

# Wochenbericht

## **Erdgas für Europa: Die Importe steigen deutlich**

Seite 274

Die Produktion in der EU geht zurück, der Bedarf steigt. Also werden die Importe zunehmen. Russland bleibt wichtigster Lieferant, aber zusätzliche Pipelines erhöhen die Diversifikation. Hinzu kommt der Aus- oder Neubau von Terminals für Tanker mit verfügbarem Erdgas.

**Von Hella Engerer und Manfred Horn**

## **„Der Anstieg des Importbedarfs lässt sich auch durch Ausbau der regenerativen Energien nicht verhindern“**

Seite 275

**Acht Fragen an Manfred Horn**

## **Zinsschranke trifft vor allem Großunternehmen**

Seite 283

Rund 600 Unternehmen werden seit der Unternehmenssteuerreform durch die sogenannte Zinsschranke belastet. Die Steuermehreinnahmen belaufen sich auf 750 Millionen Euro. Würde die Freigrenze von einer Million auf drei Millionen Euro erhöht, sanken die Einnahmen nur um ein Zehntel. Kleine und mittlere Unternehmen würden dadurch jedoch nahezu vollständig von der Zinsschranke befreit.

**Von Stefan Bach und Hermann Buslei**

## **„Nicht Abwracken, sondern Ideen fördern“**

Seite 292

**Kommentar von Christian Wey**

# Erdgas für Europa: Die Importe steigen deutlich

Hella Engerer  
hengerer@diw.de

Manfred Horn  
mhorn@diw.de

*Seit Ende der 90er Jahre ist Erdgas in der Europäischen Union nach Mineralöl der zweitwichtigste Energieträger. Nach den vorliegenden Prognosen wird die Nachfrage nach Erdgas langfristig weiter steigen. Da die Erdgasgewinnung in der EU ihren Höhepunkt bereits überschritten hat und stark zurückgehen wird, müssen die Erdgasimporte deutlich zunehmen. Dies ist langfristig auch möglich, da in wirtschaftlicher Reichweite der EU etwa 80 Prozent der Welterdgasreserven – vor allem in den Nachfolgestaaten der Sowjetunion und im Mittleren Osten – liegen. Bis 2020 sind die Importe bereits vertraglich gesichert, die über den erwarteten Produktionsrückgang hinausgehen. Weitere Vorhaben erlauben einen Anstieg des Erdgasverbrauchs der EU um 20 bis 30 Prozent. Die Versorgung wird dann zu rund 80 Prozent von Importen abhängen. Russland wird der wichtigste Lieferant bleiben, mit deutlichem Abstand vor Norwegen und Algerien.*

*Aufgrund der hohen Konzentration der Erdgasimporte auf wenige Lieferanten werden Sicherheitsbedenken geäußert. Eine regionale Diversifizierung wird nur begrenzt möglich sein. Dazu könnte insbesondere die Erhöhung der Kapazitäten für die Anlandung von verflüssigtem Erdgas (LNG) sowie der Bau einer Pipeline beitragen, die Europa mit erdgasreichen Ländern am Kaspischen Meer und im Mittleren Osten verbindet.*

Noch in den 80er Jahren galt Erdgas als Energieträger der Zukunft, der das Erdöl weltweit als wichtigsten Energieträger ablösen und eine Brücke in die durch erneuerbare Energien geprägte Zukunft schlagen sollte. Diese Prognose schien sich zunächst zu bestätigen, denn der Anteil des Erdgases am Weltenergieverbrauch stieg tatsächlich bis zur Jahrtausendwende. Seitdem steigt der Verbrauch von Kohle allerdings wieder schneller als der Erdgasverbrauch. Kohle hat weltweit ihre Position als zweitwichtigster Energieträger nach Mineralöl verteidigt (Abbildung 1).

## **Steigender Erdgasbedarf bei sinkender Gewinnung**

In der Europäischen Union hatte Erdgas lange eine deutlich geringere Bedeutung als in anderen Regionen der Welt – insbesondere in Nordamerika und der ehemaligen Sowjetunion. Noch Anfang der 70er Jahre war der Anteil von Erdgas auf dem Gebiet der heutigen EU mit knapp zehn Prozent nur etwa halb so groß wie im Durchschnitt der ganzen Welt (Abbildung 2). Mit dem Ausbau der Öl- und Erdgasgewinnung in der Nordsee und bei zunächst noch geringen Importen hat sich dieser Anteil bis 1980 auf etwa 16 Prozent erhöht. Damit reduzierte sich der Abstand der EU zum entsprechenden Weltanteil auf nur noch vier Prozentpunkte. Danach sind die Produktion und die Importe weiter gestiegen, so dass Erdgas im Jahr 1996 den zweiten Rang nach Mineralöl und noch vor der Kohle einnehmen konnte. Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch hat bis 2007 auf 25 Prozent zugenommen. Er lag damit geringfügig über dem Weltdurchschnitt sowie dem Anteil der meisten Regionen (Abbildung 3). Der Anteil der EU am Welterdgasverbrauch belief sich immerhin auf 17 Prozent, und dies obwohl die EU im Jahr 2007 nur einen Anteil von knapp

## Acht Fragen an Manfred Horn

### „Der Anstieg des Importbedarfs lässt sich auch durch Ausbau der regenerativen Energien nicht verhindern“



Dr. Manfred Horn,  
Wissenschaftlicher  
Mitarbeiter der  
Abteilung Energie,  
Verkehr, Umwelt  
am DIW Berlin

**Herr Dr. Horn, die weltweiten Erdgasvorkommen sind begrenzt. Wie sicher ist die Erdgasversorgung in Europa?**

Die Erdgasversorgung in Europa ist nicht gefährdet durch die Begrenzung der Gasvorkommen, weil uns im Prinzip 80 Prozent der weltweiten Erdgasreserven zur Verfügung stehen. Russland ist mit 47 Billionen Kubikmetern das Land mit den größten Gasreserven, danach kommt der Iran. Beides sind Länder, die von der Geographie her für den europäischen Markt zur Verfügung stehen.

**Auf eigene Erdgasvorkommen kann Europa nur begrenzt zurückgreifen?**

Das ist richtig, die europäische Erdgasgewinnung geht seit dem Jahr 2000 zurück. Insbesondere die Produktion in Großbritannien, einem ganz wichtigen Produzenten in Europa, ist zurückgegangen.

**Wie stark ist Europa von Erdgasimporten abhängig?**

Europa ist im Moment zu über 60 Prozent von Erdgasimporten abhängig und wird etwa ab 2020 zu rund 80 Prozent abhängig sein. Mit einem Importanteil von etwa 40 Prozent wird Russland der wichtigste Lieferant für Europa bleiben. Darauf folgen Norwegen und an dritter Stelle Algerien.

**Welche Bedeutung hat der Energieträger Erdgas heute und in Zukunft?**

In Europa hat Erdgas als Energieträger einen Anteil von einem Viertel. Seit den 70er Jahren ist dieser Anteil kräftig gestiegen, weil die Erdgasgewinnung insbesondere in Norwegen und Großbritannien stark ausgebaut wurde. Weltweit ist dieser Trend Anfang 2000 durch die steigenden Öl- und Gaspreise gestoppt worden. Damit konnte die Kohle, von der man glaubte, dass sie vom Gas verdrängt wird, ihre Position als zweitwichtigster Energieträger halten. Derzeit gehen die meisten Prognosen davon aus, dass das so bleiben wird, obwohl Erdgas ein vorteilhafter Energieträger mit geringen spezifischen Schadstoff- und CO<sub>2</sub>-Emissionen ist.

**Mit dem Bau der Pipelines North-Stream, South-Stream und Nabucco soll sehr viel Geld in die Gasversorgung Europas investiert werden. Könnten sich diese Investitionen als falsch erweisen, wenn die Bedeutung von Erdgas als Energieträger zurückgeht?**

Nein, weil wir wissen, dass der Erdgasverbrauch auch in Zukunft noch steigen wird. Selbst wenn er nicht steigen sollte und es gelingt, den Verbrauch sogar zu senken, steigt der Importbedarf Europas auf jeden Fall. Das heißt, es werden auf jeden Fall zusätzliche Kapazitäten benötigt.

**Russland wird der wichtigste Erdgaslieferant für Europa bleiben. Wie groß ist die Gefahr der einseitigen Abhängigkeit?**

Wir haben keine einseitige Abhängigkeit von Russland. Wir sind zwar auf die russischen Erdgasimporte angewiesen, doch ist Russland mindestens in gleichem Maße von den Einnahmen aus diesen Exporten abhängig, es ist also eine gegenseitige Abhängigkeit.

Man sollte die Abhängigkeit von Importen nicht überbewerten

**Ist die Importabhängigkeit der EU vom Erdgas nicht ein Grund, langfristig andere Energiekonzepte zu entwickeln, zum Beispiel regenerative Energien?**

Selbst wenn man regenerative Energien stark ausbauen und Energie sparen würde, wird der Erdgasverbrauch nicht bedeutend zurückgehen. Der Anstieg des Importbedarfs lässt sich auch durch Ausbau der regenerativen Energien nicht verhindern.

**Was ist das wichtigste Ergebnis Ihrer Untersuchung?**

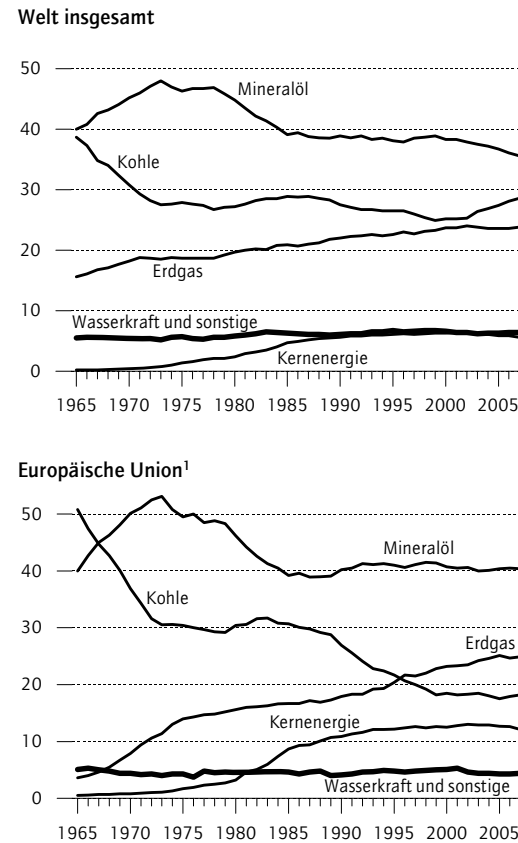
Die Importabhängigkeit wird steigen, und die regionale Struktur der Importe wird sich nicht wesentlich verändern. Allerdings muss die Infrastruktur verbessert und für eine stärkere Diversifizierung der Transporttrassen gesorgt werden. Meines Erachtens sollte man auch die viel diskutierte Abhängigkeit vom Erdgas nicht überbewerten, weil Lieferung und Handel mit Gas auf Gegenseitigkeit beruhen.

