

# MODELLIERUNG DES EUROPÄISCHEN GASMARKTS ZUR DARSTELLUNG VERSCHIEDENER GASIMPORTSZENARIEN

Timo Kern<sup>1</sup> (Autor), Benedikt Eberl (Co-Autor), Dominic Lencz (Co-Autor),  
Serafin von Roon (Co-Autor)

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71,  
80995 München, 089/15812135, tkern@ffe.de, www.ffegmbh.de

## Kurzfassung:

Gas als fossiler Energieträger ist sektorübergreifend weiterhin von Bedeutung, da geringe Emissionsfaktoren, eine bestehende Infrastruktur und die Möglichkeit der synthetischen Herstellung den Energieträger auch in Zukunft attraktiv erscheinen lassen. Es wird daher ein Modell zur Abbildung des Gasmarkts erstellt, um fundamentale Zusammenhänge und Veränderungen in der Gaswirtschaft nachvollziehen zu können. Dieses Modell soll mit täglicher Auflösung Gasflüsse im entso-g-Verbund darstellen und das Nachvollziehen von marktgebietscharfen Preisbildungen an den Märkten ermöglichen. Es wird eine Optimierung durchgeführt, die eine Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten anstrebt. In exemplarischen Untersuchungen können verschiedene Szenarien aufgestellt werden, die aktuelle Fragestellungen der Gaswirtschaft behandeln. So werden die Auswirkungen eines theoretischen Kohleausstiegs im Jahr 2015 in Deutschland modelliert und mit einem Basisszenario verglichen.

**Keywords:** Erdgas, Europäischer Gasmarkt, Lineares Optimierungsmodell

## 1 Einleitung

Für die Europäische Union prognostiziert die IEA in ihrem aktuellen Word Energy Outlook einen Anstieg der Nachfrage von Gas um 15 % bis zum Jahr 2030 [1]. Auch für Deutschland bleibt Gas als fossiler Energieträger sektorübergreifend weiterhin von Bedeutung [2]. Begründet wird dies dadurch, dass Erdgas zur Erreichung der Klimaziele verstärkt in der Stromproduktion eingesetzt wird. Darüber hinaus kommt es zu einer Reihe weiterer Veränderungen des europäischen Gasmarktes. So werden in den kommenden Jahren verschiedene LNG-Terminals (z.B. in Polen oder Finnland) und Pipelines (z.B. Transanatolische Pipeline) fertiggestellt. Die Liberalisierung des Gasmarktes wird langfristig zu steigenden Handelsmengen an den Spotmärkten führen. Weiterhin plant Russland den Verzicht von Gastransiten durch die Ukraine und damit die Benutzung von alternativen Transportwegen. Diese Veränderungen führen zu einer geänderten Nutzung der

---

<sup>1</sup> Jungautor

Erdgasinfrastruktur. Um die Zusammenhänge und Veränderungen in der Gaswirtschaft nachvollziehen zu können, wird deshalb ein Modell zur Abbildung des Gasmarkts erstellt. Dieses Modell soll die täglichen Gasflüsse im entso-g-Verbund darstellen und die Berechnung von Preisschätzern europäischer Hub-Preise ermöglichen. Als Dispatchmodell wird die kurzfristige Bereitstellung von Erdgas optimiert. Hierfür stehen dem Optimierer die konventionelle europäische Produktion, außereuropäische Pipeline und LNG Importe, das europäische Pipelinetz sowie Speicher zur Verfügung. Es ergibt sich ein lineares Optimierungsproblem, welches einen Einsatz der Infrastruktur unter Beachtung von minimierten volkswirtschaftlichen Gesamtkosten beschreibt.

Die Arbeit entstand im Projekt „Dynamis – Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems“ (Förderkennzeichen: 03ET4037A), das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWMi) im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung gefördert und von zwölf Partnern aus Industrie und Energiewirtschaft unterstützt wird.

## 2 Mathematische Formulierung des Optimierungsproblems

Zur Abbildung des europäischen Gasmarkts wird ein Optimierungsproblem aufgestellt, dessen Zielfunktion die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten minimiert. Es wird der Aufbau eines Dispatchmodells durchgeführt, welches mit Hilfe der linearen Programmierung (LP) gelöst wird. Die Zielfunktion enthält dabei alle Kosten der Gasbereitstellung, betrachtete Nebenbedingungen begrenzen den zulässigen Bereich der Variablen.

### Zielfunktion

Erdgasversorger minimieren die Kosten der Erdgasbereitstellung kurzfristig, indem sie die Summe der Kosten für den Kauf von europäischem Erdgas, den Import von nicht europäischem Erdgas per Pipeline und per LNG sowie Transport und Speicherung minimieren. Die verwendete Zielfunktion in *Formel 1* beinhaltet die Kosten für Erdgaskäufe der Hauptproduzenten, LNG-Importe, Transporte und Speicherung über die Anzahl der Tage  $t$  in allen Regionen  $r$ .

