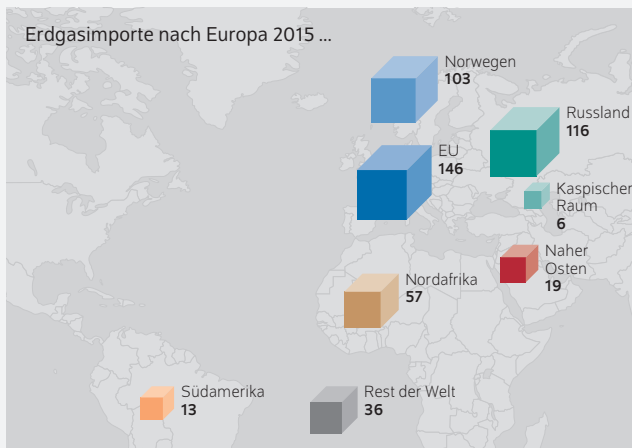


Erdgasversorgung: Weitere Ostsee-Pipeline ist überflüssig

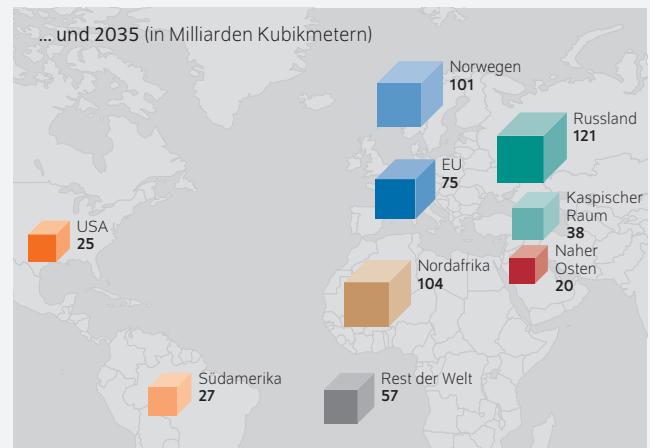
Von Anne Neumann, Leonard Göke, Franziska Holz, Claudia Kemfert und Christian von Hirschhausen

- Analyse der Erdgasnachfrage und der Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland und Europa
- Die geplante zweite Ostseepipeline Nord Stream 2 ist zur Sicherung der Erdgasversorgung in Deutschland und Europa nicht notwendig
- Die zur Begründung der Pipeline verwendeten Wirtschaftlichkeitsrechnungen beruhen auf überholten Annahmen zur Entwicklung der Erdgasnachfrage
- Das Angebot an Erdgas ist bereits gut diversifiziert und kann darüber hinaus durch Flüssiggas-lieferungen ergänzt werden
- Auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist Nord Stream 2 höchst fragwürdig, da es kein rentables Investitionsprojekt ist

Die Erdgasversorgung von Deutschland und Europa ist diversifiziert und auch ohne die geplante Erdgasleitung aus Russland nach Deutschland (Nord Stream 2) sicher



Quelle: Berechnungen des DIW Berlin mit dem Global Gas Model (Holz et al., 2017).



© DIW Berlin 2018

ZITAT

„Das geplante Vorhaben der Ostseepipeline Nord Stream 2 ist energiewirtschaftlich unnötig, umweltpolitisch schädlich und betriebswirtschaftlich unrentabel.“

— Claudia Kemfert, Studienautorin —

MEDIATHEK



Audio-Interview mit Claudia Kemfert
www.diw.de/mediathek

Erdgasversorgung: Weitere Ostsee-Pipeline ist überflüssig

Von Anne Neumann, Leonard Göke, Franziska Holz, Claudia Kemfert und Christian von Hirschhausen

ABSTRACT

Der Bau der zweiten Ostsee-Erdgaspipeline (Nord Stream 2) ist aus politischen, energiewirtschaftlichen und ökologischen Gründen sehr umstritten. Der Projektbetreiber und einige europäische Energieversorgungsunternehmen argumentieren, es handele sich um ein privatwirtschaftlich angelegtes, rentables Investitionsprojekt, das für die Versorgungssicherheit Deutschlands und Europas mit Erdgas notwendig sei. Analysen des DIW Berlin zeigen, dass das geplante Pipelineprojekt Nord Stream 2 zur Sicherung der Erdgasversorgung in Deutschland und Europa nicht notwendig ist. Die dem Projekt zugrundeliegenden energiewirtschaftlichen Analysen, insbesondere das EU-Referenzszenario, überschätzen den deutschen und europäischen Erdgasbedarf erheblich. Auf der Angebotsseite ist keine Versorgungslücke für den Fall, dass Nord Stream 2 nicht gebaut wird, zu erkennen. Unterschiedliche Wirtschaftlichkeitsrechnungen legen zudem nahe, dass mit dem Projekt hohe Verluste bis in Milliardenhöhe zu erwarten sind. Ebenso ist unklar, wie stark sich Nord Stream 2 auf Erdgaskunden in Deutschland auswirken würde.

Die Versorgung von Mittel- und Westeuropa mit Erdgas aus der (ehemaligen) Sowjetunion war seit dem Beginn in den 1960er Jahren von geopolitischen Erwägungen dominiert und wurde sowohl im europäischen als auch im internationalen Kontext kontrovers diskutiert. Die Erschließung der westsibirischen Erdgasquellen sowie der Bau eines Pipelinesystems in Richtung Westeuropa waren auch von der Absicht einer schrittweisen Annäherung zwischen Ost und West getrieben.¹

Der aktive Einstieg deutscher Energieunternehmen in die russische Erdgaswirtschaft (Ruhrgas und BASF-Wintershall) nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion war Bestandteil deutscher und europäischer Außenpolitik. Die Begründung der Ministererlaubnis zur wettbewerblich bedenklichen Fusion von E.ON und Ruhrgas im Jahr 2002 verwies explizit auf die positiven Effekte zur Sicherung der deutschen Energieversorgung mit russischem Erdgas. Hingegen äußerte sich die Monopolkommission kritisch zu dieser Fusion. Umgekehrt nutzte der russische, staatliche Erdgassektor diese Geschäfte zum Einstieg in die westeuropäischen Energiemärkte und verfolgt diese Strategie seitdem konsequent weiter.²

Nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion wurde die Ukraine ein bedeutendes Transitland, was die Politisierung russischer Erdgasexporte weiter verstärkte. Die Auseinandersetzungen über angemessene Transitgebühren erwiesen sich mit den wachsenden politischen Konflikten zwischen Russland und der Ukraine seit 2006 als zunehmend schwierig.³ Russland entwickelte frühzeitig alternative Transportkorridore zur Umgehung der Ukraine: Im Jahr 1999 wurde der nördliche Korridor durch Weißrussland und Polen (*Yamal-Europa*) fertiggestellt; im Jahr 2011 wurde die erste

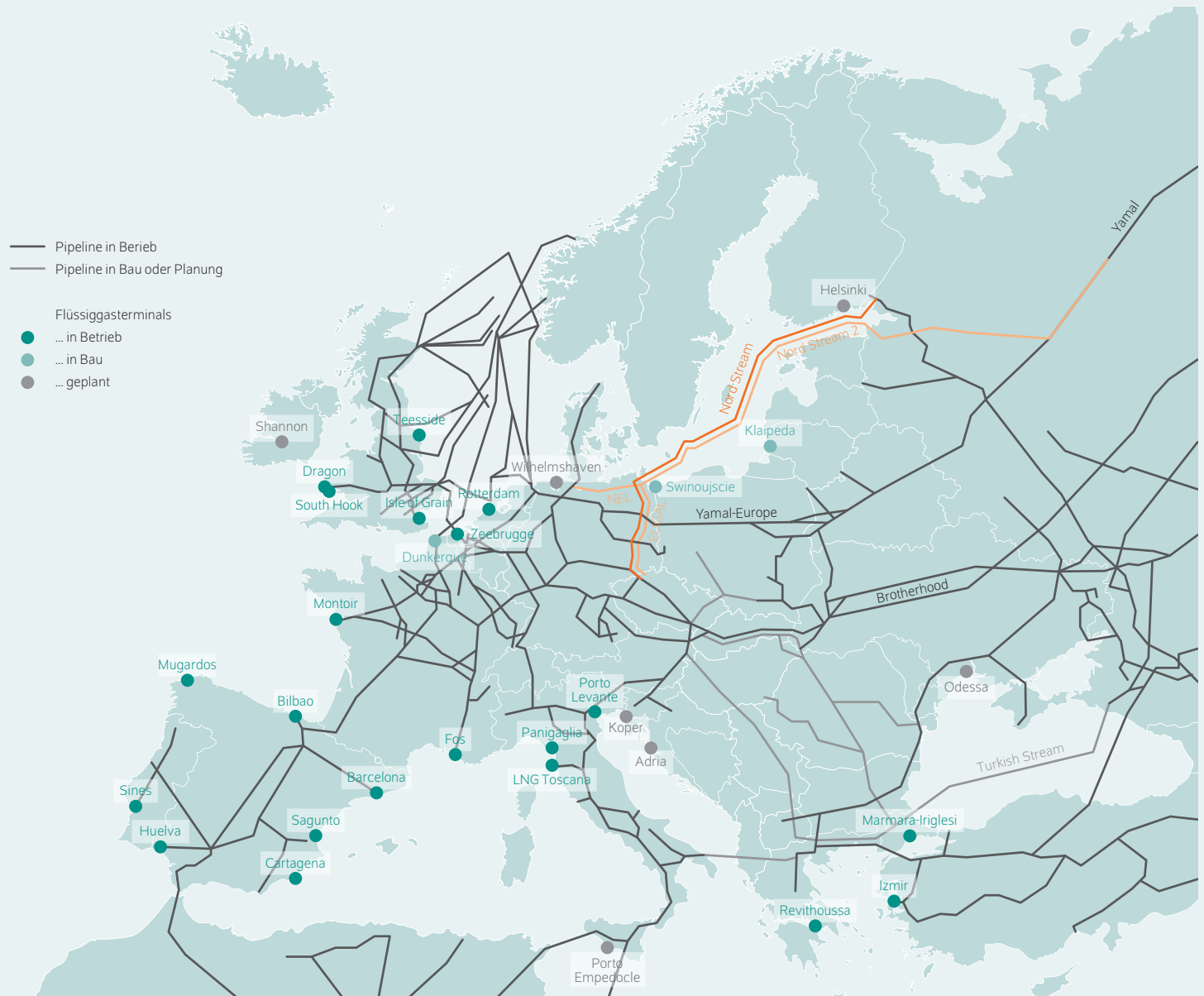
¹ Vgl. Claudia Wörmann (1986): Osthandel als Problem der atlantischen Allianz: Erfahrungen aus dem Erdgas-Röhren-Geschäft mit der UdSSR. Arbeitspapiere zur Internationalen Politik 38. Bonn: Forschungsinstitut der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik: Vertrieb, Europa Union Verlag.

² Vgl. Franziska Holz et al. (2014): European Natural Gas Infrastructure: The Role of Gazprom in European Natural Gas Supplies. DIW Berlin, Politikberatung kompakt 81. Berlin (online verfügbar, abgerufen am 21. Juni 2018. Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt).

³ Vgl. Christian von Hirschhausen, Berit Meinhart und Ferdinand Pavel (2005): Transporting Russian Gas to Western Europe — A Simulation Analysis. The Energy Journal 26(2), sowie Franz Hubert und Svetlana Ikonnikova (2011): Investment Options and Bargaining Power: Investment Options and the Eurasian Supply Chain for Natural Gas. The Journal of Industrial Economics 59 (1): 85–116.

Abbildung 1

Das europäische Erdgaspipelinesnetz



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Kai-Olaf Lang und Kirsten Westphal (2016): Nord Stream 2 – Versuch einer politischen und wirtschaftlichen Einordnung. SWP Studie SZ1, Berlin; ENTSO-G (2017): Capacity Map.

© DIW Berlin 2018

Das Erdgaspipelinesnetz in Deutschland und Westeuropa ist bereits heute sehr gut ausgebaut.

