

# Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher

Autoren:  
Marcus Stronzik  
Margarethe Rammerstorfer  
Anne Neumann\*

\* Technische Universität Dresden  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft und  
Public Sector Management

Bad Honnef, März 2008

**WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail [info@wik.org](mailto:info@wik.org)

[Impressum](#)

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>V</b>
<b>Summary</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung und Zielsetzung der Studie</b>	<b>1</b>
<b>2 Erdgasspeicherung – technische und ökonomische Gegebenheiten</b>	<b>4</b>
<b>3 Erdgasspeicherung in Deutschland – ein Überblick</b>	<b>7</b>
3.1 Status quo	7
3.2 Investitionsvorhaben	9
3.3 Marktkonzentration	10
<b>4 Theory of Storage (Theorie der Lagerhaltung)</b>	<b>13</b>
4.1 Entwicklung der Theory of Storage	14
4.2 Arbitragefreiheit und Convenience Yield	16
4.3 Theory of Storage und die Wettbewerbsfähigkeit der Märkte	18
<b>5 Anwendung der Theory of Storage auf ausgewählte europäische Handelsplätze</b>	<b>20</b>
5.1 Ökonometrisches Modell	20
5.2 Datenbasis und deskriptive Statistik	21
5.3 Interdependenzen der Europäischen Erdgashandelsplätze	25
5.4 Modellspezifikation	27
5.5 Ergebnisse der empirischen Analyse	30
<b>6 Schlussfolgerungen</b>	<b>34</b>
<b>Literatur</b>	<b>36</b>
<b>Annex: Ergänzungen zu Abschnitt 5.2</b>	<b>39</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Verteilung der Untertagespeicher und Kavernenspeicher	8
Abbildung 4-1:	Zusammenhang zwischen Convenience Yield und Speicherfüllständen	15
Abbildung 5-1:	Spot- und Futurespreis – NBP (Basis6)	23
Abbildung 5-2:	Spot- und Futurespreis – NBP (Basis12)	24
Abbildung 5-3:	Zeebrügge und TTF im Vergleich zum NBP (Basis6)	26
Abbildung 5-4:	Zeebrugge und TTF im Vergleich zum NBP (Basis12)	27
Abbildung A-1:	Spot- und Futurespreis – Zeebrügge (Basis6)	39
Abbildung A-2:	Spot- und Futurespreis – Zeebrügge (Basis12)	39
Abbildung A-3:	Spot- und Futurespreis – TTF (Basis6)	40
Abbildung A-4:	Spot- und Futurespreis – TTF (Basis12)	40

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Charakteristika der wesentlichen Speicherarten	5
Tabelle 3-1:	Erdgasspeicher in Deutschland - Eckdaten	7
Tabelle 3-2:	Geplante Speicher für Deutschland	9
Tabelle 3-3:	Marktanteile im deutschen Speichermarkt	11
Tabelle 4-1:	Arbitrageportfolio ohne Convenience Yield	17
Tabelle 4-2:	Arbitrageportfolio mit Convenience Yield	17
Tabelle 5-1:	Deskriptive Statistik [in €/MWh]	25
Tabelle 5-2:	Korrelogramm NBP (Basis6) ohne Berücksichtigung zeitlicher Verzögerungen	29
Tabelle 5-3:	Ergebnisse der Schätzungen	30

## Abkürzungsverzeichnis

AR	Autoregressiv
BNetzA	Bundesnetzagentur
c.p.	ceteris paribus
CR	Concentration Ratio
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas
EU	Europäische Union
EURIBOR	Euro Interbank Offered Rate
GGPSSO	Guidelines for Good Practice for Storage System Operators
HHI	Herfindahl-Hirschman Index
LIBOR	London Interbank Offered Rate
NBP	National Balancing Point
GSE	Gas Storage Europe
OLS	Ordinary Least Square
TTF	Title Transfer Facility



## Zusammenfassung

Erdgasspeicher nehmen eine zunehmend bedeutendere Rolle ein, da sie als Flexibilitätsinstrument zum saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie zur kurzfristigen Arbitrage maßgeblich zur Wettbewerbsfähigkeit im Erdgasmarkt beitragen können. Ziel der Studie ist es, ein Monitoringtool zu entwickeln, mit dessen Hilfe die Funktionsfähigkeit des Erdgasmarktes evaluiert werden kann. Zentral für diesen Ansatz ist die intertemporale Ausgleichsfunktion von Erdgasspeichern.

Analytische Basis der Untersuchungen ist die Theory of Storage (Theorie der Lagerhaltung), aus der Hypothesen für einen wettbewerblich funktionierenden Markt abgeleitet werden können. Die empirische Überprüfung mittels Ordinary Least Squared (OLS) Regressionen ist im Kern ein Test auf Arbitragefreiheit, eine Bedingung, die in funktionierenden Märkten Gültigkeit besitzen muss. Die Analyse der wichtigsten europäischen Handelsplätze Title Transfer Facility Hub (TTF, Niederlande), Zeebrugge (Belgien) und dem National Balancing Point (NBP, Vereinigtes Königreich) ergibt ein geteiltes Bild. Die zur Abbildung der Opportunitätskosten (Kapitalbindung) und –nutzen (Convenience Yield) der Lagerhaltung berücksichtigten Parameter weisen gemäß den aufgestellten Hypothesen an allen Handelsplätzen in der Regel einen signifikanten Erklärungsgehalt auf, so dass die grundsätzlichen theoretischen Wirkungszusammenhänge empirisch nicht widerlegt werden können.

Die Ergebnisse weichen hingegen deutlich von der wettbewerblichen Referenz ab. Somit konnte die Existenz von Arbitragemöglichkeiten aufgezeigt werden, was auf bestehende Defizite in der Schaffung eines wettbewerblichen Marktes hindeutet. Die Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit der Märkte fällt daher negativ aus. Darüber hinaus konnte empirisch nicht bestätigt werden, dass der NBP aufgrund der wesentlich längeren Handelstradition sowie des hinsichtlich der Beförderung von Wettbewerb als günstig eingeschätzten regulatorischen Umfeldes näher am wettbewerblichen Benchmark liegt. Die drei Märkte weisen in der wettbewerblichen Performance keine signifikanten Unterschiede auf.

Das vorgestellte Modell erlaubt eine Überprüfung der Wettbewerbsfähigkeit des Erdgasmarktes auch ohne explizite Informationen über Speicherfüllstände. Für eine Analyse des deutschen Erdgasmarktes liegen bisher noch keine ausreichenden Daten vor. Hier fehlt es u.a. grundsätzlich an verlässlichen Preisinformationen für Spot- und Futurespreise mit unterschiedlichen Fälligkeiten. Diese Angaben befinden sich derzeit im Aufbau und werden somit in absehbarer Zeit für eine Evaluierung mittels des dargestellten Monitoringtools zur Verfügung stehen.

## Summary

Storage facilities for natural gas play an increasing role in the overall European gas market as they allow for intertemporal arbitrage in order to match the supply with seasonal demand patterns. Moreover, storage might also be used for short-term arbitrage. The aim of the study is to develop a monitoring tool to evaluate the performance of the European gas market. One cornerstone of the analysis is the intertemporal balancing function of storage facilities.

The study is based on the findings of the theory of storage which provides for no-arbitrage conditions under effective competition and implications concerning the relation of market prices and storage behavior. Our analysis is based on the indirect test of Fama and French (1987). This test allows us to analyze the performance of the three major European trading points – the National Balancing Point (NBP, U.K.), the Zeebrugge hub (Belgium) and the Title Transfer Facility Hub (TTF, Netherlands) – in relation to storage with lacking inventory data. We assess the no-arbitrage condition using ordinary least squares (OLS) estimators. We introduce seasonal dummies to map storage levels controlling for seasonalities in the convenience yield and the risk-free interest rate to capture capital lockup. As dependent variable we use the difference of spot and futures prices – the so-called basis – for six and twelve months maturities of contracts.

Partly, the results are counter-intuitive and contradicting expectations. While the explanatory variables show significant influence on the basis in most of the considered cases, estimations led to interest rate coefficients far away from one. This deviation from the competitive benchmark indicates a fairly high arbitrage potential not being exploited by market participants hinting at market imperfections. Surprisingly, though NBP is much more developed than the other two hubs, no significant differences across markets could be observed.

Further research seems advisable in order to get a clearer picture on the interrelations between price developments and storage behavior, e.g. by incorporating direct information on storage levels as well as price data spanning longer time periods. At the moment, it is too early to apply the tool to the German market for natural gas directly due to the lack of sound price data. As soon as this becomes available, our approach will be ready to give some first insights into the performance of the German market.

## 1 Einleitung und Zielsetzung der Studie

Der Schwerpunkt der regulatorischen Tätigkeiten im europäischen Erdgassektor lag bisher auf dem Netzbereich; dies gilt sowohl für die nationalen Regulierungsbehörden als auch für die Zusammenarbeit auf europäischer Ebene im Rahmen der European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG). Vermehrt in den Fokus rücken die Erdgasspeicher, die für die Funktionsfähigkeit des Marktes von essentieller Bedeutung sind. Hauptfunktion der Erdgasspeicher im Rahmen des Gesamtsystems ist der intertemporale Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage (intertemporale Arbitrage), so dass saisonalen Nachfrageschwankungen begegnet und auf kurzfristige Preisschwankungen mit entsprechender Speichernutzung reagiert werden kann. Auch für die Strukturierung von Lastprofilen spielen Speichermöglichkeiten eine wesentliche Rolle. Im Rahmen der Beschleunigungsrichtlinie Gas bleibt es den Mitgliedsstaaten überlassen, ob sie für den regulierten (z.B. Belgien, Italien, Litauen und Spanien) oder den verhandelten Speicherzugang (z.B. Dänemark, Deutschland, Frankreich, Niederlande und Schweden) optieren. Somit hat sich in Europa eine heterogene Struktur der institutionellen Regelungen der Märkte für Erdgasspeicher ergeben.<sup>1</sup>

Deutschland ist nach den USA, Russland und der Ukraine die weltweit viertgrößte Speichernation.<sup>2</sup> Dies ist zum einen durch die zentrale Lage (Transit) und zum anderen durch die geringe einheimische Produktion begründet. Im europäischen Vergleich weist Deutschland nach dem Vereinigten Königreich den zweithöchsten Gasverbrauch auf.<sup>3</sup> Das deutsche Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sieht den verhandelten und damit unregulierten Speicherzugang zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen vor. Die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen finden sich in § 28 EnWG, der den Zugang zu Speicheranlagen regelt. Absatz 3 fordert die Veröffentlichung bestimmter speicherrelevanter Informationen, wie z.B. Standort, verfügbare Kapazitäten etc.. Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) weist auf Defizite hin, die trotz der gesetzlichen Vorgaben im Speichermarkt bestehen:<sup>4</sup> So waren zum Erhebungszeitpunkt kaum freie Speicherkapazitäten verfügbar und in vielen Bereichen bestand lediglich die Möglichkeit, auf einen Anbieter zurückzugreifen. Auch wurden die Veröffentlichungspflichten gemäß EnWG durch die Speicherbetreiber noch nicht vollständig umgesetzt. Seit April 2005 haben sich die europäischen Speicherbetreiber den „Guidelines for Good Practice for Storage System Operators“ (GGPSSO) verpflichtet, die eine rechtlich nicht bindende Übereinkunft der beteiligten Parteien darstellen, wobei die GGPSSO über die im EnWG festgeschriebenen Anforderungen hinaus reichen. Es stellt sich somit die Frage nach der grundsätzli-

---

<sup>1</sup> Sowohl der europäische (knappe Grenzübergangskapazitäten) als auch der deutsche Gasmarkt (mehrere Marktgebiete) sind gegenwärtig noch in hohem Maße als fragmentiert anzusehen.

<sup>2</sup> Vgl. IEA (2006).

<sup>3</sup> Vgl. Goerten/Clement (2007).

<sup>4</sup> Vgl. BNetzA (2007).

chen Funktionsfähigkeit des Speichermarktes, d.h. ob er hinreichende Flexibilität für die Marktakteure beim intertemporalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage ermöglicht.

Im Rahmen dieser Studie sind nicht die einzelnen Regelungen zum Gasspeicherzugang Gegenstand der Analysen sondern das sich aus den Rahmenbedingungen sowie dem Verhalten der Akteure ergebende Marktergebnis. Ziel dieser Studie ist es somit, die Funktionsfähigkeit des Erdgasmarktes zu überprüfen, wobei sich wettbewerbliche Märkte vor allem dadurch auszeichnen, dass es keine risikolosen Arbitragemöglichkeiten – weder zeitlich noch räumlich – gibt. Hierzu wird ein Analyserahmen (Monitoring-tool) zur Untersuchung der Marktperformance entwickelt, das auf Methoden der Zeitreihenanalyse aufbaut. Die analytische Basis bildet die Theory of Storage (Theorie der Lagerhaltung), die Bedingungen für die Arbitragefreiheit eines Marktes für speicherfähige Güter aufstellt. Hieraus können Hypothesen über die Verbindung zwischen Speicherverhalten und der Preisentwicklung der Commodity<sup>5</sup> am Großhandelsmarkt unter wettbewerblichen Verhältnissen abgeleitet werden. Diese Hypothesen werden im Anschluss zeitreihenanalytisch für bestimmte (Teil)Märkte getestet. Können die Hypothesen nicht bestätigt werden, ist dies ein Hinweis auf Abweichungen vom wettbewerblichen Verhalten.

Das Tool ermöglicht es, die Fortschritte (oder Rückschritte) in der Marktentwicklung quantitativ zu bestimmen und – abhängig von der Datenverfügbarkeit - den Einfluss wesentlicher Faktoren zu identifizieren. Dazu wird der Frage nachgegangen, inwiefern Ergasspeicher (bzw. deren Nutzung) ihrer Ausgleichsfunktion gerecht werden (können) und eine wettbewerbliche Preisbildung auf den Erdgasmärkten unterstützen. Der Ansatz zielt somit auf die erste Stufe in regulatorischen Entscheidungsprozessen ab, in der zu prüfen ist, ob ein Abweichen der Marktergebnisse von der wettbewerblichen Referenz festgestellt werden kann. Ferner kann ex post die Wirkung regulatorischer Maßnahmen evaluiert werden, indem die Ergebnisse vor und nach deren Einführung miteinander verglichen werden.

Die Entwicklung des Tools erfolgt in mehreren Schritten, wobei in dieser Studie aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit<sup>6</sup> ein Modell erarbeitet wird, das die intertemporale Arbitragefreiheit indirekt testet. In Folgestudien soll dieses Modell sukzessive überarbeitet und erweitert werden, um den komplexen Zusammenhängen im Gasmarkt (u.a. speicherfähiges Gut, Temperaturabhängigkeit, etc.) vermehrt Rechnung tragen und Bestimmungsfaktoren der Marktentwicklung identifizieren zu können.<sup>7</sup>

---

<sup>5</sup> Commodities sind Güter, die aufgrund nahezu identischer Produkteigenschaften und Produktqualitäten massenwarenfähig sind. Sie werden auf Märkten gehandelt und besitzen einen einheitlichen Preis.

<sup>6</sup> Insbesondere fehlen derzeit längere und somit aussagekräftige Zeitreihen für die Speicherfüllstände in verschiedenen Regionen.

<sup>7</sup> Die Entwicklung des Tools ist zudem eingebettet in weitere Arbeiten des WIK, den allen gemeinsam die Überprüfung des Gasmarktes auf Arbitragefreiheit ist. Während Growitsch/Rammerstorfer (2008) die räumlichen Arbitragemöglichkeiten zum Gegenstand hat, sind die intertemporalen Potenziale Fo-

Die Studie ist wie folgt aufgebaut. Einleitend werden zunächst die unterschiedlichen technischen und ökonomischen Bedingungen der Erdgasspeicherung dargestellt. Im Anschluss werden die aktuelle Speichersituation und zukünftig geplante Speichervorhaben in Deutschland illustriert. Im vierten Kapitel erfolgt eine Darstellung der wesentlichen Aussagen der Theory of Storage. Darauf aufbauend werden aus der Beziehung von wettbewerblichen Märkten für speicherfähige Güter und deren Preisentwicklung Hypothesen abgeleitet, die nachfolgend empirisch untersucht werden. Da momentan noch keine Daten für den deutschen Erdgasspeichermarkt für einen hinreichend langen Zeitraum vorliegen, werden die Analysen vor allem anhand des niederländischen und britischen Marktes veranschaulicht. Eine Anwendung auf deutsche Daten kann in der Folge analog vorgenommen werden. Die Studie schließt mit einem Fazit, in dem neben der Zusammenfassung der wesentlichen internationalen Ergebnisse auch kurz auf die wirtschaftspolitischen Implikationen dieser Ergebnisse eingegangen wird.<sup>8</sup>

---

kus dieser Studie. Mittelfristiges Ziel ist es, diese beiden Forschungsstränge miteinander zu verbinden.

