

Lochner, Stefan; Dieckhöner, Caroline

Working Paper

Analyse von Grenzkostenpreisen im Europäischen Gasmarkt

EWI Working Paper, No. 08,05

Provided in Cooperation with:

Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI)

Suggested Citation: Lochner, Stefan; Dieckhöner, Caroline (2008) : Analyse von Grenzkostenpreisen im Europäischen Gasmarkt, EWI Working Paper, No. 08,05, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/26748>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

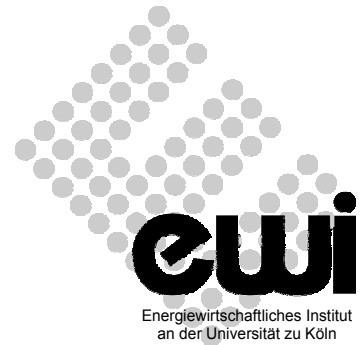
Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.



Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Albertus-Magnus-Platz

50923 Köln

EWI Working Paper, Nr. 08.05

Analyse von Grenzkostenpreisen im Europäischen Gasmarkt

von

Stefan Lochner und Caroline Dieckhöner

Dezember 2008

Für den Inhalt der EWI-Working Papers sind die jeweiligen Autorinnen und Autoren verantwortlich, nicht notwendigerweise das Institut.

Analyse von Grenzkostenpreisen im Europäischen Gasmarkt

Stefan Lochner und Caroline Dieckhöner*

Dezember 2008

Zusammenfassung

Der An- und Verkauf von Erdgas an Großhandelsmärkten wird in einem zunehmend liberalisierten Gasmarkt auch in Kontinentaleuropa weiter an Bedeutung gewinnen. Die Preise an diesen Märkten bilden sich aus Angebot und Nachfrage; wie in jeder netzgebundenen Industrie kommt der Infrastruktur und ihrer Verfügbarkeit dabei jedoch eine wichtige Rolle zu. Mit Hilfe des Ergasinfrastruktur- und Dispatchmodells TIGER werden in dieser Arbeit Grenzkostenpreise für ausgewählte europäische Handelspunkte geschätzt. Die Grundlage dafür bildet ein most-likely Szenario für die Entwicklung des europäischen Gasmarktes bis zum Jahr 2018. Die aktuell in der Realität zu beobachtende hohe Korrelation der europäischen Börsenpreise für Erdgas untereinander kann dabei mit dem Modell nachvollzogen werden. Getrieben durch die Entwicklung von Angebot und Nachfrage zeigt sich jedoch, dass signifikant unterschiedliche Grenzkostenpreise in Nordwest- und Zentraleuropa in der nächsten Dekade temporär auftreten können. Grund dafür sind Infrastrukturengpässe in Zeiten hoher Nachfrage.

JEL: Q41, C61, N74, L95, P42

Keywords: Erdgas, Europäischer Gasmarkt, Erdgaspreise, Modellierung

ISSN 1862-3808

Die in diesem Papier vorgestellten Erkenntnisse entstammen u.a. einer Forschungs-
kooperation des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI)
und der MVV Energie AG, Mannheim.

*Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Albertus-Magnus-Platz, 50923 Köln, Deutschland. Tel. +49-221-17091814, Internet: <http://www.ewi.uni-koeln.de>, Email: Stefan.Lochner@uni-koeln.de und Caroline.Dieckhoener@uni-koeln.de

1 Einleitung

Der europäische Gasmarkt steht in den nächsten Jahrzehnten einer Reihe von fundamentalen Veränderungen gegenüber. Während die Nachfrage nach dem relativ emissionsarmen, fossilen Energieträger Erdgas laut den meisten Prognosen mittel- bis langfristig weiter ansteigen soll, nimmt die Förderung in den meisten europäischen Ländern ab. Eine Ausnahme ist dabei Norwegen; die größten Rückgänge werden in Großbritannien und den Niederlanden erwartet. Diese Entwicklungen erfordern einen signifikanten Anstieg der Importe nach Europa.

Woher diese zukünftig benötigten Erdgasmengen kommen werden, und ob die geplanten Investitionen in Importinfrastruktur hinreichend sind, haben bereits zahlreiche Studien analysiert.¹ Als bedeutende Erdgasquellen wurden dabei vor allem der bereits heute größte Lieferant Russland und die Länder des Mittleren Osten identifiziert. Der Fokus auf diese Regionen ist dabei allein schon durch die weltweite Verteilung der Gasreserven bedingt, die, was die konventionellen Reserven anbelangt, zu über 70 Prozent in diesen beiden Regionen liegen. Den Importen von verflüssigtem Erdgas, so genanntem Liquefied Natural Gas (LNG), wird ebenfalls eine zunehmende Bedeutung zugesprochen. Auch wenn es verschiedene Meinungen über die absoluten LNG-Mengen, die zukünftig nach Europa kommen werden, gibt, so herrscht Konsens in Bezug darauf, dass die Erdgasversorgung Europas nicht ohne LNG möglich sein wird. Hinsichtlich der Importinfrastrukturinvestitionen stellen EWI/EEFA (2008) fest, dass die geplanten Projekte für Importpipelines und LNG Importterminals die benötigten Importkapazitäten deutlich übersteigen. Auch wenn nicht davon ausgegangen wird, dass alle geplanten Projekte tatsächlich realisiert werden, sollten die Importkapazitäten somit hinreichend sein um die Gasmengen zur Deckung des steigenden Importbedarfs nach Europa zu transportieren. Analysen der Auswirkungen auf Gaspreise gibt es dagegen kaum, bzw. nur in einer Betrachtung auf europäischem Niveau.² Differenzierte Aussagen über die Preis- oder Bezugskostenentwicklungen in verschiedenen Ländern werden jedoch nicht getroffen. Diese Aussagen unterstellen somit implizit, dass die aktuelle Situation mit hoch korrelierenden Preisen an den verschiedenen europäischen Handelspunkten³ (mit der Ausnahme der iberischen Halbinsel) in die Zukunft fortgeschrieben werden kann. Ob dies in einem zunehmend liberalisierten Markt mit einer hohen Ungleichverteilung der Pipeline- und LNG-Mengen innerhalb Europas und mit einer zunehmend geringeren vertraglichen Kopplung der Erdgas- an die Ölpreise jedoch weiterhin so sein wird, bleibt unbeachtet.

In diesem Zusammenhang untersucht dieser Artikel, wie sich relative Erdgaspreise

¹Vgl. z.B. EWI / EEFA (2008) oder Bothe & Lochner (2008).

²Beispielsweise Hartley und Medlock (2006) und Rosendahl und Sagen (2007) weisen ihre modellierten Gaspreisprognosen jeweils für die Region Westeuropa aus. Innerhalb Westeuropas wird aus Gründen der Modellierungslogik nicht differenziert.

³Siehe auch Abschnitt 2.

innerhalb Europas in Abhängigkeit der wahrscheinlichen Entwicklung der Erdgasinfrastruktur, des Angebots und der Nachfrage regionalisiert entwickeln könnten. Lokale Grenzkosten der Gasbereitstellung werden dafür als Indikator herangezogen. Somit wird auch der Frage nachgegangen, ob es in einem Europa mit wachsender Importabhängigkeit aufgrund der regional unterschiedlichen Verfügbarkeiten von Erdgasmen gen zu deutlichen Differenzen in den Gasversorgungskosten kommt (was Auswirkungen auf die Preise hätte) bzw. ob Engpässe in der Binneninfrastruktur eine parallele Preisentwicklung in einigen Regionen in Europa zukünftig verhindern werden. Absolute Gaspreise zu prognostizieren ist dabei nicht Anspruch dieses Artikels.