$$\begin{aligned}
 \min TC = & \sum_{f,t,r} (OUT_{f,t,r} * europen\_price_{f,t}) \\
 & + \sum_{ing,t,r} (OUT_{ing,t,r} * lng\_price_{t,r}) \\
 & + \sum_{p,t,r} (EX_{p,t,r} * entry\_exit\_fee_p) \\
 & + \sum_{st,t,r} \left( \frac{IN_{st,t,r} + OUT_{st,t,r}}{2} * storage\_fee_r \right)
 \end{aligned} \tag{1}$$

Die Produktion von norwegischem, niederländischem und britischem Erdgas stellt etwa 80 % der europäischen Erdgasförderung dar und betrug im Jahr 2015 216 Mrd. m<sup>3</sup> [3]. Der Produktionsverlauf dieser Länder wird endogen modelliert. Die Einkaufspreise, die Erdgasversorger für dieses Gas bezahlen, werden durch einen Bottom-up Kostenansatz der

einzelnen Gasfelder berechnet. Dieser Ansatz berücksichtigt die Lage, Tiefe, Größe, die Anzahl der Bohrlöcher und die Maximalkapazität der einzelnen Gasfelder. Notwendige Angaben stammen jeweils von Informationsportalen der nationalen Behörden [4], [5], [6]. Die Gesamtkosten setzen sich aus dem gasfeldspezifischem Einkaufspreis  $europen\_price_{f,t}$  multipliziert mit der Ausspeicherung  $OUT_{f,t,r}$ , summiert über alle Gasfelder und Zeitschritte zusammen. Pipelineimporte außereuropäischer Länder und Erdgas kleinerer Erdgasproduzenten werden entweder täglich oder für ein Jahr als fixe Menge vorgegeben, um der großen Menge an Take-or-Pay-Verträgen, die eine bestimmte Abnahmemenge vorschreiben, gerecht zu werden [7]. Ihre Kosten werden in diesem Modell nicht berücksichtigt, da diese die Preise an den Gashubs auf Grund von ihren garantierten Abnahmemengen kaum beeinflussen.

Die LNG Importkosten ergeben sich innerhalb des Modells aus dem regionen- und zeitspezifischen Einkaufspreisen, multipliziert mit der Variablen LNG-Importmenge. Für das exemplarisch untersuchte Jahr 2015 können die Angaben zu historischen Preisen der IEA genutzt werden [3]. Die Kosten ergeben sich durch die Aufsummierung der Ausspeicherungen  $OUT_{lng,t,r}$  aller LNG-Import-Terminals multipliziert mit ihren jeweiligen regionalen LNG-Importpreisen  $lng\_price_{t,r}$  (nach Verdampfung) über die betrachteten Zeitschritte.

Der Transport von Erdgas über Land erfordert die Benutzung von Pipelines. In der entso-g, dem Verband europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas, werden anfallende Transportkosten für Erdgasversorger über Entry/Exit-Gebühren abgewickelt. Bei Eintritt oder Austritt des Erdgases in oder aus einem Marktgebiet fallen dabei Kosten an. Für den Transport innerhalb von Marktgebieten fallen keine Kosten an. Die marktgebietsüberschreitenden Entgelte für alle Pipelines werden im Modell basierend auf den von der Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) angegebenen Entry/Exit Gebühren hinterlegt [8]. Die gesamten Transportkosten ergeben sich dann aus der beförderten Gasmenge  $EX_{p,t,r}$  multipliziert mit den Entgelten  $entry\_exit\_fee_p$  über alle Zeitschritte.

Für die Nutzung von Erdgasspeichern fallen in den meisten Fällen fixe Kosten für die Vorhaltung von Speicherpaketen an und variable Kosten für tatsächliche Ein- und Ausspeicherung. Die fixen Kosten sind für Erdgasversorger kurzfristig nicht entscheidungsrelevant und werden deshalb in diesem Dispatchmodell nicht berücksichtigt. Für die variablen Kosten der Ein- und Ausspeicherung wurden die durchschnittlichen in Europa entrichteten Entgelte laut ACER genutzt [8]. Diese kombinierten Speicherentgelte  $storage\_fee_r$  werden zur Hälfte auf die Einspeicherleistung  $IN_{st,t,r}$  und zur Hälfte auf die Ausspeicherleistung  $OUT_{st,t,r}$  bezogen und über alle Zeitschritte aufsummiert.

### **Systembedingtes Leistungsgleichgewicht**

Neben den Kosten, die auf den einzelnen Variablen liegen, werden die zulässigen Wertebereiche der einzelnen Variablen durch Nebenbedingungen beschränkt. Die Nebenbedingungen beinhalten dabei aktorenspezifische Restriktionen für das Verhalten von

einzelnen Instanzen sowie systembedingte Restriktionen, die akteursübergreifend das Gesamtsystem beschreiben.