- 8** Es sei bereits an dieser Stelle erwähnt, dass es sich aufgrund der Datenverfügbarkeit und der Anwendung auf europäische Hubs nicht um konkrete wirtschaftspolitische Handlungsempfehlungen für Deutschland handelt sondern eher um erste vorläufige Indikationen.

## 2 Erdgasspeicherung – technische und ökonomische Gegebenheiten

Die Bundesrepublik Deutschland ist ein Energieimportland. Nur ca. 18 % des heimischen Erdgasverbrauches stammen aus deutschen Erdgaslagerstätten.<sup>9</sup> Aufgrund der Importschwankungen, der Abhängigkeit der Importe von der jeweiligen politischen Situation im Exportland bzw. in den Transitländern und der damit einhergehenden Unsicherheit hinsichtlich der stetigen Versorgung mit Erdgas sind Erdgasspeicher für Deutschland ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit.<sup>10</sup> Dem Einsatz von Erdgasspeichern kommt vor allem aber auch durch die national schwankende Nachfragesituation eine bedeutende Rolle zu. So lassen sich z. B. die Förderraten der heimischen Erdgasgewinnung nicht beliebig erhöhen oder reduzieren. Erdgasspeicher ermöglichen folglich die gleichmäßige Versorgung mit Erdgas und dienen dem intertemporalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

Das Gesamtvolumen der Speicher ist definiert als die Summe aus Arbeits- und Kissengas. Arbeitsgas entspricht dem tatsächlichen Speichervolumen, d.h. der Menge an nutzbarem Gas. Kissengas hingegen ist die Gasmenge, welche zur Erhaltung der Speicherfunktion und zur Aufrechterhaltung eines Mindestdruckes erforderlich ist. Somit gilt für alle Untertagespeicher,<sup>11</sup> dass nicht die gesamte eingelagerte Menge entnommen werden kann.

Die Untertagespeicher in Deutschland sind als Hochdruckspeicher konzipiert und in der Regel an das Fernleitungsnetz angebunden. Die wichtigsten Speicherarten sind Poren- und Kavernenspeicher, wobei erstere noch in Aquifere und ehemalige Öl- oder Gasfelder unterschieden werden. Gasspeicher unterscheiden sich in ihrer Leistungsfähigkeit und den Investitionskosten, welche wiederum durch spezifische geologische Gegebenheiten bedingt sind.<sup>12</sup>

Bei Porenspeichern wird Erdgas in natürlich vorhandenen Hohlräumen (Poren) eingelagert. Die wichtigsten Eigenschaften der Erd- und Gesteinsschichten sind die Porosität und Permeabilität. Die Permeabilität gibt eine Maßgröße für die Ein- und Ausspeicherbarkeit des Erdgases an. Bei einem Gestein mit hoher Permeabilität sind Poren miteinander verbunden und folglich werden nur wenig Einpress- und Entnahmesonden für die Speicheraktivitäten benötigt. Je tiefer diese Lagermöglichkeiten in der Erde liegen, umso größer ist das Speichervolumen und der Lagerstättendruck. Als optimale Tiefe für einen Porenspeicher werden 500-800 Meter angesehen.

Porenspeicher werden in Aquifere und Lagerstättenspeicher unterschieden. Aquifere sind wassergefüllte Poren in den Gesteinsschichten, in denen das Wasser durch die

---

<sup>9</sup> Vgl. Sedlacek (2007).

<sup>10</sup> Die Importabhängigkeit lässt sich zwar durch die Diversifikation der Bezugsquellen reduzieren, eine ideale Versorgungssicherheit ist dadurch jedoch noch nicht zwingend gegeben.

<sup>11</sup> Die Möglichkeit der Übertagespeicherung ist im deutschen Kontext vernachlässigbar.

<sup>12</sup> Für weitere Ausführungen zu den verschiedenen Speicherarten siehe z.B. Grewe (2005) und Sedlacek (2006, 2007).

Einpressung von Erdgas verdrängt wird und Raum für die eigentliche Speichermöglichkeit geschaffen wird. Ehemalige Erdöl- oder Ergaslagerstätten hingegen können durch einfache Umrüstung als Erdgasspeicher nutzbar gemacht werden.

Im Gegensatz zu Porenspeichern werden bei Kavernenspeichern unterirdische Hohlräume durch einen bergmännischen Solprozess künstlich geschaffen. Kavernenspeicher finden sich in Gesteinsschichten (Felskavernen) oder in Steinsalzformationen (Salzkavernen). Für Salzkavernen werden stillgelegte Salzstöcke und Schichtensalzlagerstätten genutzt. Zur Schaffung des Hohlraumes wird eine Bohrung in den Salzstock getrieben und Frisch- bzw. Meerwasser eingeleitet, um das Salz zu lösen und später als gesättigte Sole zu entnehmen. Moderne Soltechnologien erlauben es, während des Solprozesses bereits geschaffene Räume für die Erdgaseinspeicherung zu nutzen und somit Teile der Kaverne frühzeitig in Betrieb zu nehmen. Die Größe der einzelnen Kavernen ist durch die Statik und die damit verbundene Sicherheit der Lagerstätte beschränkt, so dass häufig mehrere Einzelkavernen in unmittelbarer Nähe betrieben werden, um das Speichervolumen zu erhöhen.

Tabelle 2-1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Charakteristika der verschiedenen Speicherarten.<sup>13</sup> Für den Bau und den Betrieb von Speichern sind neben der Größenordnung vor allem das Verhältnis von Kissengas zum Gesamtvolumen, die Ein- und Ausspeiseleistungen sowie die Investitionskosten und die Bauzeit relevante Leistungsmerkmale.

Tabelle 2-1: Charakteristika der wesentlichen Speicherarten

	Porenspeicher		
	Kavernen	Aquifere	Gas- / Ölfelder
Größenordnung in D [Mio. m <sup>3</sup> ]	5 – 2.087 (Mittel: 431)	30 – 1.085 (Mittel: 350)*	94 – 7.000 (Mittel: 1.381)
Anteil Kissengas [%]	30	80	50
Ein- und Ausspeisung	hoch	niedrig	niedrig
Umschlagshäufigkeit p.a.	4 - 5	1	1
Investitionskosten			
• Arbeitsgas [€/m <sup>3</sup> ]	0,3 – 0,9	0,1 – 0,5	0,1 – 0,5
• Ausspeicherleistung [€/m <sup>3</sup> /d]	2 - 14	10 - 50	10 - 50
Bauzeit [Jahre]	2-10**	4	2

Anmerkungen:

\* International oft größer: bis zu 3 Mrd. m<sup>3</sup> (Fredebeul-Krein/Vogel (2006).

\*\* Die obere Grenze ergibt sich aus einem persönlichen Gespräch mit der BNetzA. In Grewe (2005: 42) ist nur eine Angabe für den Solprozess von ca. 2 Jahren zu finden, was als untere Grenze herangezogen wurde, da die Solung als wesentlicher Bestandteil der Bauzeit angesehen werden kann.

Quelle: eigene Zusammenstellung basierend auf Grewe (2005), Fredebeul-Krein/Vogel (2006) und Sedlacek (2007).

<sup>13</sup> Es sei darauf hingewiesen, dass die Angaben zu den Leistungsmerkmalen vom Standort des Speichers abhängen und daher für eine bestimmte Speicherart im Einzelfall deutlich von den hier dargestellten und im wesentlichen aus der Literatur entnommenen Werten abweichen können.

Kavernenspeicher weisen in der Regel geringere Speichervolumina als Porenspeicher auf.<sup>14</sup> Dafür verfügen sie in Relation zum Arbeitsgasvolumen über höhere Ein- und Ausspeiseleistungen. In Analogie zu den Reaktionszeiten von Kraftwerken im Strombereich hat dies zur Folge, dass Kavernen oft im Bereich der Mittellast eingesetzt werden, was zu deutlich höheren Umschlagshäufigkeiten führt. Porenspeicher hingegen dienen aufgrund ihrer „Trägheit“ in der Regel der Grundlastabdeckung (Ausgleich der saisonal schwankenden Nachfrage).<sup>15</sup> Während Porenspeicher in der Regel einmal im Jahr entleert und wieder befüllt werden, durchlaufen Kavernenspeicher diesen Zyklus bis zu fünfmal. Ein weiterer Vorteil von Kavernenspeichern ist der relativ niedrige Anteil des nicht nutzbaren Kissengases, was zu höheren absoluten Investitionskosten bei Porenspeichern führt.<sup>16</sup>

Beim Vergleich der beiden Porenspeicher besitzen Aquifere den Nachteil, dass ihre Erschließung und Vorbereitungen bis hin zur eigentlichen Nutzbarkeit ca. die doppelte Zeit in Anspruch nehmen, die die Umrüstung eines Gas- oder Ölfeldes benötigen würde. In diesem Zusammenhang spielt auch die häufig mangelnde Anbindung bzw. der nicht vorhandene Anschluss an das Ferngasnetz eine Rolle. Im Vergleich zu anderen Untertagespeichern weisen Aquifere des weiteren das Risiko unentdeckter Gasundichtigkeiten auf. Die Lagerstättenspeichern (Öl- und Gasfeldumrüstung) weisen folglich gegenüber Aquiferen den Vorteil der häufig bereits vorhandenen Anbindung an das Gasnetz und die vorab gewährleistete Erschlossenheit des Gebietes auf. Darüber hinaus existiert bei Lagerstättenspeichern kein zusätzliches Risiko für unentdeckte Gasundichtigkeiten. Auch ist der Kissengasanteil meist niedriger als bei Aquiferen.

---

<sup>14</sup> Die Tabelle enthält die in Deutschland vorzufindenden Größenordnungen. Im internationalen Kontext fallen vor allem Aquifere in Deutschland relativ klein aus.

<sup>15</sup> Diese Beschreibung spiegelt die heute gängige Betriebspraxis wider, die eher an den ingenieurtechnischen Gegebenheiten orientiert ist. Bei einer ökonomisch ausgerichteten Vermarktung des Speichers mit Nettingmöglichkeiten entgegengesetzter Ein- und Ausspeisegesuche könnten Porenspeicher prinzipiell auch zur kurzfristigen Arbitrage genutzt werden.

<sup>16</sup> Kissengas stellt gebundenes Kapital dar und ist ein relevanter Kostenfaktor bei der Investitionsentscheidung. Insbesondere bei Porenspeichern kann das eingelagerte Erdgas nach Ablauf der Nutzungsdauer in der Regel zum größten Teil auch nicht wieder entnommen werden, wodurch kein Liquidationserlös erzielbar ist.

### 3 Erdgasspeicherung in Deutschland – ein Überblick

Erdgas bildet eine wichtige Energiequelle für Westeuropa. Der Erdgasverbrauch stieg laut Europäischer Kommission zwischen 1995 und 2005 in den EU-15 Staaten jährlich um ca. 3,4 % an.<sup>17</sup> Gleichzeitig unterliegt die Nachfrage nach Erdgas saisonalen Schwankungen. So gilt z. B. für Deutschland, dass über 90 % des Konsums auf die Wintermonate entfällt.<sup>18</sup> Diese Begebenheit führt dazu, dass für den Handel mit Erdgas die Speicher aufgrund der steigenden Nachfrage in Kombination mit volatilen Preisen an Bedeutung gewinnen werden.

#### 3.1 Status quo

Die aktuelle Situation der deutschen Erdgasspeicherung und die Eckdaten der momentan betriebenen Speicher werden in Tabelle 3-1 zusammengefasst.

Tabelle 3-1: Erdgasspeicher in Deutschland - Eckdaten

	Einheit	Porenspeicher	Kavernenspeicher	Summe
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb"	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	12,4	6,7	19,1
Arbeitsgasvolumen "in Betrieb nach Endausbau"		13,1	8,0	21,1
Plateau-Entnahmerate	Mio. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )/d	192,6	270,2	462,8
Theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases	Tage	64	25	41
Anzahl der Speicher "in Betrieb"		23	21	44
Summe Arbeitsgas	Mrd. m <sup>3</sup> (V <sub>n</sub> )	13,2	11,0	24,2

Quelle: Sedlacek (2007: 424), Stand zum 31.12.2006.

Im Jahr 2006 existierten in Summe 44 Erdgasspeicher, 23 Porenspeicher und 21 Kavernenspeicher. Das bestehende Arbeitsgasvolumen der Porenspeicher beträgt insgesamt 12,4 Milliarden Kubikmeter, für Kavernenspeicher in Summe 6,7 Milliarden Kubikmeter. Die Anzahl der Einzelkavernen betrug bei den Kavernenspeichern 155.

Aus dem Arbeitsgasvolumen und der Plateau-Entnahmerate kann eine theoretische Verfügbarkeit des Arbeitsgases in Höhe von 41 Tagen errechnet werden. Dieser theoretische Wert ergibt sich als Quotient von Arbeitsgasvolumen durch Entnahmerate. Er stellt dar, in welcher Zeit sich das gesamte maximal in den Speichern eingelagerte Gas technisch ausspeichern lässt. Setzt man das maximal verfügbare Arbeitsgasvolumen in Relation zum inländischen Verbrauch in Höhe von 102 Mrd. m<sup>3</sup>, lässt sich berechnen, wie lange der nationale Bedarf allein aus Speichern gedeckt werden kann (ca. 80 Tage bei Berücksichtigung der inländischen Förderung).

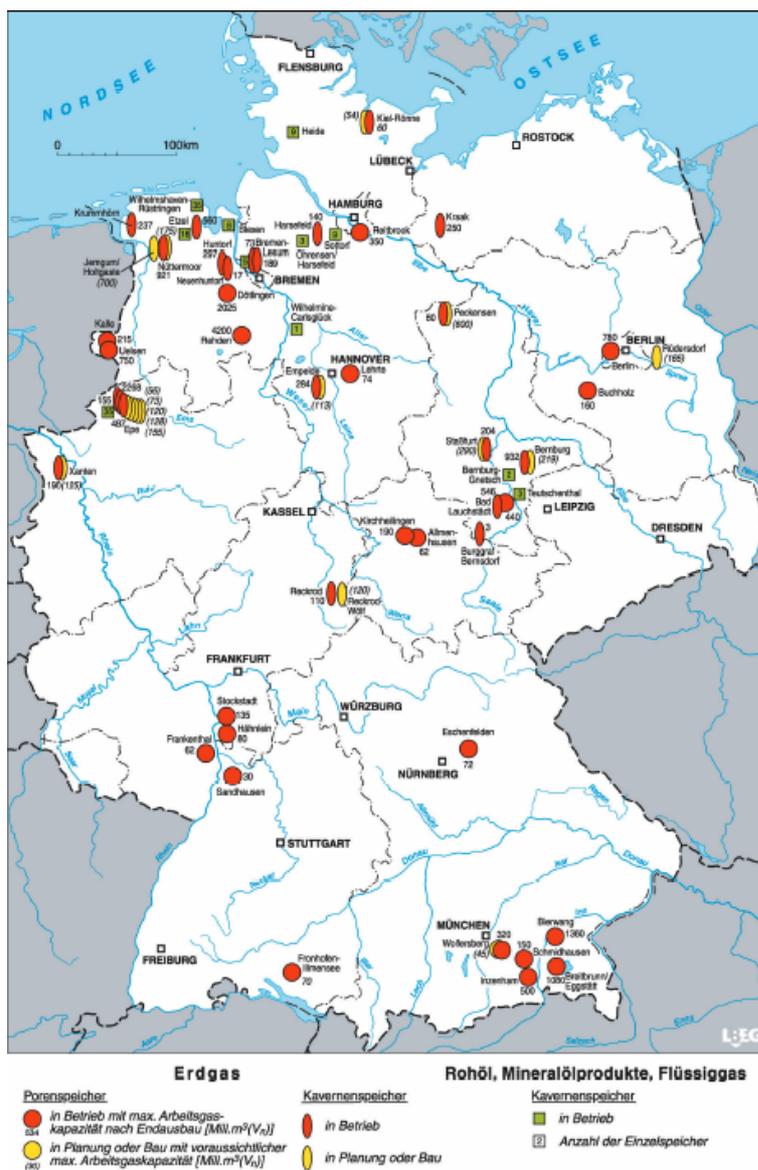
<sup>17</sup> Vgl. Europäische Kommission (2006).