Der nächste Abschnitt betrachtet dazu die Entwicklung der Gaspreise an den regionalen Handelspunkten in Zentral- und Nordwesteuropa in der jüngeren Vergangenheit. Kapitel 3 beschreibt das zur Untersuchung verwendete Infrastrukturmodell, die Simulationsannahmen und den Grenzkostenpreisschätzer. Die Ergebnisse werden in Kapitel 4 vorgestellt; Kapitel 5 liefert eine Zusammenfassung.

2 Entwicklung der Gaspreise an Handelspunkten in Europa

Erdgas wird in Europa zu einem großen Teil über langfristige Lieferverträge importiert und von Importeuren, oder im Falle der europäischen Fördermengen, von einheimischen Produzenten über mittel- bis langfristige Lieferverträge weiterverkauft. Die Preise sind dabei zum Teil an Substitutionsenergieträger von Erdgas im jeweiligen Einsatzbereich gekoppelt: Diese sind im Wesentlichen der Ölpreis beim Einsatz von Erdgas in der Industrie oder zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in privaten Haushalten, und der Steinkohlepreis für den Einsatz in der Stromerzeugung. Seit Beginn der Liberalisierung werden aber auch zunehmend Gasvolumina an verschiedenen Energiemärkten in Europa gehandelt. Der Handel findet dabei meist an einem fixen Punkt innerhalb eines Netzes (oder einem virtuellen Handelspunkt innerhalb eines Marktgebietes) statt. Je nach Stand der Liberalisierung in den verschiedenen Ländern sind diese Handelsplätze unterschiedlich weit entwickelt was Handelsvolumen und Bedeutung der Börsenkurse anbelangt. Am britischen National Balancing Point (NBP) werden Gasmen gen vor der physischen Lieferung im Schnitt ca. zehn bis 20 mal gehandelt.⁴ Der entstehende Börsenkurs dient in diesem Markt inzwischen auch schon als Index in kurz- und mittelfristigen Lieferverträgen, d.h. die vertraglichen Lieferpreise sind teilweise an den Börsenpreis gekoppelt. Im Gegensatz dazu ist beispielsweise der deutsche Gashandel nicht nur stärker fragmentiert sondern auch noch deutlich weniger liquide.⁵ Entsprechend dienen die Preisnotierungen an den Handelspunkten auch weniger als

⁴Das NBP-Churn-Ratio, welches das Verhältnis von gehandelten zu physisch gelieferten Mengen misst, lag im Jahresverlauf 2007 durchgängig zwischen 8,5 und 21,0 (Gas Matters, 2008).

⁵Die zwischen Oktober 2007 und Juli 2008 maximal im Monatsdurchschnitt erreichte Churn Rate am EGT (jetzt NCG)-VHP, dem liquidesten deutschen Handelspunkt, lag knapp unter 2 (EGT, 2008). (Dies umfasst den Handel an der Börse (EEX) und im OTC-Geschäft.)

Index für vertragliche Transaktionen.

Jedoch spiegeln die Preise gehandelter Erdgasmengen, selbst wenn diese lediglich einen geringen Teil der physisch verfügbaren Gasvolumina ausmachen, die Zahlungsbereitschaft von Käufern und die Preise, zu denen Verkäufer Gas abzugeben bereit sind, wider. In einem wettbewerblichen Markt offenbart dies den Wert der letzten gehandelten Einheit Erdgas. In einem liberalisierten europäischen Gasmarkt ohne physische Infrastrukturengpässe zwischen den einzelnen Marktplätzen sollte sich der Wert einer zusätzlichen Einheit somit maximal durch die Transportkosten unterscheiden. Bei verfügbarer Infrastruktur könnten Gaspreise, die sich um mehr als die Transportkosten unterscheiden, nicht entstehen, da dies Arbitragemöglichkeiten schaffen würde, durch deren Ausnutzung Händler eine Angleichung der Preise herbeiführen könnten. Die Preise an den europäischen Handelspunkten würden hoch korrelieren.

Die wenigen existierenden Untersuchungen, die Gaspreisbewegungen in verschiedenen Ländern Europas (meist mit dem Ziel die Integration der Märkte zu analysieren) untersuchen, finden selbst für die Zeit vor der Öffnung des Gasmarktes in Europa eine solche Preiskorrelation. So zeigen beispielsweise Asche et al. (2001) mit einer Kointegrationsanalyse für Einfuhrpreise von 1990 bis 1997 eine Integration der Märkte von Belgien, Deutschland und Frankreich. Robinson (2007) findet eine Konvergenz der jährlichen Endkundenpreise für zehn europäische Ländern zwischen 1978 und 2003 anhand drei verschiedener empirischer Tests. Ob die Untersuchungen tatsächlich auf eine Integration im Sinne eines Wettbewerbsmarktes schließen lassen, ist jedoch unklar.⁶ Ein weiterer möglicher Grund für die festgestellten Preiskorrelationen könnte auch in der gleichen Indexierung der entsprechenden Preise in den verschiedenen Absatzmärkten liegen, die lediglich zu einem ähnlichen Verhalten der Preise führen. Wahrscheinlich ist aber die Verwendung jährlicher Daten, wie zumindest bei Robinson (2007) geschehen, einfach zu aggregiert um auf eine dauerhafte (und kurzfristige) Preiskorrelation schließen zu können.

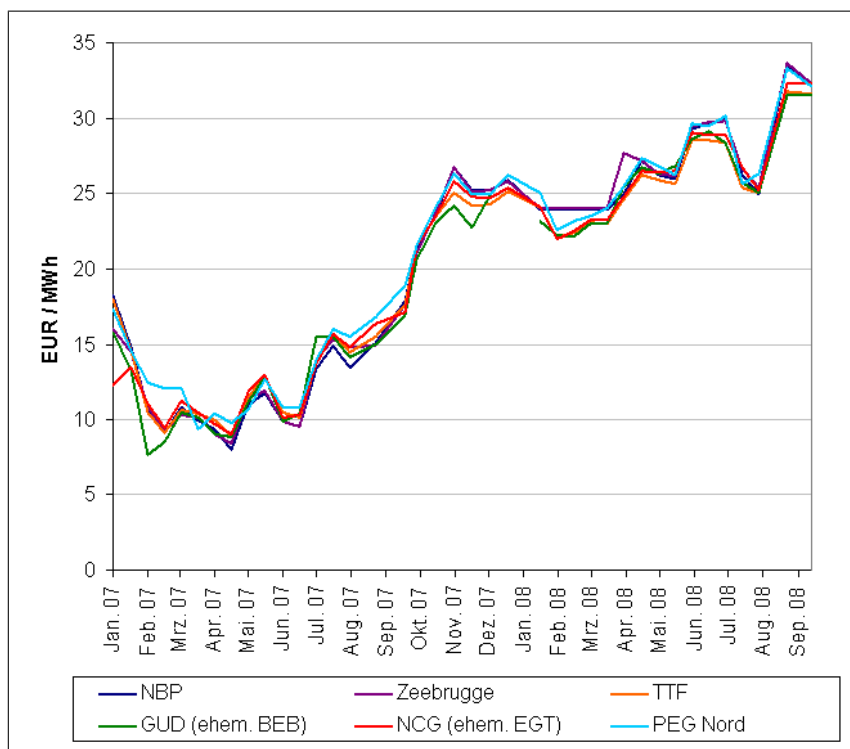
Die Verwendung täglicher Börsenkurse, wie durch Neumann et al. (2006), scheint die angemessenere Methodik für solch eine Untersuchung. Die Autoren stellen für die Märkte in Großbritannien und Belgien, seitdem diese mit einer direkten Pipeline verbunden sind, in einer empirischen Untersuchung eine hohe Marktintegration fest. Für die kontinentaleuropäischen Handelsplätze kann dies nicht gezeigt werden. Als mögliche Ursachen identifizieren Neumann et al. (2006) fehlende Liquidität des Handels im Untersuchungszeitraum in Deutschland (2002 bis 2005), Kapazitätsengpässe und ineffiziente Kapazitätsnutzung. Auch eine strategische Zurückhaltung von Kapazitäten wird nicht ausgeschlossen.

