

1 Einführung

1.1 Die Erdgaswirtschaft im Umbruch

Erdgas ist aufgrund seiner spezifischen Eigenschaften heute ein wichtiger Energieträger zur Erzeugung von Heizenergie. Nahezu die Hälfte der in Deutschland installierten Heizsysteme basieren auf Erdgas als Brennstoff (siehe Abb. 1-1). Die Vorteile dieses Primärenergieträgers gegenüber den mit ihm in Konkurrenz stehenden Energieträgern zur Erzeugung von Raumwärme liegen darin, dass Erdgas verbrauchsnahe fast ununterbrochen zur Verfügung steht und nicht in Tankanlagen oder ähnlichem am Verbrauchsort gelagert werden muss. Diese Nutzungsvorteile für den Endverbraucher kommen vor allem durch die Leitungsgebundenheit des Energieträgers (mit Ausnahme Flüssiggas) sowie einem gut erschlossenen Leitungsnetz mit integrierter Speicherinfrastruktur zum Tragen.

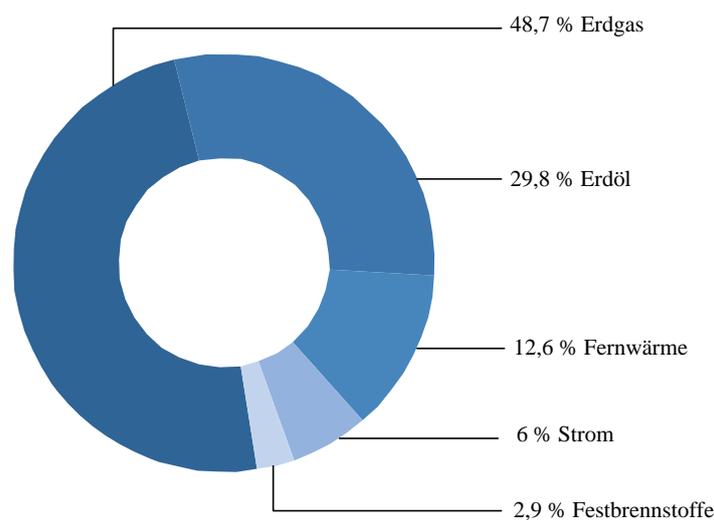


Abb. 1-1: Verwendete Energieträger nach Heizsystemen in Deutschland – insgesamt 38,2 Mio. installierte Heizsysteme (Quelle: o.V. 2011)

Der Erdgasmarkt war lange Zeit, ebenso wie der Markt für andere leitungsgebundene Güter (z.B. Elektrizität oder Telekommunikation), von Monopolstrukturen mit hohen Margen für die Versorgungsunternehmen und damit verbundenen Wohlfahrtsverlusten geprägt. Mit dem Ziel, einen Gasmarkt mit einem Wettbewerbsumfeld zu schaffen, wurde auf europäischer Ebene im Jahr 1998 der Liberalisierungsprozess mit der Gasbinnenmarkttrichtlinie 98/30/EG eingeleitet. So war es das Ziel, durch die Schaffung eines Verfahrens zum diskriminierungsfreien Netzzugang, die Marktöffnung bei gleich-

zeitiger Erhöhung der Markttransparenz herbeizuführen.¹ Als Resultat aus einer nicht zufriedenstellenden Umsetzungspraxis in den EU-Mitgliedstaaten wurde die EU-Binnenmarktbeschleunigungsrichtlinie Erdgas 2003/55/EG erlassen. Diese verlangte eine Umsetzung in den Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2007 (vollständige Liberalisierung). In Deutschland wurde die benannte Richtlinie mit dem „Zweiten Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ im Jahr 2005 umgesetzt. Mit Umsetzung der Binnenmarktbeschleunigungsrichtlinie ist der europäische Erdgasbinnenmarkt seit dem 1. Juli 2007 vollständig liberalisiert und es herrscht Endkundenwettbewerb (vgl. O.V. 2007, S. 41).