<sup>18</sup> Vgl. AG Energiebilanzen (2006).

Bezüglich des Speicherbetriebs (Fahrweise) gilt, dass aufgrund der saisonalen Schwankungen zwischen Sommer und Winter Einspeisungen primär in den Sommermonaten und Auspeisungen überwiegend in den Wintermonaten erfolgen.<sup>19</sup>

Die regionale Verteilung dieser Speicher wird grafisch in Abbildung 3-1 veranschaulicht.

Abbildung 3-1: Verteilung der Untertagespeicher und Kavernenspeicher



Quelle: Sedlacek (2007: 422), Stand 31.12.2006.

<sup>19</sup> Die Abhängigkeit des Speichermarktes von saisonalen Komponenten wird auch in den Abschnitten 4 und 5 eine zentrale Rolle einnehmen.

Porenspeicher befinden sich an zahlreichen Stellen des Bundesgebietes. Ehemalige Erdöl- und Erdgaslagerstätten kommen dabei vor allem in den Sedimentbecken von Nord-, Ost- und Süddeutschland vor. Aquifere spielen deutschlandweit eine eher weniger gewichtige Rolle. Von Bedeutung sind sie jedoch im nördlichen Baden-Württemberg sowie in Südhessen. Diese Regionen verfügen aufgrund der geologischen Gegebenheiten über keine anderen Speichermöglichkeiten. Kavernenspeicher dagegen können nur dort errichtet werden, wo freie Salzstöcke vorhanden waren und zu Erdgasspeichern umfunktioniert wurden. Die geografische Lage der Kavernenspeicher ist folglich auf Norddeutschland beschränkt.

### 3.2 Investitionsvorhaben

Der Gasmarkt ist neben der generellen Marktöffnung durch eine steigende Nachfrage nach Erdgas, saisonale Nachfrageschwankungen sowie volatile Preise gekennzeichnet. Diese Entwicklung führt zu einem vermehrten Bedarf an Speichern und folglich zu verstärktem Speicherausbau. Tabelle 3-2 gibt einen Überblick über die geplanten Speicherprojekte für Deutschland. In dieser Tabelle werden die Unternehmen, die das Speicherprojekt durchführen, der Ort und die Art der Speicheranlage sowie die geplante Speichermenge und der Zeitpunkt der Fertigstellung des Speicherbaus aufgeführt.

Tabelle 3-2: Geplante Speicher für Deutschland

Unternehmen	Ort	Art des Speichers	Investitionsart	Status	Arbeitsgasvolumen [Mio. m <sup>3</sup> ]	Fertigstellung
E.ON	Etzel	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	2500	2013
GDF	Anzing	Reservoir	Neuinvestition	geplant	165	n.a.
GDF	Wielen	Reservoir	Neuinvestition	geplant	180	n.a.
GDF/EEG	Berhringen	Reservoir	Neuinvestition	geplant	1000	n.a.
GDF/EEG	Peckensen	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	320	n.a.
E.On	Kiel-Ronne	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	50	2015
EWE	Fluntorf	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	150	2015
EWE	Nintermoor	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	180	2015
EWE	Rudersdorf	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	300	2015
Gas Union	Reckrod	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	30	2015
GHG	Empelde	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	110	2015
KSG	Stassfurt	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	290	2015
RWE	Epe	Salzkaverne	Erweiterung	Bau	70	2010
RWE	Xanten	Salzkaverne	Erweiterung	geplant	125	2015
RWE	Wolfsberg	Reservoir	Erweiterung	geplant	45	2010
Saar Ferngas	Frankenhal	Aquifer	Erweiterung	geplant	130	2015
VNG	Bernburg	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	300	2015
Wingas	Jemgum	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	1200	2015
Wintershall	Reckrod-Walf	Salzkaverne	Neuinvestition	geplant	120	2015

Quelle: Eigene Zusammenstellung aus Basis von GSE (2008), Sedlacek (2006, 2007) und Angaben auf den Internetseiten der relevanten Unternehmen, Stand 31.01.2008.

Im Januar 2008 waren 19 zusätzliche Erdgasspeicher für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in Planung, bzw. eines davon bereits in der Bauphase. 14 der geplanten Speicher sind Kavernenspeicher, die in ehemaligen Salzstätten errichtet werden. Das durch den Ausbau geschaffene Arbeitsgasvolumen beträgt für die oben angeführten Speicher in Summe ca. 7,2 Milliarden Kubikmeter, von denen rund 1,5 Mrd. m<sup>3</sup> auf Porenspeicher und 5,7 Mrd. m<sup>3</sup> auf Kavernenspeicher entfallen. Eine Realisierung aller Projekte impliziert eine Erhöhung der installierten Speicherkapazität (bezogen auf das Arbeitsgasvolumen) um etwa 40%.

### 3.3 Marktkonzentration

Abschließend werden noch die Marktanteile der im deutschen Speichermarkt vertretenen Unternehmen bestimmt. Bei den Berechnungen wurde nicht zwischen den verschiedenen Marktgebieten separiert, sondern Deutschland als ein Markt angesehen, was eine Vereinfachung gegenüber den bestehenden Verhältnissen darstellt, aufgrund des sich im Umbruch befindlichen Marktes sowie der abnehmenden Anzahl der Marktgebiete nach Ansicht der Autoren aber gerechtfertigt erscheint.<sup>20</sup> Als Referenz wurde das Arbeitsgasvolumen der Speicher herangezogen.<sup>21</sup> Wenn mehrere Betreiber für einen Speicher genannt sind, wird die Kapazität zu gleichen Teilen an die beteiligten Unternehmen verteilt.<sup>22</sup> Hinsichtlich der Kapitalverflechtungen der Unternehmen wurden die Anteile entsprechend der Dominanzmethode zugeteilt.<sup>23</sup>

---

**20** So konnte die Zahl der Marktgebiete durch Konsultationen der BNetzA mit den Ferngasunternehmen bereits deutlich reduziert werden. Nach momentanem Stand werden zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2008/2009 noch 8 Gebiete existieren. In der Zukunft ist mit weiteren Zusammenlegungen zu rechnen. Zum einen wird der regulatorische Druck seitens der BNetzA weiter seine Wirkung entfalten. Zum anderen werden zunehmend ökonomische Aspekte (z.B. Liquidität der Hubs) eine Rolle spielen. Auch der Gashandel an der European Power Exchange wird diesen Prozess beeinflussen.

**21** Alternativ könnten auch die Marktanteile bezogen auf die Ein- bzw. Ausspeiseraten ermittelt werden. Allerdings waren diese Informationen nicht für alle Speicher verfügbar.

**22** Die genaue vertragliche Aufteilung der Gesamtkapazität auf die beteiligten Unternehmen war in der Regel nicht ermittelbar.

**23** Bei Kapitalbeteiligungen von über 50% fällt der Anteil des dominierten Unternehmen vollständig dem dominierenden Unternehmen zu. Ein Kavernenspeicher in Epe wird z.B. durch RWE und Thyssengas gemeinsam betrieben. Da Thyssengas eine Tochter der RWE ist, wird dieser Speicher vollständig RWE zugerechnet. Die teilweise noch als Betreiber ausgewiesene Erdgas Erdöl GmbH (EEG) wurde in der Zwischenzeit durch die Gaz de France (GDF) übernommen. Eine Besonderheit stellen ExxonMobil und BEB dar. Die Mobil Erdgas-Erdöl GmbH (MEEG), ExxonMobil Production Germany GmbH (EMPG) und BEB Erdgas und Erdöl GmbH werden als ein Aggregat angesehen. Die ersten beiden Gesellschaften sind Töchter der ExxonMobil, BEB gehört Shell und Exxon zu gleichen Teilen. 2002 wurden die Förderaktivitäten von MEEG und BEB in der EMPG zusammengeführt. Ferner hat die MEEG in 2004 die Speicheraktivitäten an die ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH übertragen. Zu guter letzt betreibt die EMPG im Auftrag der ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH und der BEB die vier Speicher Uelsen, Dötlingen, Lesum und Harsfeld.

Tabelle 3-3: Marktanteile im deutschen Speichermarkt

Betreiber	Anteil heute	Anteil zukünftig	
WINGAS	0,22	0,18	
E.ON	0,20	0,26	
ExxonMobil/BEB	0,16	0,13	
VNG	0,12	0,09	
RWE	0,11	0,10	
EWE	0,06	0,07	
GDF	0,02	0,08	
andere	0,10	0,10	
<b>Konzentration</b>			<b>Schwelle</b>
CR1	0,22	0,26	0,33
CR3	0,58	0,57	0,50
CR5	0,81	0,76	0,66
HHI	1479,08	1478,31	1.800

Anmerkungen:

E.ON	E.On Ruhrgas AG inklusiver aller Tochterunternehmen (z.B. E.ON Hanse AG)
EWE	EWE AG
ExxonMobil/BEB	ExxonMobil inklusive aller Tochterunternehmen und BEB Erdgas und Erdöl GmbH (siehe auch Fußnote 23)
GDF	Gaz de France PEG inklusive Erdgas Erdöl GmbH
RWE	RWE Group inklusive aller beteiligten Tochterunternehmen (z.B. Thyssengas, RWE DEA AG)
VNG	Verbundnetz Gas AG
WINGAS	WINGAS GmbH

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von GSE (2008), Sedlacek (2006, 2007) und Angaben auf den Internetseiten der relevanten Unternehmen, Stand 31.01.2008.

Die Marktanteile wurden zum einen für die heute bestehenden Untertagespeicher ermittelt (Anteil heute in Tabelle 3-3) und zum anderen für die zukünftig zu erwartende Situation, wenn alle bekannten Speichervorhaben realisiert worden sind (Anteil zukünftig). Durch die geplanten Speichervorhaben werden sich die Marktverhältnisse nur unwesentlich verändern. Die WINGAS betreibt in Deutschland zur Zeit nur einen Speicher (Rheden), der aufgrund seiner Größe (4,2 Mrd. m<sup>3</sup>) zu einem Marktanteil der WINGAS von deutschlandweit 22 % führt. Unter Berücksichtigung der geplanten Investitionen wird E.ON zukünftig mit dann 26 % zum größten Speicherbetreiber. Auffällig ist zudem die Marktanteilsausweitung der GDF von heute 2 % auf dann 8 %, was u.a. auf die Übernahme der Erdgas Erdöl GmbH zurückzuführen ist, die mehrere Speicher betreibt und in Planung hat.

Der Markt insgesamt kann als moderat konzentriert eingestuft werden. Zwar liegen die Konzentrationsraten der drei und fünf größten Unternehmen leicht über den im Rahmen des deutschen Kartellrechts verwendeten kritischen Werten (Schwelle). Der Herfindahl-Hirschman Index (HHI) liegt mit rund 1.480 Punkten deutlich unter dem Schwellenwert von 1.800, ab dem im Rahmen der amerikanischen Antitrust-Gesetzgebung ein Markt

als hoch konzentriert eingestuft wird.<sup>24</sup> Der HHI bleibt durch die Einbeziehung der geplanten Speicherprojekte nahezu unverändert.

Nach dem Überblick über die Situation auf dem deutschen Speichermarkt werden im folgenden Kapitel die theoretischen Grundlagen der Theory of Storage (Theorie der Lagerhaltung) beschrieben, die die Basis für die empirischen Überlegungen zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit des Erdgasmarktes in Kapitel 5 bilden.

---

**24** Dieser Wert wird auch häufig von der Europäischen Kommission zur Bewertung von Marktverhältnissen herangezogen. Näheres zu den Konzentrationsmaßen sowie den erwähnten Schwellenwerten siehe Angenendt et al. (2007).

## 4 Theory of Storage (Theorie der Lagerhaltung)

Bei der Theory of Storage werden Speichermärkte in Zusammenhang mit Spot- und Futuresmärkten analysiert. Im Zentrum steht die Analyse des Preisverhaltens im Zeitablauf und folglich die Bestimmung der Abhängigkeiten zwischen gegenwärtigen und zukünftigen Preisen für speicherbare Güter. Während der Spotpreis (Kassakurs) der Commodity Gas die kurzfristigen Marktgegebenheiten widerspiegelt, bildet der Futurespreis (Kurs für Terminkontrakte) die langfristigen Erwartungen der Marktakteure ab. Die Theorie der Lagerhaltung betrachtet somit nicht isoliert den Speichermarkt, sondern stellt ihn in den Gesamtkontext des Erdgasmarktes unter Berücksichtigung der Zusammenhänge zwischen Beschaffungs-, Transport- und Speichermarkt und analysiert das letztendliche Marktergebnis. Grundlage hierfür sind Spot- und Futurespreise, welche alle den Marktakteuren zur Verfügung stehenden Informationen sowie deren Erwartungen und Risikobetrachtungen beinhalten. Voraussetzung ist die Annahme liquider Märkte, an denen die zukünftigen Preise des Gutes über Futurespreise und die gegenwärtigen Preise eines Produktes über Spotpreise abgebildet werden und diese beiden Preise zu jedem beliebigen Zeitpunkt ( $t$ ) gleichzeitig beobachtbar sind. Dies bedeutet, dass bei direkten Rückschlüssen von den beobachteten Marktergebnissen auf eventuelle Folgen für den Speichermarkt implizit voll funktionsfähige Märkte in den anderen Teilbereichen unterstellt werden.<sup>25</sup>

Unter Abstraktion eines zusätzlichen Transportmarktes (bzw. unter der Annahme eines voll funktionsfähigen Transportmarktes ohne Möglichkeiten der räumlichen Arbitrage) impliziert die Speichertheorie, dass für die Gewährleistung von Arbitragefreiheit über die Zeit der zukünftige Preis eines speicherbaren Gutes der Summe aus heutigem Preis und den dazugehörigen Speicherkosten entspricht. Die Speicherkosten für die Speichernutzung sind für den Zeitraum zwischen  $t=0$  (heute) und dem Zeitpunkt, an dem das Produkt tatsächlich geliefert wird ( $t=T$ ), zu entrichten.<sup>26</sup>

Diese Äquivalenzbedingung vernachlässigt jedoch die zusätzliche Preisvolatilität, die über Angebots- und Nachfrageschwankungen am separaten Speichermarkt generiert wird und auf die Preise am Beschaffungs- und Transportmarkt des speicherbaren Gutes rückwirkt. Ist die Nachfrage nach Speicherkapazität hoch, so wird aufgrund des beschränkten Speichervolumens Knappheit geschaffen, die folglich zu höheren Preisen bei der Einspeicherung führt.

---

<sup>25</sup> Bei einem direkten Rückschluss wird insbesondere von jeglichen Netzengpässen im Ferngasbereich abstrahiert. Diese Engpässe sind Gegenstand der räumlichen Arbitrage, wohingegen im Rahmen dieser Studie der Fokus auf der intertemporalen Arbitragefreiheit liegt.

<sup>26</sup> **Definition Arbitrage:** Arbitrage bedeutet, durch den Erwerb und anschließenden Verkauf eines Produktes zu einem höheren Preis als dem ursprünglich bezahlten (oder vice versa), risikolos Gewinne erwirtschaften zu können. Die Annahme funktionierender Märkte besagt, dass alle Marktagenten die gleichen Informationen besitzen oder Zugang hierzu haben. In diesem Fall kann es keine risikolosen Arbitragemöglichkeiten geben, da kein rationaler Marktteilnehmer freiwillig Arbitrageverluste hinnimmt. Das Vorliegen von Arbitragefreiheit ist folglich eine notwendige Voraussetzung für ein Marktgleichgewicht (no-arbitrage Konzept).