Auch wenn eine empirische Untersuchung historischer Preisdaten nicht Gegenstand

⁶Der Fokus der Untersuchung Robinson (2007) liegt auf Preiskorrelationen. Auch wenn ein Zusammenhang zu grenzüberschreitendem Gashandel argumentativ hergestellt wird, werden aus den Ergebnissen keine Schlussfolgerungen zum Stand der Marktintegration getroffen.

dieses Artikels ist, stellt Abbildung 1 die Gaspreise an fünf verschiedenen Handelspunkten in Nordwesteuropa im Zeitraum von Januar 2007 bis September 2008 dar.⁷ Betrachtet wird dabei der Preis des Futures für den nächsten Monat im Zweiwochendurchschnitt. In dieser Form der Darstellung scheinen die Preise für Einmonatskontrakte dabei hoch korreliert zu sein.⁸

Abbildung 1: Month-Ahead Future Preise an Europäischen Handelspunkten



Quelle: eigene Darstellung basierend auf EGM (2007) und EGM (2008)

Diese Beobachtung beschränkt sich dabei nicht auf die noch nicht vollständig liberalisierten Gasmärkte in Kontinentaleuropa. Wenn dies so wäre, könnte auch unterstellt werden, dass sich die Preise an den Handelspunkten sehr nah an den vertraglichen Preisen anlehnen, die wiederum über Ländergrenzen hinweg identisch sind. Aufgrund der Vielfalt an Produkten, an welche die Gaspreise gekoppelt sind, und der Einbeziehung von gefestigten Gasbörsen (NBP, Zeebrugge, TTF), scheint dies jedoch unwahrscheinlich. Vielmehr lässt die Beobachtung somit die Schlussfolgerung zu, dass es im betrachteten Zeitraum 2007/2008 auf Monatsicht keine Engpässe innerhalb der europäischen Transportinfrastruktur gab. Arbitragemöglichkeiten, welche durch regionale

⁷Handelspunkte NBP (National Balancing Point, UK), Zeebrugge Hub (Belgien), TTF (Title Transfer Facility, Niederlande), GUD (Virtueller Handelspunkt des Gasunie Deutschland (ehem. BEB) Marktgebietes in Norddeutschland), NCG (Virtueller Handelspunkt des NetConnect Germany (ehem. E.ON Gastransport) Marktgebietes) und PEG Nord (Point d'Echange de Gaz, Nordfrankreich).

⁸Selbst bei einer Betrachtung der Day-Ahead Spotpreise ergibt sich ein ähnliches Bild, allerdings verzeichnen da verschiedene Handelspunkte zu verschiedenen Zeiten einige Preisausschläge. Deren auftreten lässt sich zum Beispiel auch mit niedriger Liquidität des Handels (an manchen Hubs) und evtl. kurzfristig auftretenden Kapazitätsengpässen begründen, welche durch Pipelineausfälle, Wartungen, unerwartete Produktionsausfälle, oder unerwartete Nachfrageschocks lokal entstehen können.

Preisunterschiede hätten entstehen können, wurden zumindest im Future-Handel somit von Händlern ausgenutzt, was letztlich zur beobachteten Korrelation der Preise führte. Dass zu bestimmten Zeiten kurzfristig durchaus physische Engpässe, und somit Preisunterschiede, bestanden haben können, wird durch diese Argumentation nicht ausgeschlossen. In Zeiten hoher Nachfrage ist dies sogar nicht unwahrscheinlich. Die getroffene Beobachtung impliziert jedoch, dass solche Engpässe auf Monatsicht im Voraus nicht antizipiert wurden.

Unter der Berücksichtigung von wahrscheinlichen Entwicklungen zu Nachfrage, Produktion und Infrastruktur wird im Folgenden untersucht, ob dieses Szenario Bestand haben wird. Da das verwendete Modell (Abschnitt 3) ebenfalls Monatsperioden untersucht, bezieht sich die Argumentation im Wesentlichen auf dauerhafte oder saisonale Preisunterschiede. Ob es in einzelnen Stunden oder in außergewöhnlichen Situationen zu weitergehenden Engpässen kommt, die Preisunterschiede verursachen, bedarf weiterer Forschung und kann im Rahmen dieser Arbeit nicht geklärt werden.

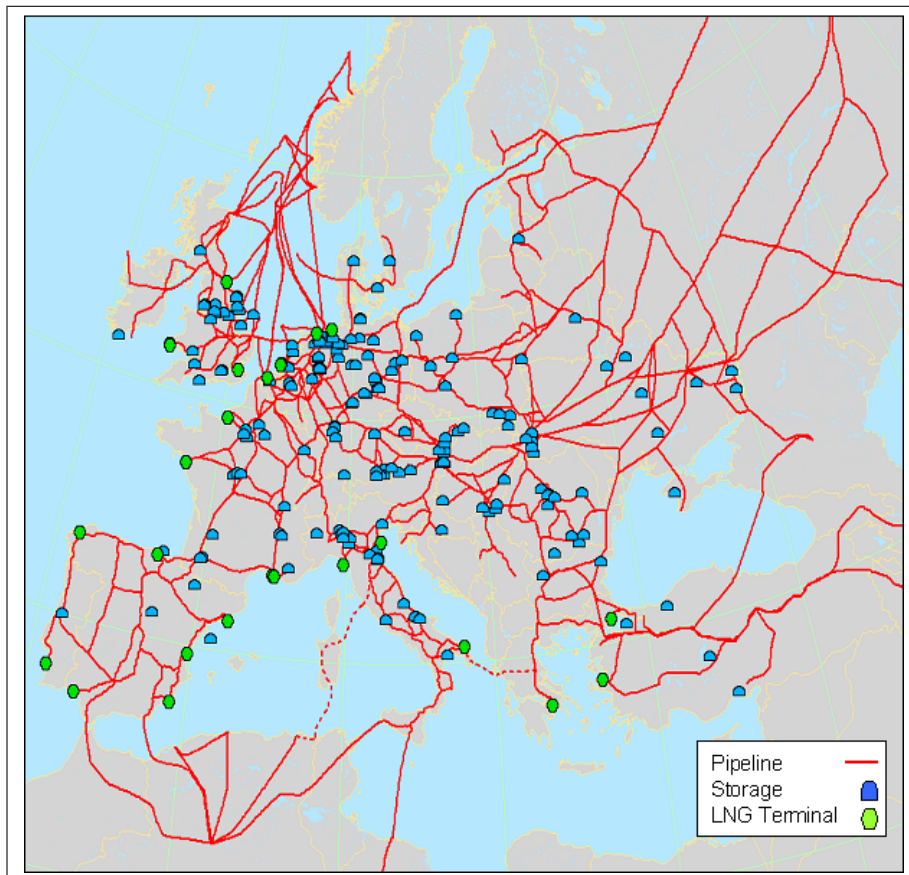
3 Modell und Preisschätzer

Zur Analyse von möglichen regionalen, infrastrukturbedingten Gaspreisunterschieden wurde das Erdgasinfrastruktur- und Dispatchmodell TIGER des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) genutzt. Mit seiner pipelinescharfen Auflösung, monatlichen regionalen Nachfragedaten und der detaillierten Modellierung von Gasspeichern und LNG Importterminals erlaubt es eine fundierte Analyse der europäischen Gasinfrastruktur und ihrer Auslastung, welche letztlich für das Auftreten von regionalen Gaspreisunterschieden verantwortlich ist. Grundlage des Modell ist dabei eine umfangreiche Datenbank der europäischen Erdgas-Infrastruktur. (Alle enthaltenen Elemente sind in Abbildung 2 auf Seite 6 dargestellt.)