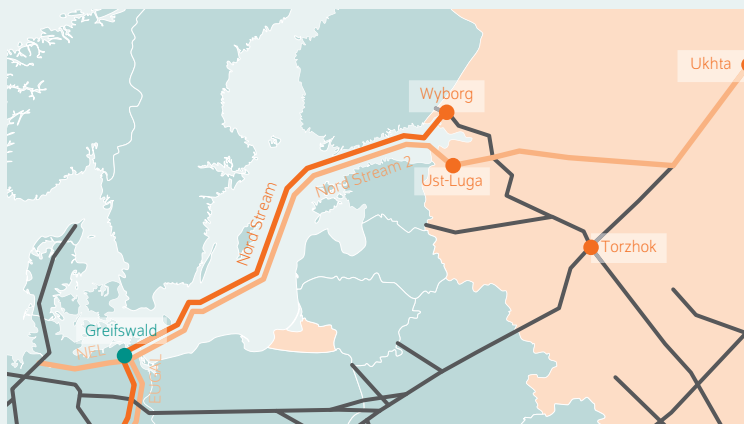
direkte Pipelineverbindung zwischen Russland und der EU eröffnet, die Nord Stream aus dem Raum St. Petersburg durch die Ostsee nach Lubmin (Mecklenburg-Vorpommern) (Abbildung 1).

Mit der von Russland betriebenen Abspaltung der Krim und der Südostukraine von der Ukraine seit 2014 sowie den anschließenden Sanktionen der EU und der Vereinigten Staaten gegen Russland haben die Auseinandersetzungen um die Erdgasexporte eine neue Qualität angenommen. So droht Russland nach Ablauf des aktuellen Transitvertrages im Jahr 2019, die Ukraine als Transitland vollständig

auszuschalten und dadurch wirtschaftlich weiter zu schwächen. Darüber hinaus treibt Russland mit den Pipelineprojekten durch das Schwarze Meer in Richtung Türkei und Südosteuropa (*Turkish Stream*) und Richtung China (*Power of Siberia*) die Diversifizierung der Exportrouten voran. Die EU hat sich für die Ukraine als Haupt-Transitland für Erdgasimporte aus Russland ausgesprochen und unterstützt Bemühungen der Ukraine, durch den Bezug von Erdgas aus Westeuropa ihre Unabhängigkeit zu stärken. Die Vereinigten Staaten unterstützen ebenfalls die Bemühungen zur Stärkung der Ukraine als Transitland; US-Energieversorger bieten sich neuerdings in Westeuropa auch aktiv als Alternative

Abbildung 2

Der Verlauf der Nord-Stream-Pipelines



Quelle: Eigene Darstellung.

© DIW Berlin 2018

Neben der Offshore-Leitung sind weitere Anbindungspipelines notwendig.

zu russischen Erdgasimporten an, verfügen sie aufgrund des Schiefergas-Booms doch über erhebliche Exportpotenziale.

Politisches Investitionsprojekt der staatlichen Gazprom

Das geplante Infrastrukturprojekt besteht aus dem Ausbeziehungsweise Neubau von Zulauf- und Ablaufleitungen für das Erdgas, dem Hauptstrang von zwei parallelen Erdgasröhren durch die Ostsee sowie der Anlandestation in Lubmin bei Greifswald (Mecklenburg-Vorpommern). Auf russischer Seite wird hierfür ein neuer Strang der Leitung von Ukhta nach Gryazovets (970 km) sowie der Ausbau der Gryazovets-Volkhov-Verbindung zur Verdichterstation Slavyanskaya, dem Eingangspunkt in die Nord Stream 2-Offshoreleitung, benötigt. Die Offshoreleitung verläuft weitgehend deckungsgleich mit der Nord Stream (ca. 1.200 km) (Abbildung 2). Der Investitionsbedarf von Nord Stream 2 wird auf 17 Milliarden US-Dollar geschätzt.⁴

Analog zur ersten Ostseepipeline ist die Kapazität von Nord Stream 2 auf 55 Milliarden Kubikmeter (2 x 27,5 Milliarden Kubikmeter pro Strang) ausgelegt; dies entspricht mehr als der Hälfte des aktuellen Erdgasverbrauchs von 90 Milliarden Kubikmeter in Deutschland. Von Lubmin aus soll das zusätzliche Erdgas in die – noch zu erweiternde – Nordeuropäische Gasleitung (NEI) in Richtung Hamburg und gen Süden transportiert werden; hierfür wurde neben der Nutzung der nicht vollständig ausgelasteten Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) eine neue Pipeline bei der Bundesnetzagentur beantragt, die das Erdgas in Richtung Süddeutschland, Österreich sowie Tschechien und Polen transportieren soll, die Europäische Gasanschlussleitung (EUGAL).

Alleiniger Anteilseigner des Projekts ist der russische staatliche Erdgaskonzern Gazprom.⁵ Gazprom verfügt angesichts der Verquickung mit dem russischen Haushalt und politischem Einfluss über erhebliche Finanzierungsspielräume. Der Staatskonzern hat sich in den letzten drei Jahrzehnten sehr aktiv in die Erdgasinfrastruktur der EU eingekauft und würde diese Strategie mit dem Bau der Nord Stream 2 weiter stärken.⁶ Gazprom verfolgt damit neben betriebswirtschaftlichen Motiven offenkundig auch strategische Ziele, die über das rein privatwirtschaftliche Kalkül hinausgehen. Während noch Genehmigungsverfahren laufen, ist die politische Diskussion wieder entfacht, und auch innerhalb der neuen Bundesregierung ist das Projekt umstritten. Die Projektgesellschaft versucht, durch den offiziellen Projektstart im Mai 2018 Fakten zu schaffen. Jedoch liegen bis heute noch nicht alle Genehmigungen vor, sodass eine endgültige Entscheidung noch aussteht.