Die Auslastung des Speichers (als Maß für die Knappheit des Gutes Speicher) wird daher zusätzlich in der Analyse der Wechselwirkung zwischen den unterschiedlichen Preisen berücksichtigt. Allgemein gilt, dass der Preis eines Gutes über die Knappheit im jeweiligen Nachfragezeitpunkt bestimmt wird. Liegt der Zeitpunkt des Konsums in der Zukunft und wird der Preis dafür bereits heute ( $t=0$ ) festgelegt, so wird deutlich, dass die tatsächliche Knappheit ausschließlich anhand von Erwartungen in der Preisbildung berücksichtigt werden kann. Unter der Prämisse eines vollkommenen Marktes gilt, dass die Erwartungen der Marktakteure über zukünftige Angebots- und Nachfragesituationen bereits in den beobachtbaren Preisen berücksichtigt werden.

Die Speichertheorie führt diese unterschiedlichen Aspekte der Preisabhängigkeiten von gegenwärtigen und zukünftigen Preisen am Beschaffungsmarkt, den Nutzen aus der Speichernutzung und die Knappheit der Speicherkapazität in einem no-arbitrage Konzept zusammen.

#### 4.1 Entwicklung der Theory of Storage

Bereits Working (1949) analysiert die Wechselwirkungen zwischen Speicher- und Gütermarkt und deren Implikationen für die Preisbildung. Er zeigt, dass die Füllmengen der Speicher durch die Äquivalenz der Grenzkosten der Speicherung  $MC$  und der intertemporalen Preisspreizung, d.h. dem intertemporalen Spread (Differenz zwischen Futurespreis  $F(t)$  und Spotpreis  $S(t)$ ), determiniert werden. Dies lässt sich formal wie folgt darstellen:

$$(4-1) \quad MC_{storage} = F(t) - S(t).$$

Diese Beziehung hält nur, wenn Futurespreise größer sind als Spotpreise und bettet sich in das Konzept der Convenience Yield von Kaldor (1939) ein. Es besagt, dass dem Halter eines Gutes ein Ertrag (potentieller Ertrag bzw. Nutzen) zufließt, wenn er das Produkt speichern und in zukünftigen Zeitpunkten, z. B. bei Engpässen, flexibel nutzen kann. Die Convenience Yield kennzeichnet demnach eine Art Nutzen, der den Marktteilnehmern durch die Einspeicherung ihres Gutes zufließt.<sup>27</sup> Dieser Ertrag erhält seinen Wert über die Speichernutzung, da die gespeicherten Güter zum zukünftigen Zeitpunkt als Input für die weitere Produktion angesehen werden und somit einen Wert haben. Zum anderen bietet die Speichernutzung die Möglichkeit unerwartete (zusätzliche) Nachfrage abzudecken und erhält in diesem Zusammenhang ihren Wert über die Schaffung/ Bereitstellung von Flexibilität. Für das Gut Erdgas ergibt sich die Convenience Yield aus einer Kombination der beiden Ansätze.<sup>28</sup>

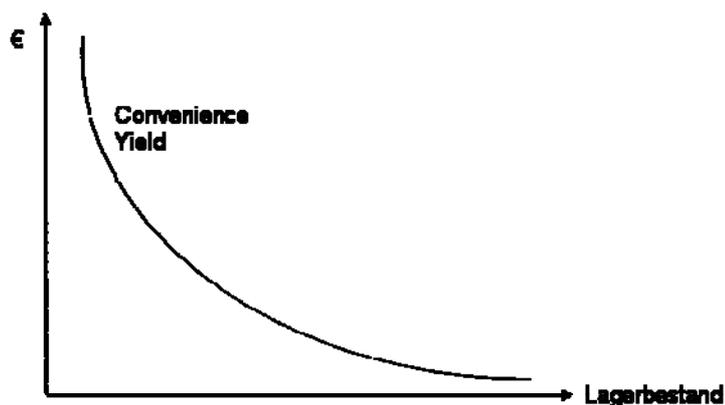
---

<sup>27</sup> In dem Ansatz von Kaldor (1939) wird die Convenience Yield für Gebrauchs- und Verbrauchsgüter unterschieden. Für die vorliegende Analyse beziehen wir uns jedoch auf Verbrauchsgüter (Rohstoffe).

<sup>28</sup> Die Convenience Yield entspricht folglich einem Ertrag, der dem Eigentümer des Rohstoffes zufließt. Finanzmarkttheoretisch entspricht diese Yield einer Dividende auf Aktien bzw. einer Option, die den

Die Speichertheorie geht davon aus, dass sich in liquiden Märkten zukünftige Rohstoffpreise, gemessen über die langfristigen Futurespreise, und Spotpreise unterscheiden. Die Differenz wird durch die Opportunitätskosten der Speicherung verursacht, die sich aus den entgangenen Zinseinnahmen durch die Einspeicherung (Kapitalbindung) abzüglich der Convenience Yield zusammensetzen. Es gibt also einen negativen Zusammenhang zwischen marginaler Convenience Yield und der aggregierten Speichernutzung (siehe Abbildung 4-1). Bei geringen Füllständen stiftet jede zusätzliche Einheit eingespeichertes Erdgas einen relativ hohen zusätzlichen Nutzen (hohe marginale Convenience Yield). Dieser zusätzliche Nutzen aus der Speicherhaltung nimmt mit steigenden Speicherbeständen überproportional ab (abnehmender Grenznutzen).<sup>29</sup> Dieser Zusammenhang ist insofern plausibel, da bei erhöhter Speichernutzung und somit hohen Füllständen die Menge des Gutes, welches in der Zukunft für die Bedienung von Knappheiten zur Verfügung steht, größer ist und dadurch folglich der dann erzielbare Preis vermindert wird.

Abbildung 4-1: Zusammenhang zwischen Convenience Yield und Speicherfüllständen



Quelle: Eigene Darstellung

Aufbauend auf den ersten Arbeiten über Speichertheorien von Working (1948,1949) und den Erweiterungen von Brennan (1958) leiten French (1986) und Fama und French (1987,1988) die Zusammenhänge der Varianzen von Futures- und Spotpreisen ab. Sie zeigen, dass ein hohes Speichernutzungslevel mit einer hohen Korrelation von Futu-

Verkauf des Gutes zu besseren preislichen Konditionen in der Zukunft ermöglicht (vgl. Brennan 1958).

<sup>29</sup> Dieser Ansatz entspricht den gängigen Annahmen in der Nutzentheorie. In dieser ist jeder zusätzliche Konsum mit einer Nutzenerhöhung verbunden. Die marginale oder Grenzverbesserung nimmt jedoch mit der Menge des tatsächlichen Konsums ab.

res- und Spotpreisen und folglich mit ähnlichen Varianzen<sup>30</sup> der beiden Preiszeitreihen einhergeht.

Für geringere Speicherfüllstände gilt, dass die Varianz der Kassapreise größer als die Varianz der Futurespreise ist und zwischen den Preisen eine geringere Korrelation herrscht. Diese Beobachtungen werden auch von Cho und Mc Dougall (1990) und Ng und Pirrong (1994) unterstützt. Fama und French zeigen darüber hinaus, dass die Convenience Yield einen inversen Zusammenhang mit der Speicherfüllmenge aufweist und direkt von der Volatilität der Spot- und Futurespreise abhängt. Eine höhere Volatilität der Spotpreise oder eine geringere Korrelation zwischen den zukünftigen und heutigen Werten erhöhen den marginalen Nutzenzuwachs der Speichernutzung, d.h. sie wirken erhöhend auf die Convenience Yield.

Empirische Arbeiten zur Überprüfung der Theorien bezüglich der Validität der Aussagen im Erdgasmarkt erfolgten bisher ausschließlich für den US-amerikanischen Markt. So analysieren Susmel und Thompson (1997) die Beziehungen zwischen dem Preis und dem Investitionsverhalten für Speicher im Zeitablauf. Mittels eines switching ARCH-Modell zeigen sie, dass ein Anstieg in der Volatilität zu einer erhöhten Investitionstätigkeit geführt hat. Auch Wei und Zhu (2006) oder Khan et al. (2005) zeigen Belege für die Gültigkeit der Speichertheorie bei Rohstoffen auf.

Zur vertiefenden Erklärung der Convenience Yield wird im folgenden Abschnitt die Abhängigkeit von Kassa- und Terminpreis unter Arbitragefreiheit im Kontext der Speichertheorie anhand einer einfachen Portfoliomöglichkeit dargestellt.

## 4.2 Arbitragefreiheit und Convenience Yield

Wie bereits angedeutet, impliziert ein funktionierender Markt die Abwesenheit von Arbitragemöglichkeiten.<sup>31</sup> Die „Theory of Storage“ beschreibt diese Bedingung für Arbitragefreiheit am Speichermarkt über die Modellierung eines zusätzlichen Parameters, der so genannten Convenience Yield. Die folgenden Tabellen verdeutlichen die möglichen Arbitragegelegenheiten für den Erdgashandel an Spot- und Terminmärkten, wobei in Tabelle 4-1 aus Vereinfachungsgründen und zum besseren Verständnis zunächst von der Yield abstrahiert wird.

---

<sup>30</sup> Ähnliche Varianzen bedeutet eine ähnlich hohe Streuung der Preise im Zeitablauf.

<sup>31</sup> Genauer gesagt geht es um Arbitragemöglichkeiten, die ohne das Eingehen eines Risikos realisiert werden können. Wenn im weiteren Text von Arbitragemöglichkeiten oder –potenzialen gesprochen wird, ist – soweit nicht anders gekennzeichnet – implizit von risikoloser Arbitrage die Rede.

Tabelle 4-1: Arbitrageportfolio ohne Convenience Yield

	Zeitpunkt	
	t	T
Kauf von Gas	$-S(t)$	
Kreditaufnahme	$S(t)$	$-S(t)\exp^{r(T-t)}$
Verkauf des Futures	0	$F(T)$

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Geman (2005: 36).

$-S(t)$  stellt den Preis für den Kauf einer Einheit der Commodity Erdgas dar, die im Zeitpunkt  $t$  erworben wird. Gleichzeitig geht der Akteur ein Futuresgeschäft ein und sichert sich für den Zeitpunkt  $T$  den Rückfluss über den Verkauf des erworbenen Gutes.<sup>32</sup> Die dabei bereits in Zeitpunkt  $t=T$  vereinbarte Summe für den Verkauf entspricht dem Futurespreis  $F(T)$ . Für das eigentliche Futuresgeschäft gilt, dass in  $t=T$  kein Austausch von Zahlungsströmen erfolgt. Bei der Modellierung dieses Beispiels wird davon ausgegangen, dass der Marktagent kein Vermögen besitzt, d. h. der Kauf des Gutes Erdgas bedarf einer Kreditaufnahme in der jeweiligen Höhe der Verkaufssumme. Die Kapitalaufnahme entspricht somit einem Kredit in Höhe von  $S(t)$ . Daher fallen zu diesem Zeitpunkt in der Summe Zahlungen in Höhe von Null an. Im zukünftigen Zeitpunkt  $t=T$  muss dieser Kredit inklusiv der aufgelaufenen Zinsen getilgt werden. Die Verzinsung ist über  $r$  (risikoloser Zins) angegeben und erfolgt für die Laufzeit des Kredites, gegeben durch  $(T-t)$ .

Um Arbitragefreiheit zu gewährleisten, müssen auch die Zahlungsströme zum Zeitpunkt  $t=T$  in der Summe Null ergeben. In diesem einfachen Beispiel ergibt sich folglich ein arbitragefreier Preis für den Futureskontrakt in Höhe von:

$$(4-2) \quad F(T) = S(t)\exp^{r(T-t)}.$$

Im zweiten Schritt wird nun zusätzlich die Convenience Yield berücksichtigt.<sup>33</sup> Die Netto-Convenience yield wird hierbei mit der Variablen  $c$  beschrieben.

Tabelle 4-2: Arbitrageportfolio mit Convenience Yield

	Zeitpunkt	
	t	T
Kauf von Gas, diskontiert mit $c$ (BW)	$-S(t)\exp^{(-c)(T-t)}$	
Kreditaufnahme	$S(t)\exp^{(-c)(T-t)}$	$-S(t)\exp^{(r-c)(T-t)}$
Verkauf des Futures	0	$F(T)$

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Geman (2005: 36).

<sup>32</sup> Ausgaben werden mit (-) gekennzeichnet, Einzahlungen oder Rückflüsse mit (+).

<sup>33</sup> Die Convenience Yield kann auch als Brutto-Convenience Yield dargestellt werden, d.h. Lagerkosten sind noch nicht berücksichtigt. In Anlehnung an Geman (2005) verwenden wir hier jedoch die Netto-Convenience Yield, d.h. die Convenience Yield ist bereits um die Lagerkosten bereinigt. Diese Darstellungsweise ist zudem kompatibel mit den Analysen in Kapitel 5, bei denen auch die Nettogröße der Yield betrachtet wird.

Es wird ein kontinuierlicher Dividendenzufluss in Höhe von  $c$  unterstellt, der jeweils in den Kauf eines Anteils von  $S$  reinvestiert wird, wodurch der Commodity Bestand mit der Zeit anwächst, um sich im Zeitpunkt  $t=T$  zu einer Mengeneinheit von  $S$  aufzusummieren.<sup>34</sup>

Da sich die Zahlungsströme zu jedem Zeitpunkt ausgleichen müssen, ergibt sich unter Berücksichtigung der Convenience Yield ein Futurespreis in Höhe von:

$$(4-3) \quad F(T) = S(t) \exp^{(r-c)(T-t)}.$$

Das obige Beispiel veranschaulicht, wie durch die Berücksichtigung der Convenience Yield der Futurespreis verringert wird und somit auch ein zukünftiger Preis beobachtbar sein kann, der unterhalb des Spotpreises liegt.

### 4.3 Theory of Storage und die Wettbewerbllichkeit der Märkte

Die Überprüfung der Wettbewerbllichkeit eines Marktes reduziert sich im vorliegenden Kontext auf die Überprüfung der Gültigkeit der Bedingung für Arbitragefreiheit anhand beobachtbarer Marktdaten. Diese Bedingung wird nachfolgend aus den vorhergehenden Überlegungen formal zusammengefasst. Auf dieser Basis kann unter Verwendung der erforderlichen Zeitreihendaten relevanter Handelsplätze (zukünftig z.B. EEX) ein empirischer Test auf Arbitragefreiheit durchgeführt werden und die Funktionsfähigkeit des Marktes analysiert werden.

Die Speichertheorie besagt, dass die Differenz zwischen Futurespreis und Spotpreis, bzw. die Differenz aus zwei Futures mit unterschiedlichen Laufzeiten abhängig ist von:

- den Kosten der Speichernutzung,
- der Convenience Yield und
- Opportunitätskosten der Kapitalbindung (entgangene Zinseinnahmen).<sup>35</sup>

Formal lässt sich die „Theory of Storage“ darstellen als:

$$(4-4) \quad F(t, T) - S(t) = S(t)r(t, T) + W(t, T) - C(t, T).$$

---

<sup>34</sup> Es wird mithin implizit unterstellt, dass die Convenience Yield analog einer Aktiendividende zahlungswirksam ist. Die kontinuierliche Reinvestition hat zudem zur Folge, dass im Ausgangszeitpunkt  $t$  nicht eine ganze Mengeneinheit von der Commodity erworben wird sondern nur ein bestimmter Bruchteil, nämlich genau  $-S(t)\exp^{(c)(T-t)}$ .

<sup>35</sup> Bei Verwendung der Netto-Convenience Yield fallen die ersten beiden Punkte zusammen. An dieser Stelle sei zudem darauf hingewiesen, dass bei Vorliegen entsprechender Zeitreihen der Füllstände auch eventuelle Marktrisikoprämien (Aufschläge auf den risikolosen Zins) näher untersucht werden können.

Durch Umformung ergibt sich:

$$(4-5) \quad \frac{F(t,T) - S(t)}{S(t)} = r(t,T) + \frac{W(t,T) - C(t,T)}{S(t)}.$$

$F(t,T)$  den Futurespreis im Zeitpunkt  $t$  mit Lieferungstermin im Zeitpunkt  $T$  kennzeichnet;

$S(t)$  ist der Spotpreis (Kassapreis) im Zeitpunkt  $t$ .