Die Gleichgewichtsbedingung in *Formel 2* gibt vor, dass Angebot und Nachfrage in jeder Region  $r$  zu jedem Zeitpunkt  $t$  übereinstimmen müssen. Das Angebot eines Zeitschritts ergibt sich aus den Ausspeicherungen von Gasfördereinheiten, LNG-Terminals und Speichern  $OUT_{t,r,f,lng,st}$ , subtrahiert mit den Einspeicherungen der Speicher  $IN_{st,t,r}$  und der Differenz aus Importen und Exporten auf jeder angrenzenden Pipeline  $\sum_{rr} EX_{t,\rightarrow r,p}$ . Die Nachfrage  $demand_{t,r}$  ist kurzfristig inflexibel, da die meisten Verbraucher Erdgas nicht kurzfristig durch andere Kraftstoffe substituieren können [9]. Aus diesem Grund wurde die Nachfrage in diesem Modell als fix angenommen. Historische Verbrauchsdaten werden von der International Energy Agency IEA, der entso-g und eurostat zur Verfügung gestellt ([3], [10], [11]), so dass je nach Verfügbarkeit tägliche, oder gemittelte, monatliche Lastprofile für die einzelnen Marktgebiete der entso-g erstellt werden können.

$$demand_{t,r} \leq OUT_{t,r,f,lng,st} - IN_{st,t,r} + \sum_{rr} EX_{t,\rightarrow r,p} \leq demand_{t,r} \quad (2)$$

Die Gleichgewichtsbedingung stellt eine Systembedingung dar, weil sie sich auf eine Vielzahl von Akteuren bezieht. Bei den übrigen, aktuell implementierten Bedingungen, handelt es sich um akteurspezifische Restriktionen, die insbesondere die Nutzung der Infrastruktur des Gasmarkts beschreiben.

### 3 Abbildung der Infrastruktur des europäischen Gasmarkts

Die Abbildung von Erzeugung, Import, Transport, Speicherung und Verbrauch von Erdgas erfordert die detaillierte Beschreibung der dafür nutzbaren Infrastruktur. Diese äußert sich durch akteursbezogene Nebenbedingungen, die im Modell integriert werden.

#### Gasförderung

Die variable Produktion der Hauptförderregionen (Norwegen, Niederlande, Großbritannien) wird durch zwei Nebenbedingungen beschränkt. Einerseits darf die Produktion nicht über ihrer maximalen technischen möglichen Produktionskapazität liegen. Darüber hinaus darf die Produktion nicht oberhalb einer fest vorgegebenen maximalen Jahresmenge liegen. Hierdurch wird einerseits den gesetzlich verpflichtenden Obergrenzen für die Gasförderung der beiden größten europäischen Gasfelder Troll (35 Mio. m<sup>3</sup>) und Groningen (30 Mio. m<sup>3</sup>) Rechnung getragen, die gemeinsam etwa ein Drittel der Gasförderung der Hauptförderregionen ausmachen [4], [5]. Darüber hinaus werden Reduktionen der maximalen Förderung durch planmäßige Wartungen und außerplanmäßige Reparaturen berücksichtigt.

Pipelineimporte von außereuropäischen Ländern und die Gasförderung der anderen europäischen Länder können entweder täglich fix oder mit einer festen Menge für das Jahr modelliert werden. Im Rahmen der Weiterentwicklung des Modells sollen diese Mengen teilweise flexibilisiert werden, um Verkäufe dieser Länder am Spotmarkt zu berücksichtigen.

## **Gasimport über LNG-Terminals**

Eine weitere Möglichkeit der Gasbeschaffung ist der Bezug von Flüssigerdgas (LNG). Für den Import von LNG ist es notwendig, das verflüssigte Gas in Verdampfungsanlagen zu verdampfen. Aus diesem Grund dürfen die LNG-Importe nicht höher liegen als die verfügbare Kapazität der Verdampfungsanlagen. Flexible Verträge spielen für LNG Importe eine größere Rolle als für Pipelineimporte. Darüber hinaus sind langfristige LNG-Importverträge signifikant kürzer als Pipelineimportverträge [12]. Dies liegt daran, dass Gasproduzenten bei einem Transport per LNG-Tanker nicht an einen Handelspartner gebunden sind. Dennoch spielen langfristige Verträge mit Take-or-Pay Klauseln gegenwärtig eine wichtige Rolle. Aus diesem Grund sollen derartige Lieferverpflichtungen durch die Integration weiterer Nebenbedingungen berücksichtigt werden.

In der Modellierung werden alle LNG-Terminals, die in Ländern des entso-g-Verbunds liegen, beachtet. Ein LNG-Terminal besitzt eine maximale Ausspeisekapazität, sowie hinterlegte Kosten für den Import von Gas aus den für das Terminal möglichen Importländern. Des Weiteren können den Importterminals feste Jahresmengen an importiertem Gas zur Berücksichtigung von Take-Or-Pay-Verträgen zugewiesen werden.

## **Transportnetz**

Das Fernleitungsnetz in Europa wird über Leitungen zwischen den Marktgebieten modelliert, die den Grenzübergangskapazitäten entsprechen. Die Transportmengen sind durch die technischen maximalen Kapazitäten beschränkt. Aufgrund von Vorgaben der EU Kommission sind Ferngasnetzbetreiber im Rahmen der Liberalisierung zur Bereitstellung des Third-Party-Access verpflichtet. Darüber hinaus können Kapazitäten bis zum Vortag gebucht werden und gebuchte, nicht genutzte Kapazitäten, können als „Unterbrechbare Kapazitäten“ erworben werden [13]. Hierdurch stehen die technisch verfügbaren Kapazitäten theoretisch allen Marktteilnehmern zur Verfügung. Die Möglichkeit Gas innerhalb des Netzes zu speichern, wird überwiegend genutzt, um untertägige Differenzen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen [14]. Da dieses Modell über eine tagesscharfe Auflösung verfügt, spielt diese Speichermöglichkeit eine untergeordnete Rolle. Aus diesem Grund wurde das Pipelinenetz als Transportmodell ohne Speichermöglichkeit dargestellt, welches keine Druckgleichungen verwendet. Diese Darstellung des Netzes über maximale Kapazitäten ermöglicht eine schnellere Rechenbarkeit des Modells.