Ausgangspunkt für den Paradigmenwechsel vom Monopol zum Wettbewerbsmarkt waren die Strukturen der Erdgaswirtschaft vor der Liberalisierung (vgl. zum Folgenden STRÖBELE et al. 2010, S. 146f.): Zu Monopolzeiten waren die erdgaswirtschaftlichen Kernfunktionen zumeist in großen Unternehmen integriert. Am Anfang der Wertschöpfungskette standen die Produzenten, die das Erdgas direkt an der Erdgasquelle förderten und über ein Pipelinesystem an Ferngasgesellschaften lieferten. Die Ferngasgesellschaften belieferten wiederum die in ihrem Netzgebiet ansässigen Weiterverteiler. Einige Ferngasgesellschaften hatten selbst Zugang zur Produktion und konnten die Weiterverteiler direkt aus ihrer eigenen Gasförderung beliefern. Darüber hinaus waren die Ferngasgesellschaften Betreiber der **Ferngastransportnetze**. Die Weiterverteiler betrieben die **Gasverteilnetze** und belieferten alle Kunden mit Anbindung an das Verteilnetz. Die Vertragsbeziehung zwischen Produzenten und Ferngasgesellschaften zur Lieferung von Erdgas waren langfristig mit einer Laufzeit von 15 bis 30 Jahren angelegt (vgl. ERDMANN & ZWEIFEL 2008, S. 235). Vertikale Demarkationsverträge verhinderten, dass die Vorlieferanten die Weiterverteiler übergehen und die Verbrauchskunden direkt beliefern. Auf der anderen Seite verhinderten horizontale Demarkationsverträge die Belieferung der Endkunden durch Unternehmen auf der gleichen Wertschöpfungsstufe (vgl. zu den Demarkationsverträgen STRÖBELE et al. 2010, S. 147f.). Die für die Versorgung notwendigen Versorgungsleitungen wurden auf öffentlichem Boden verlegt. Hierfür wurden mit der öffentlichen Hand Konzessionsverträge geschlossen. Diese Konzessionsverträge billigten einem Versorgungsunternehmen das ausschließliche Wegenutzungsrecht gegen Zahlung eines Anteils vom Unternehmensgewinn zu (vgl. zu den Konzessionsverträgen STRÖBELE et al., 2010, S. 148). Aufgrund der Monopolstrukturen bei der Gasversorgung waren die Absatzpreise für Erdgas auf den einzelnen Marktstufen Monopolpreise. Im Zuge der Marktliberalisierung verbleiben nun lediglich die **Gasnetze als (faktisch) natürliches Monopol** (vgl. hierzu STRÖBELE et al. 2010, S. 151f.). Für einen funktionierenden Wettbewerb bedarf es jedoch Marktstrukturen, die einen Markteintritt weiterer Marktteilnehmer ermöglichen. Dies war in der bisherigen

¹ Wettbewerb im Gasmarkt ist grundsätzlich auch ohne Netzzugang möglich; allerdings setzt dies voraus, dass die in den Markt eintretenden Unternehmen über eigene Transportinfrastruktur verfügen (vgl. ERDMANN & ZWEIFEL 2008, S. 245).

Ausgestaltung nur durch den Bau eigener Leitungen möglich.² Der Bau eigener Leitungsnetze lässt sich jedoch als extrem hohe Markteintrittsbarriere interpretieren und führt zu einer geringen Angreifbarkeit des Marktes, weswegen eine staatliche Regulierung des Netzzugangs notwendig erscheint (vgl. STRÖBELE et al. 2010, S. 152). Diese Umstände haben folglich zur Liberalisierung der gesamten Erdgaswirtschaft geführt und somit weitreichende Konsequenzen für die etablierten Unternehmen bewirkt als auch neue Möglichkeiten des Markteintrittes geschaffen.

In der Konsequenz der Bestrebungen zur Marktliberalisierung sind alle vertikal integrierten Gasversorgungsunternehmen (GVU) mit mehr als 100.000 Kunden buchhalterisch zu entflechten und demzufolge der Netz- und Speicherbereich von den übrigen Geschäftsbereichen der GVU zu trennen (vgl. GREWE 2005, S. 131 i.V.m. S. 140). Das EnWG fordert zur Schaffung von Strukturen, die Wettbewerb ermöglichen, einen diskriminierungsfreien Netzzugang. Dieser erfolgt mit Wirkung vom 1. Oktober 2007 für Transportkunden über ein Entry-Exit-Zugang³ (Zweivertragsmodell) als regulierter Netzzugang. Die Bundesnetzagentur wurde hierfür als Regulierungsbehörde eingerichtet. Die Aufnahme des Börsenhandels von Erdgas erfolgte in Deutschland am 1. Juli 2007 an der Energiebörse European Energy Exchange (EEX) (Termin- und Spotmarkt). Daneben findet an den Erdgashubs NetConnectGermany (NCG), TitleTransferFacility (TTF), GASPOOL (GPL) und dem physischen Hub Zeebrugge ein außerbörslicher OTC⁴ Handel statt. Der Handel am Spot- und Terminmarkt der EEX erfolgt gegenwärtig in den Marktgebieten⁵ NCG, GPL und TTF (vgl. o.V. 2011a). Beim Spothandel werden unmittelbare Geschäfte geschlossen, bei denen der Anbieter sich verpflichtet, die angebotene Erdgasmenge zu liefern und der Abnehmer sich im Gegenzug dazu verpflichtet, die gelieferte Erdgasmenge zu bezahlen. Spotgeschäfte zeichnen sich demnach durch physische Erfüllung aus. An einem Spotmarkt werden kurzfristig Mengen gehandelt. Beispielhaft sei der Day-Ahead-Handel genannt, bei dem die Erdgaslieferungen des folgenden Tages gehandelt werden. An der EEX z.B. dauert die Lieferperiode für ein Day-Ahead-Kontrakt von 6.00 Uhr bis 6.00 Uhr des Folgetages; Handelsschluss für den Spotkontrakt ist 3 Stunden vor Lieferbeginn (vgl. o.V. 2011b, S. 4). Die Spotpreise resultieren aus dem Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage und repräsentieren