Auf der linken Seite wird die Rendite aus dem Kauf des Gutes im Zeitpunkt  $t$  und dem gleichzeitigen Verkauf des Produktes auf Termin (Lieferung in  $t=T$ ) dargestellt.<sup>36</sup> Diese Kennzahl aus Spot- und Terminpreisen wird auch als Basis bezeichnet.<sup>37</sup> Die rechte Seite von Gleichung (4-4) beinhaltet den entgangenen Zins für die Periode zwischen  $t$  und  $T$  ( $r(t,T)$ ) sowie die marginalen Speicherkosten ( $W(t,T)$ ) abzüglich der marginalen Convenience Yield ( $C(t,T)$ ) - relativ zum Spotpreis - für diesen Zeitraum.

Die Speichertheorie wird bestätigt, wenn Gleichung (4-5) erfüllt ist. Der in Abbildung 4-1 dargestellte negative Zusammenhang von marginaler Convenience Yield und Speichermenge kann nur überprüft werden, wenn entsprechende Informationen (längere Zeitreihen) zu den Füllständen vorhanden sind. Ein solcher Test wird oft auch als direkter Test der Theory of Storage bezeichnet. Da diese Daten für den europäischen Raum nur eingeschränkt zugänglich sind, wird im folgenden Kapitel auf indirektem Wege - basierend auf Fama und French (1987) - die Gültigkeit der Speichertheorie getestet.

---

<sup>36</sup> Der Erwerb eines Gutes ist mit Ausgaben verbunden, d.h. der Spotpreis  $S(t)$  wird gezahlt und geht daher mit negativem Vorzeichen ein. Die Basis für die Renditeberechnung bildet exakt dieser Spotpreis.

<sup>37</sup> Vgl. z.B. Fama/French (1987). Manchmal wird dieser Term auch als Spread bezeichnet.

## 5 Anwendung der Theory of Storage auf ausgewählte europäische Handelsplätze

Einleitend wird das ökonometrische Modell vorgestellt und erläutert sowie die Hypothesen abgeleitet, die im weiteren Verlauf der Untersuchungen getestet werden. In Abschnitt 5.2 wird die verwendete Datenbasis näher beschrieben. Betrachtungen zur Integration der verschiedenen analysierten europäischen Erdgasmärkte erfolgen in Abschnitt 5.3. Daran schließen sich die Ausführungen zur eigentlichen Modellspezifikation an. Die Ergebnisse der ökonometrischen Tests werden in Abschnitt 5.5 vorgestellt.

### 5.1 Ökonometrisches Modell

Ohne die Nutzung von Speicherfüllmengen lässt sich die Speichertheorie mit dem Ansatz von Fama und French (1987) überprüfen. Die Schätzgleichung bestimmt sich wie folgt:

$$(5-1) \quad \frac{F(t,T) - S(t)}{S(t)} = \sum_{i=1}^n \alpha_i \cdot d_i + \beta \cdot r(t,T) + \varepsilon_t.$$

$F(t,T)$  entspricht dabei dem Futurespreis im Zeitpunkt  $t$  mit Lieferungstermin zum Zeitpunkt  $T$ ,  $S(t)$  steht für den Spotpreis (Kassapreis) im Zeitpunkt  $t$ . Die Differenz zwischen den beiden Preisen normiert auf den Spotpreis stellt die so genannte Basis dar.  $r(t,T)$  signalisiert den risikolosen Zinssatz für die Laufzeit  $(T-t)$ .  $\varepsilon_t$  ist der Störterm.

Die ursprüngliche Speichertheorie ist in der vorliegenden Schätzgleichung um saisonale Dummies  $d_i$  erweitert. Diese nehmen einen Wert von eins an, falls der dazugehörige Futureskontrakt in der entsprechenden dazugehörigen Periode fällig wird.<sup>38</sup>  $\alpha_i$  und  $\beta$  kennzeichnen die jeweiligen Regressionskoeffizienten für die Dummyvariablen und den risikolosen Zinssatz.

Die Überprüfung der Validität der Speichertheorie für den europäischen Erdgasmarkt mittels des indirekten Ansatzes basiert auf der Annahme starker saisonaler Schwankungen in der Nachfrage. Unterliegt das eigentliche Speichergut saisonalen Schwankungen, so sind diese in den Speicherbeständen und über den in Abbildung 4-1 dargestellten Zusammenhang auch in der Convenience Yield nachvollziehbar. Entsprechend der obigen Gleichung wirken diese Schwankungen gleichzeitig direkt auf die Basis. Dies impliziert, dass ein saisonales Verhalten der Basis als Indiz für die Anwendbarkeit

---

<sup>38</sup> Die Verwendung von vierteljährlichen Dummies impliziert z.B., dass  $n=4$ .  $d_1$  erklärt in diesem Zusammenhang, dass der Futureskontrakt innerhalb der ersten drei Monate eines Jahres fällig wird (1. Quartal).

der Speichertheorie interpretiert werden kann. Die Dummies bilden somit näherungsweise den Einfluss der Convenience Yield ab, die selbst nicht direkt beobachtbar ist.<sup>39</sup>

Die Theory of Storage ist eine Möglichkeit der Arbitrageüberprüfung für Märkte. Für die obigen Gleichungen impliziert Arbitragefreiheit gleichzeitig eine Variation der Basis in Relation zum risikolosen Zinssatz im Verhältnis von 1:1. Fama und French (1987) zeigen für die Mehrheit der Güter einen Betakoeffizienten um eins. Abweichungen von einem Beta in Höhe von eins können als positive (Beta kleiner eins) oder negative (Beta größer eins) Arbitragemöglichkeiten interpretiert werden. Über den Betaparameter ist hierbei folglich die Möglichkeit zur Abschätzung der Wettbewerbsfähigkeit eines Marktes gegeben. Resultieren aus der obigen Schätzung Betawerte, die deutlich von Eins abweichen,<sup>40</sup> so gibt dies Aufschluss über mögliche Wettbewerbsimperfektionen.

Aus diesen Ausführungen lassen sich folgende Hypothesen ableiten:

1. Die saisonale Gasnachfrage führt zu Saisonalitäten in der Basis (Test auf Signifikanz der Saisondummies)
2. Der risikolose Zinssatz hat einen signifikanten Einfluss auf die Basis (Test auf Signifikanz des risikolosen Zinssatzes)
3. Die Basis variiert im Verhältnis Eins zu Eins mit dem risikolosen Zinssatz ( $\beta=1$ ).

## 5.2 Datenbasis und deskriptive Statistik

Es wurden die drei wichtigsten Handelspunkte (Hubs) in Europa ausgewählt, die im Vergleich zu allen anderen europäischen Hubs das höchste Handelsvolumen aufweisen.<sup>41</sup> Dies sind:

- National Balancing Point (NBP) im Vereinigten Königreich,
- Title Transfer Facility (TTF) Hub in den Niederlanden und
- Zeebrügge in Belgien.

Als Zeitraum wurde der 1. Oktober 2005 bis zum 30. September 2007 für alle drei Handelspunkte gewählt, um eine möglichst große Konsistenz in der Datenbasis für Kassen- und Terminpreise über alle Hubs zu gewährleisten. Der Zeitraum umschließt zudem genau zwei Gasjahre.<sup>42</sup> Die entsprechenden Basen, die sich aus der Differenz von Futures- und Spotpreisen ergeben, werden beispielhaft für eine sechsmonatige (Basis6)

---

<sup>39</sup> Über die Dummies wird der Einfluss der Netto-Convenience Yield abgebildet, die um die tatsächlichen Speicherkosten bereinigte Yield (C-W).

<sup>40</sup> Eine Schwankungsbreite von bis zu +/- 20 % wird als „Nahe eins“ angesehen. Dieses Intervall leitet sich aus den Ergebnissen von Fama/French (1987: 59) ab.

<sup>41</sup> Vgl. Europäische Kommission (2007: 35).

<sup>42</sup> Die Preise für NBP, TTF und Zeebrügge stammen von Heren Energy Ltd, London.

und zwölfmonatige (Basis12) Laufzeit berechnet.<sup>43</sup> Bei der Basis6 beispielsweise werden den täglichen Spotpreisen entsprechende Preise für Futureskontrakte zugeordnet, die vom Handelstag an gerechnet in sechs Monaten fällig werden.

Die in der Regressionsgleichung berücksichtigte Verzinsung (Opportunitätskosten der Anlagemöglichkeit) wird für den NBP über den LIBOR (London Interbank Offered Rate) und für TTF und Zeebrügge über den EURIBOR (Euro Interbank Offered Rate) abgebildet, die die beiden wichtigsten Referenzzinssätze in der Europäischen Union darstellen. Dabei werden Zinssätze entsprechend der betrachteten Laufzeit der Futureskontrakte herangezogen. Für die Basis6 bedeutet dies, dass für den NBP der LIBOR mit einer Fälligkeit von sechs Monaten herangezogen wird (Laufzeitäquivalenz).<sup>44</sup>

Die Abbildung 5-1 und die Abbildung 5-2 veranschaulichen den Verlauf der Spot- und Futurespreise für die Basis6 und Basis12 am NBP. Dies dient einer ersten qualitativen Analyse des Zeitreihenverlaufs und möglicher bestehender Abhängigkeiten.<sup>45</sup>

In Abbildung 5-1 sind vor allem die beiden deutlich ausgeprägten Preisspitzen in der Wintersaison des Gasjahres 2005/2006 augenscheinlich.<sup>46</sup> Diese Peaks sind auf Störungen in norwegischen Produktionsstätten zurückzuführen. Ferner zeichnete sich der Winter 2005/2006 durch relativ niedrige Temperaturen aus, was eine erhöhte Nachfrage zur Folge hatte und somit das generell höhere Preisniveau in diesem Zeitraum erklärt. Ein zweites deutlich sichtbares Ereignis war die Eröffnung einer Pipeline zwischen Norwegen und dem Vereinigten Königreich zu Beginn des Oktobers 2006, was zu einem temporären Überangebot an Erdgas führte und einen deutlichen Preisverfall zur Folge hatte. Die Schließung des größten Speichers im Vereinigten Königreich (Rough) aufgrund eines Feuers am 16.02.2006 führte ebenfalls zu kurzfristigen Preisreaktionen, die allerdings aufgrund der großen Volatilität in diesem Zeitraum in der Graphik nicht so hervorstechend sind.

---

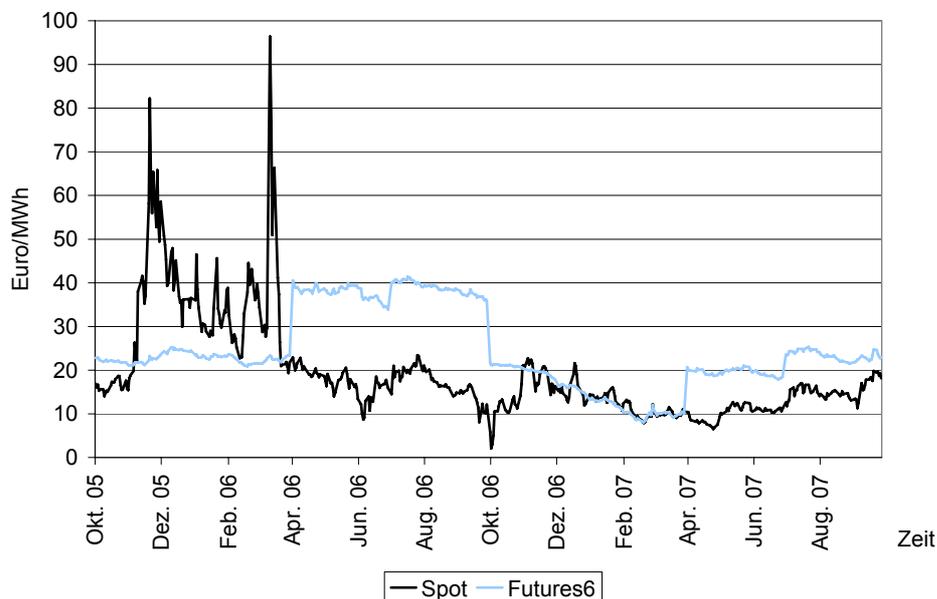
**43** Diese Fokussierung erscheint vor dem Hintergrund des Sommer/Winterzyklusses der Erdgasnachfrage gerechtfertigt.

**44** Die Daten entstammen der Datenbank von Bloomberg.

**45** Die entsprechenden Graphiken für TTF und Zeebrügge sind im Annex aufgeführt. Die Ergebnisse unterscheiden sich qualitativ nur geringfügig von den hier dargestellten Resultaten für den NBP. Auf die wesentlichen Unterschiede wird in Abschnitt 5.3 noch näher eingegangen werden.

**46** Das Gasjahr beginnt am 1.10. und endet zum 30.9. des Folgejahres. Der Winterzyklus umfasst dabei den Zeitraum vom 1.10. bis Ende März des nächsten Jahres und beinhaltet die kalendarischen Quartale vier (Q4) und eins (Q1). Die Quartale 2 (Q2) und drei (Q3) kennzeichnen den Sommerzyklus des Gasjahres.

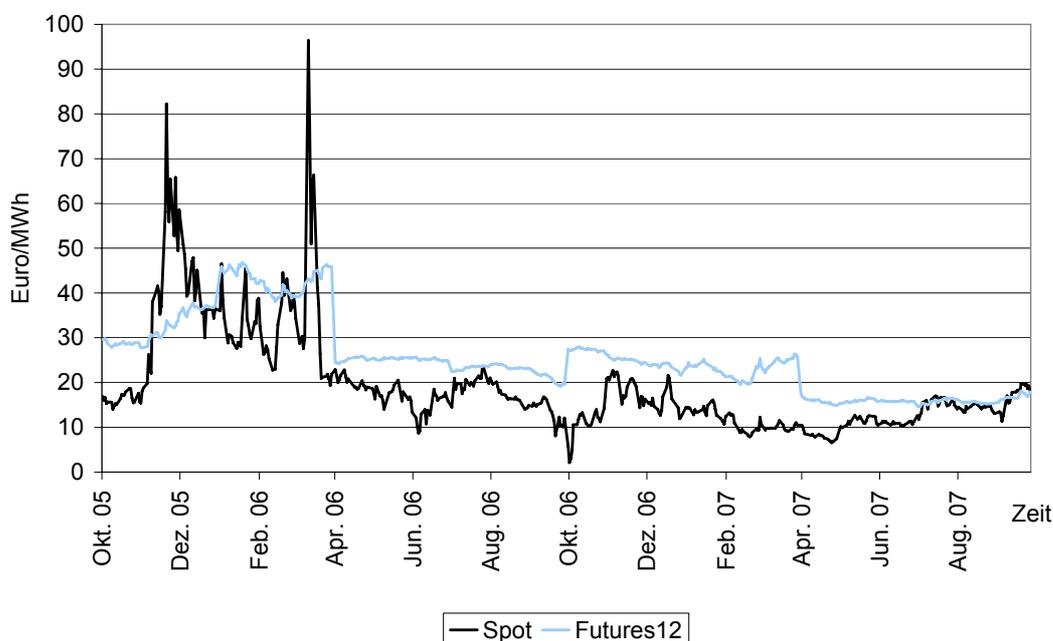
Abbildung 5-1: Spot- und Futurespreis – NBP (Basis6)



Quelle: eigene Darstellung.

Die Abbildung zeigt, dass in den beiden Sommerquartalen Q2 und Q3 die Spotpreise zum Teil deutlich unterhalb der Futurespreise liegen. Dies ist bei der Basis6 ein zu erwartendes Ergebnis, da die Kassakurse die kurzfristigen Marktgegebenheiten des laufenden Sommers widerspiegeln und mit Preisen für Terminkontrakte verglichen werden, die die Erwartungen für den nächsten Winter beinhalten. Der Winterzyklus ist aufgrund der wesentlich höheren Nachfrage durch ein höheres Preisniveau gekennzeichnet, als dies in den Sommermonaten zu beobachten ist. Während der Spotpreis zu einzelnen Zeitpunkten extreme Ausschläge aufweist, ist dies für Futurespreise nicht beobachtbar. Die jeweiligen Peaks in der Zeitreihe für gegenwärtige Preise werden von den Futurespreisen nicht nachvollzogen, weil sie die Reaktion auf kurzfristige realwirtschaftliche Ereignisse sind.

Abbildung 5-2: Spot- und Futurespreis – NBP (Basis12)



Quelle: eigene Darstellung.