Diese Datenbank umfasst dabei unter anderem:

- Mehr als 550 Knotenpunkte und mehr als 750 Pipeline-Abschnitte (inklusive geplanter und im Bau befindlicher Pipeline-Projekte) und deren individuellen Charakteristika (Durchmesser, Druck, Kapazität und Länge),
- die zu 12 Produktionsgebieten zusammengefasste europäische Gas-Produktion,
- die nicht-europäischen Produktionsmengen von acht Regionen, die über Grenzübergangspunkte oder LNG-Importterminals in das europäische Netz gelangen,
- mehr als 200 Speicher und Speicher-Projekte mit deren individuellen Arbeitsspeichervolumen sowie Ein- und Ausspeisungsraten,
- über 20 LNG-Terminals und Terminal-Projekte mit deren spezifischen Import-, LNG-Speicher- und Regasifizierungskapazitäten,

Abbildung 2: Europäische Gasinfrastruktur in TIGER



- die Kapazitäten der Grenzübergangspunkte und Interconnectoren zwischen den individuellen Netzen und Ländern,
- die monatliche Gasnachfrage Europas, aufgeteilt in 50 Nachfrageregionen und den betreffenden Knotenpunkten zugeordnet,
- sowie 57 nach Ländern und Sektoren unterschiedene Nachfrageprofile, die die Abbildung charakteristischer Nachfragezyklen in den Regionen und unterschiedlicher Nachfragewachstumsverläufe (z.B. in der Elektrizitätserzeugung und für private Verbraucher) ermöglicht.

Modellmäßig minimiert TIGER die Kosten des Gasdispatch unter den Restriktionen der vorhandenen Infrastruktur (als lineares Optimierungsproblem). Die Ergebnisse spiegeln somit ein effizientes Marktergebnis wieder, wie es sich beispielsweise in einem wettbewerblichen Markt einstellen würde. In Bezug auf die physischen Gasflüsse wird unterstellt, dass alle effizienten Tauschgeschäfte (Swaps) durchgeführt wurden. Die zeitliche Auflösung des Modells ist monatlich.

Inputseitig werden dem Modell neben den Infrastrukturannahmen (aus der Datenbank) Informationen zu Gasnachfrage (land- und sektorspezifisch) und der Zusammen-

setzung des Gasangebotes übergeben.⁹

Im Ergebnis ermöglicht das Modell somit eine integrierte Bewertung der verschiedenen Komponenten der Infrastruktur (Pipelines, Speicher und LNG-Terminals) und deren Interaktion im Hinblick auf eine umfassende Analyse der Versorgungssituation, der Auslastung der verschiedenen Assets und der kurzfristigen Gasbereitstellungskosten.¹⁰

Regionale Gaspreise werden durch die Betrachtung der marginalen Bereitstellungskosten von Erdgas an jedem einzelnen Knoten im Modell ausgewertet. Wie in jedem Markt bilden sich auch in einem wettbewerblichen Gasmarkt die Preise über das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage. Bezogen auf knotenspezifische Preise bedeutet dies, dass das entsprechende Angebot sich hierbei aus den Pipelinegastransporten zu diesem Knoten (gegebenenfalls von verschiedenen Knoten, aus verschiedenen Quellen und über verschiedene Transportwege her kommend), der lokalen Produktion, der Ausspeicherung aus eventuell vorhandenen Speichern und gegebenenfalls aus unterbrechbaren Verträgen („virtuelles“ Angebot durch Verringerung der Nachfrage) zusammensetzt. Die Nachfragekurve ist die jeweilige Nachfrage an dem bestimmten Knoten im Netz.

Das Angebot berechnet TIGER über die Bestimmung des optimalen intertemporalen und regionalen Gasdispatches unter der Restriktion der gegebenen Speicher- und Pipelinekapazitäten. Um eine Unlösbarkeit des Modells bei Nichtdeckung der Nachfrage zu verhindern, wird dem Modell außerdem erlaubt, die Nachfrage in diesem Fall zu unterbrechen. Dies entspricht von der Idee her unterbrechbaren Verträgen, die eine Belieferung ab einem bestimmten Preisniveau, welches letztlich auf eine Engpasssituation hindeutet, stoppen.¹¹ Als Knotennachfrage dient dem Modell das exogen übergebene Nachfrageszenario.

Der Grenzkostenpreis an diesem Knoten, welcher hier als Preisschätzer verwendet wird, gibt dann an, wie hoch die Kosten der Bereitstellung eines weiteren Kubikmeter Gas an diesem Knoten für den Gesamtdispatch wären. Diese Kosten wiederum hängen ab von dem Erdgasangebot, welches unter der Restriktion der verfügbaren Kapazitäten physisch zu dem entsprechenden Knoten transportiert werden kann. Um Knappheiten der Infrastruktur in den Grenzkostenpreisen besser abbilden zu können, wurde ein *Peak*

⁹Im Rahmen der hier durchgeführten Untersuchung wurde auf Nachfrageprognosen von Gas Strategies (2008) zurückgegriffen, das Angebotsszenario basiert auf der aktuellen Prognose des EWI (siehe Bothe & Lochner (2008)), welche länder-spezifische Produktionskosten für die Förderung von Erdgas gemäß Seeliger (2006) ansetzt. Für die Entwicklung der Importinfrastruktur (LNG, Ferntransportleitungen) wurden sich in Bau und Planung befindliche Projekte (teilweise) einbezogen, um ein aus Sicht der Autoren realistisches Infrastrukturszenario abzubilden. Gleiches gilt für Gasspeicher, wo unter Berücksichtigung von Projekten angenommen wurde, dass bis 2016 in der EU-27 neue Speicher mit einem Gesamtarbeitsgasvolumen von ca. 53 Mrd. Kubikmeter in Betrieb genommen werden (davon beispielsweise in Deutschland 6,4; in den Niederlanden 1,8; in Frankreich 5,0 und in UK 10,5 Mrd. m³ AGV).

¹⁰Eine ausführliche Beschreibung des TIGER-Modells kann in Lochner & Bothe (2007) und auf der Webseite des EWI (<http://www.ewi.uni-koeln.de>) nachgelesen werden.

¹¹In den hier durchgeführten Simulationen wurde ein Prohibitivpreis von 70 Euro/MWh unterstellt, über den hinaus mit Nachfragereaktionen zu rechnen ist. Die absolute Höhe ist dabei für die Simulationen aber nicht relevant, es ist lediglich ein Indikator dafür, dass die vorgegebene, exogene Nachfrage aufgrund von Engpässen bei Pipelines, Speichern oder Produktion nicht mehr gedeckt werden kann.