Das Gespräch führte  
Erich Wittenberg.  
Das vollständige Interview zum Anhören  
finden Sie auf  
[www.diw.de](http://www.diw.de)

Abbildung 1

### Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Anteile in Prozent



<sup>1</sup> Bis 1985 ohne Estland, Lettland und Litauen, bis 1991 ohne Slowakische Republik.

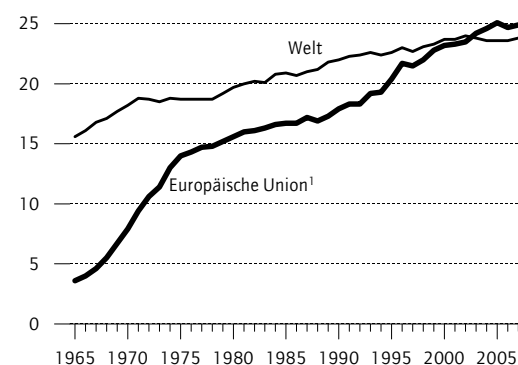
Quellen: BP Statistical Review of World 2008;  
Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

Abbildung 2

### Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch

In Prozent



<sup>1</sup> Bis 1985 ohne Estland, Lettland und Litauen, bis 1991 ohne Slowakische Republik.

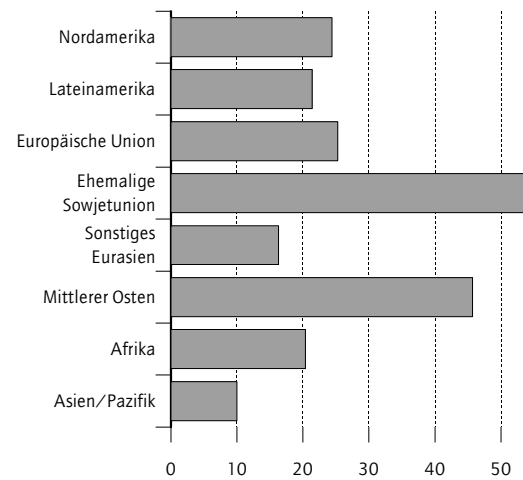
Quellen: BP Statistical Review of World 2008;  
Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

Abbildung 3

### Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch nach Regionen 2007

In Prozent



Quellen: BP Statistical Review of World 2008;  
Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

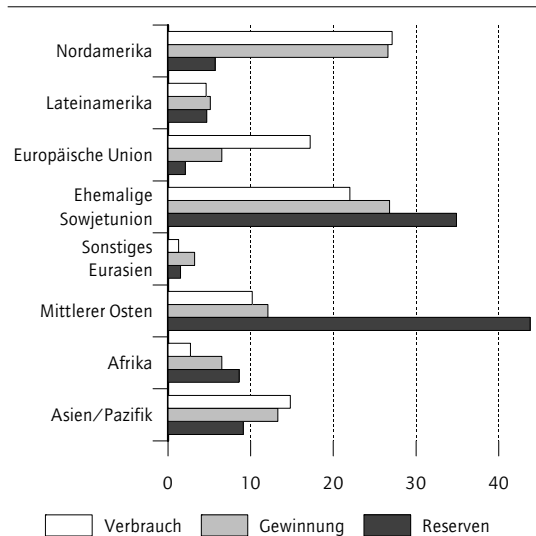
zwei Prozent an den Welterdgasreserven (einschließlich unkonventioneller Reserven) und etwa sieben Prozent an der Welterdgasgewinnung hatte (Abbildung 4).

Während der starke Anstieg des Erdgasverbrauchs der EU von 1970 bis 1980 noch überwiegend durch Produktionssteigerungen der Mitgliedsländer gedeckt werden konnte, wurde der Verbrauchsanstieg danach überwiegend durch Importe getragen (Abbildung 5). Von 1980 bis 1996 ist der Erdgasverbrauch etwa um die Hälfte gestiegen, die inländische Gewinnung aber nur noch um 19 Prozent. Der Verbrauchsanstieg wurde demzufolge zu rund zwei Dritteln durch Importe gedeckt. Im Jahr 1996 hatte die Erdgasgewinnung in der EU mit etwa 211 Millionen Tonnen Öleinheiten (MTOE) (über 230 Milliarden Kubikmeter) ihren Höhepunkt erreicht und ging nach einigen Jahren der Stagnation zurück, während der Verbrauch bis 2005 weiter stieg. 2006 und 2007 ist der Erdgasverbrauch in der EU aufgrund der stark gestiegenen Preise gesunken. Da die Produktion noch stärker als der Verbrauch schrumpfte, sind die Importe noch leicht gestiegen. Der Anteil der Importe am Gesamtaufkommen von Erdgas in der EU hat ausgehend von zehn Prozent im Jahr 1970 über 27 Prozent im Jahr 1980 bis auf 60 Prozent 2007 zugenommen. Im Vergleich zu den übrigen Importregionen Nordamerika, Asien/Pazifik sowie Afrika ist die EU heute am

Abbildung 4

### Erdgasverbrauch, -gewinnung und -reserven nach Regionen 2007

Anteile in Prozent



Quellen: BP Statistical Review of World 2008;  
Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

stärksten von Importen abhängig.<sup>1</sup> Das Potential für noch höhere Importe ist vorhanden, da sich einschließlich der Erdgasreserven im Nahen Osten etwa 80 Prozent der weltweiten Erdgasreserven in wirtschaftlicher Reichweite der EU befinden, und zwar überwiegend in Ländern, deren wirtschaftliche Entwicklung mehr oder weniger stark hinter derjenigen in der EU zurückgeblieben ist, und für die Energieexporte die wichtigste Quelle für Devisen- und Steuereinnahmen sind.

### Importsteigerung setzt sich bis 2030 fort

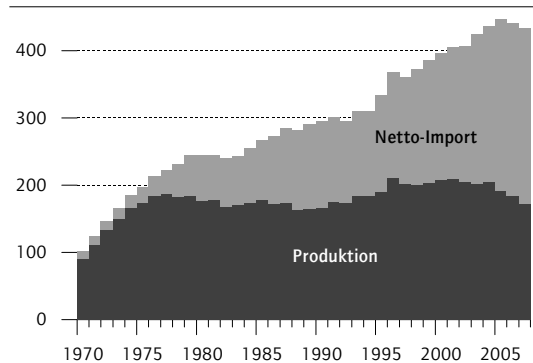
Nach Angaben der *Internationalen Energie Agentur* (IEA) und der *Energie Information Administration* (EIA) könnte bei anhaltend hohen Erdöl- und Erdgaspreisen der Anteil des Erdgases am Weltenergieverbrauch bis 2030 sinken, während der Kohleverbrauch wie schon in den vergangenen Jahren überproportional stark zulegen könnte – vor allem in Asien. Demgegenüber zeichnet sich für die EU ein anderes Bild ab: Die EU-Kommission erwartet in ihrem aktuellen Referenzszenario (update 2007), dass Erdgas in der EU bis 2020 der einzige fossile Energieträger sein wird, dessen Verbrauch noch deutlich zunimmt (Abbildung 6).

<sup>1</sup> Die Importabhängigkeit war 2007 in der Region Asien/Pazifik mit 13 Prozent und in Nordamerika mit nur drei Prozent etwa fünf beziehungsweise zwanzig Mal geringer als in der EU.

Abbildung 5

### Erdgasgewinnung und Netto-Importe der Europäischen Union

In Milliarden Kubikmetern



Quellen: BP Statistical Review of World 2008;  
Berechnungen des DIW Berlin.

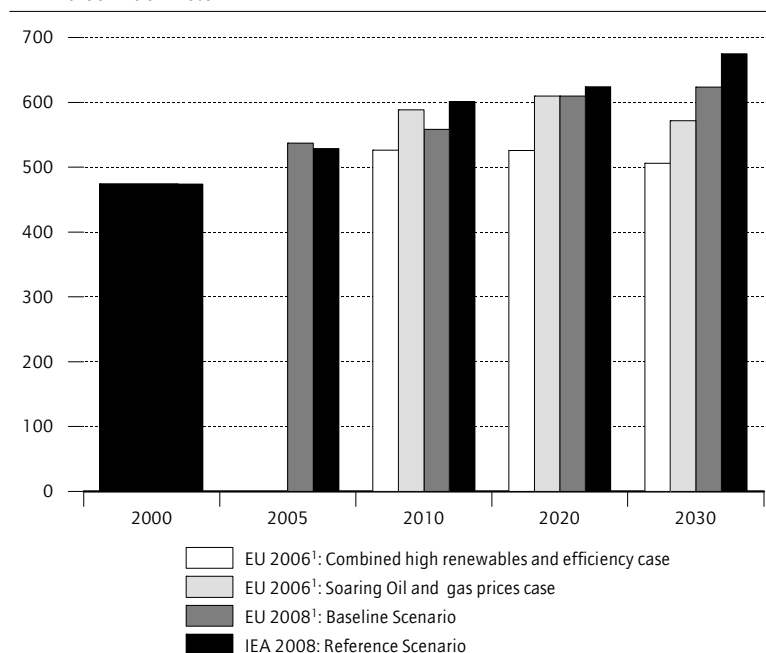
DIW Berlin 2009

Dabei spielt eine Rolle, dass die Kernenergienutzung und der Kohleeinsatz zur Stromerzeugung zurückgehen. Der Einsatz erneuerbarer Energien nimmt bis 2020 um über drei Prozentpunkte auf zehn Prozent des Primärenergieverbrauchs zu. Nach 2020 steigt der Erdgasverbrauch in der EU nur noch geringfügig, während die erneuerbaren Energien weiter Anteile gewinnen. Mit Hilfe von

Abbildung 6

### Szenarien zum Erdgasverbrauch in der Europäischen Union

In Milliarden Kubikmetern



<sup>1</sup> Von Öleinheiten mit dem Faktor 1,208 in Kubikmeter umgerechnet.

Quellen: EU-Kommission; IEA; Berechnungen des DIW Berlin.

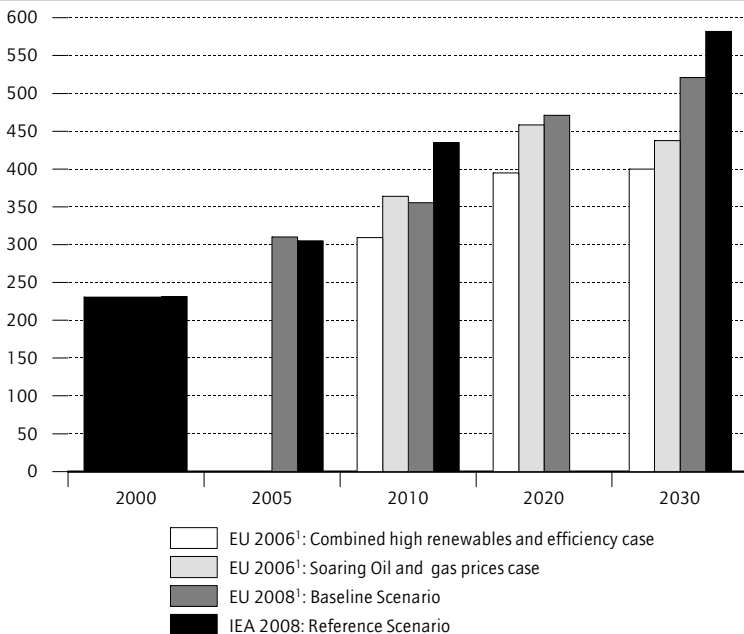
DIW Berlin 2009

beschleunigten Effizienzverbesserungen beim Energieeinsatz und eines starken Ausbaus der erneuerbaren Energien wäre es nach Einschät-

zungen der EU-Kommission aber auch möglich, den Erdgasverbrauch zu senken, bis 2030 etwa auf das für 2010 erwartete Niveau.<sup>2</sup>

Abbildung 7

### Szenarien zu den Netto-Erdgasimporten in die Europäische Union In Milliarden Kubikmetern



<sup>1</sup> Von Öleinheiten mit dem Faktor 1,208 in Kubikmeter umgerechnet.