Für einen Transport von Erdgas über lange Strecken sind in der Realität Verdichterstationen notwendig, um den über die Länge der Pipeline entstehenden Druckverlust zu kompensieren. Durch den Eigenverbrauch dieser Verdichterstationen, der oft durch das durchströmende Gas bereitgestellt wird, entstehen Übertragungsverluste. Verdichtereinheiten werden alle 100-150 km installiert und führen nach Bossel et al. [15] zu einer Minderung von in etwa 0,3 % des durchfließenden Gases.

## **Gasspeicher**

Die Möglichkeit Erdgas in großen Mengen zu speichern, stellt einen elementaren Vorteil des Energieträgers dar. So ist die Speicherkapazität von Erdgasspeichern in Deutschland mit

einer Speichermöglichkeit von 23,8 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas (ca. 200 TWh [16]) gegenüber der Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken (ca. 0,04 TWh [17]) 5000-mal größer. Erdgasspeicher unterliegen verschiedenen technischen Restriktionen, die in der Modellierung beachtet werden müssen. Zunächst muss der Füllstand des Arbeitsgases zwischen dem technischen Minimum und Maximum liegen. Darüber hinaus muss der Speicherfüllstand zum Zeitpunkt t sich aus der Summe der Speichermenge zum Zeitpunkt t-1 und dem Saldo von Einspeichermenge und Ausspeichermenge zum Zeitpunkt t ergeben. Für die Modellierung können historische Start- und Endspeicherfüllstände für den betrachteten Zeitraum laut GIE vorgegeben werden [16]. Die verfügbare Ein- und Ausspeicherkapazität eines Speichers hängt einerseits von seiner maximalen Kapazität unter Idealbedingungen ab. Andererseits beeinflusst der Speicherfüllstand die verfügbare Ein- und Ausspeicherkapazität. Dies liegt daran, dass der Druck innerhalb eines Speichers abnimmt, wenn dieser leerer wird [18]. Je voller der Speicher desto höher ist die verfügbare Ausspeicherkapazität und desto geringer ist die verfügbare Einspeicherkapazität. Die sich ergebenden Speicherkennlinien sind für jeden Speicher individuell, besitzen aber eine ähnliche Charakteristik, welche in Abbildung 1 dargestellt ist. Durchschnittlich Werte für die eingeschränkte Ausspeicherrate von Erdgasspeichern je nach Füllstand können [19] entnommen werden.

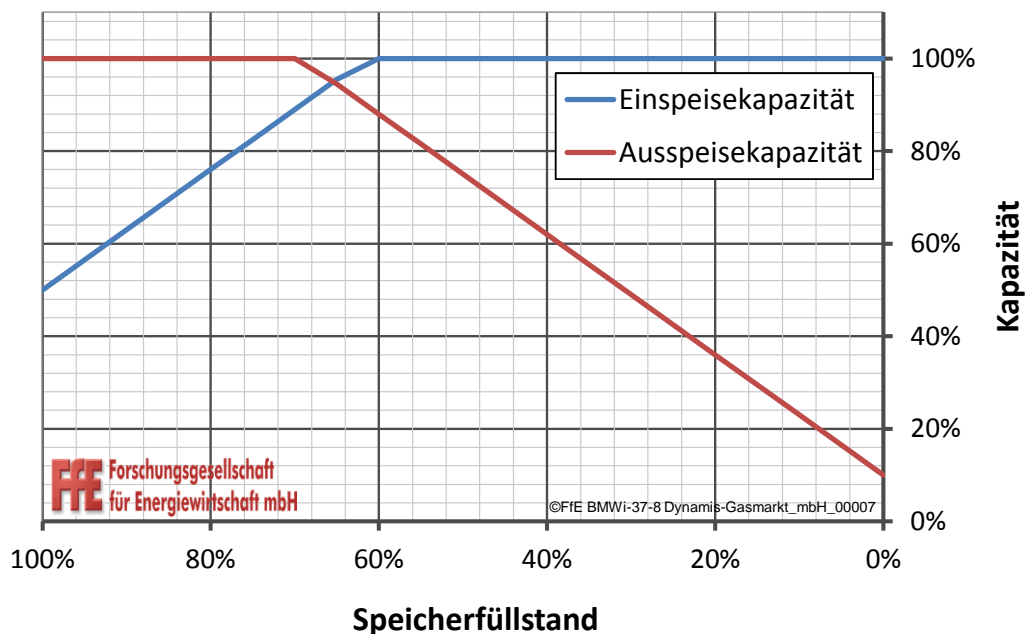


Abbildung 1: Exemplarische verfügbare Ein- und Ausspeicherkapazität abhängig vom Speicherfüllstand

## 4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Durch das aufgestellte Dispatchmodell können aktuelle Fragestellungen der Gaswirtschaft untersucht werden. Dieses Paper greift exemplarisch die Diskussion eines Kohleausstiegs in Deutschland auf und vergleicht dies mit einem Basisszenario des Jahres 2015. Dazu muss zunächst durch das an der FfE entwickelte Strommarktmodell „ISAaR“ ein veränderter,

täglicher Verbrauch an Erdgas durch eine Stilllegung aller Kohlekraftwerke ermittelt werden. Die sich ergebende Nachfrage nach Gas dient als Input für das Gasmarktmodell.