² In der Gaswirtschaft wurde der Markteintritt durch den Bau eigener Leitungen durch das Unternehmen WINGAS realisiert (vgl. STRÖBELE et al. 2010, S. 152).

³ Dabei wird Gas an einem vereinbarten Entry-Punkt in das Erdgasnetz eingespeist und an einem vereinbarten Exit-Punkt aus dem Netz entnommen. Die Bilanz zwischen Einspeisung und Ausspeisung muss ausgeglichen sein. Der Transportkunde muss die Transportkapazität mit dem Netzbetreiber zwischen Entry- und Exit-Punkt vertraglich vereinbaren. Die Netznutzungsentgelte sind als **entfernungsunabhängig** zu betrachten (vgl. hierzu genauer ERDMANN & ZWEIFEL 2008, S. 245ff.).

⁴ Die Börse ist ein institutionalisierter Handelsplatz; beim OTC-Handel handelt es sich um bilateral vereinbarte Vertragsabschlüsse. Neben Aspekten der Vertragsstandardisierung und der Preistransparenz liegt ein wesentlicher Vorteil des Börsenhandels gegenüber des OTC-Handels in der Übernahme des Kontrahentenausfallrisikos durch die Börse.

⁵ Die benannten Marktgebiete sind Zusammenschlüsse kleiner Marktgebiete (vgl. für weitere Informationen o.V. 2011c).

die kurzfristigen Marktgleichgewichte, die sich in zumeist nicht prognostizierbaren Preisschwankungen ausdrücken und einen Risikofaktor darstellen. An Terminmärkten sind, anders als an Spotmärkten, längere Lieferzeiträume handelbar z.B. die nächsten 6 Monate, 7 Quartale oder die nächsten 6 Kalenderjahre (vgl. o.V. 2011b, S. 10). Die Preisfeststellung erfolgt dabei sowohl für den Spot- als auch für den Terminhandel handelstäglich.

Die zuvor genannten Ausführungen zeigen wesentliche Eckpunkte bezüglich der Auswirkungen der Liberalisierung auf die erdgaswirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Diese führen vielfach zu einer völligen Neuausrichtung der Geschäftsaktivitäten der etablierten Unternehmen der Erdgaswirtschaft und ermöglichen zugleich den Markteintritt für neue Marktakteure. Die Folgen der Liberalisierung werden nachstehend im Fokus der Erdgasspeicherung detaillierter betrachtet.

1.2 Konsequenzen für die Erdgasspeicherung

Mit Erdgasspeichern lassen sich Erdgasproduktion und Erdgasverbrauch entkoppeln (vgl. STRÖBELE et al. 2010, S. 164). Wären im Versorgungssystem keine Speichermöglichkeiten vorhanden, müsste die Erdgasproduktion synchron mit dem Verbrauch erfolgen und die Erdgasproduzenten wären neben dem Preisrisiko auch noch dem aus Temperatur und Konjunktur getriebenen Mengenrisiko ausgesetzt (vgl. zum Preis- und Mengenrisiko ERDMANN & ZWEIFEL 2008, S. 236). Darüber hinaus müssten die Erdgasfernleitungen nach der höchsten auftretenden Nachfrage ausgelegt werden, womit sie den größten Teil des Jahres unausgelastet blieben. Speicher dienen somit zum Ausgleich von saisonalen und kurzfristigen Nachfrageschwankungen und können darüber hinaus zur kurzfristigen Vermarktung (z.B. am Spotmarkt) eingesetzt werden (siehe hierzu auch BORCHERT et al. 2009, S. 282).