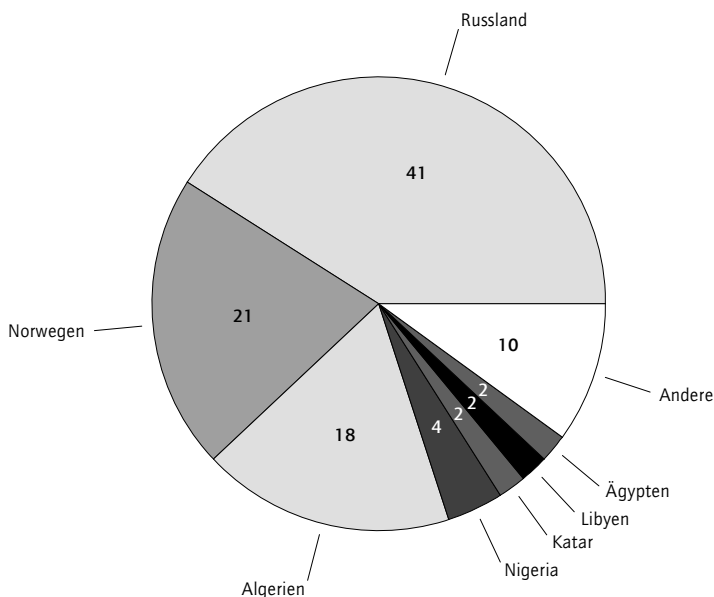
Quellen: EU-Kommission; IEA; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

Abbildung 8

### Herkunft der Erdgasimporte in die Europäische Union 2006

Anteile in Prozent



Quellen: IEA; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

Die Erdgasgewinnung geht in den meisten Mitgliedsländern der EU aufgrund der begrenzten Reserven seit längerem zurück. In den Niederlanden gilt dies bereits seit Ende der 70er Jahre, in Großbritannien seit 2000. Dies sind die beiden Länder mit der derzeit höchsten Erdgasgewinnung in der EU. Besonders die Erdgasgewinnung in Großbritannien ist zuletzt deutlich gefallen. Von 2005 bis 2030 wird sie in der EU um über die Hälfte abnehmen, von diesem Rückgang entfallen knapp vier Fünftel auf Großbritannien und die Niederlande.

Wegen des starken Rückgangs der Erdgasgewinnung in der EU müssen die Erdgasimporte nach Einschätzung der EU trotz eines nur geringen Verbrauchswachstums von 2005 bis 2030 um 175 (etwa 210 Milliarden Kubikmeter) auf 431 MTOE (etwa 520 Milliarden Kubikmeter) gesteigert werden (Abbildung 7).<sup>3</sup> Selbst wenn es gelingen sollte, die ambitionierten Zielsetzungen zu Energieeinsparungen und zum Ausbau erneuerbarer Energien voll zu erfüllen (combined high renewables and efficiency case, 2006), müssen die Erdgasimporte bis 2030 noch um 74 MTOE (knapp 90 Milliarden Kubikmeter) gesteigert werden.

Die bis 2020 prognostizierte Inlandsgewinnung und die vertraglich gesicherten Erdgasimporte der EU übertreffen bereits das Erdgasaufkommen im Jahr 2007 deutlich und decken 82 Prozent des erwarteten Bedarfs (590 bis 630 Milliarden Kubikmeter), weitere fünf Prozent könnten die schon weit vorangeschrittenen Projekte beitragen. Dabei könnten 2020 etwa 18 Prozent des in der EU verfügbaren Erdgases in Form von LNG (liquefied natural gas) importiert werden. Der Beitrag Russlands zu den Erdgasimporten der EU könnte bis zum Jahr 2020 auf 35 Prozent sinken.<sup>4</sup> Die regionale Struktur der Erdgasimporte dürfte sich

<sup>2</sup> Bei einer solchen Entwicklung könnten bereits bis zum Jahr 2020 erneuerbare Energien einen größeren Beitrag zur Energieversorgung Europas leisten als feste Brennstoffe. Bis 2030 könnten sie mit einem Anteil von über 20 Prozent des Primärenergieverbrauchs sogar fast den Anteil von Erdgas erreichen. Vgl. European Commission: European Energy and Transport. Scenarios on Energy Efficiency and Renewables. Brüssel 2006.

<sup>3</sup> Die EU-Kommission gibt in Ihren Szenarien die Erdgasdaten ausschließlich in Heizwerten an. Zur Umrechnung auf Erdgas Mengen in Milliarden Kubikmetern wurde hier entsprechend den Annahmen der IEA im World Energy Outlook 2008 implizit unterstellt, dass das Erdgas aufkommen der EU im Durchschnitt einen Heizwert von 34,7 Megajoule pro Kubikmeter hat. Ein Kilogramm Öleinheiten hat im Vergleich dazu einen Heizwert von 41,9 Megajoule. Daraus ergibt sich ein Umrechnungsfaktor von Erdgas in MTOE auf die Volumeneinheit Milliarden Kubikmeter von 1,208.

<sup>4</sup> [www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-67D0717C-085C43ED/er-corporate/hs.xsl/792.htm](http://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-67D0717C-085C43ED/er-corporate/hs.xsl/792.htm).

damit nur leicht ändern. 2006 trug Russland 41 Prozent zu den Importen bei, Norwegen 21 Prozent und Algerien 18 Prozent (Abbildung 8).

### Ausreichende Infrastrukturvorhaben in Bau und Planung

Russland ist das Land mit den weltweit größten Erdgasreserven (aktuell über 47 Billionen Kubikmeter) und ist bereits durch mehrere Pipelines mit den Erdgasnetzen in der EU verbunden. Es wird daher der wichtigste Lieferant von Erdgas für die EU bleiben.<sup>5</sup> Der künftige Beitrag der einzelnen Länder für die europäische Erdgasversorgung hängt davon ab, welche Vorhaben neuer Transportrouten beziehungsweise LNG-Terminals realisiert werden.

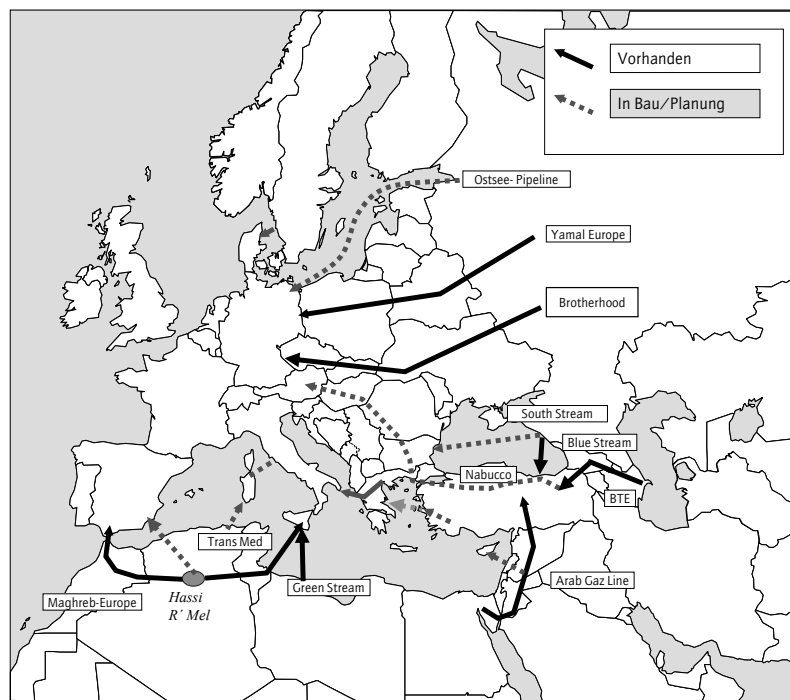
### Pipelines

Der Gasimport der EU erfolgt bislang vor allem über die bestehenden Pipelines aus Norwegen, Russland und den nordafrikanischen Ländern (Abbildung 9). Die Kapazitäten erreichen dabei insgesamt etwa 320 Milliarden Kubikmeter pro Jahr. Davon entfällt fast die Hälfte auf Russland und mehr als ein Drittel auf Norwegen. Um die Erdgasversorgung langfristig sicherzustellen, sind weitere Pipelines im Bau beziehungsweise geplant.

Der Beitrag Russlands zur Erdgasversorgung der EU könnte etwas höher ausfallen, wenn die umstrittene Ostsee-Pipeline (Nord Stream) gebaut wird, die von Wyborg in Russland zur deutschen Ostseeküste nahe Greifswald führen wird und in der endgültigen Ausbaustufe eine Kapazität von 55 Milliarden Kubikmetern erreichen soll.<sup>6</sup> Die Pipeline gehört seit Ende 2000 zu den Trans-European-Networks-Projekten der Europäischen Gemeinschaft. Bislang wird russisches Gas über den Landweg durch die Ukraine oder über Weißrussland und Polen nach Westeuropa geleitet. Die Transportroute durch die Ostsee würde eine direkte Belieferung Deutschlands und Westeuropas unter Umgehung dieser Transitländer ermöglichen und – so die Befürworter der Pipeline – die Versorgungssicherheit erhöhen. In der endgültigen Ausbaustufe könnte die Pipeline bei einem Ausfall von Lieferungen durch die Ukraine die Versorgung Nordwesteuropas gewährleisten. Demgegenüber sehen sich die bisherigen

Abbildung 9

### Ausgewählte Erdgas-Pipelines zur Versorgung Europas



Quellen: IEA; Darstellung des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

Transitländer durch die direkte Anbindung Nordwesteuropas an die russischen Gasreserven in ihrer Position geschwächt. Die Ostseepipeline gilt derzeit zudem als teuerste Option des Pipelinezubaues zur Versorgung Nordwesteuropas.

Eine Verbindung von Russland nach Südosteuropa soll über die South-Stream-Pipeline ermöglicht werden, die im Jahr 2013 fertig gestellt und eine Kapazität von 30 Milliarden Kubikmetern erreichen soll. Mit dieser Pipeline könnte unter anderem Bulgarien, dessen Versorgung mit Erdgas in Folge der Auseinandersetzungen zwischen Russland und der Ukraine im Januar 2009 besonders stark betroffen war, künftig direkt mit russischem Erdgas versorgt werden. Um die Versorgung Südosteuropas bei temporären Lieferausfällen sicherzustellen, wäre dort zudem eine Erhöhung der Speicherkapazitäten unabdingbar. So haben Bulgarien und Griechenland im Vergleich zu anderen EU-Staaten geringe oder keine Speicherkapazitäten. In anderen Ländern (zum Beispiel Ungarn) ist es versäumt worden, bei steigendem Gasverbrauch privater Haushalte die Speicherkapazitäten auszubauen.<sup>7</sup>

<sup>5</sup> Vgl. zu den russischen Erdgasexporten Engerer, H.: Russlands Energieexporte. Potential, Strategien, Perspektiven. In: Osteuropa, Blick in die Röhre. Europas Energiepolitik auf dem Prüfstand, Energie-Dossier, 2009, 39–55.