Das Strommarktmodell „ISAAr“ (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung) kann unter Anwendung der linearen Optimierung eine Minimierung von Systemgesamtkosten, Emissionen oder der Netzauslastung durchführen. Es umfasst neben dem Sektor Strom, auch noch den Wärmesektor. Aus der optimalen Zusammensetzung und des Einsatzes des Anlagenparks lässt sich der Verbrauch von Gas durch Kraftwerke für ein Basisszenario und ein Kohleausstiegsszenario ermitteln. Der ermittelte Anstieg des Gasverbrauchs durch Kraftwerke im Jahr 2015 ist in Abbildung 2 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass Gaskraftwerke nicht mehr nur zu Spitzenlastzeiten im Einsatz sind, sondern auch einen Teil der Grundlast tragen. Insgesamt wird für das Jahr 2015 in Deutschland ein erhöhter Bedarf von Erdgas in Höhe von 340,7 TWh ermittelt. Des Weiteren kommt es zu einem großen Zuwachs von Stromimporten und einem Rückgang von Stromexporten, so dass die Bruttostromerzeugung aus Kohlekraftwerken, welche im Jahr 2015 272,2 TWh betrug [20], gedeckt werden kann.

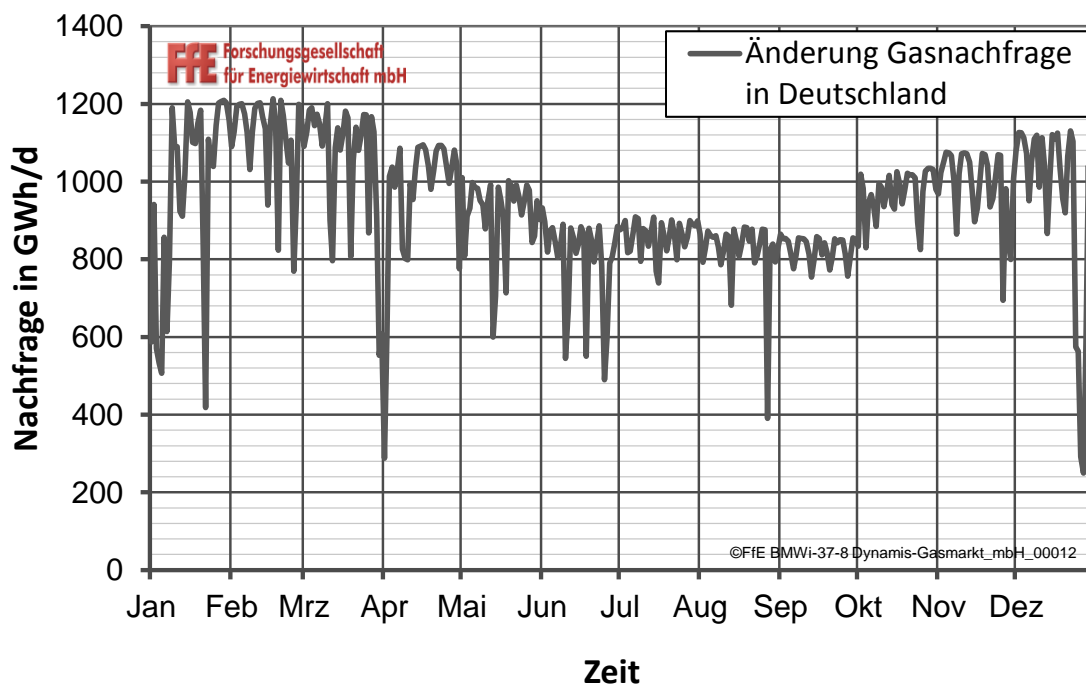


Abbildung 2: Veränderung des Gasbedarfs durch Kohleausstieg

Im Gasmarktmodell ist für das Basisszenario für die Länder der entso-g eine fixe, tägliche Gasnachfrage basierend auf historischen Werten für das Jahr 2015 hinterlegt [10], [11]. Da in dieser Nachfragesituation der Bedarf von Gaskraftwerken bereits enthalten ist, müssen mit dem Strommarktmodell „ISAAr“ jeweils auch ein Basisszenario und ein Szenario ohne die Benutzung von Kohlekraftwerken berechnet werden. Die Differenz des Bedarfs an Erdgas wird zu dem Gasverbrauch des Basisszenarios addiert.