Costing für Speicher für die Simulationen im Rahmen dieser Untersuchung in das Modell integriert. Dies verursacht Kapazitätskostenaufschläge für Gasspeicher, sollte deren Nutzung ein bestimmtes Niveau übersteigen.¹² Der *Peak Costing*-Ansatz soll dabei das bekannte Peak-Load-Pricing, dessen Umsetzung aufgrund der Komplexität des Modells nicht möglich ist, nachahmen. Die Einbeziehung von langfristigen Kosten in die Zielfunktion des Modells führt zwar möglicherweise zu einer geringfügigen Verzerrung des optimalen (kurzfristigen) Dispatch¹³, generiert aber über den verwendeten Preisschätzer Signale, welche zusätzliche Aussagen über die Knappheiten im Speichermarkt ermöglichen. Denn gerade Engpässe bei Speichern, welche für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage verantwortlich sind, können auch in der Realität die Preise stark beeinflussen.

4 Ergebnisse

Die Ergebnisse bezüglich der Grenzkostenpreisschätzer für die Modellsimulation von 2008 bis 2018, basierend auf den im vorherigen Abschnitt getroffenen Annahmen, sind nachfolgend dargestellt. Die Abbildungen 3, 5 und 6 liefern dabei eine Visualisierung der regionalen Ausprägung der Grenzkostenpreise zu bestimmten Zeitpunkten, Abbildung 4 stellt deren Entwicklung an verschiedenen Handelspunkten im europäischen Ferntransportnetz im Zeitverlauf dar.

Für Abbildung 3 fällt dabei auf, dass sich in der Simulation im Sommer 2008 ein relativ einheitliches Preisniveau in ganz Westeuropa herausstellt. Die Beobachtung in Abschnitt 2, dass die historischen Future-Preise im Zeitraum 2007 bis Mitte 2008 (Abbildung 1) korreliert sind, kann somit mit dem Modell nachvollzogen werden.

Die Höhe des Grenzkostenpreisschätzers liegt dabei im Sommer, getrieben durch das kostenbasierte Angebotsszenario, bei ca. 15 EUR/MWh (thermisch). Die Unterschiede zwischen den Hubs lassen sich durch Transportkostenunterschiede erklären. Wie Abbildung 4 verdeutlicht, steigen diese im Winter 2008/2009, ebenfalls über die verschiedenen Handelspunkte relativ einheitlich auf ca. 17 EUR/MWh. (Dabei wird außer den in Abschnitt 2 betrachteten Handelspunkten nun außerdem das Central European Gas Hub (CEGH) in Baumgarten/Österreich in die Analysen einbezogen. Auf eine Ausweisung eines Grenzkostenpreisschätzers für das GUD-Marktgebiet wird verzichtet.¹⁴)

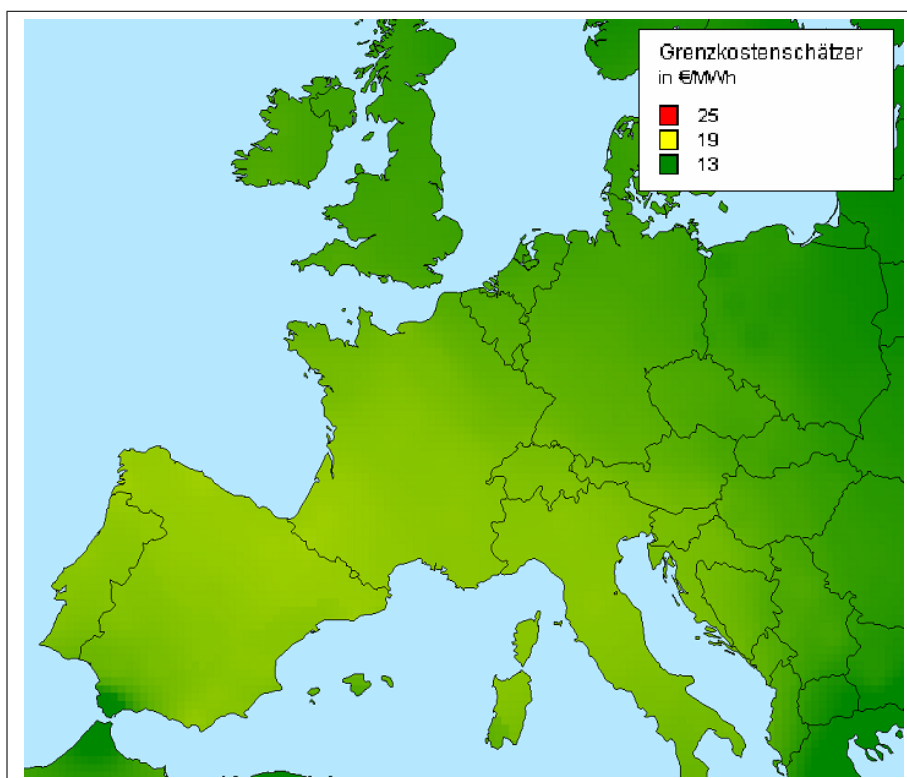
Die Betrachtung der weiteren Grenzkostenpreisverläufe in Abbildung 4 lässt drei wesentliche Erkenntnisse zu: Erstens sinken die Grenzkostenpreisschätzer an allen Handel-

¹²Die Kapazitätskostenaufschläge ergeben sich dabei Speicher-spezifisch aus den annualisierten Kapitalkosten für den jeweiligen Speicher in Abhängigkeit von Speichertyp, Arbeitsgasvolumen und maximaler Ausspeicherrate. Schätzungen für solche Kapitalkosten befinden sich in United Nations (1999).

¹³Da im Rahmen dieser Untersuchung keine Aussagen zum Dispatch, und vor allem nicht zu einzelnen Speichern, getroffen werden, ist diese Einschränkung zulässig.

¹⁴Aufgrund der Modellspezifikation würde dieser fast perfekt mit dem NCG-Grenzkostenpreis übereinstimmen, da sich die Marktgebiete teilweise überschneiden und für die Virtuellen Handelspunkte in Abbildung 4 jeweils repräsentative Punkte innerhalb der entsprechenden Region ausgewählt wurden.

Abbildung 3: Grenzkostenpreisschätzer für Sommer 2008



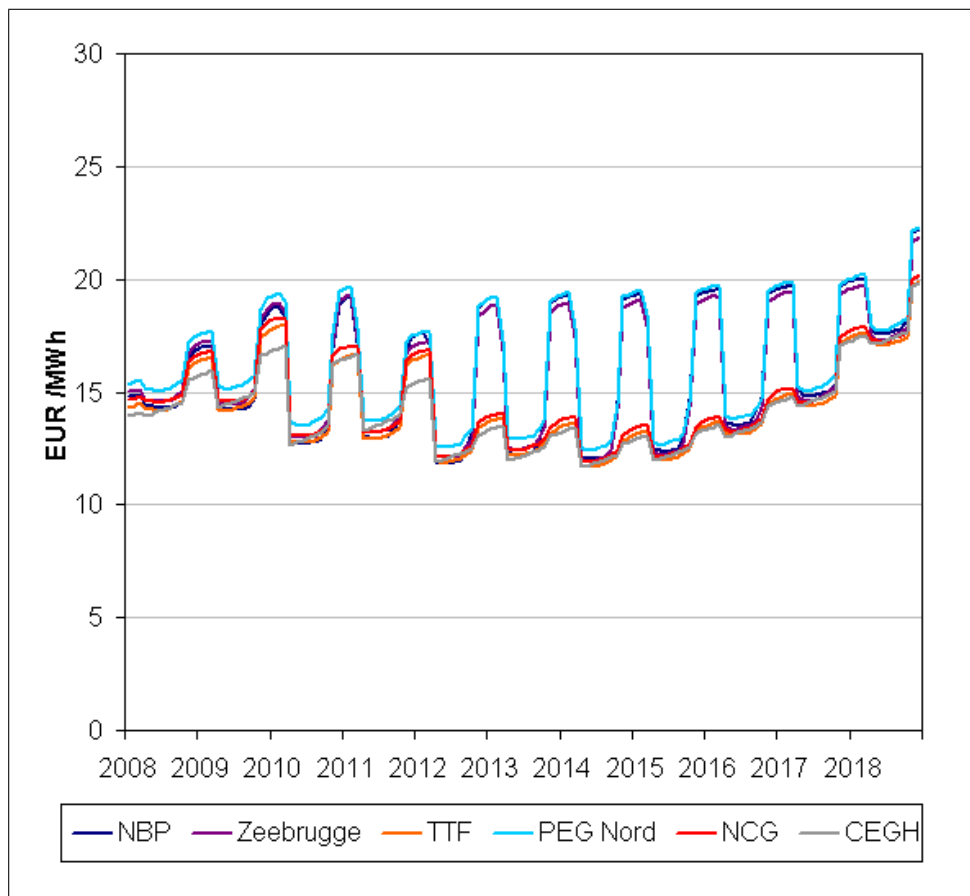
spunkten in den Sommermonaten im Zeitverlauf zwischen 2008 und 2015. Zum Zweiten findet eine Entkopplung der Preisentwicklungen an den verschiedenen Hubs in den Wintermonaten statt, was, drittens, dazu führt, dass sich die Sommer-Winter-Spreads der Grenzkostenpreise an einigen Handelspunkten erhöhen und an anderen zurückgehen.