Sinkende Nachfrage nach Erdgas

Für die energiewirtschaftliche Bewertung von Nord Stream 2 ist eine Betrachtung der zukünftigen Entwicklung von Nachfrage und Angebot notwendig. Die von der Projektgesellschaft eingereichten Planungsunterlagen zielen darauf ab, mit der Pipeline die deutsche und europäische Energiesicherheit nachhaltig zu stärken. Dies würde voraussetzen, dass es zwischen der zukünftig zu erwartenden Nachfrage und dem erwarteten Angebot eine Deckungslücke gibt.⁷ Allerdings legen alternative Berechnungen nahe, dass keine Deckungslücke absehbar ist und es somit keinen energiewirtschaftlichen Bedarf für Nord Stream 2 gibt.

Energiewirtschaftliche Szenarien für Deutschland gehen fast einhellig von einem rückläufigen Anteil fossilen Erdgases an der deutschen Energieversorgung aus.⁸ Angesichts auf absehbare Zeit niedriger Strompreise, hoher Überkapazitäten im konventionellen Kraftwerksbereich sowie rascher Fortschritte bei erneuerbaren Energien und Speichertechnologien wird fossiles Erdgas in der Stromwirtschaft keine Bedeutung mehr als Brückentechnologie haben; auch in den Sektoren Wärme und Industrie wird ein rückläufiger Verbrauch erwartet.

Die Bedeutung fossilen Erdgases für den Primärenergieverbrauch Deutschlands schwindet. Wenn die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien und Energieeffizienz erreicht würden (Szenario KS 80) beziehungsweise wenn bis zum Jahr 2050 die Treibhausgasemissionen um 95 Prozent gegenüber 1990 reduziert würden (Szenario KS 95), säne der Erdgasbedarf zwischen 2008 und 2050 im Strom- sowie

⁵ Zwar waren ursprünglich fünf westliche Energieversorger als Minderheitenanteilseigner vorgesehen, jedoch wurden diese bei der endgültigen Aufteilung – anders als bei Nord Stream – nicht berücksichtigt und sind nunmehr nach Angaben der Projektgesellschaft Finanzinvestoren.

⁶ Vgl. Holz et al. (2014), a. a. O. (online verfügbar).

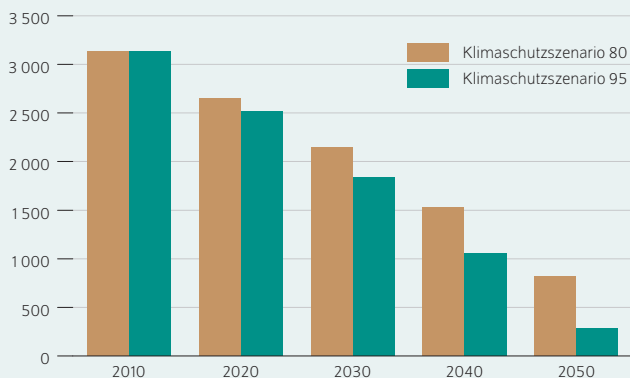
⁷ Prognos (2017): Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz. Endbericht im Auftrag von Nord Stream 2 AG. Berlin.

⁸ Öko-Institut (2015): Klimaschutzszenarien 2050. Zweiter Endbericht. Berlin, Deutschland.

⁴ Vgl. Sberbank Investment Research (2018): Russian Oil and Gas—Tickling Giants. Moskau.

Abbildung 3

Entwicklung des Erdgasanteils im Primärenergieverbrauch Deutschlands In Petajoule



Quelle: Öko Institut (2015): Klimaschutzszenarien 2050. 2. Endbericht, Berlin.

© DIW Berlin 2018

Die Bedeutung fossilen Erdgases wird langfristig weiter sinken.

in den Wärme- und Industriesektoren um fast 73 Prozent (KS 80) beziehungsweise um 90 Prozent (KS 95) (Abbildung 3).

Das EU-Referenzszenario überschätzt die Erdgasnachfrage ...

Auch auf europäischer Ebene ist unter Berücksichtigung der vereinbarten Klimaschutzziele für 2030 und der Langfristziele für 2050 mit einem erheblichen Rückgang der Erdgasnachfrage zu rechnen. Berechnungen des DIW Berlin ermitteln in einem Zielszenario für die EU, dass die Verwendung von Erdgas sowohl im Stromsektor als auch in der Industrie sowie dem Wärmebereich stark rückläufig ist.⁹

Das für die Nord Stream 2-Planung verwendete Referenzszenario der EU postuliert zwar eine konstante Erdgasnachfrage;¹⁰ jedoch ist dieser Ansatz in seinen Annahmen und methodisch umstritten:

Das verwendete Energiesystemmodell PRIMES¹¹ legt einen systematischen Schwerpunkt auf fossile Energieträger, insbesondere Kohle und Erdgas (sowie die hier nicht weiter betrachtete Atomkraft), deren Bedeutung vor allem im Stromsektor strukturell überbewertet wird;¹²

⁹ Vgl. Karlo Hainsch und Konstantin Löffler (2018): Modeling the low-carbon transformation in Europe and Germany – Developing paths for the European energy system until 2050. DIW Berlin Diskussionspapier (im Erscheinen).

¹⁰ European Commission (2016): EU Reference Scenarios 2016: Energy Transport and GHG Emissions. Trends to 2050. Brüssel.

¹¹ Pantelis Capros et al. (1998): The PRIMES Energy System Model–reference Manual. National Technical University of Athens, Greece; Pantelis Capros (2011): PRIMES Energy System Model. Athens: National Technical University of Athens

¹² Christian von Hirschhausen et al. (2013): European Electricity Generation Post-2020: Renewable Energy not to be underestimated. DIW Economic Bulletin 3(9): 16–28 (online verfügbar); Andreas Schröder et al. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. DIW Berlin Data Documentation 68. Berlin, Germany (online verfügbar).