Weiterhin sind auf Grund der hohen Menge an take-or-pay-Verträgen, Gasim- und -exporte ins außereuropäische Ausland fest dem Modell vorgegeben. Die Infrastruktur des europäischen Gasmarkts wird, wie in Punkt 3 beschrieben, modelliert. Die erhöhte

Nachfrage nach Gas kann durch eine erhöhte variable Erzeugung aus Russland gedeckt werden. Russland besitzt mit 32,4 Billionen Kubikmeter, nach dem Iran, die größten nachgewiesenen Reserven von Erdgas [21]. Im Folgenden wird untersucht, in wie weit Übertragungskapazitäten aus Russland für den erhöhten Gastransport ausreichend sind und welche Auswirkungen sich auf den Gaspreis ergeben könnten.

Die Zusammensetzung des Gaspreises ist komplex und nicht allein durch das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage ermittelbar. Gaspreise werden neben den Kosten von Gasförderung, Transport und Speicherung noch durch weitere Faktoren beeinflusst, wie z.B. den Ölpreis oder der politischen Situation. Durch das Modell kann lediglich eine Analyse der Grenzkosten durchgeführt und daraus Rückschlüsse auf den Gaspreis gezogen werden, ohne allerdings direkt einen realen Gaspreis zu bestimmen. Die Auswirkungen eines Kohleausstiegs auf die marginalen Kosten in den zwei deutschen Marktgebieten NCG und Gaspool sind in Abbildung 3 aufgetragen. Es ist erkennbar, dass es über das gesamte Jahr zu einer Erhöhung der marginalen Kosten von zwei bis drei €/MWh kommt. In Deutschland betrug der durchschnittliche Gaspreis an den Gashubs NCG und Gaspool im Jahr 2015 19,95 €/MWh [22], so dass die Änderung der Grenzkosten bezogen auf den Gaspreis bei 10-15 % liegen. In den Sommermonaten ist in der Modellierung dabei der Anstieg der Grenzkosten leicht höher als in den Wintermonaten. Dies kann dadurch erklärt werden, dass beim Kohleausstiegsszenario nun auch im Sommer wirtschaftlich ineffektivere Gasfelder betrieben werden, um die gestiegene Nachfrage zu decken.

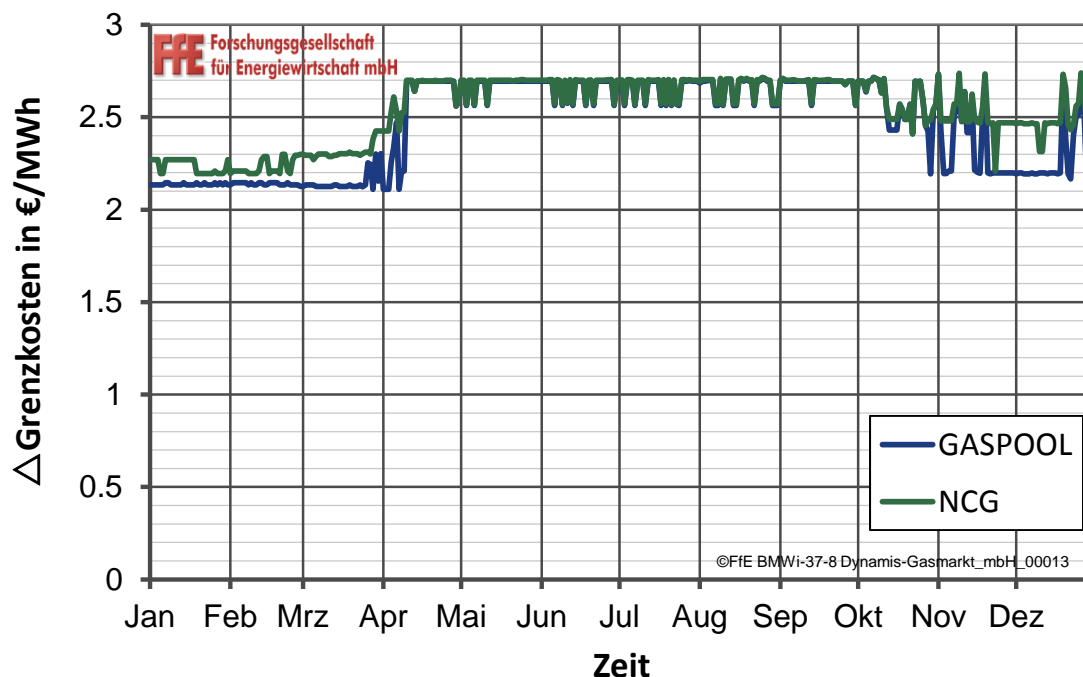


Abbildung 3: Veränderung der marginalen Kosten durch Kohleausstieg in deutschen Marktgebieten

Weiterhin ist auffällig, dass die Grenzkosten im Marktgebiet von NCG meist etwas stärker steigen, als die marginalen Kosten im Gebiet von Gaspool. Dies kann im Wesentlichen durch die höheren Transportgebühren, die für den Transport von Gas in das NCG-Marktgebiet anfallen, begründet werden. Die marginalen Kosten pro MWh Gas in einem Marktgebiet



entsprechen den Kosten, die bei einer Erhöhung der Last um eine MWh Energie in diesem Marktgebiet, entstehen würden. Da ein Großteil der zusätzlichen Gasnachfrage, die in Deutschland durch den Kohleausstieg besteht, in dieser Untersuchung durch eine variable Gasförderung in Russland gedeckt wird, sind die Transportkosten von Russland zu den Marktgebieten entscheidend für die Bestimmung der marginalen Kosten. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 4 die Situation von Gasflüssen zwischen den Marktgebieten in Europa exemplarisch für den 04.01.2015 im Basisszenario (links) und im Kohleausstiegsszenario (rechts) aufgetragen.