Der temporäre Rückgang der Grenzkostenpreise in den Sommermonaten lässt sich dabei mit der Vielzahl an Importinfrastrukturprojekten erklären, die sich derzeit in Bau- und Planung befinden. Dies sind pipelineseitig vor allem Nord Stream und die diversen Kapazitätserweiterungen zwischen Algerien und Südeuropa (Medgaz, GALSI, Ausbau Transmed Pipeline) sowie LNG-Terminal-Projekte in vielen verschiedenen Ländern. Diese erlauben, zumindest unter den Modellannahmen, den Import zusätzlicher Gasmengen nach Europa zu relativ günstigen, variablen Bezugskosten. Da die Nachfrage nicht sofort sprunghaft, sondern erst im Zeitverlauf mit den zusätzlichen Kapazitäten ansteigt, fallen die Grenzkostenpreise temporär, zumindest in den Sommermonaten. Die neue Kapazitäten, wenn sie denn mit zusätzlichen Gasmengen gefüllt werden können und im Zeitplan realisiert werden, sollten somit zunächst preisdämpfend wirken.¹⁵

Abbildung 4 zeigt jedoch auch, dass sich dies nicht ganzjährig auf alle Handelspunk-

¹⁵Eine weitere mögliche Schlussfolgerung wäre, dass die neuen Kapazitäten eher zu zeitig als zu spät fertiggestellt werden. Diese Aussage vernachlässigt aber die Problematik der Ganzzahligkeit von Investitionen, da es nicht praktikabel und wirtschaftlich sinnvoll ist, die Infrastrukturkapazitäten stetig mit dem Bedarf steigen zu lassen. Stattdessen nehmen durch die Fertigstellung von neuen Infrastruktureinrichtungen zusätzliche Kapazitäten stufenweise den Betrieb auf.

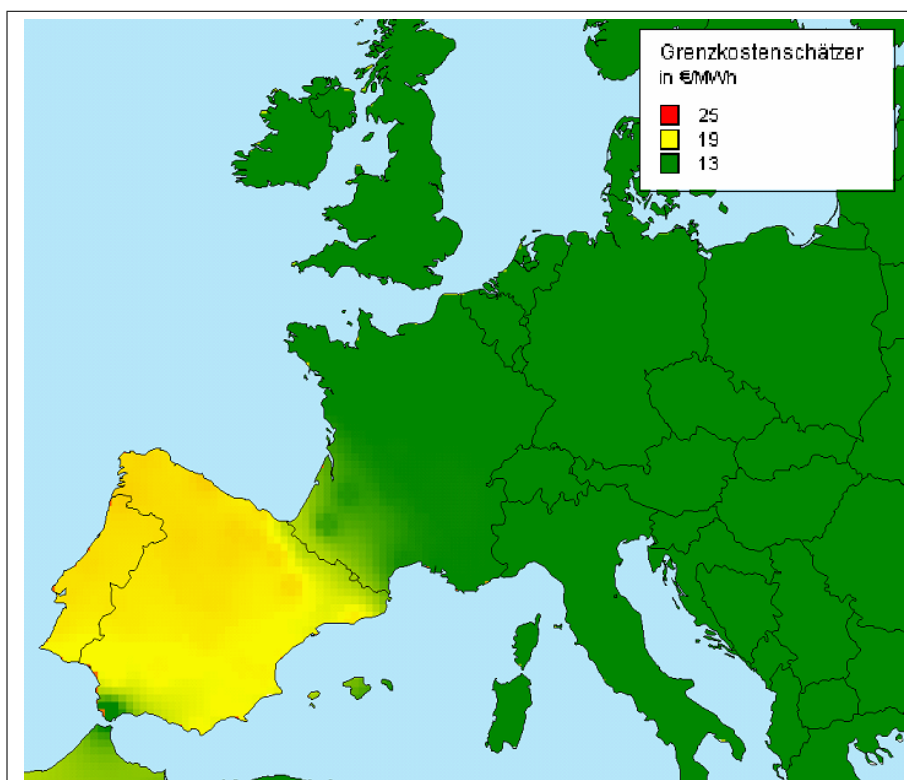
Abbildung 4: Grenzkostenpreisschätzer an europäischen Hubs im Vergleich



te auswirkt, sondern dass sich die Grenzkostenpreise der betrachteten Hubs teilweise entkoppeln und dann über die reinen variablen Transportkostendifferenzen hinaus zwischen den Handelspunkten unterscheiden. Diese Entkopplung hängt dabei vom Betrachtungszeitpunkt und den betrachteten Hubs ab: Während die Grenzkostenpreisschätzer für die betrachteten Hubs vor allem im Sommer meist auf einem ähnlichen Niveau sind, nehmen die Differenzen im Winter deutlich zu. Besonders ab 2013 bildet sich dabei eine Aufteilung zwischen den Handelspunkten NBP, Zeebrugge und PEG Nord auf der einen und NCG (Deutschland), TTF und CEGH auf der anderen Seite, heraus. Die Preisschätzer der jeweils drei Handelspunkte korrelieren dabei weiterhin, auch in den Wintermonaten, sehr hoch miteinander, lösen sich jedoch von den Grenzkostenpreisen in den jeweils anderen Märkten.