Bei der Betrachtung der 12-Monatsfutures, bei denen beide Preise, Spot als auch Futures, in den gleichen Quartalen des Jahres zur Auszahlung bzw. zur Lieferung kommen, liegen die Kassakurse die meiste Zeit unter Kursen für Terminkontrakte. Auch dies ist ein zu erwartendes Ergebnis. Aus Gleichung (4-2) geht hervor, dass bei Vernachlässigung der Speichermöglichkeit und bei Arbitragefreiheit die Futures die Spotpreise um den risikolosen Zins übersteigen. Diese Marktsituation wird auch als Contango bezeichnet und stellt den Regelzustand an Warenterminmärkten dar. Erst der aus der Speicherhaltung resultierende Nutzen in Form der Convenience Yield kann dazu führen, dass die Terminpreise unter den Kassakursen liegen, nämlich genau dann, wenn die Yield größer als der risikolose Zinssatz ist ( $c-r > 0$ , vgl. auch Gleichung (4-3)). In diesem Fall wird von Backwardation bzw. einem Inverted Carry Market gesprochen. Im betrachteten Zeitintervall befand sich der Markt mit Ausnahme der beiden durch die norwegischen Produktionsausfälle bedingten Preisspitzen im Contango.

Tabelle 5-1 gibt einen Überblick über die wichtigsten statistischen Größen der betrachteten Zeitreihen.

Tabelle 5-1: Deskriptive Statistik [in €/MWh]

	NBP			Zeebrügge			TTF		
	Spot	Futures6	Futures12	Spot	Futures6	Futures12	Spot	Futures6	Futures12
Mittelwert	19,23	24,30	25,43	19,45	24,23	25,25	16,98	22,70	23,97
Median	16,01	22,25	24,32	16,59	22,21	24,07	16,90	20,33	24,00
Maximum	96,40	41,42	46,73	95,95	40,43	45,56	57,00	38,80	40,00
Minimum	2,11	8,12	14,61	2,47	8,58	15,31	3,65	8,40	15,90
Standardabweichung	11,79	9,00	8,44	11,44	8,63	7,83	5,58	7,58	5,96
Schiefe	2,45	0,46	0,92	2,48	0,46	1,01	1,23	0,48	0,83
Kurtosis	11,03	2,31	3,16	11,46	2,31	3,31	9,02	2,51	3,43
Anz. der Beobachtungen	503			502			502		

Quelle: eigene Berechnungen.

Der durchschnittliche Futurespreis (Mittelwert) am NBP liegt über dem Spotpreis. Gleichzeitig ist die durchschnittliche Volatilität gemessen über die Standardabweichung für die Terminkontrakte geringer als die Schwankungsbreite der gegenwärtigen Preise.

Während Zeebrügge mehr oder weniger die gleichen Charakteristika aufweist wie der NBP, weicht der TTF zum Teil erheblich ab. Im Vergleich zu den beiden anderen Handelsplätzen sind am TTF die Volatilitäten sowohl für die Kassakurse als auch für die Futurespreise deutlich niedriger. Während am TTF Standardabweichungen von durchschnittlich 5,96 für den 12-Monatsfutures bzw. von 5,58 für den Spotpreis zu beobachten waren, liegen diese Werte am NBP bei 8,44 bzw. 11,79. Auffällig ist zudem, dass beim TTF die Volatilitäten für die Futures über denen der Kassakurse lagen.

### 5.3 Interdependenzen der Europäischen Erdgashandelsplätze

Um die Wechselwirkungen der europäischen Märkte zu untersuchen, werden die Preisentwicklungen an den kontinentaleuropäischen Handelsplätzen jeweils in Relation zu den Marktergebnissen am NBP betrachtet.

In der Abbildung 5-3 und in Abbildung 5-4 werden die Differenzen der jeweiligen Basen zur entsprechenden Basis des NBP dargestellt:

$$(5-2) \quad \begin{aligned} D_{ZEE} &= \text{Basis}_n(\text{ZEE}) - \text{Basis}_n(\text{NBP}) \\ D_{TTF} &= \text{Basis}_n(\text{TTF}) - \text{Basis}_n(\text{NBP}) \end{aligned}$$

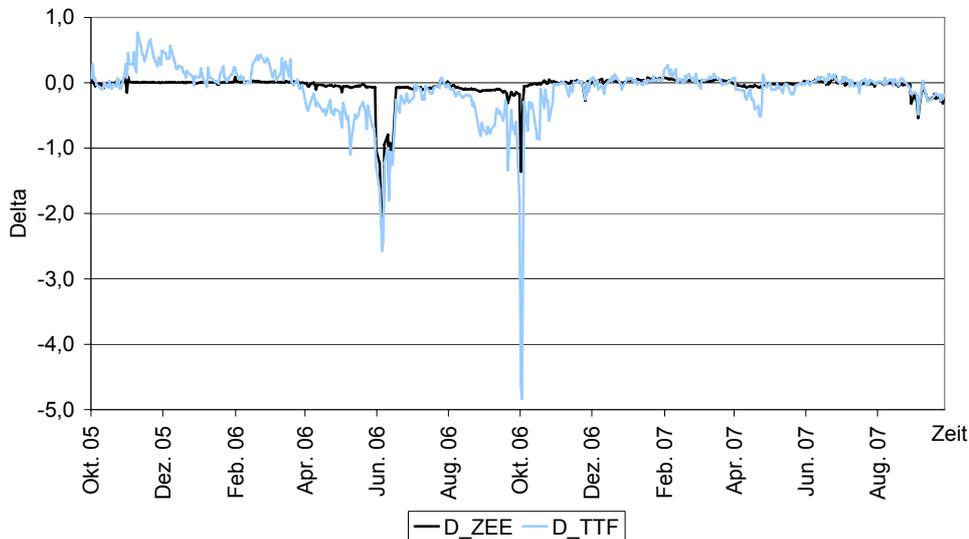
wobei n für die Fristigkeit des Futureskontrakt steht. In den beiden vorgestellten Fällen ist n=6 bzw. n=12.

Sowohl für die Basis6 als auch für die Basis12 ergibt sich ein ähnliches Bild. Das Verhalten der Differenz von Zeebrügge zum NBP ( $D_{ZEE}$ ) auf der Abszisse (mit zwei

Ausnahmen) deutet auf einen parallelen Verlauf beider Handelsplätze hin. Beide Hubs sind bereits seit 1998 durch den Interconnector miteinander verbunden.<sup>47</sup>

Ein gleichförmiger Zusammenhang kann für den TTF nicht bestätigt werden. Zumindest in der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraumes kommt es zum Teil zu deutlichen Abweichungen der Preisbewegungen. Seit Ende 2006 sind auch der englische und der belgische Markt durch den Balgzand-Bacton-Pipeline direkt miteinander verbunden. Seit dieser Zeit ist auch eine spürbare Preiskonvergenz zu beobachten. Zuvor kam es jedoch noch zu einem offensichtlichen Abweichen der Pfade, was durch den extremen Preisverfall am Handelsplatz von NBP Anfang Oktober 2006 verursacht wurde, hervorgerufen durch ein kurzfristiges Überangebot infolge der Inbetriebnahme einer neuen Verbindungspipeline zwischen dem Vereinigten Königreich und Norwegen. Während an allen Handelsplätzen die Preise für Terminkontrakte nahezu unverändert blieben, gaben die Kassakurse sowohl am NBP als auch im Zeebrügger Hub deutlich nach. Sie erreichten zwischenzeitlich Werte nahe Null. Diese Preisbewegung im Kurzfristbereich wurde am TTF nur bedingt nachvollzogen.<sup>48</sup>

Abbildung 5-3: Zeebrügge und TTF im Vergleich zum NBP (Basis6)

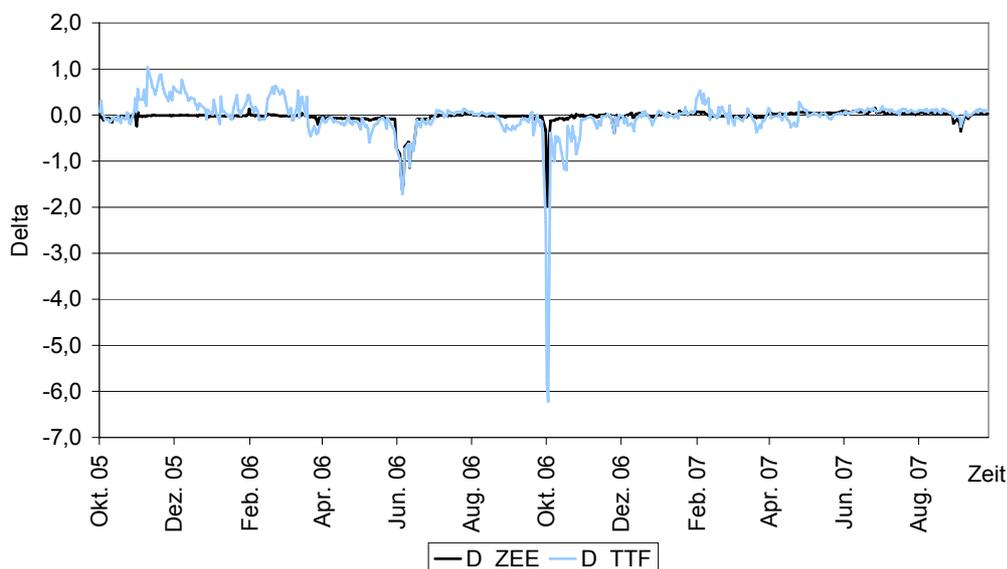


Quelle: eigene Berechnungen.

<sup>47</sup> Für eine Beurteilung, ob beide Handelsplätze einem gemeinsamen Markt zuzuordnen sind, ist die rein graphische Analyse nicht ausreichend. Hierzu wären eingehendere empirische Analysen erforderlich (siehe z.B. Neumann et al. 2006).

<sup>48</sup> Ein geringer Spotpreis am NBP führt c.p. aufgrund der Beziehung  $[F(t,T)-S(t)]/S(t)$  zu einer höheren Basis am NBP als am TTF. Da in Abbildung 5-3 die Differenz der Basen am TTF und dem NBP betrachtet wird, ist das Delta zu diesem Zeitpunkt deutlich negativ.

Abbildung 5-4: Zeebrugge und TTF im Vergleich zum NBP (Basis12)



Quelle: eigene Berechnungen.

## 5.4 Modellspezifikation

Für die Modellspezifikation werden die vorliegenden Zeitreihen hinsichtlich ihrer statistischen Eigenschaften analysiert, um die Anpassung eines adäquaten Grundmodells zu ermöglichen. Zeitreihendaten weisen oft eine Korrelation zwischen den gegenwärtigen Beobachtungen und Vergangenheitswerten dieser Variablen (lagged values) auf. Das Vorliegen einer solchen so genannten seriellen Korrelation führt jedoch zu einer Verletzung einer der zentralen Annahmen in der Regressionsanalyse. Diese Grundannahme besagt, dass die Störterme  $\varepsilon_t$  der jeweiligen Schätzer unabhängig sind und normalverteilt sein müssen (keine Autokorrelation). Die Abhängigkeit von Realisationen in der Gegenwart von Vergangenheitswerten widerspricht dieser Voraussetzung, was bei Verwendung der traditionellen (unkorrigierten) Schätzmethode der kleinsten Quadrate (Ordinary Least Square, OLS) eine fehlerhafte Berechnung der Störterme zur Folge hat. Dies wiederum führt zu verzerrten Schätzergebnissen, aus denen keine Rückschlüsse mehr auf die Grundgesamtheit gezogen werden können.

Eine Zeitreihe kann auf serielle Korrelation überprüft werden, indem vor die eigentliche Schätzung eines Modells ein Durbin-Watson-Test oder die Analyse des Korrelogramms der Zeitreihe vorgeschaltet wird. Zeigen diese Tests das Vorliegen serieller Korrelation an, muss das zu schätzende Modell entsprechend angepasst werden, um es korrekt zu spezifizieren. Dies geschieht bei serieller Korrelation über die Verwendung

autoregressiver Terme, so genannter AR-Terme, die den Einfluss bereinigen. Durch diese Korrektur lässt sich eine nicht-stationäre Zeitreihe in eine stationäre Zeitreihe überführen, die wieder den zentralen Annahmen der Regressionsanalyse genügt. Das korrigierte Modell kann wieder mittels OLS geschätzt werden.

Allgemein lässt sich ein AR-Prozess wie folgt darstellen:

$$(5-3) \quad u_t = \sum_{i=1}^p a_i u_{t-i} + \varepsilon_t,$$

wobei  $\varepsilon_t$  Weißes Rauschen darstellt (White Noise) mit einem Erwartungswert von Null und einer gleichen Varianz über die gesamte Zeitreihe in Höhe von  $\sigma^2$ . Der Wert  $p$  gibt die Ordnung des autoregressiven Modells an, d.h. die Anzahl der verzögerten Parameter, die noch zur Erklärung der Zeitreihe beitragen. Der einfachste aus der Familie der AR( $p$ )-Prozesse ist der AR(1)-Prozess, bei dem Gegenwartswerte durch die Werte der Vorperiode erklärt werden, jedoch nicht durch weiter zurückliegende Beobachtungen. Unter Verwendung eines AR(1)-Termes und exogener Erklärungsvariablen  $x$  erhält man ein AR( $x$ )-Modell der folgenden Form:

$$(5-4) \quad \begin{aligned} y_t &= x_t \beta + u_t \\ u_t &= \rho u_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned}$$

Umformungen führen zu einem Eingleichungsmodell:

$$(5-5) \quad y_t = \rho y_{t-1} + (x_t - \rho x_{t-1}) \beta + \varepsilon_t.$$

Dieses Eingleichungsmodell ist allerdings nicht linear in den zu schätzenden Parametern.

Zur Anpassung des Grundmodells zur Speichertheorie aus Gleichung (5-1) werden die Zeitreihen zur Basis als resultierende Zeitreihe aus der Differenz zwischen Spot- und Futurespreisen unter Verwendung des Korrelogramms auf serielle Korrelation getestet. Die Korrelation ohne Berücksichtigung eines zeitverzögernden Terms für die Zeitreihe der Basis<sup>6</sup> am NBP ist in Tabelle 5-2 aufgeführt.<sup>49</sup>

Die Tabelle weist auf deutliche Autokorrelationen hin. Mit der Verwendung eines lags für die ersten Differenzen wird diese serielle Korrelation ausgeschaltet. Die Modellierung der Theory of Storage anhand des Preismodells bedarf daher einer AR(1)-Spezifikation.

---

<sup>49</sup> Die Analysen für die anderen Fälligkeiten sowie die beiden kontinentaleuropäischen Handelsplätze TTF und Zeebrugge führen zu vergleichbaren Ergebnissen.

Tabelle 5-2: Korrelogramm NBP (Basis6) ohne Berücksichtigung zeitlicher Verzögerungen

	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0,799	0,799	310,63	0,000
2	0,544	-0,258	455,23	0,000
3	0,394	0,157	531,06	0,000
4	0,341	0,092	588,00	0,000
5	0,308	-0,005	634,51	0,000
6	0,281	0,062	673,39	0,000
7	0,285	0,106	713,37	0,000
8	0,270	-0,049	749,42	0,000
9	0,265	0,110	784,31	0,000
10	0,254	-0,011	816,38	0,000
11	0,244	0,034	846,06	0,000
12	0,224	-0,004	871,09	0,000
13	0,196	-0,004	890,35	0,000
14	0,169	-0,015	904,62	0,000
15	0,161	0,056	917,65	0,000
16	0,166	0,000	931,56	0,000
17	0,165	0,010	945,32	0,000
18	0,152	-0,011	957,03	0,000
19	0,117	-0,056	963,97	0,000
20	0,084	-0,006	967,52	0,000
21	0,062	-0,008	969,48	0,000
22	0,049	-0,024	970,72	0,000
23	0,042	0,005	971,63	0,000
24	0,034	-0,018	972,24	0,000
25	0,029	-0,007	972,66	0,000
26	0,019	-0,013	972,86	0,000
27	0,020	0,020	973,06	0,000
28	0,023	-0,006	973,34	0,000
29	0,031	0,032	973,85	0,000
30	0,029	-0,024	974,27	0,000
31	0,022	0,015	974,52	0,000
32	0,012	-0,014	974,60	0,000
33	-0,002	-0,022	974,60	0,000
34	-0,014	-0,007	974,70	0,000
35	-0,021	0,005	974,92	0,000
36	-0,024	-0,021	975,23	0,000

Quelle: eigene Berechnungen.