<sup>6</sup> Vgl. Hubert, F., Suleymanova, I.: Ostsee-Pipeline: Die Gewinne werden neu verteilt. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 7/2009.

<sup>7</sup> Vgl. DG Tren C1: Study on Natural Gas Storage in the EU. Draft final report, Oktober 2008, [ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/gas\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/gas_en.htm).

Tabelle

**Erdgassituation in ausgewählten Lieferregionen der EU 2007**

In Milliarden Kubikmetern

	Förderung	Verbrauch	Förderüber- schuss	Reserven	Reichweite <sup>1</sup> in Jahren
<b>Russland</b>	650,8	451,1	199,7	47 693	73,3
<b>Kaspischer Raum<sup>2</sup></b>					
Turkmenistan	72,2	15,0	57,2	3 000	41,6
Usbekistan	65,3	55,1	10,2	1 841	28,2
<b>Nordafrika</b>					
Algerien	84,8	27,3	57,5	4 515	53,2
Ägypten	46,5	36,5	10,0	2 048	44,0

<sup>1</sup> Bei heutigem Fördervolumen.<sup>2</sup> Wegen der unsicheren Daten wird Kasachstan nicht ausgewiesen.

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

DIW Berlin 2009

Eine Anbindung europäischer Abnehmer an die Erdgasvorkommen im kaspischen Raum soll durch die Nabucco-Pipeline geschaffen werden, die mit einer Kapazität von 31 Milliarden Kubikmetern Erdgas ursprünglich im Jahr 2012 den Betrieb aufnehmen sollte.<sup>8</sup> Der direkte Bezug von Erdgas aus den zentralasiatischen Ländern und gegebenenfalls aus dem Iran wird dabei oftmals unter dem Stichwort der Diversifizierung europäischer Erdgasbezüge und der Verminderung der Abhängigkeit von Russland genannt. Die Türkei erhält als Transitland und Verteilerzentrum von Erdgas eine besondere Bedeutung.<sup>9</sup> Aufgrund der geplanten Kapazität der Pipeline könnten russische Lieferungen allerdings nur in geringem Umfang ersetzt werden. Hinzu kommt, dass Russland derzeit mit zentralasiatischen Ländern über den Aufkauf von Erdgas verhandelt und versucht, seine bisherige Rolle als Re-exporteur eher noch auszubauen.

Von den zentralasiatischen Ländern sind bislang Turkmenistan (2007: 54,3 Milliarden Kubikmeter) und Usbekistan (2007: 14,7 Milliarden Kubikmeter) Nettoexporteure von Erdgas. Nur in geringem Umfang exportierten auch Kasachstan und seit 2007 Aserbaidschan Erdgas an Nicht-GUS-Staaten. Nach Angaben der IEA haben diese vier Länder im Jahr 2007 insgesamt 73 Milliarden Kubikmeter Erdgas exportiert, darunter 64 Milliarden Kubikmeter nach Russland.<sup>10</sup> Turkmenistan wird gemäß eines langfristigen Abkommens seine Lieferungen nach Russland von 48 Milliarden Kubikmeter auf 70 bis 80 Milliarden Kubikmeter pro Jahr ausbauen. Das Land hat angekündigt,

<sup>8</sup> Bislang besteht über die BTE-Pipeline (Baku-Tbilisi-Erzurum) eine Route von Aserbaidschan in die Türkei mit einer Kapazität von 8,8 Milliarden Kubikmetern; diese soll bis 2012 um zwölf Milliarden Kubikmeter erweitert werden.

<sup>9</sup> Vgl. Götz, R.: Pipeline-Popanz. Irrtümer der europäischen Energie-debatte. In: Osteuropa, Energie-Dossier, 2009, 5–20.

<sup>10</sup> International Energy Agency: Perspectives on Caspian Oil and Gas Development. Dezember 2008, [www.iea.org/Textbase/publications/free\\_new\\_Desc.asp?PUBS\\_ID=2076](http://www.iea.org/Textbase/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2076).

seine Produktion von 72 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2007 auf 230 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2030 zu erhöhen und dabei auch seine Erdgasexporte deutlich zu steigern. Noch ist die tatsächliche Höhe der turkmenischen Erdgasreserven indes nicht geklärt, und es ist offen, ob das Land die geplanten Steigerungen von Produktion und Export realisieren kann (Tabelle). Die anderen Länder werden nur in begrenztem Umfang zusätzliche Mengen von Erdgas für den Export nach Westeuropa bereitstellen. So wird Usbekistan einen großen Teil seiner Erdgasproduktion zur Deckung seines inländischen Bedarfs benötigen. Kasachstan verfügt zwar über große Erdgasreserven in Form von assoziiertem Gas in Erdölvorkommen. Bei der Erölgewinnung wird dieses Begleitgas allerdings überwiegend zur Erhöhung der Erdölproduktion in die Lagerstätten zurückgepresst. Die Menge Erdgas, die Kasachstan im Jahr 2020 letztlich für die inländische Versorgung oder den Export verwenden kann, fällt mit 30 bis 40 Milliarden Kubikmetern daher deutlich geringer aus als es die Reservesituation vermuten lässt.<sup>11</sup> Das potentielle Exportvolumen wird sich dabei künftig in einer Bandbreite von 12 bis 20 Milliarden Kubikmetern bewegen. Insgesamt kann die Region – vor allem Turkmenistan – zwar einen Beitrag zur Erdgasversorgung der EU leisten, sie wird aber Russland als wichtigsten Lieferanten der EU nicht ersetzen können.

Verschiedene kleinere Pipelineprojekte werden die Voraussetzung dafür schaffen, dass die Liefermengen der nordafrikanischen Anbieter nach Europa erhöht werden können. Hierzu gehören Galsi (Algerien-Italien) sowie Medgaz (Algerien-Spanien); Medgaz soll in der zweiten Jahreshälfte 2009 in Betrieb gehen. Beide Transportrouten werden eine Kapazität von acht Milliarden Kubikmetern pro Jahr erreichen. Eine Verbesserung der Anbindung südeuropäischer Abnehmer ist zudem durch die transadriatische Pipeline TAP (Albanien-Italien) sowie den Interconnector ITIG (Türkei, Griechenland, Italien) zu erwarten.

**LNG**

Erdgas kann nicht nur über Pipelines von den potentiellen Lieferländern nach Europa gelan-

<sup>11</sup> Die IEA betont, dass die kasachischen Angaben zur Erdgasproduktion und zum Verbrauch stark variieren. Ein Grund hierfür ist, dass Produktion und Verbrauch entweder insgesamt angegeben oder die Gesamtzahlen um die technische Verwendung von Gas und Abfackelung bereinigt werden. Ohne eine derartige Bereinigung kann sogar das Doppelte der von der IEA veröffentlichten Produktion in Höhe von 12,9 Milliarden Kubikmetern und des Verbrauchs in Höhe von 10,6 Milliarden Kubikmetern für das Jahr 2007 erreicht werden. So hat auch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) den gesamten Erdgasverbrauch für 2007 mit 21,5 Milliarden Kubikmetern angegeben. Vgl. BGR: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2007. Stand 31.12.2007, Hannover 2008.

gen, sondern auch in Form von verflüssigtem Erdgas (LNG) über den Seeweg. Dazu müssen in den Exportländern entsprechende Verflüssigungsanlagen und in den Importländern LNG-Anlandeterminals eingerichtet werden. Die Verflüssigung von Erdgas und Verschiffung von LNG wird grundsätzlich ab einer Entfernung von etwa 4 000 Kilometern als wirtschaftlich betrachtet. In der jüngsten Vergangenheit hat der Handel mit LNG weltweit stark zugenommen.

Im Jahr 2007 hat die EU rund 46 Milliarden Kubikmeter Erdgas in Form von LNG importiert, das entspricht einem Anteil von knapp neun Prozent am europäischen Erdgasverbrauch.<sup>12</sup> Bisher verfügen nur einige europäische Länder über Terminals zur Regasifizierung des verflüssigten Erdgases (Abbildung 10): Belgien, Frankreich, Griechenland, Italien, Portugal, Spanien und Großbritannien. Konkrete Planungen zum Bau oder zur Erweiterung von Terminals bestehen in Frankreich (Fos Cavaou, acht Milliarden Kubikmeter), Spanien (Gijón, sieben Milliarden Kubikmeter, Arinaga auf Grand Canaria 1,3 Milliarden Kubikmeter, Arico-Grqanadilla auf Teneriffa, 1,3 Milliarden Kubikmeter) sowie in Italien (Rovigo, offshore 7,6 Milliarden Kubikmeter, Brindisi, 7,6 Milliarden Kubikmeter).<sup>13</sup> Großbritannien, das seinen eigenen Erdgasbedarf zunehmend durch Importe decken muss, wird ebenfalls die Kapazitäten der LNG-Terminals erhöhen (unter anderem in South Hook I und II mit 21,2 Milliarden Kubikmetern und Dragon mit drei Milliarden Kubikmetern). Weitere Terminals, deren Kapazitäten teilweise noch nicht festgelegt sind, sollen in den Niederlanden, Italien, Frankreich und Polen gebaut werden. In Deutschland wurde der Bau eines LNG-Terminals in Wilhelmshaven immer wieder aufgeschoben.

Die Bauvorhaben werden die Anlandekapazitäten in der EU um rund 55 Milliarden Kubikmeter auf rund 150 Milliarden Kubikmeter erhöhen.<sup>14</sup> Derzeit sind die Kapazitäten durchschnittlich etwa zur Hälfte ausgelastet. Zusätzlich zu den Anlandekapazitäten besteht technisch die Möglichkeit, LNG schon beim Entladen spezieller Tanker zu regasifizieren und in das Gasnetz des Empfängerlandes einzuspeisen.

<sup>12</sup> Vgl. OECD: Natural Gas Information. 2008.