Für die genauere geographische Abgrenzung der unterschiedlichen, sich herausbildenden Grenzkostenpreise im Jahr 2014 werden diese in den Abbildungen 5 und 6 wiederum visuell anhand von Übersichtskarten dargestellt. Abbildung 5 für einen Sommermonat in diesem Jahr zeigt dabei das einheitliche Preisniveau in Zentral- und Nordwesteuropa (wie es auch 2008 existierte). Lediglich die iberische Halbinsel und Teile Südfrankreichs weisen ein höheres Grenzkostenpreisniveau auf (was aber nachfolgend

Abbildung 5: Grenzkostenpreisschätzer für Sommer 2014



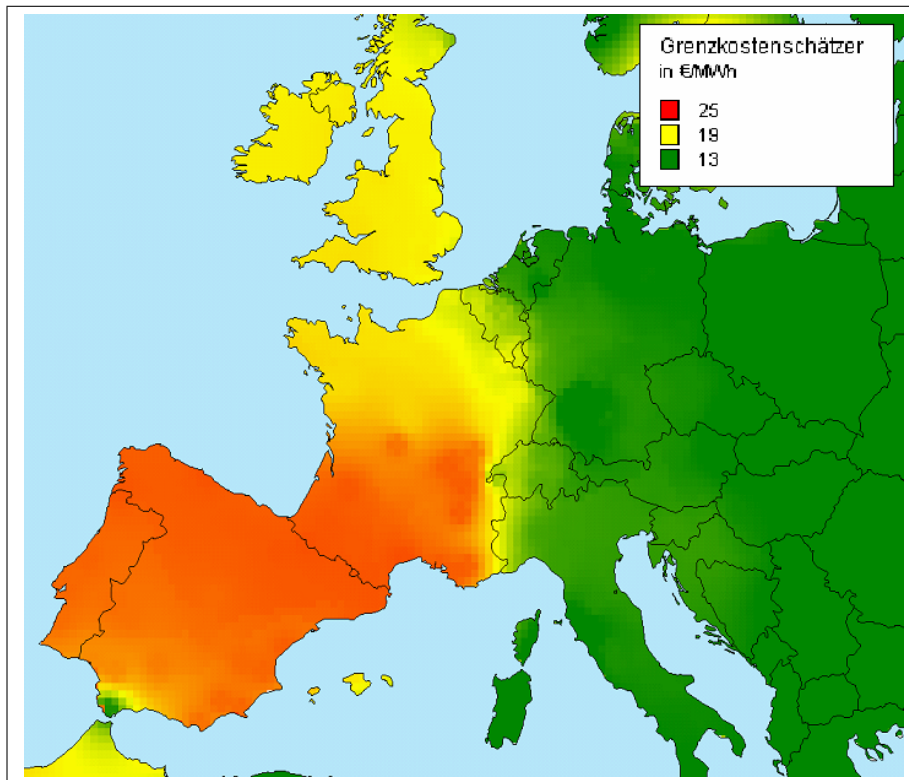
nicht weiter diskutiert werden soll, da der spanische Gasmarkt zurzeit ohnehin nicht wirklich in den europäischen Gasmarkt integriert ist). In Abbildung 6 für Dezember 2014 wird jedoch deutlich, dass sich auch im restlichen Europa im Winter zwei „Preiszonen“ herausbilden: Nordwesteuropa, bestehend aus UK, Frankreich, Belgien und Luxemburg, und Zentraleuropa inklusive Deutschland, der Niederlande und Österreich.¹⁶

Die dritte Beobachtung aus Abbildung 4, die unterschiedliche Entwicklung der Sommer-Winter-Spreads über die Regionen, ist ein Folge dieser Entkopplung.

Grund für diese Entwicklungen sind unterschiedliche Verfügbarkeiten von Pipeline- und Speicherkapazitäten zwischen, bzw. in den einzelnen Regionen. Sind insbesondere Pipelinekapazitäten hinreichend verfügbar, ermöglicht dies Arbitrage zwischen den Regionen, was zu einem ähnlichen Preisniveau führt. Dies ist in 2008 und 2009 an allen betrachteten Knotenpunkten der Fall (daher die hohe Korrelation) und während des gesamten Betrachtungszeitraums im Sommer (deshalb das gleiche Preisniveau im Sommer). Aufgrund der Veränderung von Erdgasangebot und -nachfrage im Zeitverlauf werden in späteren Jahren und vor allem im Winter Pipelinekapazitäten zwischen Nordwest- und Zentraleuropa knapp (d.h. die existierenden Kapazitäten sind voll ausgelastet). Dadurch wird weitergehende Arbitrage zwischen diesen Regionen bzw. den

¹⁶Die in Abbildung 6 auf der Grenze zwischen den Regionen liegenden Länder lassen sich durch Auswertung der Detaildaten eindeutig zuordnen, so dass die Grenze letztlich zwischen Niederlande und UK, zwischen Niederlande und Belgien, zwischen Deutschland und Belgien, Luxemburg und Frankreich, und zwischen der Schweiz bzw. Italien und Frankreich verläuft.

Abbildung 6: Grenzkostenpreisschätzer für Winter 2014



entsprechenden Handelspunkten verhindert, was zu stark divergierenden Preisen führt.

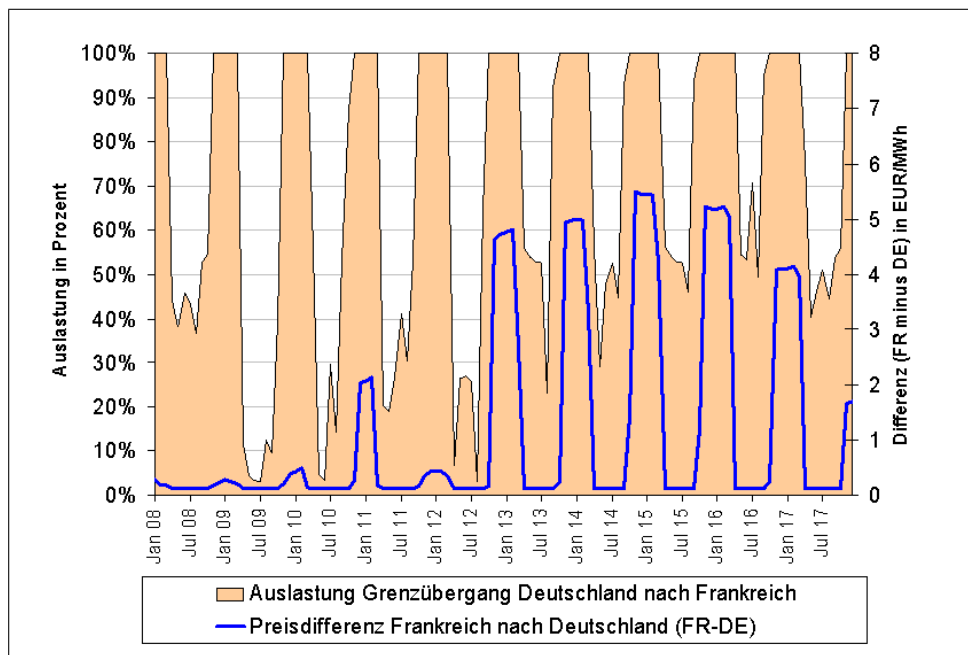
Für die Länder Deutschland und Frankreich wird dies in Abbildung 7 illustriert, welche dem Grenzkostenpreisunterschied zwischen den beiden Ländern die Auslastung der entsprechenden grenzüberschreitenden Pipeline (Grenzübergangspunkt Medelsheim) zum gleichen Zeitpunkt gegenüberstellt. Dabei zeigt sich, dass die Preisunterschiede zwischen Deutschland und Frankreich, und damit zwischen Zentral- und Nordwesteuropa, insbesondere dann signifikant werden, wenn die Auslastung der verbindenden Pipeline zwischen den Ländern 100 Prozent erreicht.¹⁷ Gerade zu Beginn des Beobachtungszeitraums, und auch in späteren Jahren im Sommer, unterscheiden sich die jeweiligen Grenzkostenpreise nur durch die variablen Transportkosten von Erdgas von Deutschland nach Frankreich. Die hohen Preisdifferenzen treten vor allem im Winter auf, wenn die Nachfrage im Gasmarkt höher ist als im Sommer.