Die systematische Verwendung einer nicht-existenten Technologie, die CO₂-Abscheidetechnologie (Carbon Capture, Transport, and Storage, CCTS) stärkt die Verzerrung in Richtung fossilen Erdgases: Die für CCTS gewählten Kosten sind fälschlicherweise so niedrig angesetzt, dass diese Technologie alleine aus ökonomischen Erwägungen ab 2020 zum Einsatz kommt; dies widerspricht jeglicher Plausibilität in allen EU-Mitgliedstaaten und weltweit.¹³

Dagegen wird die Bedeutung der erneuerbaren Energieträger Sonne und Wind systematisch unterschätzt, indem der technische Fortschritt ignoriert und weit überhöhte Kostenannahmen getroffen werden. Die rasanten Entwicklungen in der Speichertechnologie werden im PRIMES-Modell ebenfalls ignoriert, indem überhöhte Kostenwerte verwendet werden.¹⁴

... und wird auch vom Europäischen Rechnungshof kritisiert

Neben der breiten Rezeption in der Wissenschaft sind die strukturellen Fehler im EU-Referenzszenario auch beim Europäischen Rechnungshof auf ein kritisches Echo gestoßen: Er bemängelt die fehlende Zuverlässigkeit der Nachfrageschätzungen und konstatiert, „dass die Kommission die Erdgasnachfrage [...] beständig überschätzt hat und die Glaubwürdigkeit der Prognosen, die sie verwendet, wiederherstellen muss.“¹⁵ (Abbildung 4)

Europas Erdgasversorgung ist bereits heute krisenfest und diversifiziert

Auf der Angebotsseite hat sich in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von technischen und regulatorischen Entwicklungen ergeben, die das System sowohl kurzfristig als auch langfristig krisenfest machen. Der institutionelle Krisenmechanismus und insbesondere die aktuelle Verordnung (EU) 2017/1938 erfordern die Bewertung der Versorgungssicherheit durch die Gruppe der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, eine enge Zusammenarbeit über nationale Grenzen hinweg sowie die Veröffentlichung der Transportverpflichtungen aus Langfristverträgen. Dies soll insbesondere einer effizienteren Nutzung der bestehenden innereuropäischen

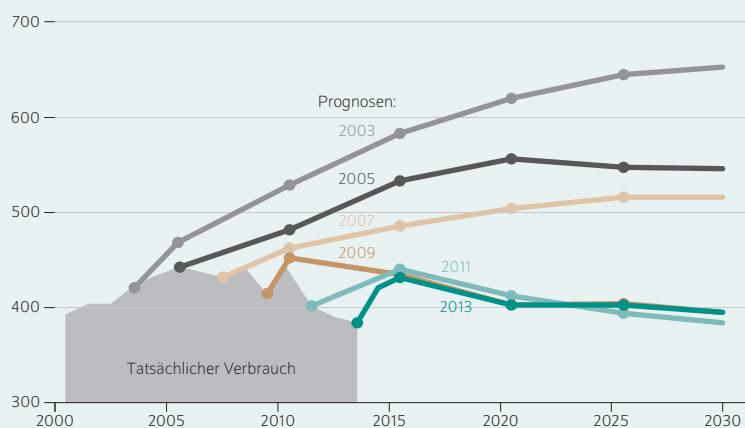
¹³ Christian von Hirschhausen und Johannes Herold (2010): Hohe Unsicherheiten bei der CO₂-Abscheidung: Eine Energiebrücke ins Nichts? DIW Wochenbericht 77(36), 2–7 (online verfügbar); Roman Mendelewitsch (2014): The Role of CO₂-EOR for the Development of a CCTS Infrastructure in the North Sea Region: A Techno-Economic Model and Applications. International Journal of Greenhouse Gas Control 20, 132–59. So wird beispielsweise in diesem Referenzszenario in Deutschland im Jahr 2045 (sic!) die CO₂-Abscheidetechnologie großflächig eingesetzt und springt von Null Gigawatt Kapazität auf 7,9 GW; dies entspricht dem Bau von circa zehn großen Kohle- beziehungsweise 20 Gaskraftwerken. Zur Einordnung: Sowohl die deutsche Energiewirtschaft als auch die Bundesregierung haben bereits im Jahr 2011 den Ausstieg aus der CO₂-Abscheidung verkündet, die für die Energiewende als nicht notwendig erachtet wurde; vgl. Hirschhausen und Herold (2010), a. a. O. (online verfügbar).

¹⁴ Neben der fehlerhaften Methodik des EU-Referenzszenarios ist auch die Transparenz mangelhaft: Weder die verwendete Daten noch der Modellcode sind vollständig offengelegt; darüber hinaus wird nicht zwischen den getroffenen Annahmen (exogene Parameter) und den generierten (endogenen) Ergebnissen differenziert. Beispielhaft sei auf die willkürliche Annahme der Verfügbarkeit der CO₂-Abscheidetechnologie verwiesen. Das EU-Referenzszenario erfüllt somit nicht die Anforderungen an eine wissenschaftliche Politikberatung, die in Deutschland von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) oder dem Verein für Socialpolitik verlangt werden.

¹⁵ Europäischer Rechnungshof (2015): Verbesserung der Sicherheit der Energieversorgung durch die Entwicklung des Energiebinnenmarkts. Sonderbericht 16, Luxemburg.

Abbildung 4

Erdgas-Bruttoinlandsverbrauch: Verschiedene EU-Referenzprognosen und tatsächlicher Verbrauch In Millionen Tonnen Rohöläquivalent



Anmerkung: Alle Prognosen beziehen sich auf den Verbrauch in der EU-27 im Abstand von fünf Jahren.

Quelle: Abbildung entnommen aus: Europäischer Rechnungshof (2015): Verbesserung der Sicherheit der Energieversorgung durch die Entwicklung des Energiebinnenmarktes. Sonderbericht Nr. 16, Luxemburg.

© DIW Berlin 2018

Der Erdgasverbrauch liegt weit unter den Prognosen des EU-Referenzszenarios.

Pipelineinfrastruktur, der Bildung liquider Handelsplätze für Erdgas und der Identifikation potentiell notwendiger Infrastrukturerweiterungen dienen.