Auf der Ebene des Ferngasnetzes lassen sich Porenspeicher und Kavernenspeicher als **Untertagespeicher** unterscheiden. Einen Überblick über die Untertagespeicherung, auf die sich die nachstehenden Ausführungen stützen, gibt CERBE (2004, S. 237-243). Bei **Porenspeichern** handelt es sich um durchlässige und poröse Gesteinsschichten in die Erdgas eingepresst wird und die mit undurchlässigen Erdschichten abgedeckt sind. Porenspeicher können aus Aquiferen oder ausgebeuteten Gas- oder Ölfeldern entwickelt werden. Für die Erdgasspeicherung ist ein freies Porenvolumen von mindestens 10 bis 25 Prozent erforderlich. Ein Teil des eingespeicherten Gases muss zur Druckstabilisierung als so genanntes Kissengas im Speicher verbleiben und lässt sich nicht zurück gewinnen (vgl. zu den Porenspeichern CERBE 2004, S. 238). Bei **Kavernenspeichern** handelt es sich um Hohlräume in Gesteinen oder Salzlagern, die bergmännisch oder durch Solung geschaffen werden (vgl. zu den Kavernenspeichern CERBE 2004, S. 241 i.V.m. S. 243).

Die einzelnen Speicher sind durch **Einspeicherleitung**, **Ausspeicherleistung** und **Arbeitsgasvolumen** (AGV) charakterisiert. SEDLACEK (2010) führt an, dass Porenspeicher

im Vergleich zu Kavernenspeichern träger bezüglich der Umstellung von Einspeicherbetrieb auf Ausspeicherbetrieb sind und sich somit besser zur saisonalen Bewirtschaftung mit langen Einspeicherperioden und langen Ausspeicherperioden eignen. Daneben wird angeführt, dass sich Kavernenspeicher durch höhere Ein- und Ausspeicherleistung auszeichnen und sich somit eher für den kurzfristigen Einsatz eignen (vgl. SEDLACEK 2010, S. 394). Die tatsächlich verfügbare Ein- und Ausspeicherleistung ist bedingt abhängig vom Speicherfüllstand (vgl. hierzu GREWE 2005, S. 37).

Des Weiteren ist die Hochdruckspeicherung in begrenztem Maße in Kugelgasbehältern⁶ und in Röhrenspeichern⁷ sowie die Speicherung von Liquefied-Natural-Gas (LNG)⁸ und im geringen Umfang auch durch Druckveränderungen über das Leitungsnetz⁹ möglich (vgl. CERBE 2004, S. 245ff.). Im Niederdrucknetz erfolgt die Niederdruckspeicherung in Scheibengas- und Niederdruckbehältern (vgl. hierzu und für weiterführende Informationen CERBE 2004, S. 243f.).

In Deutschland erfolgt gegenwärtig ein reger Ausbau von Untertagespeicherkapazitäten (Einspeicherleistung, Ausspeicherleistung, Arbeitsgasvolumen) (vgl. SEDLACEK 2010, S. 398). Aufgrund einer begrenzt flexiblen Erdgasförderung, die sich durch den Rückgang heimischer Erdgasförderung und zunehmender Importabhängigkeit weiter verschärft (vgl. BORCHERT et al. 2009, S. 280f.), bedarf es im Erdgasmarkt anderweitig zur Verfügung gestellter Flexibilität, um fehlende Deckung von Erdgasproduktion und Bedarf auszugleichen. Die fehlende Flexibilität kann durch Speicher kompensiert werden. Hier wird vor allem Ein- und Ausspeicherleistung gefragt sein, da in diesen Leistungskomponenten das höchste Flexibilitätspotenzial steckt und diese somit die Werttreiber des Speichers sind (vgl. BORCHERT et al. 2009, S. 281).¹⁰ Es ist damit zu rechnen, dass aufgrund des intereuropäischen Ferngastransportes der Erdgasmarkt zunehmend europäischer wird und somit auch der Einsatz deutscher Erdgasspeicher nicht mehr nur für die Erdgasversorgung in Deutschland, sondern vielmehr für ganz Europa eingesetzt wird (vgl. ebd.).