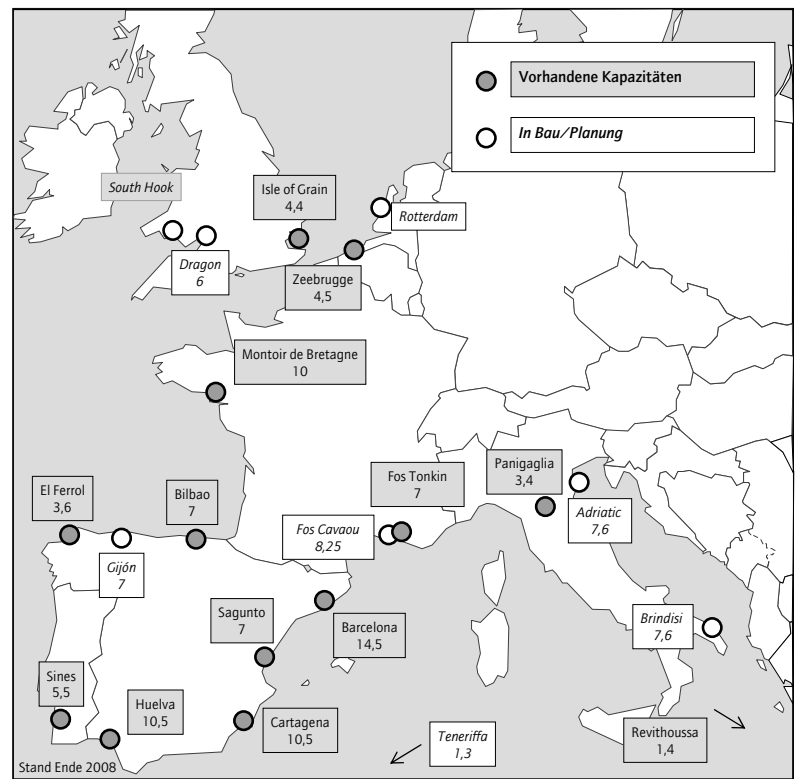
<sup>13</sup> Die Kapazitäten für die geplanten Terminals in den Niederlanden (Rotterdam), sowie in Großbritannien (Milford Haven) sind noch ungeklärt.

<sup>14</sup> Darüber hinaus gibt es weitere Vorhaben zum Bau von LNG-Terminals, welche die europäischen Anlandekapazitäten auf insgesamt rund 325 Milliarden Kubikmeter erhöhen würden. Welche dieser Vorhaben realisiert werden, ist noch nicht abzusehen. Vgl. IEA: Natural Gas Market Review. Paris, 2008.

Abbildung 10

### LNG-Terminals zur Versorgung Europas

Kapazitäten in Milliarden Kubikmetern pro Jahr



Quellen: GLE map dataset; IEA; Darstellung des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

Die Entwicklung des LNG-Marktes weltweit und in Europa hängt nicht nur vom Tempo des Aufbaus der Anlandekapazitäten in den Empfängerländern und der Tankerflotte ab, sondern auch von den Kapazitäten der Exportterminals in den Lieferländern. Als Exporteure fungieren derzeit vor allem Katar (39,8 Milliarden Kubikmeter), Malaysia (30,7 Milliarden Kubikmeter), Indonesien (28,4 Milliarden Kubikmeter), Algerien (25 Milliarden Kubikmeter) sowie Nigeria (20,8 Milliarden Kubikmeter).<sup>15</sup>

Insbesondere Algerien und Nigeria sind als Anbieter für den europäischen Markt von Bedeutung. Die beiden Länder planen ihre Kapazitäten in den nächsten Jahren jeweils um sechs Milliarden Kubikmeter zu steigern. Als neuer Anbieter von LNG (rund 13 Milliarden Kubikmeter) auf dem europäischen Markt könnte Russland hinzutreten. Die Anbieter im pazifischen Raum beabsichtigen ebenfalls, die Kapazitäten ihrer LNG-Terminals zu erhöhen. Nach Angaben der IEA

<sup>15</sup> Dabei sind nach der OECD-Klassifikation für politische Stabilität Katar und Malaysia in der günstigen Risikoklasse 2 und Algerien in Klasse 3. Eine schlechte Bewertung erhalten Indonesien mit Klasse 5 und Nigeria mit Klasse 6.

sollen die Kapazitäten weltweit von 255 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2007 auf 402 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2012 steigen.<sup>16</sup>

### **Importabhängigkeit erfordert Diversifizierung und Vernetzung**

In wirtschaftlicher Reichweite der EU – vor allem in Nachfolgestaaten der Sowjetunion und im Mittleren Osten – liegen etwa 80 Prozent der Welt-erdgasreserven. Durch steigende Importmengen aus diesen Regionen kann die EU trotz rückläufiger Inlandsproduktion das Erdgasaufkommen bis 2020 um 20 bis 30 Prozent erhöhen.

Die zuletzt zur Jahreswende aufgebrochenen Konflikte zwischen Russland und der Ukraine und die daraus resultierenden kurzfristigen Lieferunterbrechungen haben die Frage aufgeworfen, ob steigende Erdgasimporte die Sicherheit der Energieversorgung beeinträchtigen. Bislang bestanden gute Erfahrungen mit der Vertragstreue

Russlands und anderer Erdgaslieferländer. Diese haben wirtschaftliche Interessen an stabilen Exporteinnahmen.

In der Diskussion darüber, wie Abhängigkeiten vermindert werden können, wird die Senkung des zusätzlichen Importbedarfs und die Diversifizierung der Bezüge genannt. Durch Energieeinsparungen und verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien kann ein Verbrauchsanstieg zwar vermieden werden. Dies wird aber nicht ausreichen, um die rückläufige Produktion zu kompensieren und zusätzliche Erdgasimporte zu vermeiden. Die stärkere regionale Diversifizierung der europäischen Erdgasimporte (auch durch stärkere Nutzung von LNG) wird ebenfalls nur begrenzt möglich sein. So wird der Anteil Russlands, der heute bei etwa 40 Prozent der Importe liegt, bis 2020 voraussichtlich nur leicht zugunsten von Ländern in Afrika und im Mittleren Osten abnehmen. Wenn die EU die Vorteile von Erdgas weiter voll nutzen will, sollten die Vernetzung der Pipelinesysteme über Ländergrenzen hinweg verbessert und zudem die Speicherkapazitäten für Erdgas erhöht werden.

**JEL Classification:**  
Q41, L12, L13

**Keywords:**  
Natural gas,  
LNG,  
Import dependence,  
Reserves,  
Pipelines.

<sup>16</sup> Vgl. International Energy Agency: World Energy Outlook. 2008, 122.

# Zinsschranke trifft vor allem Großunternehmen

*Die seit 2008 geltende „Zinsschranke“ begrenzt den Abzug des Zinsaufwands von der steuerlichen Bemessungsgrundlage bei hoher Fremdfinanzierung. Eine Abschätzung auf Grundlage von veröffentlichten handelsrechtlichen Jahresabschlüssen des Jahres 2006 ergibt 1 100 Unternehmen, die von der Zinsschranke betroffen sein könnten. Davon werden 600 Unternehmen tatsächlich steuerlich belastet. Für die übrigen Unternehmen hat die Zinsschranke keinen unmittelbaren Effekt, da sie einen hinreichend hohen steuerlichen Verlust aufweisen. Das Steuermehraufkommen wird auf 750 Millionen Euro geschätzt, ohne Berücksichtigung von Anpassungsreaktionen der Unternehmen.*

*Eine Anhebung der Zinsschranken-Freigrenze auf einen Nettozinsaufwand von drei Millionen Euro, wie derzeit vom Gesetzgeber geplant, würde die Zahl der betroffenen kleinen und mittleren Unternehmen sehr stark reduzieren. Da die Zinsschranke vor allem Großunternehmen trifft, geht das Steueraufkommen bei einer solchen Reform um weniger als ein Zehntel zurück.*

Die Zinsschranke ist eine Neuregelung der Unternehmensteuerreform 2008 (Kasten). Sie richtet sich gegen hohe Fremdfinanzierungen und soll mögliche Verlagerungen von Besteuerungsgrundlagen ins Ausland begrenzen.<sup>1</sup> Die Neuregelung trifft potenziell alle Unternehmen und gilt nicht nur für Gesellschafter-Fremdfinanzierungen von Kapitalgesellschaften, wie die Vorgängerregelung (§ 8a KStG a. F.). Eine Beschränkung auf grenzüberschreitende Finanzierungsbeziehungen ist aus europarechtlichen Gründen nicht mehr möglich. Die Zinsschranke sieht jedoch verschiedene Ausnahmeregelungen vor, die den Kreis der Betroffenen weitgehend auf Unternehmen mit hohem Zinsaufwand und Auslandsbeziehungen einschränken (Freigrenze beim Nettozinsaufwand, Konzernklausel und Eigenkapital-Escape-Klausel). Inländische Unternehmensverbünde sind nicht betroffen, wenn sie eine steuerliche Organschaft<sup>2</sup> bilden. Sofern die Voraussetzungen für eine steuerliche Organschaft (insbesondere ein Gewinnabführungsvertrag) aus anderen Gründen nicht erwünscht sind, kann die Zinsschranke über eine Anpassung der Finanzierungsstruktur vermieden werden. Das gilt auch für grenzüberschreitende Unternehmensbeziehungen, bei denen keine steuerliche Organschaft möglich ist.

Die Zinsschranke ist eine steuerrechtliche Innovation des deutschen Gesetzgebers. Deswegen sowie aufgrund der schlechten Datenlage gibt es große Unsicherheiten zur Anzahl der betroffenen Unternehmen und zu den wirtschaftlichen und fiskalischen Wirkungen der Zinsschranke.

Stefan Bach  
sbach@diw.de

Hermann Buslei  
hbuslei@diw.de

<sup>1</sup> Deutscher Bundestag, Drucksachen 16/4841, 16/5491.

<sup>2</sup> „Organschaft“ bezeichnet im Steuerrecht die gemeinsame Besteuerung mehrerer rechtlich selbständiger Unternehmen. Dabei werden die Besteuerungsgrundlagen von rechtlich selbständigen Kapitalgesellschaften (Organgesellschaften) einem anderen Unternehmen (Organträger) zugerechnet. Der gesamte Organkreis wird dadurch wie ein Steuerpflichtiger behandelt. Gewinne und Verluste einzelner Mitgliedsunternehmen der Organschaft können verrechnet werden.

## Die Zinsschranke

Die Zinsschranke nach § 4h EStG begrenzt den Betriebsausgabenabzug von Zinsausgaben, soweit sie die Zinserträge übersteigen, auf einen Betrag in Höhe von 30 Prozent des steuerpflichtigen Gewinns vor Zinsertrag, Zinsaufwand und Abschreibungen (EBITDA). Die Zinsschranke gilt für alle Unternehmen beziehungsweise Betriebe unabhängig von der Rechtsform. Steuerliche Organschaften werden als ein Betrieb eingestuft.

Die Zinsschranke greift nicht, wenn der Saldo aus Zinsaufwendungen und Zinserträgen (Nettozinsaufwand, Zinssaldo) weniger als eine Million Euro beträgt (Freigrenze) oder wenn der Betrieb nicht Teil eines Konzerns ist („Stand-alone-Klausel“, „Konzernklausel“). Ist der Be-

trieb Teil eines Konzerns, gilt die Zinsschranke nicht, wenn seine Eigenkapitalquote gleich hoch oder höher ist als die des Konzerns (Escape-Klausel). Konzernklausel und Eigenkapital-Escape befreien nicht von der Zinsschranke, wenn nennenswerte Gesellschafterfremdfinanzierung vorliegt (§ 8a Abs. 2 und 3 KStG).

Der nicht abzugsfähige Zinsaufwand des Veranlagungsjahrs kann auf folgende Jahre vorgetragen werden. Dieser Zinsvortrag entfällt vollständig oder anteilig bei Aufgabe oder Übertragung eines (Teil-)Betriebs, beim Mantelkauf nach § 8c KStG oder bei bestimmten Umstrukturierungen (§§ 4 Abs. 2, 12 Abs. 3, 20 Abs. 9, 24 Abs. 6 UmwStG).