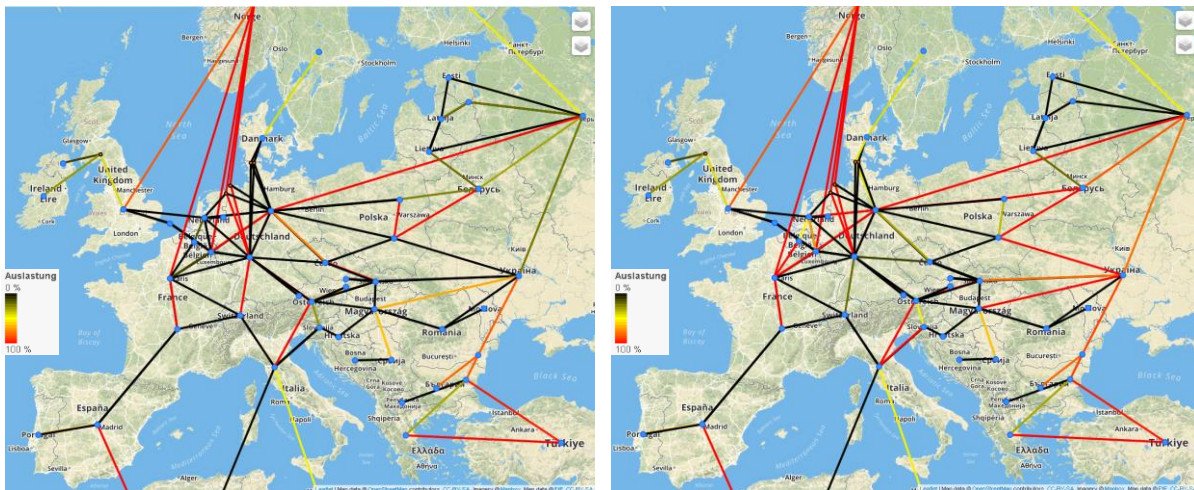


Abbildung 4: Ausnutzung der Übertragungskapazitäten am 04.01.2015 im Basisszenario (links) und im Kohleausstiegsszenario (rechts)

Durch die erhöhte Erzeugung in Russland kommt es im Kohleausstiegsszenario zu einer wesentlich höheren Auslastung der Übertragungskapazitäten im Osten Europas. Die einzige verfügbare Möglichkeit zusätzliches Gas von Russland nach Deutschland zu transportieren ist durch die Länder Ukraine und Tschechien. Die Transportkosten von Gas über diese Pipelinestrecke sind höher als der Transport über die Nordstream-Pipeline von Russland nach Deutschland oder über den Transportweg durch Polen, wodurch es zu einer Erhöhung der Grenzkosten kommt. Weiterhin kommt es bei einer erhöhten Nachfrage nach Gas in Deutschland zum Betrieb von Gasfeldern mit höheren variablen Kosten, um das Leistungsgleichgewicht einzuhalten. Auch daraus resultieren wiederum höhere marginale Kosten für den Bezug von Erdgas.

Die Auslastung der Übertragungskapazitäten Russlands nach Europa im Jahr 2015 für die beiden aufgestellten Szenarien ist in Abbildung 5 dargestellt. Durch den Kohleausstieg Deutschlands und der variablen Gasförderung in Russland kommt es zu einem starken Anstieg der Produktion in Russland und damit zu einer gestiegenen Auslastung der Übertragungskapazitäten. Die technisch maximale Auslastung der Pipelines wird dabei aber selbst im Falle eines Kohleausstiegs nicht erreicht.