Ferner wurden unterschiedliche Spezifikationen für die Saisondummys getestet – monatlich, quartalsweise und halbjährlich. Das Modell mit dem besten Erklärungsgehalt

basiert auf Quartalsdummys für die beiden Sommerquartale Q2 und Q3.<sup>50</sup>

Konkret ergibt sich aus den Spezifikationsüberprüfungen die folgende Schätzgleichung für das Modell:

$$(5-6) \quad basis_{T,t} = \beta_1 r_{T,t} + \beta_2 Q_{2,t} + \beta_3 Q_{3,t} + u_t \quad \text{mit}$$

$$u_t = \rho u_{t-1} + \varepsilon_t \quad \text{als Störterm.}$$

Auf Basis dieser Schätzgleichung werden nachfolgend die in Abschnitt 5.1 abgeleiteten Hypothesen getestet.

## 5.5 Ergebnisse der empirischen Analyse

Die Ergebnisse der OLS-Schätzungen für den National Balancing Point, Zeebrügge und den Title Transfer Hub sind in Tabelle 5-3 für beide betrachtete Basen (Basis6 und Basis12) als zu erklärende Variable der Regressionen aufgelistet. Die jeweiligen Koeffizienten zusammen mit den Standardabweichungen (in Klammern) und den Signifikanzniveaus (\*) stehen in den dazugehörigen Zellen. Für die Beurteilung der Güte des Modells, d.h. den Erklärungsgehalt des Modells für die abhängige Variable, wird der als R-squared ( $R^2$ ) ausgewiesene Wert herangezogen, der das Verhältnis von erklärter zur Gesamtvarianz angibt.

Tabelle 5-3: Ergebnisse der Schätzungen

Regressor	Basis6			Basis12		
	NBP	ZEE	TTF	NBP	ZEE	TTF
Zins	16,519* (2,053)	19,249* (2,672)	22,064* (1,496)	19,019* (6,234)	28,091* (1,868)	20,627* (2,101)
Q2	-0,366 (0,509)	-0,122 (0,493)	-0,523* (0,1059)	-0,689*** (0,354)	-0,827** (0,343)	-0,418* (0,089)
Q3	-0,956* (0,099)	-0,799* (0,080)	-0,709* (0,142)	-1,097*** (0,564)	-1,245** (0,595)	-0,563* (0,103)
$R^2$	0,799	0,822	0,790	0,666	0,706	0,574

Anmerkungen:

\* signifikant bei 1 % (Signifikanzniveau),

\*\* signifikant bei 5 % (Signifikanzniveau),

\*\*\* signifikant bei 10 % (Signifikanzniveau)

Werte in Klammern geben die Standardabweichung an.

Quelle: eigene Berechnungen.

<sup>50</sup> Der Saisondummy korrespondiert mit der Fälligkeit des Futureskontraktes. Es sei beispielsweise ein Handelstag im Januar 2008 betrachtet. Unter Verwendung von vierteljährlichen Dummys ergibt sich bei der Betrachtung einer sechsmonatigen Fristigkeit (Basis6), dass Q<sub>3</sub> für diesen Handelstag den Wert eins annimmt, während alle anderen Dummys den Wert null annehmen. Die Verwendung eines dritten und vierten Dummys bzw. der Winterquartale anstelle der Sommersaison führte zu Ergebnissen mit zum Teil deutlich schlechteren Teststatistiken.

Im Rahmen der im vorhergehenden Abschnitt abgeleiteten Modellspezifikation wurden die folgenden Erklärungsvariablen identifiziert:

- die beiden Saisondummys für die Sommerquartale Q2 und Q3,
- der nominale Zinssatz sowie
- die Berücksichtigung eines AR(1)-Terms<sup>51</sup>.

Die verwendeten erklärenden Variablen sind in den meisten Fällen auf einem 99 %-Niveau signifikant, wodurch die ersten beiden Hypothesen aus Abschnitt 5.1 eine empirische Bestätigung erfahren: Während der Zinssatz die Opportunitätskosten der Kapitalbindung durch die Lagerhaltung widerspiegelt, bilden die Dummyvariablen die saisonal schwankende Convenience Yield ab. Sowohl die Zinskosten als auch der Nutzen aus der Speicherhaltung sind zentrale Bestandteile der Bedingung der Arbitragefreiheit bei speicherfähigen Gütern (vgl. Gleichung (4-5)). Abweichungen gibt es allerdings teilweise bei den Saisondummys. Dabei weist der TTF eine stärkere Saisonalität auf als der NBP und Zeebrügge, bei denen insbesondere bei der sechsmonatigen Fälligkeit das zweite Quartal als insignifikant ausgewiesen wird. Grund hierfür sind die hohen Volatilitäten während des Winters 2005/2006, die den Einfluss des zweiten Quartals überdecken. Dies ist ein Hinweis darauf, dass der saisonale Ausgleich über Erdgasspeicher relativ gut funktioniert, es allerdings bei der Reaktion auf kurzfristige Schwankungen zu Abweichungen von der wettbewerblichen Referenz kommt.

Die dritte Vermutung muss zurückgewiesen werden. Der Koeffizient des Zinssatzes liegt zwischen 16 und 28, wobei der NBP die kleinsten Werte aufweist. Allerdings liegen auch dort die Koeffizienten mit 16 bzw. 19 noch deutlich über 1, was auf nicht ausgenutztes Arbitragepotenzial hindeutet. Arbitragefreiheit läge vor, wenn die Basis im Verhältnis eins zu eins mit dem risikolosen Zinssatz variierte.

Das negative Vorzeichen der Koeffizienten der Dummyvariablen für die Basis<sup>6</sup> entspricht den Erwartungen. Nimmt der Saisondummy den Wert 1 an, bedeutet dies im Falle der Basis<sup>6</sup>, dass der Beobachtungszeitpunkt aufgrund der sechsmonatigen Fälligkeit des Futures im Winter liegt. Der Spotpreis spiegelt somit die Knappheiten eines Winters wieder, während der Terminkontrakt die Preiserwartungen für die nächste Sommerperiode enthält. Da die Knappheiten im Winter in der Regel deutlich größer sind als im Sommer, hat diese Konstellation eine senkende Wirkung auf die Basis, die als Differenz von Futures- und Spotpreis in Relation zum Spotpreis ausgedrückt wird.

Auch bei der einjährigen Fälligkeit des Futureskontraktes (Basis<sup>12</sup>) wird ein negativer Einfluss der Dummyvariablen auf die Höhe der Basis ausgewiesen. Bei der Basis<sup>12</sup> werden die Knappheiten gleicher Saisons miteinander verglichen. Bei den Sommer-

---

<sup>51</sup> Die AR(1)-Terme sind in der Tabelle aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht enthalten. Sie sind in allen betrachteten Fällen signifikant mit einer 1 %-Irrtumswahrscheinlichkeit.

dummys (Q2 und Q3) werden die Verhältnisse des gegenwärtigen Sommers mit den Erwartungen für den Sommer im nächsten Jahr in Relation zueinander gesetzt. Das negative Vorzeichen besagt, dass die Basis in den Sommermonaten in Relation zum Winter niedriger ausfällt, sich somit die Preise beider Produkte annähern. Dies wiederum bedeutet, dass die Füllstände über die beiden Sommerquartale betrachtet niedriger sind als die Lagerbestände in den beiden Winterquartalen. Unter sonst gleichen Bedingungen führt dies im Sommer zu tendenziell höheren Nutzenzuwächsen in Form der Convenience Yield. Dies wiederum hat aufgrund der Arbitragebedingung zur Folge ( $r < c$ ), dass der Abstand zwischen Futures- und Spotpreis kleiner ist als in Zeiten, in denen  $c$  aufgrund höherer Füllstände kleiner ist.

Hinsichtlich der Güte der Schätzungen werden bei der gewählten Modellspezifikation ca. 80 % der Varianz in der Zeitreihe für die Basis mit sechsmonatiger Fälligkeit und 67 % der Zeitreihe für die Basis mit der einjährigen Fälligkeit der Futureskontrakte am NBP erklärt, wobei alle drei Hubs in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Während der TTF leicht unter den Werten für den NBP liegt, ist das  $R^2$  bei Zeebrügge leicht höher. Der relativ hohe Anteil der nicht erklärten Varianz könnte ein Indiz für eine oder mehrere in den bisherigen Betrachtungen vernachlässigte Erklärungsvariable sein. Neben den bereits erwähnten Füllständen der Speicher könnten aufgrund des hohen Anteils von Heizenergie am Gasverbrauch noch Wettereinflüsse eine gewichtige Rolle bei der Erklärung der Marktperformance spielen. Williams und Wright (1991) führen zudem die asymmetrische Wirkungsweise von Speichern an.<sup>52</sup> Ihrer Meinung nach können Speicher Überschusssituationen besser regulieren als Zeiten der Angebotsknappheit, was zu asymmetrischen Änderungen in den Spotpreisen führe mit der Folge von nicht-linearen Wirkungszusammenhängen, wodurch die Annahme einer normalverteilten Zufallsvariablen verletzt werde. Diese Argumentation mag vor dem Hintergrund einer technischen Sichtweise des Speicherbetriebes eine gewisse Rechtfertigung haben. Werden Erdgasspeicher in der Zukunft jedoch vermehrt an den Marktgegebenheiten ausgerichtet und eher service- bzw. dienstleistungsorientiert vermarktet, so ist dieses Argument nicht mehr unbedingt überzeugend.<sup>53</sup> Zudem kann Nichtlinearitäten sowie Abweichungen von der Normalverteilungsannahme bei der empirischen Validierung rationalen Verhaltens über die Verwendung verallgemeinerter linearer Regressionsmodelle in vielfältiger Weise begegnet werden.<sup>54</sup> Verglichen mit den von Fama und French in ihren Analysen ausgewiesenen  $R^2$  ist ein Anteil von rund 60 % erklärter Varianz oder darüber positiv zu beurteilen.<sup>55</sup> Auch der Forderung von Williams und Wright, die Analysen auf theoretischen Vorüberlegungen zu einem Marktgleichgewicht aufzubauen, in dem die relevanten Einflussfaktoren abgebildet werden, wird der hier vorgestellte An-

---

<sup>52</sup> Vgl. insbesondere Williams/Wright (1991: 158ff.).

<sup>53</sup> Es sei auf die Möglichkeiten des Nettings von entgegengesetzten Ein- und Ausspeicherungsanfragen hingewiesen. Bei einer zeitlichen und mengenmäßigen Deckungsgleichheit der Gesuche würde real kein Erdgas fließen, der Service jedoch vermarktet werden können. Eine solche Situation ist in funktionierenden Märkten aufgrund unterschiedlicher Erwartungshaltungen der Marktakteure üblich.

<sup>54</sup> Ein Beispiel ist die Verwendung von AR-Termen im Rahmen dieser Studie.

<sup>55</sup> Fama/French (1987) weisen in der Mehrzahl der von ihnen analysierten Fälle ein  $R^2$  von unter 20 % aus.

satz gerecht. Er basiert explizit auf der Gleichgewichtsannahme der Arbitragefreiheit in wettbewerblichen Märkten. Der Punkt möglicherweise nicht berücksichtigter Einflussvariablen wird jedoch der Ausgangspunkt für zukünftige Forschungsaktivitäten in diesem Bereich sein. Die Nichtberücksichtigung der Füllstände ist gegenwärtig der unzureichenden Datenlage geschuldet.

## 6 Schlussfolgerungen

Im Kontext der Schaffung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für den Erdgasmarkt nehmen Speicher eine zunehmend bedeutendere Rolle ein, da sie als Flexibilitätsinstrument zum saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, der Strukturierung von Lastprofilen sowie zur kurzfristigen Arbitrage maßgeblich zur Wettbewerbsfähigkeit im Markt beitragen können. Die Studie beschreibt in ihrem Aufbau schrittweise die Methodik für zukünftige Analysen, die eine Überwachung der Entwicklungen am Erdgas- und Speichermarkt ermöglichen (Monitoring). Im Zentrum der Überlegungen stehen die erwarteten Entwicklungen, die sich aus der intertemporalen Ausgleichsfunktion der Erdgasspeicher ergeben (Arbitragefreiheit). Ziel der Studie ist die Analyse der Funktionsfähigkeit der Erdgasmärkte, um die Frage nach deren Wettbewerbsfähigkeit zu beantworten.

Analytische Basis der Untersuchungen ist die Theory of Storage (Theorie der Lagerhaltung), aus der Hypothesen für einen wettbewerbsfähig funktionierenden Markt abgeleitet werden. So sollte die Basis als Differenz aus Futures- und Spotpreis in Relation zum Spotpreis durch Saisonalitäten sowie den risikolosen Zinssatz erklärt werden, wobei die Fristigkeit des Zinssatzes mit der Fälligkeit der Futureskontrakte korrespondiert. Ferner sollten sich Schwankungen im Zinssatz eins zu eins in Schwankungen der Basis wieder finden. Das Überprüfen der Validität der Speichertheorie erfolgt anhand von Ordinary Least Squared (OLS) Regressionen.

Hinsichtlich der empirischen Überprüfung der abgeleiteten Hypothesen anhand der für die drei wichtigsten europäischen Handelsplätze NBP, Zeebrugge und TTF vorliegenden Daten ergibt sich ein geteiltes Bild. Die zur Erklärung der Preiszeitreihen berücksichtigten Parameter EURIBOR- und LIBOR-Zinssatz sowie die Dummyvariablen, welche die saisonalen Schwankungen sowohl der Erdgasspeicherung als auch der Erdgasnachfrage abbilden, weisen gemäß den aufgestellten Hypothesen in der Regel an allen Handelsplätzen einen signifikanten Erklärungsgehalt auf.

Die Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit der Märkte fällt hingegen negativ aus. Die Funktionsfähigkeit der Märkte spiegelt sich im vorliegenden Kontext im Regressionskoeffizienten des risikolosen Zinssatzes wider. Nimmt dieser einen Wert nahe eins an, so gilt der Markt als kompetitiv. Im vorliegenden Fall werden Werte in Höhe von ca. 20 ausgewiesen, was ein deutliches Abweichen vom wettbewerbsfähigen Ergebnis unter Arbitragefreiheit darstellt. Somit wird die Existenz von Arbitragemöglichkeiten aufgezeigt und auf bestehende Defizite in der Schaffung eines wettbewerbsfähigen Marktes hingedeutet. Darüber hinaus können keine signifikanten Unterschiede in der Performance der betrachteten Märkte festgestellt werden. Vor dem Hintergrund der wesentlich längeren Tradition eines Erdgashandels im Vereinigten Königreich sowie des oft hinsichtlich der Beförderung von Wettbewerb als günstig eingeschätzten regulatorischen Umfeldes war dies nicht unbedingt zu erwarten.

Für weitergehende Analysen des Zusammenhangs zwischen Preisentwicklung am Großhandelsmarkt und Speicherverhalten sind Informationen für die Speicherfüllstände in den entsprechenden Regionen über einen längeren Zeitraum erforderlich. Diese Daten ermöglichen es, eine detailliertere Untersuchung der Preisdeterminanten vorzunehmen. Für eine direkte Analyse der Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Erdgasmarktes liegen bisher ebenfalls noch keine ausreichenden Daten vor. Hier fehlt es u.a. grundsätzlich an verlässlichen Preisinformationen für Spot- und Futurespreise mit unterschiedlichen Fälligkeiten. Diese Angaben befinden sich derzeit im Aufbau und werden somit in absehbarer Zeit zur Verfügung stehen. Daher ist vorgesehen, diese Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des vorliegenden Modells in einer zukünftigen Studie zu nutzen und eine Anwendung auf den deutschen Markt vorzunehmen.