Die deutschen Steuerstatistiken enthalten keine umfassenden Informationen zur steuerlichen Gewinnermittlung.<sup>3</sup> Daher fehlen präzise und repräsentative Angaben zu den wesentlichen steuerrelevanten Größen (Netto-Zinsaufwand, Abschreibungen, Konzernangehörigkeit, Eigenkapitalquote). Solange keine zusätzlichen Informationen im Rahmen des Besteuerungsverfahrens erschlossen werden, bleibt nur die Möglichkeit, öffentlich zugängliche Jahresabschlussdaten auszuwerten.

Die Autoren haben eine detaillierte Abschätzung des betroffenen Unternehmenskreises und der fiskalischen Wirkungen der Zinsschranke auf Basis von veröffentlichten handelsrechtlichen Jahresabschlussdaten durchgeführt.<sup>4</sup> Verwendet werden alle unkonsolidierten Jahresabschlüsse für das Jahr 2006 aus der Bilanzdatenbank „Dafne“ des Bureau van Dijk nach dem Stand der Lieferung vom Januar 2009, die eine Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) enthalten (72 000 Fälle). Mit einem Mikrosimulationsmodell lassen sich die Besteuerungsgrundlagen aus den handelsrechtlichen Jahresabschlussdaten ableiten und die Neuregelungen der Zinsschranke abbilden. Hier bestehen Unsicherheiten, da eine Reihe von Einzelregelungen zur Zinsschranke (vor allem zu den Escape-Regelungen sowie deren Nichtanwendung bei Gesellschafter-Fremdfinanzierung) so-

wie zu den übrigen Besteuerungsgrundlagen (etwa Besonderheiten der steuerlichen Gewinnermittlung oder die Berücksichtigung von steuerlichen Verlustvorträgen) und zur steuerlichen Organschaft nicht präzise auf Grundlage der handelsrechtlichen Jahresabschlussdaten nachvollzogen werden können. Ferner können sich unter den Fällen ohne GuV sowie unter den nicht von der Datengrundlage erfassten Unternehmen (vor allem Personenunternehmen mit persönlicher Haftung) weitere potenzielle Betroffene befinden, deren Besteuerungsgrundlagen nicht geschätzt werden konnten. Mögliche Wirkungen im Zeitverlauf hinsichtlich des Vortrags von nicht abgezogenen Zinsen werden ausgeblendet, ebenso Anpassungsreaktionen der Unternehmen auf die Zinsschrankenregelung. Die Ergebnisse geben daher nur einen ersten Eindruck zu Größenordnung und Struktur der betroffenen Unternehmen sowie zu den unmittelbaren Belastungswirkungen vor möglichen Anpassungsreaktionen.

Von den 72 000 Fällen im Datensatz weisen lediglich 3 250 Unternehmen einen Nettozinsaufwand von einer Million Euro und mehr aus (Tabelle). Diese Unternehmen sind von der Zinsschranke latent betroffen. Direkt betroffen sind davon nach geltendem Recht knapp 2 000 Unternehmen, bei denen 30 Prozent des EBITDA nicht ausreichen, um den Nettozinsaufwand abzudecken. Berücksichtigt man ferner die Ausnahmeregelungen von der Zinsschranke (Konzernklausel und Escape-Klausel) sowie das Vorliegen von steuerlichen Organschaften, bleiben 1 100 Unternehmen übrig. Davon werden 600 Unternehmen steuerlich belastet, der Rest hat so hohe laufende Verluste, dass

<sup>3</sup> Bach, S., Buslei, H., Dwenger, N., Fossen, F., Steiner, V.: Verbesserung der steuerstatistischen Informationssysteme zur Folgenabschätzung und Evaluierung steuerpolitischer Maßnahmen im Bereich der Unternehmensbesteuerung. Studie im Auftrag des Bundesministeriums der Finanzen. DIW Berlin: Politikberatung kompakt 43, 2008.

<sup>4</sup> Bach, S., Buslei, H.: Empirische Analysen zur Zinsschranke auf Grundlage von Handelsbilanzdaten. DIW Berlin Research Notes 30, 2009.

Tabelle

**Betroffene, Belastete und Mehraufkommen aufgrund der Zinsschranke**

Fälle mit Jahresabschlüssen einschließlich Gewinn- und Verlustrechnung für das Jahr 2006

	Geltendes Recht	Veränderung bei Anhebung der Freigrenze <sup>1</sup>	Geltendes Recht	Veränderung bei Anhebung der Freigrenze <sup>1</sup>
	Zahl der Fälle		Steuer Mehraufkommenspotential <sup>2</sup> in Milliarden Euro	
Latent Betroffene (Nettozinsaufwand eine Million Euro und mehr)	3 254	–1 971	(–)	(–)
Betroffene				
vor Anwendung Konzernkriterium, Ek-Escape, Organschaftsregelung	1 982	–1 111	4,55	–0,28
nach Anwendung Konzernkriterium und Ek-Escape, vor Anwendung Organschaftsregelung	1 427	–760	4,08	–0,20
nach Anwendung Konzernkriterium, Ek-Escape und Organschaftsregelung <sup>3</sup>	(1 058)	(–581)	(3,50)	(–0,15)
Belastete				
vor Anwendung Konzernkriterium, Ek-Escape, Organschaftsregelung	1 246	–723	1,08	–0,10
nach Anwendung Konzernkriterium und Ek-Escape, vor Anwendung Organschaftsregelung	820	–451	0,90	–0,06
nach Anwendung Konzernkriterium, Ek-Escape und Organschaftsregelung <sup>3</sup>	(625)	(–355)	(0,75)	(–0,05)
Nach der Bilanzsumme				
Bis 10 Millionen Euro	(6)	(–4)	(0,00)	(–0,00)
10–43 Millionen Euro	(144)	(–141)	(0,02)	(–0,02)
43–100 Millionen Euro	(191)	(–156)	(0,05)	(–0,03)
über 100 Millionen Euro	(284)	(–54)	(0,68)	(–0,01)
Nach Gewinn- und Verlustfällen				
Gewinnfälle	(423)	(–258)	(0,40)	(–0,04)
Verlustfälle	(202)	(–97)	(0,35)	(–0,01)

<sup>1</sup> Auf drei Millionen Euro für den Nettozinsaufwand.<sup>2</sup> Angenommen wird ein Steuersatz von 26,5 Prozent (Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag, abzüglich der steuerlichen Entlastung durch die verringerte Hinzurechnung der nicht abzugsfähigen Zinsen bei der Gewerbesteuer). Das für die Betroffenen ermittelte Steuer Mehraufkommenspotential beträgt 26,5 Prozent der wegen der Zinsschranke nicht als Betriebsausgaben abzugsfähigen Zinsen.<sup>3</sup> Die Werte für die Ergebnisse einschließlich der Organschaftsregelung werden wegen der höheren Unsicherheit bei der Abschätzung in Klammern gesetzt.

Quellen: Bilanzdatenbank Dafne, Bureau van Dijk; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

er auch durch die Zinsschranke nicht unmittelbar steuerlich berührt wird. Das Steuer Mehraufkommen der belasteten Unternehmen wird bei geltendem Recht auf 750 Millionen Euro geschätzt.<sup>5</sup> Sowohl bei der Zahl der Unternehmen als auch beim Steuer Mehraufkommen trifft die Zinsschranke vor allem Großunternehmen, gemessen an der Bilanzsumme.<sup>6</sup> Nach den Berechnungen tragen die Großunternehmen (Bilanzsumme über 43 Millionen Euro) gut 97 Prozent des Steuer Mehraufkommens. Ferner entfällt knapp die Hälfte des Mehraufkommens auf Unternehmen, die vor Anwendung der Zinsschranke steuerliche Verluste ausweisen und durch die Zinsschranke eine positive Bemessungsgrundlage erhalten.

<sup>5</sup> Berücksichtigt werden Gewerbesteuer, Körperschaftsteuer und Solidaritätszuschlag, abzüglich der steuerlichen Entlastung durch die verringerte Hinzurechnung der nicht abzugsfähigen Zinsen bei der Gewerbesteuer.<sup>6</sup> Die Darstellung nach der Höhe der Bilanzsumme orientiert sich an der Definition für kleine und mittlere Unternehmen beziehungsweise der Unternehmensgrößenklassenabgrenzung der Europäischen Kommission, soweit sie die Bilanzsumme betrifft. Demnach reichen Kleinunternehmen bis zu einer Bilanzsumme von zehn Millionen Euro und mittlere Unternehmen bis zu 43 Millionen Euro. Vgl. [ec.europa.eu/enterprise/enterprise\\_policy/sme\\_definition/index\\_de.htm](http://ec.europa.eu/enterprise/enterprise_policy/sme_definition/index_de.htm).

Unter den rund 460 000 Unternehmen ohne GuV, die der Datensatz für das Jahr 2006 enthält, befinden sich etwa 1 500 Unternehmen mit Nettoverbindlichkeiten von über 20 Millionen Euro. Bei einem durchschnittlichen Zinssatz von fünf Prozent könnten diese Unternehmen zusätzlich von der Zinsschranke betroffen sein. Über die tatsächliche Betroffenheit und die Belastungen können mangels Informationen aus der GuV keine Angaben gemacht werden.

Angesichts der aktuellen Rezession wird befürchtet, dass die Zinsschranke die wirtschaftliche Situation der betroffenen Unternehmen verschärft. In der erwähnten Studie werden Simulationen zu einem deutlichen Gewinneinbruch durchgeführt.<sup>7</sup> Nach den Ergebnissen verringert sich die Zahl der Belasteten und das Steuer Mehraufkommen durch die Zinsschranke leicht.

Zurzeit berät der Gesetzgeber über Erleichterungen bei der Zinsschranke. Der Bundesrat hat beschlossen, die Freigrenze für den Nettozinsauf-

<sup>7</sup> Bach, S., Buslei, H., a.a.O., 26 ff.

wand auf drei Millionen Euro anzuheben. Die Erhöhung soll zunächst auf den „Krisenzeitraum“ 2008 bis 2010 begrenzt werden.<sup>8</sup> Eine Analyse dieser Reform auf Grundlage der Jahresabschlussdaten für 2006 zeigt, dass sich die Zahl der betroffenen und belasteten Unternehmen um gut die Hälfte reduziert. Fast alle kleinen Unternehmen und auch die meisten mittleren Unternehmen (gemessen an der Bilanzsumme) sind dann nicht mehr von der Regelung betroffen. Das Steuermehraufkommen vermindert sich dagegen nur um sieben Prozent, da die Mehreinnahmen aus der Zinsschranke stark auf die großen Unternehmen konzentriert sind.

## Fazit

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Zinsschranke vor allem Großunternehmen trifft. Diese Unternehmen sollen durch die Zinsschranke zu einer verringerten Fremdfinanzierung in Deutschland veranlasst werden. Es gibt Anzeichen dafür, dass dies in der Steuerplanung eine Rolle spielt.<sup>9</sup> Auch einige mittelständische Unternehmen können von der Regelung betroffen sein. Die hier vorgestellten Analysen ergeben eine Anzahl von knapp 150 Firmen. Eine Anhebung der Freigrenze auf drei Millionen Euro würde diese Unternehmen nahezu vollständig von der Belastung durch die Zinsschranke ausnehmen.