Der europäische Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber für Erdgas (ENTSO-G) hat eine europaweite Analyse des derzeitigen Standes der Erdgasversorgungssicherheit durchgeführt. Für den Fall – wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt – eines besonders kalten Tages oder einer 14-tägigen Kälteperiode simulieren die Fernleitungsnetzbetreiber den Ausfall von Infrastrukturen in 17 Szenarien (beispielsweise eine zweimonatige Lieferunterbrechung via Ukraine oder einen zweimonatigen hälftigen Ausfall der bestehenden Nord Stream Pipeline). Für den Großteil der Analysen zeigt sich nach Einschätzung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, dass erstens das bestehende System resilient gegenüber solchen Ausfällen ist und zweitens die regionale Kooperation in Europa funktioniert, jedoch verstärkt werden sollte, und somit die Versorgungssicherheit mit Erdgas in Europa kurz- und mittelfristig gegeben ist.¹⁶

Der Präventionsplan der Bundesrepublik Deutschland gemäß der Verordnung (EU) Nr. 994/2010¹⁷ zeigt in der Risikobewertung, dass der Infrastrukturstandard (n-1) sowie der Versorgungsstandard in allen Fällen kurzfristig mehr

als gewährleistet ist und keine weiteren Maßnahmen erforderlich sind. Somit ergibt sich für die Bestimmung einer möglichen Versorgungslücke lediglich eine Risikobewertung der langfristigen Angebots- beziehungsweise Nachfrageentwicklung.

... und wird sich zukünftig weiter diversifizieren

Die Versorgungssicherheit Europas mit Erdgas war in den vergangenen Jahren sicher und ist es in Zukunft auch, insbesondere angesichts des oben ausgeführten erwarteten Rückgangs der Nachfrage, unabhängig von der Verfügbarkeit von Nord Stream 2. Dies ergeben Analysen des DIW Berlin, welches die Erdgasversorgung Europas regelmäßig unter Verwendung eines globalen Erdgasmodells (Global Gas Model, GGM) analysiert.¹⁸ Das GGM ist ein partielles Gleichgewichtsmodell des globalen Erdgasmarktes, das numerisch Produktion, Nachfrage und Handelsflüsse von Erdgas ermittelt.¹⁹

Bereits im Status quo ist die Versorgung Deutschlands und Europas durch eine gut entwickelte Infrastruktur sowie eine große Diversität an Lieferländern gekennzeichnet, sodass es keiner weiteren Pipeline aus Russland bedarf. Selbst bei rückläufiger einheimischer europäischer Produktion und einem leichten Anstieg der Nettoimporte ist die Erdgasversorgung sicher; dies gilt umso mehr bei sinkender Nachfrage.²⁰ Selbst eine vollständige Lieferunterbrechung aus Russland könnte sowohl in Deutschland als auch in Europa durch alternative Bezugsquellen und mehr Effizienz ausgeglichen werden: Die ausgefallenen Mengen werden durch den erfolgreichen Ausbau von Transportrouten und Lieferstruktur kompensiert.²¹

Die Zusammensetzung der deutschen Erdgasimporte ist für den Referenzfall 2015 sowie einen Fall 2035 ohne Nord Stream 2 ausgeglichen und divers; dies gilt selbst für den vollständigen Wegfall russischer Lieferungen (Abbildung 5 oben). Insbesondere werden die Erdgaslieferungen aus Norwegen stabil bleiben. Darüber hinaus kann Deutschland Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) auch ohne eigenen LNG-Hafen über die Niederlande importieren, beispielsweise aus Afrika und Südamerika. Dies zeigt auch der nahezu konstant bleibende Erdgasverbrauch in einem (unrealistischen) Szenario des vollständigen Boykotts russischer Erdgaslieferungen. Die zufriedenstellende Versorgungslage in Deutschland ergibt sich selbst unter Berücksichtigung des jüngst beschlossenen starken Produktionsrückgangs in den Niederlanden.

¹⁸ Franziska Holz, Philipp M. Richter und Ruud Egging (2016): The role of natural gas in a low-carbon Europe: Infrastructure and regional supply security in the global gas model. The Energy Journal, Special Issue 'Cross-border coordination for sustainable energy security'; Franziska Holz et al. (2017): Shaking Dutch Grounds Won't Shatter the European Gas Market. Energy Economics 64 (May), 520–29.

¹⁹ Eine Beschreibung des Modells findet sich in: Franziska Holz, Hanna Brauers und Thorsten Roobeek (2015): Erdbeben in den Niederlanden können den europäischen Erdgasmarkt nicht erschüttern. DIW Wochenbericht 48, 1142–1143 (online verfügbar).

²⁰ Die Analysen berücksichtigen bereits den starken Rückgang der Produktion in den Niederlanden, wo die Regierung aus technischen Gründen die Förderung aus dem Groningen Feld stark zurückfährt.

²¹ Holz et al. (2015), a. a. O. (online verfügbar).

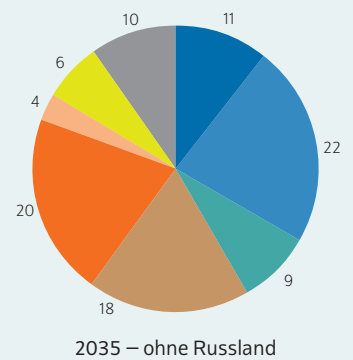
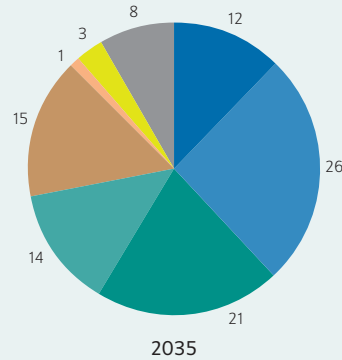
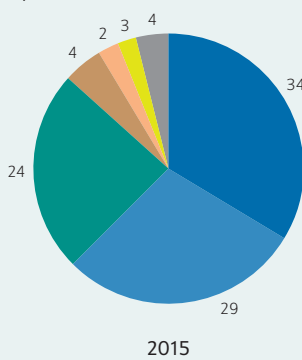
¹⁶ ENTSO-G (2017): Union-wide simulation of gas supply and infrastructure disruption scenarios (SoS simulation). Brüssel, Belgien.

¹⁷ Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates (sog. SoS-VO).