## Literatur

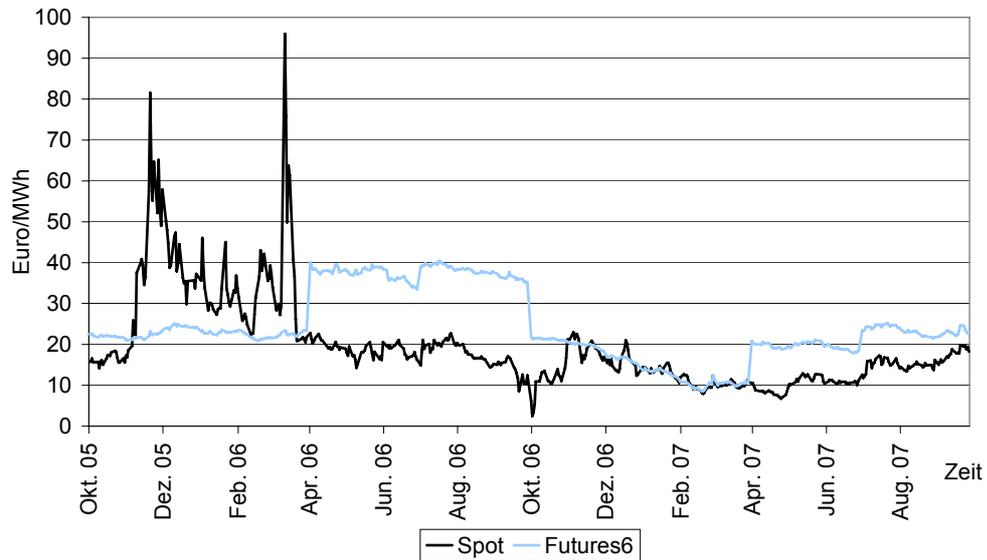
- AG Energiebilanzen (2006), Endenergieverbrauch in Deutschland 2004, Energie Spezial, Berlin/Köln.
- Angenendt, N., G. Müller, M. Stronzik und M. Wissner (2007), Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, WIK Diskussionsbeiträge Nr. 297, Bad Honnef.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2007), Monitoringbericht 2007, Bonn.
- Brennan, M.J. (1958), The supply of storage, *American Economic Review*, Vol. 48, S.50-72.
- Cho, D.W., G.S. McDougall (1990), The Supply of Storage in Energy Futures Markets, *The Journal of Futures Markets*, Vol. 10, S. 611-621.
- Dincerler, C., Z. Khokher and T. Simin (2005), An Empirical Analysis of Commodity Convenience yields, Working Paper, June 2005, University of Western Ontario.
- Europäische Kommission (2006), European Energy and Transport, Trends to 2030, Brüssel.
- Europäische Kommission (2007), DG Competition Report on Energy Sector Inquiry, Brüssel.
- Fama, E.F. und K.R. French (1987), Commodity Futures Prices: Some Evidence on Forecast Power, Premiums, and the Theory of Storage, *The Journal of Business*, Vol. 60, No. 1, S. 55-73.
- Fama, E.F. und K.R. French (1988), Business Cycles and the Behavior of Metal Prices, *Journal of Finance*, 63, S. 1075-1093.
- Fredebeul-Krein, M. und E. Vogel (2006), Underground storage facilities in the German natural gas market: A need for access regulation to ensure competition?, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 30(4), 257-270.
- French, K.R. (1986), Detecting Spot Price Forecasts in Futures Prices, *Journal of Business*, 59, S. 39-54.
- Geman, H. (2005), *Commodities and Commodity Derivatives*.
- Goerten, J. und E. Clement (2007), European gas market indicators of the liberalisation process 2005-2006, *Statistics in focus – Environment and Energy 89/2007*. Eurostat.
- Grewe, J. (2005), Auswirkungen der Liberalisierung auf die Erdgasspeicherung – Eine ökonomische Analyse für den deutschen Erdgasmarkt, Münster.
- Growitsch, C. und M. Rammerstorfer (2008), Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 303, Bad Honnef.
- GSE [Gas Storage Europe] (2008), GSE Storage Investment Database, <http://www.gie.eu.com/gse/storageprojects>.
- IEA [International Energy Agency] (2006), Natural Gas information, Paris.
- Kaldor, N. (1939), Speculation and economic stability, *Review of Economic Studies*, 7, 1-27.

- Khan, S., Z. Khokher and T. Simin (2005), Inventories, Convenience yields and Mean Reversion, Working Paper, October 2005, University of Western Ontario.
- Neumann, A., B. Siliverstovs und C. von Hirschhausen (2006), Convergence of European Spot Market Prices for Natural Gas? A Real-Time Analysis of Market Integration Using the Kalman Filter, *Applied Economics Letters*, Vol.13, No.11, 727-732.
- Ng, V.K., S.C. Pirrong (1994), Fundamentals and Volatility: Storage, Spreads, and the Dynamics of Metal Prices, *Journal of Business*, 67, S. 203-230.
- Sedlacek, R. (2006), Untertage Gasspeicherung in Deutschland, *Erdöl Erdgas Kohle*, Vol. 122, Heft 11, 389-400.
- Sedlacek, R. (2007), Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, *Erdöl Erdgas Kohle* Vol. 123, Heft 11, 422-432.
- Susmel, R., A. Thompson (1997), Volatility, Storage and Convenience: Evidence from Natural Gas Markets, *The Journal of Futures Markets*, Vol. 17, No. 1, S. 17-43.
- Wei, S.Z.C. and Z. Zhu (2006), Commodity Convenience Yield and Risk Premium Determination: The Case of the U.S. Natural Gas Market. *Energy Economics*, Vol 28, 523-535.
- Williams, J.C. und B.D. Wright (1991), *Storage and Commodity Markets*, Cambridge.
- Working, H. (1948), Theory of Inverse Carrying Charge in Futures Markets, *Journal of Farm Economics*, 30, 1-28.
- Working, H. (1949), The Theory of the Price of Storage, *American Economic Review*, 39, 1254-1262.



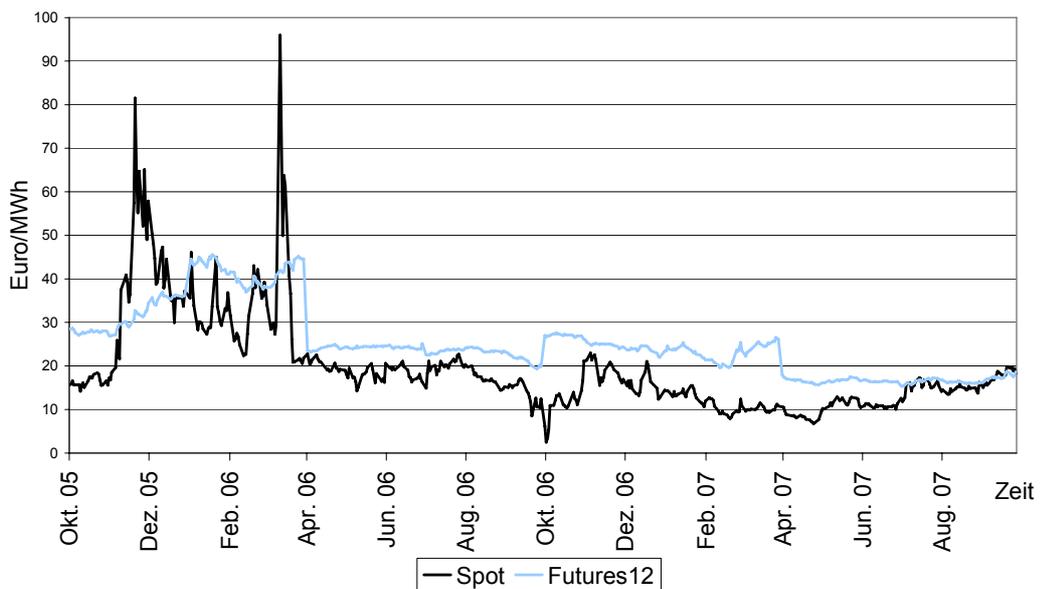
**Annex: Ergänzungen zu Abschnitt 5.2**

Abbildung A-1: Spot- und Futurespreis – Zeebrügge (Basis6)



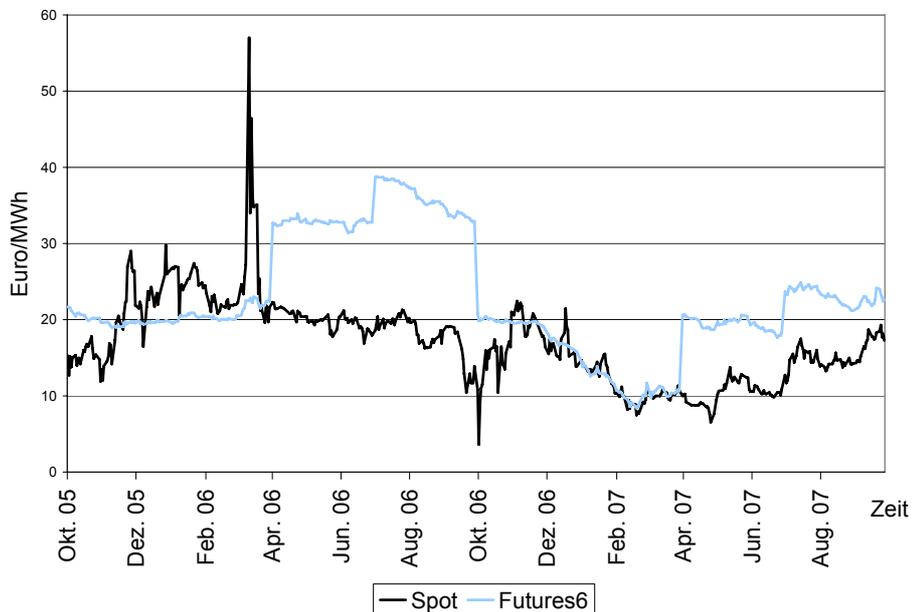
Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung A-2: Spot- und Futurespreis – Zeebrügge (Basis12)



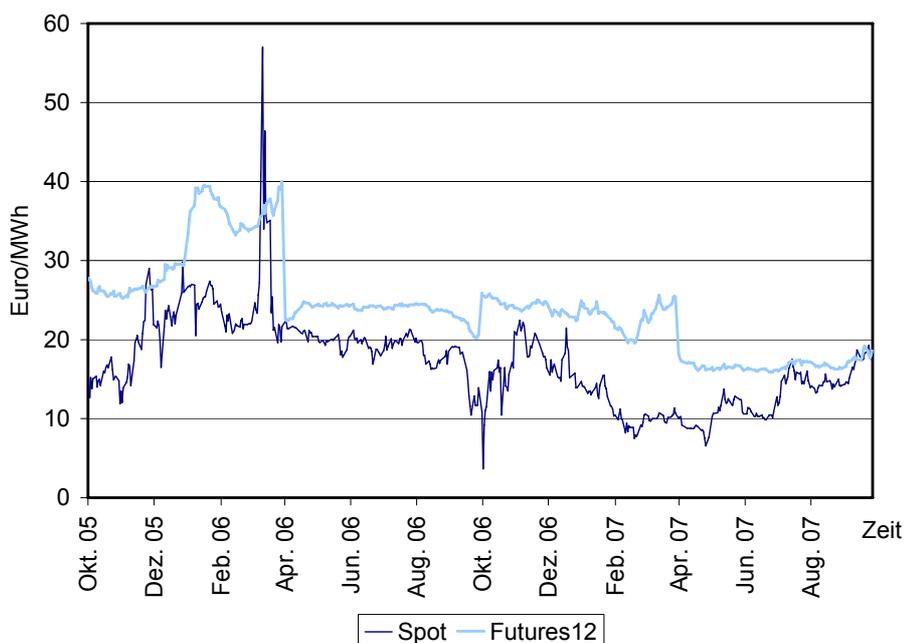
Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung A-3: Spot- und Futurespreis – TTF (Basis6)



Quelle: eigene Darstellung.

Abbildung A-4: Spot- und Futurespreis – TTF (Basis12)



Quelle: eigene Darstellung.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 227: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel, Rolf Schwab:  
Liberalisierung, Wettbewerb und Wachstum auf europäischen TK-Märkten, Oktober 2001
- Nr. 228: Astrid Höckels:  
Internationaler Vergleich der Wettbewerbsentwicklung im Local Loop, Dezember 2001
- Nr. 229: Anette Metzler:  
Preispolitik und Möglichkeiten der Umsatzgenerierung von Internet Service Providern, Dezember 2001
- Nr. 230: Karl-Heinz Neumann:  
Volkswirtschaftliche Bedeutung von Resale, Januar 2002
- Nr. 231: Ingo Vogelsang:  
Theorie und Praxis des Resale-Prinzips in der amerikanischen Telekommunikationsregulierung, Januar 2002
- Nr. 232: Ulrich Stumpf:  
Prospects for Improving Competition in Mobile Roaming, März 2002
- Nr. 233: Wolfgang Kiesewetter:  
Mobile Virtual Network Operators – Ökonomische Perspektiven und regulatorische Probleme, März 2002
- Nr. 234: Hasan Alkas:  
Die Neue Investitionstheorie der Realoptionen und ihre Auswirkungen auf die Regulierung im Telekommunikationssektor, März 2002
- Nr. 235: Karl-Heinz Neumann:  
Resale im deutschen Festnetz, Mai 2002
- Nr. 236: Wolfgang Kiesewetter, Lorenz Nett und Ulrich Stumpf:  
Regulierung und Wettbewerb auf europäischen Mobilfunkmärkten, Juni 2002
- Nr. 237: Hilke Smit:  
Auswirkungen des e-Commerce auf den Postmarkt, Juni 2002
- Nr. 238: Hilke Smit:  
Reform des UPU-Endvergütungssystems in sich wandelnden Postmärkten, Juni 2002
- Nr. 239: Peter Stamm, Franz Büllingen:  
Kabelfernsehen im Wettbewerb der Plattformen für Rundfunkübertragung - Eine Abschätzung der Substitutionspotenziale, November 2002
- Nr. 240: Dieter Elixmann, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Anette Metzler:  
Regulierungs- und wettbewerbspolitische Aspekte von Billing- und Abrechnungsprozessen im Festnetz, Januar 2003
- Nr. 241: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf unter Mitarbeit von Ulrich Ellinghaus, Joachim Scherer, Sonia Strube Martins, Ingo Vogelsang:  
Eckpunkte zur Ausgestaltung eines möglichen Handels mit Frequenzen, Februar 2003
- Nr. 242: Christin-Isabel Gries:  
Die Entwicklung der Nachfrage nach breitbandigem Internet-Zugang, April 2003
- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:  
Generisches Referenzmodell für die Analyse relevanter Kommunikationsmärkte – Wettbewerbsökonomische Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:  
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruktur und Unternehmensstrategien, Juli 2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Sicherstellung der Überwachbarkeit der Telekommunikation: Ein Vergleich der Regelungen in den G7-Staaten, Juli 2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Gesundheitliche und ökologische Aspekte mobiler Telekommunikation – Wissenschaftlicher Diskurs, Regulierung und öffentliche Debatte, Juli 2003

- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:  
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von TK-Diensten im Festnetz sowie Faktoren für den Erfolg von Geschäftsmodellen, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel with contributions of Anette Metzler:  
"Next Generation Networks" and Challenges for Future Regulatory Policy, November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:  
Substitutionsbeziehungen zwischen Festnetz und Mobilfunk: Empirische Evidenz für Deutschland und ein Survey internationaler Studien, Dezember 2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:  
Das Verhalten der Nachfrager im deutschen Telekommunikationsmarkt unter wettbewerblichen Aspekten, Dezember 2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf G. Schäfer:  
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen von Unternehmensstrategien und Marktstrukturen im TK-Markt, März 2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Der Markt für Public Wireless LAN in Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand, Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:  
Zusammenwachsen von Telefonie und Internet – Marktentwicklungen und Herausforderungen der Implementierung von ENUM, Juni 2004
- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:  
Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:  
Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:  
Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004
- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:  
Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:  
Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schäffner:  
Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:  
Das Produktangebot von Universaldienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004
- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélie Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:  
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005
- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:  
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:  
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:  
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:  
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005

- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schäffner, Bastian Trage:  
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005
- Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:  
Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005
- Nr. 269: Ingo Vogelsang:  
Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005
- Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schäffner:  
Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005
- Nr. 271: Sonja Schölermann:  
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:  
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006
- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schäffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:  
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:  
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:  
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:  
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:  
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:  
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):  
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:  
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006
- Nr. 282: Franz Büllingen:  
Mobile Enterprise-Solutions – Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:  
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:  
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:  
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007

- Nr. 287: Konrad Zoz:  
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:  
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:  
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:  
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:  
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:  
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:  
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:  
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:  
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:  
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:  
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:  
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):  
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:  
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Nachfrage nach Internetdiensten – Diensteararten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:  
Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:  
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:  
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008



**ISSN 1865-8997**