Aus steuerpolitischer und steuertechnischer Perspektive ist die Zinsschranke eine Notlösung, um Fremdfinanzierungen zu Lasten des deutschen Fiskus zu begrenzen. Steuerpolitisch wäre es grundsätzlich wünschenswert, alle Formen der Unternehmensfinanzierung möglichst gleichmäßig zu belasten. In Deutschland bestehen weiterhin erhebliche steuerliche Anreize zur Fremdfinanzierung, da Gewinne mit durchschnittlich rund 30 Prozent auf Unternehmensebene besteuert werden, während Zinsen und vergleichbare Finanzierungsentgelte nur mit etwa 3,5 Prozent durch die Gewerbesteuer belastet und Kapitalertragsteuern in der Regel nicht erhoben werden. Auch bei der Einkommens- beziehungsweise der Kapitalertragsbesteuerung auf der Ebene der Anteilseigner beziehungsweise Kreditgeber belasten viele Staaten Gewinne höher als Zinseinkommen. In Deutschland begünstigt die Abgeltungsteuer ab 2009 Zinserträge gegenüber Gewinnausschüttungen. Die Zinsschranke, wie auch andere Ab-

wehrstrategien der nationalen Steuergesetzgeber gegen steuermindernde „Unterkapitalisierung“ schränken diesen Vorteil wieder ein. Aus europarechtlichen Gründen können diese Regelungen nicht mehr gezielt auf grenzüberschreitende Unternehmensverbünde gerichtet werden. Damit können unerwünschte „Nebenwirkungen“ verbunden sein, etwa die Einbeziehung rein nationaler Unternehmensverbünde in die Zinsschranke.

Mögliche Alternativen zu den Unterkapitalisierungsregelungen haben ebenfalls Nachteile. Anrechenbare Quellensteuern auf Zinserträge könnten den steuerlichen Vorteil der Fremdfinanzierung reduzieren. Sie sind aber im Regelfall nicht mit dem Europarecht und dem internationalen Steuerrecht zu vereinbaren. Höhere Hinzurechnungen von Finanzierungsentgelten bei der Gewerbesteuer wären eine andere Alternative. Das würde die „Ertragsunabhängigkeit“ der Unternehmensbesteuerung verstärken, wie dies in anderen Ländern zu beobachten ist.<sup>10</sup>

Wichtig erscheint es, die Zinsschrankenregelung auf wirtschaftliche Folgewirkungen zu untersuchen. Die betroffenen Unternehmen haben verschiedene Möglichkeiten zur Anpassung. Sie können der Zinsschranke ausweichen durch Änderungen bei der steuerlichen Organshaft, durch Aufspaltung von Unternehmen (zur mehrfachen Nutzung der Freigrenze), durch Anpassung ihrer Beteiligungsverhältnisse oder durch Erhöhung des Eigenkapitals. Dies dürfte Anpassungskosten für Umorganisationen, höhere Kosten bei der Finanzierung oder höhere Steuerbelastungen auslösen.<sup>11</sup> Diese Belastungen stehen den deutlichen Steuersatzsenkungen durch die Unternehmensteuerreform 2008 entgegen und können sie im Einzelfall übersteigen. Dies kann Entscheidungen zu Neu-Investitionen negativ beeinflussen. Empirische Studien zeigen, dass die Unternehmensbesteuerung und insbesondere steuerliche Unterkapitalisierungsregelungen einen spürbaren Einfluss auf Finanzierungsstruktur, aber auch auf die Investitionen haben können.<sup>12</sup>

<sup>10</sup> Broer, M.: Ertragsunabhängige Unternehmenssteuerbelastung im internationalen Vergleich. *Jahrbuch für Wirtschaftswissenschaften* 58, 2007, 71–91.

<sup>11</sup> Insbesondere die Praktikabilität des Eigenkapital-Escapes ist umstritten, da diese Regelung weitreichende neue Rechnungslegungsanforderungen auslöst. Vgl. Hick, C. in Herrmann, Heuer, Raupach: *Einkommen- und Körperschaftsteuergesetz, Kommentar*. § 4h EStG, Lfg. Jb. 2008, Februar 2008, Anm. J 07-23, E35.

<sup>12</sup> Vgl. Dwenger, N., Steiner, V.: *Financial Leverage and Corporate Taxation: Evidence from German Corporate Tax Return Data*. DIW Discussion Paper Nr. 855, 2009. Buettner, T., Overesch, M., Schreiber, U., Wamser, G.: *The Impact of Thin-capitalization Rules on Multinationals' Financing and Investment Decisions*. Deutsche Bundesbank, Discussion Paper, Series 1: Economic Studies No 03/2008, [www.bundesbank.de/download/volkswirtschaft/dkp/2008/200803dkp.pdf](http://www.bundesbank.de/download/volkswirtschaft/dkp/2008/200803dkp.pdf).

<sup>8</sup> Bundesrat, Drucksache 168/09 (Beschluss), 03.04.09.

<sup>9</sup> Herzig, N., Lochmann, U., Liekenbrock, B.: Die Zinsschranke im Lichte einer Unternehmensbefragung. Einfluss auf Steuerplanung, Steuergestaltung und Steuerbelastung. *Der Betrieb* 61(12), 2008, 593–602.

Für belastbare Analysen dieser Folgewirkungen der Zinsschranke sollten umfassende repräsentative Informationen zur steuerlichen Gewinnermittlung erhoben werden. Analysen auf Grundlage von Handelsbilanzdaten, wie sie hier vorgelegt werden, können nur einen ersten Eindruck von Größenordnung und Struk-

tur der betroffenen Unternehmen sowie den Belastungswirkungen geben, da sich wichtige Besteuerungsgrundlagen nicht genau ermitteln lassen. Für ex-post-Analysen der Reform sollten steuerstatistische Informationen möglichst für mehrere Jahre vor und nach der Reform vorliegen.

**JEL Classification:**  
H25, C15, G32, H32

**Keywords:**  
Thin-Capitalization  
rules,  
Business income  
taxation,  
Micro simulation

**noch: Die wichtigsten Daten der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung für Deutschland**  
Vorausschätzung für 2009

	2007	2008	2009	2008		2009	
				1.Hj.	2.Hj.	1.Hj.	2.Hj.
7. Einnahmen und Ausgaben des Staates <sup>8</sup>							
a) Milliarden Euro							
Einnahmen							
Steuern	576,3	593,2	567,0	298,1	295,1	282,4	284,7
Sozialbeiträge	399,9	407,8	409,4	197,1	210,7	199,6	209,8
Vermögenseinkommen	18,0	18,4	18,2	11,7	6,7	11,7	6,5
Sonstige Transfers	13,9	14,0	13,5	7,2	6,7	6,4	7,1
Vermögenstransfers	10,9	10,2	9,6	5,5	4,7	4,7	4,9
Verkäufe	46,6	47,1	49,1	22,5	24,6	23,5	25,7
Sonstige Subventionen	0,4	0,4	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2
Insgesamt	1 065,9	1 091,1	1 067,1	542,3	548,8	528,3	538,8
Ausgaben							
Vorleistungen	101,9	107,2	111,1	49,2	58,0	50,9	60,2
Arbeitnehmerentgelte	168,0	171,5	175,8	81,9	89,6	84,1	91,7
Vermögenseinkommen (Zinsen)	67,4	69,0	73,1	34,6	34,4	36,5	36,6
Subventionen	27,1	27,4	27,9	12,9	14,5	13,4	14,5
Monetäre Sozialleistungen	418,4	421,2	440,4	211,2	210,0	219,0	221,4
Soziale Sachleistungen	178,3	185,7	196,8	91,8	94,0	97,2	99,5
Sonstige laufende Transfers	36,4	40,2	41,9	20,3	19,9	20,9	21,0
Vermögenstransfers	38,5	35,6	35,3	17,5	18,1	17,7	17,6
Bruttoinvestitionen	35,6	38,0	44,2	16,8	21,2	18,2	25,9
Nettozugang an nichtprod. Vermögensgütern	-1,4	-1,4	-1,4	-0,6	-0,8	-0,6	-0,8
Insgesamt	1 070,1	1 094,4	1 145,0	535,6	558,8	557,4	587,7
Finanzierungssaldo	-4,2	-3,3	-77,9	6,7	-10,0	-29,1	-48,9
b) Veränderung in Prozent gegenüber dem Vorjahr							
Einnahmen							
Steuern	8,6	2,9	-4,4	4,4	1,5	-5,3	-3,5
Sozialbeiträge	0,0	2,0	0,4	1,4	2,5	1,3	-0,4
Vermögenseinkommen	2,9	2,2	-1,3	8,3	-7,1	-0,2	-3,1
Sonstige Transfers	-1,6	0,7	-3,8	9,7	-7,4	-12,0	5,0
Vermögenstransfers	17,4	-5,9	-5,9	17,0	-23,4	-15,0	4,7
Verkäufe	4,3	0,9	4,4	2,2	-0,3	4,4	4,5
Sonstige Subventionen	-9,3	-5,1	-8,1	-17,6	4,5	0,0	-13,0
Insgesamt	4,9	2,4	-2,2	3,4	1,3	-2,6	-1,8
Ausgaben							
Vorleistungen	4,1	5,2	3,6	5,4	5,0	3,4	3,7
Arbeitnehmerentgelte	0,3	2,1	2,5	2,1	2,1	2,7	2,4
Vermögenseinkommen	3,2	2,4	6,0	4,0	0,9	5,7	6,2
Subventionen	1,4	1,1	1,9	2,1	0,3	3,5	0,4
Monetäre Sozialleistungen	-1,8	0,7	4,6	0,2	1,1	3,7	5,4
Soziale Sachleistungen	3,8	4,2	6,0	4,7	3,7	6,0	5,9
Sonstige laufende Transfers	3,0	10,6	4,3	12,8	8,3	2,8	5,7
Vermögenstransfers	26,4	-7,6	-0,8	11,3	-20,5	1,4	-2,9
Bruttoinvestitionen	9,2	6,7	16,3	7,0	6,4	8,3	22,6
Nettozugang an nichtprod. Vermögensgütern	0,0	-2,1	-0,7	-7,8	2,5	1,7	-2,5
Insgesamt	1,7	2,3	4,6	3,0	1,6	4,1	5,2

**1** Preisbereinigtes Bruttoinlandsprodukt je Erwerbstätigenstunde.

**2** Einschließlich privater Organisationen ohne Erwerbszweck.

**3** Einschließlich Nettozugang an Wertsachen.

**4** Selbständigeneinkommen/Betriebsüberschuss sowie empfangene abzüglich geleistete Vermögenseinkommen.

**5** Einschließlich verbrauchsnahe Steuern.

**6** Empfangene abzüglich geleistete Transfers.

**7** Sparen in Prozent des verfügbaren Einkommens.

**8** Gebietskörperschaften und Sozialversicherung.

Quellen: Statistisches Bundesamt (Fachserie 18: Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen);  
Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2009

Christopher F. Baum, Dorothea Schäfer, Oleksandr Talavera

**The Impact of Financial Structure on Firms' Financial Constraints:  
A Cross-Country Analysis**

We estimate firms' cash flow sensitivity of cash to empirically test how the financial system's structure and activity level influence their financial constraints. For this purpose we merge Almeida, Campello and Weisbach (2004), a pathbreaking new design for evaluating a firm's financial constraints, with Levine (2002), who paved the way for comparative analysis of financial systems around the world. We conjecture that a country's financial system, both in terms of its structure and its level of development, should influence the cash flow sensitivity of cash of constrained firms but leave unconstrained firms unaffected. We test our hypothesis with a large international sample of 80,000 firm-years from 1989 to 2006. Our findings reveal that both the structure of the financial system and its level of development matter. Bank-based financial systems provide constrained firms with easier access to external financing.

