetreiber, mit denen regelmäßig Bedarf und Projekte geschätzt und aufgelistet werden.<sup>15</sup> Neben einer Diversifizierung der europäischen Erdgasversorgung antizipieren diese Pläne ebenfalls den Ausbau von sogenannten Reverse-Flow-Kapazitäten, die entgegen der traditioneller Lieferichtung Exportmöglichkeiten von West- nach Osteuropa schaffen sollen.

<sup>14</sup> Holz, F., Richter, P.M., Egging, R. (2013): The Role of Natural Gas in a Low-Carbon Europe: Infrastructure and Regional Supply Security in the Global Gas Model. DIW Diskussionspapier Nr. 1273, Berlin.

<sup>15</sup> Für Europa: ENTSO-G. verschiedene Jahre (2009-13). Ten-Year Network Development Plan. Brüssel.

Abbildung 4

**Nettoflüsse des Handels mit Flüssiggas (LNG) im Klimaszenario**  
In Milliarden Kubikmeter



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

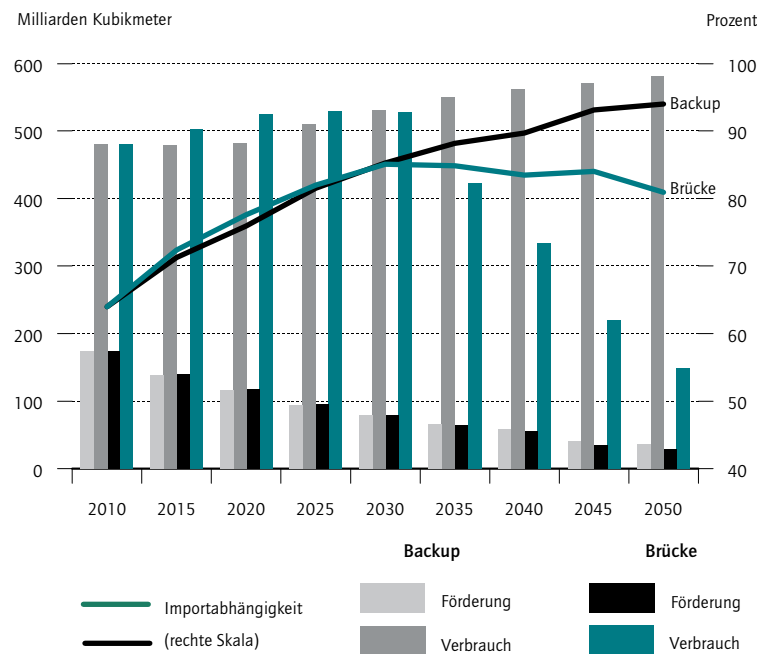
© DIW Berlin 2013

Bis 2040 steigt der Handel mit Flüssiggas auch bei Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele weltweit deutlich.

Im *Brücken-Szenario* des DIW Berlin steigt der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2030 leicht und geht dann drastisch zurück; gegen Ende des Untersuchungszeitraums verschwindet Erdgas de facto aus der europäischen Stromerzeugung und wird nur noch in der Industrie beziehungsweise in Haushalten genutzt. Durch den Rückgang des Verbrauchs fossiler Energieträger kann die EU im Jahr 2050 80 Prozent weniger Treibhausgasemissionen als 1990 erreichen. Im Erdgassektor geht dementsprechend die Importabhängigkeit zurück und der Sektor spielt, angesichts stark rückläufiger Mengen, jenseits des Jahres 2040 nur noch eine geringe Bedeutung. Auch die Förderung in Europa konzentriert sich nach 2040 auf Norwegen (also ein Nicht-EU-Land). In diesem Szenario investieren die Unternehmen nur noch wenig in Erdgasinfrastruktur, da sich die Investitionen in der kurzen Nutzungsdauer nicht rechnen würden. In der zwischenzeitlichen starken Nutzung während der Brückenphase bis 2030 werden vor allem flexible LNG-Importkapazitäten genutzt, die in vielen europäischen Küstenländern vorhanden sind.

Abbildung 5

**Vergleich zwischen Backup- und Brücken-Szenario in der EU**



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

**Wird Erdgas nur als Brückentechnologie genutzt, sinkt der Verbrauch bis 2050 drastisch.**

Dagegen steigt im Szenario *Backup* der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2050 kontinuierlich und erreicht 580 Milliarden Kubikmeter. In diesem Szenario kann aufgrund der weiteren Nutzung von fossilen Energieträgern nur eine geringere Reduktion von Treibhausgasemissionen in der EU erreicht werden, in Höhe von rund 40 Prozent im Verhältnis zu 1990. Angesichts der reservenbedingten rückläufigen Erdgasproduktion in Europa steigt die Importabhängigkeit auf über 90 Prozent. Modellrechnungen zeigen jedoch auch, dass die Abhängigkeit von Russland zurückgeht, da die russischen Exporte zunehmend nach Asien und insbesondere China gerichtet sind. Um steigende Erdgasimporte aus anderen Regionen wie Nordafrika oder dem kaspischen Raum nach Europa zu bringen, werden einige neue Pipelines gebaut.