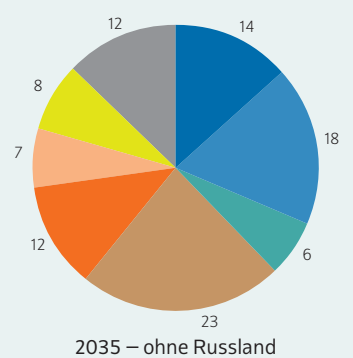
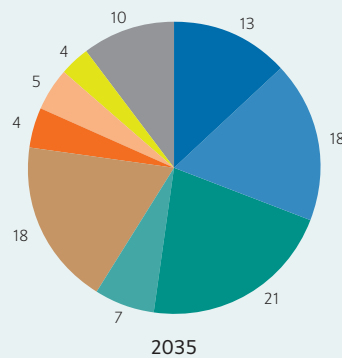
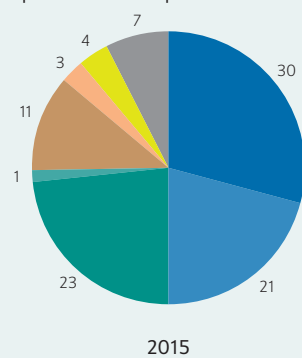
Abbildung 5

Erdgasimporte nach Deutschland und Europa 2015 und 2035 In Prozent

Erdgasimporte nach Deutschland



Erdgasimporte nach Europa



Quelle: Eigene Berechnungen mit dem Global Gas Model (Holz et al., 2017).

© DIW Berlin 2018

Sowohl die deutsche als auch die europäische Erdgasversorgung ist bereits stark diversifiziert.

Auch die europäische Erdgasversorgung ist ohne Nord Stream 2 stark diversifiziert (Abbildung 5 unten). So könnte Europa sogar bei einem vollständigen Wegfall russischer Lieferungen seinen Erdgasverbrauch nahezu auf gleichem Niveau halten. Neben der regionalen Versorgung durch Erdgaspipelines ist durch die stark diversifizierten Flüssiggaslieferungen die langfristige Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Möglichkeit, LNG in zahlreichen Importterminals entlang der europäischen Küsten anzulanden und im Anschluss eine effiziente Verteilung durch das bestehende Pipelinesystem zu realisieren, stärkt die Versorgungssicherheit. Derzeit sind die vorhandenen LNG-Importterminals nur sehr schwach ausgelastet: Im Jahr 2016 wurden lediglich 25 Prozent der existierenden Importkapazitäten in Europa genutzt.²² Auch dies spricht dagegen, dass es zu einem Infrastrukturengpass kommen wird.

Geringen Erlösen stehen sehr hohe Kosten gegenüber

Eine genaue Investitionsrechnung des Projekts ist aufgrund unsicherer Rahmendaten nicht möglich, jedoch weisen sowohl betriebswirtschaftliche als auch gesamtwirtschaftliche Analysen darauf hin, dass das Pipelineprojekt weit von wirtschaftlicher Rentabilität entfernt ist. So weist eine norwegische Forschergruppe nach, dass Nord Stream 2 unrentabel ist: Durch den Bau der Pipeline wird der Absatz russischen Erdgases praktisch nicht gesteigert, weder in Deutschland noch in der EU; diesen geringen zusätzlichen Erlösen stehen jedoch sehr hohe Kosten gegenüber. Im Ergebnis lässt sich durch den Bau von Nord Stream 2 kein Gewinn erzielen.²³

²² IGU (2017): World LNG Report. International Gas Union.

²³ Vgl. Roar Aune Finn et al. (2017): The Future of Russian Gas Exports. Economics of Energy & Environmental Policy 6 (2) (online verfügbar).

Eine Analyse der russischen Investitionsbank Sberbank kommt zu dem Ergebnis, dass Nord Stream 2 Wert vernichtet statt zu schaffen.²⁴ Den Kosten von Nord Stream 2 inklusive der Zuführungsleitung aus dem russischen Erdgasnetz in Höhe von 17 Milliarden US-Dollar werden den Ersparnissen aus dem vermiedenen Transit durch die Ukraine in Höhe von circa 700 Millionen US-Dollar jährlich gegenübergestellt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass der Erdgasabsatz in Europa sich nicht erhöht und die Pipeline zu 60 Prozent ausgelastet ist. Unter diesen Annahmen ergibt sich für die Investition ein negativer Barwert in Höhe von sechs Milliarden US-Dollar (circa fünf Milliarden Euro). Die Autoren vermuten, dass das Projekt vor allem geopolitischen Interessen dienen und die Pipelineröhrenindustrie stärken soll.²⁵

Ein weiteres Indiz für die mögliche fehlende Wirtschaftlichkeit des Projektes sind die hohen Durchschnittskosten für den Transport des Erdgases. Einer überschlägigen Wirtschaftlichkeitsrechnung zufolge betragen diese Kosten für die Offshoreleitung circa drei bis vier Euro pro Kilowattstunde (kWh) für in Deutschland angelandetes Erdgas;²⁶ dabei sind die Kosten der notwendigen Anschlussleitungen in Deutschland gar nicht berücksichtigt. Im Jahr 2018 betrug der durchschnittliche Erdgaspreis in Deutschland bisher 20 Euro pro Megawattstunden (MWh); insgesamt wird angenommen, dass er in den kommenden Jahren höchstens geringfügig steigt. Dem zufolge beliefen sich somit allein die Transportkosten der neuen Nord Stream 2 auf etwa 25 Prozent des aktuellen Preises; es ist nicht plausibel, dass Gazprom diese zusätzlichen Kosten in einem überwiegend gesättigten europäischen Erdgasmarkt durchsetzen kann.

Verbraucherinnen und Verbraucher in Deutschland zahlen für zusätzliche Anschlussleitungen

Ein Teil der Gesamtkosten von Nord Stream 2 würde von ErdgasverbraucherInnen in Deutschland gezahlt werden. Dabei handelt es sich um den Ausbau der Kapazitäten der NEL sowie den Neubau der EUGAL. Die Kosten dieser zusätzlichen Leitungen werden auf 500 Millionen Euro veranschlagt.²⁷

In Deutschland werden die Kosten zusätzlicher Leitungen pauschal auf die ErdgasverbraucherInnen umgelegt. Jeder Erdgashändler kann zwar in einer Marktabfrage Interesse an neuen Leitungen anmelden, dies haben im Fall der EUGAL auch acht Händler getan. Diese Abfrage ist jedoch unverbindlich und mit keinerlei finanzieller Verpflichtung verbunden. Im Zusammenhang mit einer sehr auskömmlichen Rendite für Infrastrukturinvestitionen – bis 2017 betrug diese neun

Prozent, seitdem immer noch fast sieben Prozent – entsteht somit für die Netzbetreiber ein massiver Anreiz zu möglichst großflächigem Leitungsausbau auf Kosten der Verbraucherinnen und Verbraucher.