**Discussion Paper Nr. 863**

Februar 2009

Sebastian Weber

**European Financial Market Integration:  
A Closer Look at Government Bonds in Eurozone Countries**

The European Union made a number of steps not least of them the introduction of a common currency to foster the integration of the European financial markets. A number of papers have tried to gauge the degree of integration for various financial markets looking at the convergence of interest rates. A common finding is that government bond markets are quite well integrated. In this paper stochastic Kernel density estimates are used to take a closer look at the dynamics that drive the process of interest rate convergence. The main finding is that countries with large initial deviations from the mean interest rate do indeed converge. Interestingly the candidates least suspected namely the countries initially with interest rates at the mean level show a pattern of slight divergence.

**Discussion Paper Nr. 864**

März 2009

Alexander Muravyev

**Investor Protection and Share Prices: Evidence from Statutory Rules  
Governing Variations of Shareholders' Class Rights in Russia**

This paper uses a quasi-experimental framework provided by recent changes in Russian corporate law to study the effect of investor protection on the value of shares. The legal change analyzed involves the empowerment of preferred (non-voting) shareholders to veto unfavorable changes in their class rights. Based on a novel hand-collected dataset of dual class stock companies in Russia and using the difference-in-difference estimator, the study finds a statistically and economically significant effect of improved protection of preferred shareholders on the value of their shares. The result is robust to several changes in the empirical specification.

**Discussion Paper Nr. 865**

März 2009

## 72. Wissenschaftliche Tagung der ARGE-Institute

### 20 Jahre wirtschaftlicher Neuaufbau in Ostdeutschland

Donnerstag, 23. April 2009

*dbb forum berlin*

Friedrichstraße 169/170, 10117 Berlin

#### Programm

9.00

##### Begrüßung

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann

##### Einführung

Hartmut Schauerte

09.30

##### Eröffnungsvortrag und Diskussion Deutsche Einheit – Geschichte, Stand, Perspektiven

Dr. Wolfgang Schäuble

10.30

##### Kaffeepause

11.00

##### Gastvortrag und Diskussion Der langsame Niedergang im Osten Prof. Harald Uhlig, PhD

12.30

##### Mittagsbuffet

12.45

##### Mitgliederversammlung der ARGE

Nicht öffentlich

13.30

##### Referat 1: Strukturelle Konvergenz und regionale Entwicklung in Ostdeutschland Dr. Klaus-Heiner Röhl

13.55

##### Kommentar 1

Prof. Dr. Klaus-Werner Schatz

14.10

##### Diskussion

14.25

##### Referat 2: Droht in Ostdeutschland Altersarmut?

Dr. Joachim Ragnitz, Wolfgang Nagl

14.45

##### Kommentar 2

Prof. Dr. Jürgen Schupp

15.00

##### Diskussion

15.10

##### Kaffeepause

15.25

##### Referat 3: Fachkräftebedarf in Thüringen bis 2015 – Ermittlung und Wahrnehmung Dirk Trocka, Dr. Herbert S. Buscher, Dr. Eva Reinowski

15.50

##### Kommentar 3

PD Dr. Hilmar Schneider

16.05

##### Diskussion

16.20

##### Referat 4: Bildungsrenditen von Vollzeit- beschäftigten in Deutschland: Der Osten hat aufgeholt Katie Lupo, Dr. Silke Anger

16.40

##### Kommentar 4

Dr. Wolfgang Scheremet

16.55

##### Diskussion

17.15

##### Schlusswort und Ende der Tagung

**Thema des nächsten Wochenberichts:**  
**Umwelt- und Klimaschutzgüter:**  
**Wachstumsperspektive für deutsche Anbieter**  
**Kaum Frauen in Spitzenpositionen großer Unternehmen**

**Hinweis auf eine Veranstaltung**

**Referenten**

**Dr. Silke Anger**, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

**Prof. Dr. Ulrich Blum**, Präsident des Instituts für Wirtschaftsforschung Halle

**Dr. Herbert S. Buscher**, Institut für Wirtschaftsforschung Halle

**Katie Lupo**, Freie Universität Berlin

**Wolfgang Nagl**, ifo – Institut für Wirtschaftsforschung, München

**Dr. Joachim Ragnitz**, ifo – Institut für Wirtschaftsforschung, München

**Dr. Eva Reinowski**, Institut für Wirtschaftsforschung Halle

**Dr. Klaus-Heiner Röhl**, Institut der deutschen Wirtschaft Köln

**Dr. Wolfgang Schäuble**, Bundesminister des Inneren

**Prof. Dr. Klaus-Werner Schatz**, Freie Universität Berlin

**Hartmut Schauerte**, Parlamentarischer Staatssekretär beim Bundesminister für Wirtschaft und Technologie und Mittelstandsbeauftragter der Bundesregierung

**Dr. Wolfgang Scheremet**, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

**PD Dr. Hilmar Schneider**, IZA Bonn und Universität zu Köln

**Prof. Dr. Jürgen Schupp**, Freie Universität Berlin, Vice Dean of Graduate Studies, DIW Berlin

**Prof. Dennis Snower, PhD**, Institut für Weltwirtschaft, Kiel

**Dirk Trocka**, Institut für Wirtschaftsforschung Halle

**Prof. Harald Uhlig, PhD**, University of Chicago

**Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann**, Präsident des DIW Berlin, CEO und Direktor des IZA Bonn, Vorsitzender der ARGE-Institute

**Kontakt**

Ralf Messer  
*Generalsekretär*

Arbeitsgemeinschaft deutscher wirtschaftswissenschaftlicher Forschungsinstitute e. V.  
 c/o DIW Berlin

Mohrenstraße 58  
 10117 Berlin

Tel.: (030) 897 89-569 oder -493  
 Fax: (030) 897 89-119

E-Mail: [arge@diw.de](mailto:arge@diw.de)  
<http://www.arge-institute.de>

**Impressum**

DIW Berlin  
 Mohrenstraße 58  
 10117 Berlin  
 Tel. +49-30-897 89-0  
 Fax +49-30-897 89-200

**Herausgeber**

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann  
 (Präsident)  
 Prof. Dr. Tilman Brück  
 Dr. habil. Christian Dreger  
 Prof. Dr. Claudia Kemfert  
 Prof. Dr. Alexander Kritikos  
 Prof. Dr. Viktor Steiner  
 Prof. Dr. Gert G. Wagner  
 Prof. Dr. Christian Wey

**Chefredaktion**

Kurt Geppert  
 Carel Mohn

**Redaktion**

PD Dr. Elke Holst  
 Susanne Marcus  
 Manfred Schmidt

**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.  
 Reklamationen können nur innerhalb von vier Wochen nach Erscheinen des Wochenberichts angenommen werden; danach wird der Heftpreis berechnet.

**Bezugspreis**

Jahrgang Euro 180,–  
 Einzelheft Euro 7,–  
 (jeweils inkl. Mehrwertsteuer und Versandkosten)  
 Abbestellungen von Abonnements spätestens 6 Wochen vor Jahresende  
 ISSN 0012-1304  
 Bestellung unter [leserservice@diw.de](mailto:leserservice@diw.de)

**Satz**

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

**Druck**

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an die Stabsabteilung Kommunikation des DIW Berlin ([Kundenservice@diw.de](mailto:Kundenservice@diw.de)) zulässig.

Gedruckt auf  
 100 Prozent Recyclingpapier.



## „Nicht Abwracken, sondern Ideen fördern“

von Christian Wey\*

In Zeiten einer scharfen Rezession hoffen Regierungen weltweit, mittels kurzfristiger Maßnahmen den Konjunktureinbruch zu überbrücken bis die Wirtschaft wieder Fahrt gewinnt. Die 2 500 Euro Abwrackprämie, mit der hierzulande der Kauf eines Neuwagens gefördert wird, ist eine solche Maßnahme. Sie ist allerdings ein „Nullsummenspiel“, wobei keine neuen Werte geschaffen werden. Die heute zusätzlich getätigten Neuwagenkäufe, müssen zwangsläufig zu einem entsprechenden Nachfrageeinbruch nach Ablauf der Prämie führen. Hält die Krise an, wird dem Kaufrausch sehr bald die Katerstimmung folgen.

Zwar hat sich die Bundesregierung festgelegt, die Gesamtausgaben auf fünf Milliarden Euro zu beschränken, dennoch bleibt die Erkenntnis, dass Regierungen bereit sind, unbürokratisch Milliarden von Steuergeldern auszugeben, während Gelder für die langfristige Sicherung der Leistungsfähigkeit von Forschung und Innovationen in Deutschland nur nach ewigem Hickhack und dann auch nur recht spärlich fließen. So beklagt die renommierte Expertenkommission „Forschung und Innovation“ (EFI) in ihrem jüngsten Bericht nicht nur zuviel Bürokratie bei der steuerlichen Förderung von Forschungsinvestitionen und die öffentliche Reglementierung der Bildungs- und Forschungseinrichtungen, sondern auch in fast allen Bereichen unseres Forschungs- und Bildungssystems erhebliche Finanzierungsdefizite (auch und gerade im internationalen Vergleich).

In einer aktuellen Studie der DIW econ – der Beratungstochter des DIW Berlin – sind die direkten, indirekten und induzierten Effekte der Gesamtausgaben der TU Berlin auf die Berliner Wirtschaft geschätzt worden. Die zur Verfügung stehenden Grundmittel (etwa 275 Millionen Euro im Jahr 2006) und die eingeworbenen Drittmittel von rund 100 Millionen Euro bewirken eine zusätzliche Wertschöpfung von etwa 550 Millionen Euro, Nachfrageeffekte von insgesamt 450 Millionen Euro, die Schaffung von über 11 500 Arbeitsplätzen und fast 21,5 Millionen Euro Steuereinnahmen. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass sämtliche alternativen Verwendungen der Steuergelder – wie etwa in den Infrastrukturausbau – nicht annähernd zu ähnlich hohen Multiplikatoreffekten führen.

Diese Ergebnisse zeigen beispielhaft, dass schon die einfache und unbürokratische Erhöhung der Ausgaben für Hochschulen und Forschungseinrichtungen signifikante konjunkturelle Effekte freisetzt. Eine Erhöhung der Forschungsausgaben schlägt damit zwei Fliegen mit einer Klappe: Erstens entfaltet sie kurzfristig konjunkturelle Effekte und zweitens fördert sie die so dringend notwendige Steigerung der Innovationsstärke der heimischen Wirtschaft.

\* Prof. Dr. Christian Wey leitet die Abteilung Informationsgesellschaft und Wettbewerb im DIW Berlin.