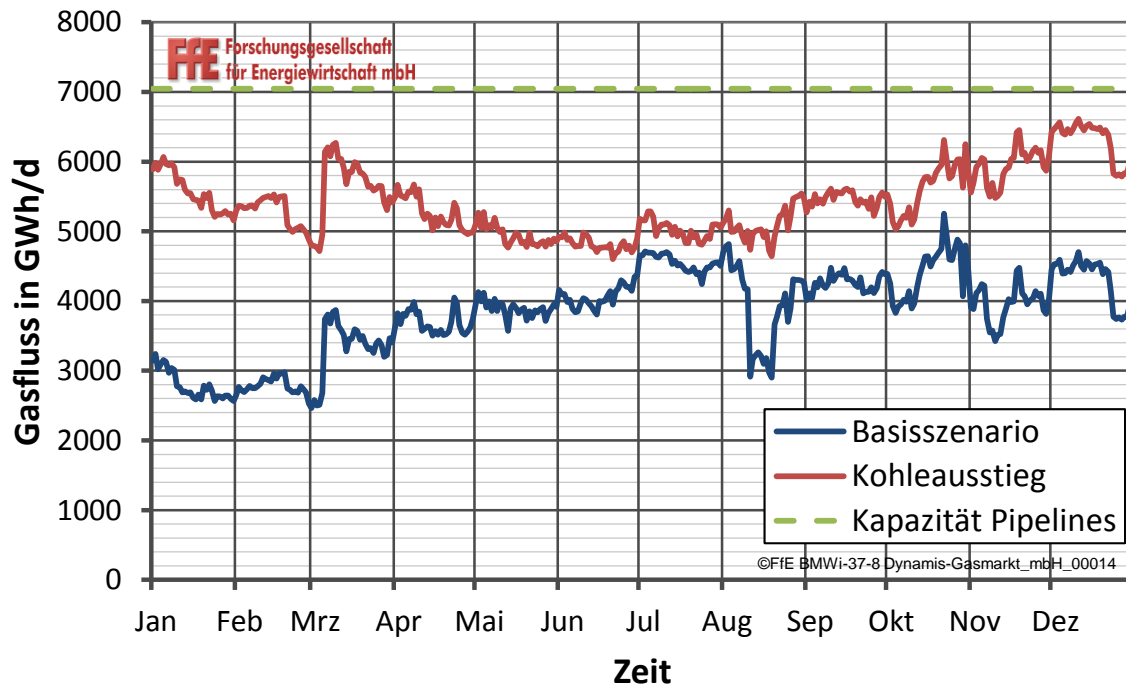


Abbildung 5: Auslastung der Übertragungskapazitäten Russlands nach Europa

Die theoretische Stilllegung aller Kohlekraftwerke Deutschlands betrifft sektorübergreifend sowohl den Sektor Strom, als auch den Sektor Gas. In diesem Paper wurde die Entwicklung eines Gasmarktmodells für Europa dargestellt, um mögliche Auswirkungen auf den Gasmarkt zu untersuchen. Die marginalen Kosten in den deutschen Gasmarktgebieten NCG und Gaspool steigen durch einen Kohleausstieg deutlich an. Im Falle einer ähnlichen Gewinnmarge von Produzenten und Händlern deutet dies auf einen Anstieg des Gaspreises hin. Im Rahmen einer Weiterentwicklung der Energiesystemmodelle soll über einen iterativen Prozess eine Verknüpfung von Strommarktmodell und Gasmarktmodell durchgeführt werden. Dabei sollen vom Gasmarktmodell Preissignale an das Strommarktmodell übergeben werden, um darauf aufbauend einen neuen Einsatz der Gaskraftwerke zu ermitteln. Die Übertragungskapazitäten der Gasinfrastruktur werden durch einen Kohleausstieg Deutschlands stärker ausgenutzt, ohne dass es aber zu einer maximalen Belastung der Pipelinekapazitäten kommt. Die vorhandenen Transportkapazitäten von Ost- nach Westeuropa sind also selbst für eine steigende Nachfrage an Erdgas ausreichend dimensioniert, um eine Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In weitergehenden Untersuchungen könnte beispielsweise der Eintritt der USA in den europäischen LNG-Markt modelliert werden und die Konkurrenzsituation zu russischen Gasförderern analysiert werden.

**Literatur**

- [1]: IEA; 2016; „World Energy Outlook 2016“
- [2]: Prognos AG, EWI, GWS; 2014; „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“
- [3]: IEA; 2016; „Natural Gas Information 2016“
- [4]: Norwegian Petroleum Directorate; 2016; „FactPages“; <http://factpages.npd.no>
- [5]: Dutch Ministry of Economic Affairs, TNO; 2016; „NLOG“; <http://www.nlog.nl>
- [6]: United Kingdom’s Department of Energy & Climate Change; 2016; „Oil and gas: field data“
- [7]: Franza; 2014; „Long-Term Gas Import Contracts in Europe“
- [8]: ACER; 2015; „ACER Market Monitoring Report 2015“
- [9]: IEA; 2010; „Flexibility in Natural Gas Supply and Demand“
- [10]: entso-g; 2016; „Transparency Platform“; <https://transparency.entsog.eu>
- [11]: eurostat; 2016; „Versorgung - Gas - monatliche Daten (nrg\_103m)“
- [12]: Chyong; 2015; „Markets and long-term contracts: The case of Russian gas supplies to Europe“
- [13]: ACER; 2011; “Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Network”
- [14]: Keyaerts; 2012; Gas Balancing and Line-Packing Flexibility”
- [15]: BOSSEL, U.; ELIASSON, B.; TAYLOR, G. (2005): The Future of the Hydrogen Economy: Bright or Bleak?; Fuel Cell Consultant; ABB Corporate Research; ABB Corporate Research. 2005
- [16]: GIE; 2016; „AGSI+ Aggregated Gas Storage Inventory“
- [17]: et; 2013; „Potenzialanalyse für Pumpspeicher an Bundeswasserstraßen in Deutschland“
- [18]: Guldmann; 1985; „Supply, Storage, and Service Reliability Decisions by Gas Distribution Utilities“
- [19]: Becker Büttner Held; 2015; „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher“
- [20]: BMWi, Strommarkt der Zukunft; <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/strommarkt-der-zukunft.html>

[21]: BP; June 2016; Statistical Review of World Energy

[22]: EnergyComment; 2016; „Gaspreise 2015 & 2016“