**Franziska Holz** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fholz@diw.de

**Philipp M. Richter** ist Doktorand in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | prichter@diw.de

**Fazit**

Erdgas ist ein wichtiger Baustein der Dekarbonisierung der Energiesysteme, nicht nur in Deutschland im Rahmen der Energiewende, sondern im gesamten Europa, den USA sowie perspektivisch auch in Asien. Derzeit beobachtet man eine Verschiebung der Angebots- und Nachfragestrukturen: Während der Nahe Osten ein strategischer Anbieter bleibt, geht die Bedeutung Russlands für die europäische Erdgasversorgung zurück. Gleichzeitig steigen die USA von einem Erdgasimporteur zu einem potenziellen Erdgasexporteur auf. Zudem verschiebt sich die globale Nachfrage von Erdgas weiter in Richtung Asien.

Für Mittel- und Osteuropa, das in den vergangenen Jahren wiederholt von Lieferausfällen russischen Erdgases betroffen war, ergibt sich durch die Verschiebung der globalen Handelsflüsse Richtung Asien eine Reduktion der Abhängigkeit von Russland: Erdgas kann in Zukunft zunehmend aus Richtung Westen (zum Beispiel aus Norwegen über Dänemark beziehungsweise Deutschland) nach Polen oder in die Tschechische Republik gebracht werden. Zusammen mit dem weiterhin (aber in geringerem Umfang) genutzten russischen Erdgas ergibt sich eine diversifiziertere und damit sicherere Erdgasversorgung für Mittel- und Osteuropa.

Für die weitere zuverlässige Einfuhr von Erdgas nach Europa sind nur wenige Investitionen in die Erdgasinfrastruktur notwendig, vor allem zur weiteren Diversifizierung der europäischen Importe mit Erdgas beispielsweise aus Nordafrika und dem kaspischen Raum sowie bei den sogenannten Reverse-Flow-Kapazitäten. In der gegenwärtigen Finanzierungskrise muss die EU bereit sein, gegebenenfalls bei Finanzierungslücken in Reverse-Flow-Kapazitäten einzuspringen.

Dagegen erscheint das Potential zusätzlicher einheimischer Gewinnung durch Fracking von Schiefergas, einer neuen Fördertechnologie, aufgrund technischer Unsicherheiten und fehlender politischer Unterstützung im Kontext von ausreichendem internationalem Angebot als gering.

**Christian von Hirschhausen** ist Forschungsdirektor Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de



**STRUCTURAL SHIFT IN GLOBAL NATURAL GAS ECONOMY—DEMAND BOOM IN ASIA, SUPPLY SHOCK IN US**

---

**Abstract:** With the restructuring and decarbonization of energy systems, the significance of natural gas is on the increase worldwide. It is widely available and flexible—natural gas can be used in electricity generation, manufacturing, transport, and private households. Compared to other fossil fuels, combustion of natural gas leads to relatively low carbon dioxide emissions. For this reason, the natural gas economy also has an important supportive role to play when it comes to the European energy transition towards renewable energies. Against this backdrop, DIW Berlin examines the potential of the global natural gas market and carries out model-based analyses of the possible scenarios for meeting different climate change targets.

The structural shift in the international natural gas economy that has been observed for some years now is also set to continue in the medium and long term. While the Arab states of the Persian Gulf, particularly Qatar, will remain swing suppliers due to their geographical location, Russia's

significance in supplying Europe will decline in future. New techniques such as fracking enable the exploitation of unconventional natural gas reserves, which could potentially see the US become a natural gas export leader and also give other regions around the world the opportunity to domestically extract natural gas. However, in Europe, the potential for additional exploitation of domestic reserves by extracting shale gas through fracking is rather limited for technical reasons and a lack of political support in the context of an adequate international natural gas supply. Asian demand for natural gas is expected to increase as a result of the burgeoning energy hunger generated by economic growth. This demand region, set to dominate in the medium term, will tie up the lion's share of future natural gas trade. In Europe, the situation could develop along a number of different paths, depending on whether natural gas is used as a "bridging fuel" in the transition towards systems based on renewable energies or, as a back-up fuel for intermittent renewable power generation in the long term.

JEL: Q31, Q47, Q54

**Keywords:** natural gas, resources, reserves, trade, Asia, Europe



DIW Berlin – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung e.V.  
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin  
T +49 30 897 89 -0  
F +49 30 897 89 -200  
[www.diw.de](http://www.diw.de)  
80. Jahrgang

#### 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  
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

Lana Stille

#### Pressestelle

Renate Bogdanovic  
Tel. +49-30-89789-249  
[presse@diw.de](mailto:presse@diw.de)

#### Vertrieb

DIW Berlin Leserservice  
Postfach 7477649  
Offenburg  
[leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de)  
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent./min.  
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](mailto:kundenservice@diw.de)) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.