Fundamental wird der Sommer-Winter-Spread, bzw. das Preisniveau im Winter, durch die Verfügbarkeiten von Speicherkapazitäten (und deren Kosten) bestimmt. Der hohe Spread in Nordwesteuropa deutet im Rahmen der Modellsimulation dabei auf eine hohe Auslastung (oder tendenziell Speicherknappheit) in dieser Region hin.¹⁸ Der niedrigere Spread in Zentraleuropa ist dagegen ein Anzeichen für eine höhere Verfügbarkeit

¹⁷In einer Situation hoher Grenzkostenpreisdifferenz sind dementsprechend auch alle anderen Verbindungsleitungen zwischen den identifizierten Regionen voll ausgelastet, weshalb sich die Differenz nicht alleine durch diesen Engpass zwischen Deutschland und Frankreich begründen lässt.

¹⁸Dies wird durch den Peak Costing-Ansatz, vgl. Abschnitt 3, verstärkt.

Abbildung 7: Engpässe und Preisdifferenzen (DE-FR)



von Speichern. Im Vergleich zu 2008/2009 sinkt dieser an den zentraleuropäischen Handelspunkten zu Beginn der nächsten Dekade sogar,¹⁹ was darauf hindeutet, dass die relative Verfügbarkeit von Speichern durch eine Vielzahl neuer Speicherprojekte, auch in Deutschland, sogar zunimmt. Der Einsatz von Erdgasspeichern in Zentraleuropa zur Glättung der Nachfrage in Nordwesteuropa oder, aus Sicht der Speicherbetreiber, ein Profitieren vom hohen Sommer-Winter-Spread in der Nachbarregion mit den höheren Grenzkostenpreisen im Winter, ist aufgrund der Pipelineengpässe zwischen den Regionen nur begrenzt möglich. Indirekt trägt dies dann zur angesprochenen relativen Erhöhung der Verfügbarkeit von Erdgasspeicherkapazitäten in Zentraleuropa bei, da es diese Engpässe im Winter 2008/2009 bei Betrachtung der Einmonatskontrakte, wie die hohe Preiskorrelation zwischen Zentral- und Nordwesteuropa zeigt, nicht gibt.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war die Untersuchung der Auswirkungen von Veränderungen des Angebots, der Nachfrage und der Erdgastransportinfrastruktur auf Grenzkostengaspreise in Europa. Aufgrund der Infrastrukturgebundenheit des Rohstoffes Erdgas spielt die Verfügbarkeit von Infrastruktur dabei eine wichtige Rolle, weshalb das Infrastrukturmodell TIGER für die Analysen verwendet wurde. Mit Hilfe des Modells und auf Grundlage eines Szenarios zur Entwicklung des europäischen Gasmarktes wurden Grenzkostenpreise für ausgewählte Erdgashandelspunkte in Europa geschätzt.

¹⁹Siehe zum Beispiel NCG-Grenzkostenpreis in Abbildung 4 auf Seite 10.

Die Simulationen haben gezeigt, dass zu Beginn der nächsten Dekade zahlreiche neue Infrastrukturprojekte für Pipelines, Gasspeicher und LNG Terminals, wenn diese realisiert werden, tendenziell zu sinkenden kurzfristigen marginalen Gasbezugskosten führen. Aufgrund der Ungleichverteilung dieser Assets in Europa prognostiziert das Modell dennoch Kapazitätsengpässe. Dies führt dazu, dass sich im Winter in Zentral- und Nordwesteuropa signifikant unterschiedliche Grenzkostenpreise herausbilden können. Diese Differenzen entstehen, weil die Pipelineverbindungen zwischen diesen Regionen in Zeiten hoher Nachfrage voll ausgelastet sind, was eine weitergehende Arbitrage verhindert. Die höheren Grenzkostenpreise bilden sich dabei in Nordwesteuropa, da es in dieser Region signifikant geringere Speicherkapazitäten gibt, was in Zeiten hoher Nachfrage zu einem Anstieg der marginalen Bezugskosten führt.

Der gewählte Ansatz, die Bestimmung von Grenzkostenpreisschätzern durch die modellgestützte Betrachtung von Angebot, Nachfrage und Infrastrukturverfügbarkeiten, wird in seinem Grundgedanken zum Beispiel in den USA für die Prognose von Großhandelspreisen genutzt (vgl. Rhode, 2008, S. 28f). Allerdings erfolgt dies unter Einbeziehung eines Abgleichs mit veröffentlichten Lastflussdaten der Netzbetreiber.

Die Entwicklung ähnlich präziser Preisschätzer für die Spotmärkte verschiedener Handelspunkte im europäischen Gasmarkt erfordert außerdem eine Erhöhung der zeitlichen Granularität der Simulation. Unerwartete Veränderungen der wetterabhängigen Erdgasnachfrage treten oft in Zeiträumen auf, die kleiner sind als die hier verwendeten Einmonatsperioden. Sehr kurzfristige Engpässe, welche im Monatsdurchschnitt möglicherweise irrelevant sind, an einzelnen oder wenigen Tagen aber dennoch zu Engpässen und Preiseffekten führen, werden somit nur unzureichend berücksichtigt. Für längerfristige, monatliche Betrachtungen stellt die verwendete Methodik jedoch einen ersten Ansatz dar.

Literatur

Asche, F.; P. Osmundsen & R. Tvetenas (2001). Market integration for natural gas in Europe. In: *International Journal of Global Energy Issues* 16(4), S. 300-312.

Bothe, D. & S. Lochner (2008). Erdgas für Europa: Die ewiGAS₂₀₀₈ Prognose. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 32(1), S. 22-29.

EGM (2007). Traded ranges for key gas contracts. *European Gas Markets* 14.01.1 - 14.12.1, Heren Energy, London.

EGM (2008). Traded ranges for key gas contracts. *European Gas Markets* 15.01.1 - 15.09.2, Heren Energy (ab Ausgabe 15.06.1: ICIS Heren), London.

- EGT (2008). Webseite, Sonstige Themen. Internet: http://www.eon-gastransport.com/cps/rde/xbcr/SID-3F57EEF5-26949A84/eon-gastransport/Sonstige_Themen.pdf (Download: 01.12.2008).
- EWI / EEFA (2008). Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Hrsg.: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - BDEW - e.V., Berlin.
- Gas Matters (2008). GB Market Trends. In: *Gas Matters*, November 2008, S. 29.
- Gas Strategies (2007). Gas Strategies Online Database, London.
- Hartley, P. & K.B. Medlock (2006). Political and economic influences on the future world market for natural gas. In: Victor, D.G.; A.M. Jaffe & M.H. Hayes (Hrsg.). *Natural Gas and Geopolitics - From 1970 to 2040*, S. 407-438, Cambridge University Press.
- Lochner, S. & D. Bothe (2007). From Russia With Gas - An analysis of the Nord Stream pipeline's impact on the European Gas Transmission System with the TIGER-Model. *EWI Working Paper 07/2*, Köln.
- Neumann, A.; B. Siliverstovs & C. von Hirschhausen (2006). Convergence of European spot market prices for natural gas? A real-time analysis of market integration using the Kalman Filter. In: *Applied Economics Letters* 13(11), S. 727-732.
- Rhode, W. (2008): US natural gas - Crunching the numbers. In: *Energy Risk*, September 2008, S. 27-29.
- Robinson, T. (2007). Have European gas prices converged? In: *Energy Policy* 35(4), S. 2347-2351.
- Rosendahl, K.E. & E.L. Sagen (2007). The Global Natural Gas Market. Will transport cost reductions lead to lower prices? *Discussion Papers* No. 523, November 2007, Statistics Norway, Research Department.
- Seeliger, A. (2006). Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030 - Eine modellgestützte Prognose. Schriften des Energiewirtschaftlichen Institutes, Band 61, München.
- United Nations (1999). Study on Underground Gas Storage in Europe and Central Asia. United Nations Economic Commission for Europe - Working Party on Gas. New York und Genf.