Schlussfolgerungen

Der Bau einer zweiten Erdgaspipeline zwischen Russland und der EU mit Anlandepunkt in Norddeutschland (Lubmin/Greifswald) ist sowohl politisch als auch energiewirtschaftlich heftig umstritten. Russland ist sowohl an einer starken Präsenz im westeuropäischen Erdgasmarkt interessiert als auch daran, mit Nord Stream 2 unabhängiger vom Erdgastransit durch die Ukraine zu werden.

Eine energiewirtschaftliche Analyse zeigt, dass die geplante zweite Erdgaspipeline Nord Stream 2 zur Sicherung der Erdgasversorgung in Deutschland und Europa nicht notwendig ist. Einerseits ist damit zu rechnen, dass die Nachfrage nach Erdgas sowohl in Deutschland als auch in Europa weiter sinkt; Erdgas wird bei der Energiewende als Brückentechnologie nicht mehr benötigt und ist kurzfristig der kostengünstigeren Kohle und langfristig den erneuerbaren Energien in Verbindung mit Speichertechnologien unterlegen. Andererseits ist das Angebot an Erdgas bereits heute diversifiziert und kann durch zusätzlich frei werdende Flüssiggaslieferungen noch ergänzt werden. Aufgrund des absehbaren Rückgangs der europäischen Erdgasförderung wird daher eine teure Großpipeline aus Russland mit der geplanten Kapazität von 55 Milliarden Kubikmeter nicht benötigt.

Nord Stream 2 ist kein rentables Investitionsprojekt. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive erscheint es daher höchst fragwürdig. Den Wirtschaftlichkeitsberechnungen des Projektbetreibers liegen vermutlich unplausibel hohe Annahmen für Erdgasverbrauch und Marktpreise zugrunde. Allerdings ist die Faktenlage aufgrund mangelnder Transparenz der Berechnungen unklar.

Fest steht dagegen, dass die Netzbetreiber der Anschlussleitungen in Deutschland aufgrund einer übermäßig auskömmlichen, regulierten Rendite starke Anreize zum übermäßigen Leitungsausbau haben und daher Neuprojekte besonders konsequent verfolgt werden. Somit ist davon auszugehen, dass ErdgasverbraucherInnen in Deutschland sich an der Finanzierung des Projekts beteiligen müssten.

Die geplante zweite Ostseepipeline ist zur Sicherung der Erdgasversorgung in Deutschland und Europa nicht notwendig. Vielmehr ist zu befürchten, dass ihr Bau die Energiewende zu einer vollständigen Dekarbonisierung des Wirtschaftssystems in Deutschland und Europa behindert.

²⁴ Vgl. Sberbank Investment Research (2018), a.a.O.

²⁵ Wenige Tage nach der Veröffentlichung der Studie durch die Sberbank wurde der Hauptautor wegen angeblich unprofessioneller Analyse fristlos entlassen. Vgl. Sberbank entlässt Analysten nach kritischem Bericht über Gazprom, Handelsblatt online, 24. Mai 2018 (online verfügbar).

²⁶ Die Parameter dieser Rechnung, angelehnt an die Literatur, betragen: Investitionen: zehn Milliarden Euro (laut Projektgesellschaft); Eigenkapital/Fremdkapital über 20 Jahre: 30/70, bei zehn bzw. sieben Prozent Zinsen; Auslastung der Pipeline: 50 Prozent.

²⁷ Vgl. Lang und Westphal (2016), a.a.O.

Anne Neumann ist wissenschaftliche Mitarbeiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin und Professorin für Wirtschaftspolitik an der Universität Potsdam | aneumann@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor am DIW Berlin und Professor für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik an der Technischen Universität Berlin | chirschhausen@diw.de

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

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin und Professorin für Umweltökonomie an der Hertie School of Governance | ckemfert@diw.de

Leonard Göke ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik der Technischen Universität Berlin und Gastwissenschaftler am DIW Berlin | lgoeke@diw.de

JEL: L51, L94, Q48

Keywords: natural gas, pipeline, Nord Stream 2, Russia, Germany, Europe

This report is also available in an English version as DIW Weekly Report 27/2018:

www.diw.de/diw_weekly



IMPRESSUM



DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.

Mohrenstraße 58, 10117 Berlin

www.diw.de

Telefon: +49 30 897 89-0 Fax: -200

85. Jahrgang 4. Juli 2018

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso; Dr. Ferdinand Fichtner; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.;
Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky;
Prof. Dr. Stefan Liebig; Prof. Dr. Lukas Menkhoff; Prof. Johanna Möllerström,
Ph.D.; Prof. Karsten Neuhoﬀ, Ph.D.; Prof. Dr. Jürgen Schupp;
Prof. Dr. C. Katharina Spieß

Chefredaktion

Dr. Gritje Hartmann; Mathilde Richter; Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Claus Michelsen; Aline Zucco

Redaktion

Renate Bogdanovic; Dr. Franziska Bremus; Rebecca Buhner;
Claudia Cohnen-Beck; Dr. Daniel Kemptner; Sebastian Kollmann;
Matthias Laugwitz; Markus Reiniger; Dr. Alexander Zerrahn

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg

leserservice@diw.de

Telefon: +49 1806 14 00 50 25 (20 Cent pro Anruf)

Gestaltung

Roman Wilhelm, DIW Berlin

Umschlagmotiv

© imageBROKER / Steffen Diemer

Satz

Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

ISSN 0012-1304; ISSN 1860-8787 (online)

Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit
Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an den
Kundenservice des DIW Berlin zulässig (kundenservice@diw.de).

Abonnieren Sie auch unseren DIW- und/oder Wochenbericht-Newsletter
unter www.diw.de/newsletter