Bei den aus der Liberalisierung hervorgegangenen Veränderung des rechtlichen Rahmens ergeben sich für das Speichergeschäft weitere Implikationen: Das EnWG regelt, dass zu den Gasversorgungsnetzen unter anderem auch Speicheranlagen gehören. Somit sind die Regelungen für die Gasversorgungsnetze zum Teil ebenso für die Erdgasspeicheranlagen gültig (vgl. GREWE 2005, S. 127). Daneben enthält das EnWG spezielle Regelungen, die den Zugang zu Speicheranlagen betreffen. Somit ist es im Prinzip möglich, dass Intermediäre und Versorgungsunternehmen, die über keine eigenen Speicher- und Transportkapazitäten verfügen, Zugang zu Transport- und Speicherinfrastruktur und

⁶ Zu Kugelgasspeichern siehe CERBE (2004, S. 245f.) sowie RUMMICH (2009, S. 54).

⁷ Zu Röhrenspeichern siehe CERBE (2004, S. 247f.).

⁸ Zur Speicherung von LNG siehe CERBE (2004, S. 250f.) sowie FAHL et al. (2009, S. 34ff.).

⁹ Zur Netzpufferung siehe CERBE (2004, S. 248).

¹⁰ Zum ökonomischen Wert von Speicherkapazitäten siehe STRÖBELE et al. (2010, S. 164).

somit Marktzugang erhalten. Die im EnWG verankerte Trennung der Gasspeicherung von den übrigen Geschäftsaktivitäten bei integrierten GVU dient zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubvention. Des Weiteren sollen die Speicherbetreiber besondere Aufgaben entsprechend der Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators¹¹ (GGPSSO) erfüllen. Diese Aufgaben umfassen unter anderem die Bereitstellung von Speicherkapazität durch den Bau und technisch sicheren und ökonomisch effizienten Betrieb von unterirdischen Erdgasspeichern sowie der diskriminierungsfreie Speicherzugang und die Vermarktung der Speicherkapazitäten in einem transparenten Verfahren (vgl. GÖTZEN 2009, S. 18; HEUTERKES & JANSSEN 2008, S. 35).

Entsprechend des EnWG erfolgt der Zugang zu Speichieranlagen in Form eines verhandelten Speicherzugangs. Die Betreiber von Untertagespeichern¹² regeln ihre Speicherzugangsbedingungen selbst; diese sind in der Regel auf den Internetseiten der Speicherbetreiber einsehbar (vgl. GREWE 2005, S. 174). Die Vertragslaufzeiten von Speichernutzungsverträgen belaufen sich zumeist auf ein Jahr (vgl. GREWE 2005, S. 175) beginnend am 1. April und endend am 31. März des Folgejahres. In Anlehnung an GREWE (2005, S. 175) und unter Berücksichtigung eigener Recherchen sind in den Speichernutzungsverträgen u.a. die maximalen Ein- und Ausspeicherleistungen, das nutzbare Arbeitsgasvolumen sowie die in Abhängigkeit des Speicherfüllstands verfügbaren Ein- und Ausspeicherleistungen in Form von **Speicherkennlinien** vereinbart. Daneben werden Regelungen zu Speicherentgelten sowie zur Abwicklung und zur Gasbeschaffenheit getroffen. GREWE (2005) führt an, dass die Art des Speicherzugangs je nach Speicherbetreiber differiert. So gibt es Modelle des physischen Speicherzugangs ebenso wie Modelle des virtuellen Speicherzugangs. Bei letzterem wird kein konkreter Zugang zu einem bestimmten Speicher gebucht, sondern der Speicherkunde kann vielmehr einen Systemspeicher in Form von Einspeicherleistung, Ausspeicherleistung und AGV gebündelt buchen (vgl. GREWE 2005, S. 176f.). Daneben besteht die Möglichkeit, Ein- und Ausspeicherleistung zusätzlich ungebündelt zu einem gebündelten Speichernutzungsvertrag dazu zu buchen.

1.3 Konkretisieren des Forschungsbedarfs

1.3.1 Herleiten der Problemstellung

Mit der Möglichkeit für die Endverbraucher ihren Erdgasanbieter frei zu wählen, sind die Gasversorgungsunternehmen nun gezwungen ihre Versorgungsbedingungen und

¹¹ Die Umsetzung der Speicherrichtlinie ist für die Speicherbetreiber freiwillig (vgl. HEUTERKES & JANSSEN 2008, S. 35); allerdings ist bei fehlender Umsetzungspraxis damit zu rechnen, dass der Speicherzugang durch die EU mit Richtlinien oder Verordnungen geregelt wird (vgl. GREWE 2005, S. 132). Daneben enthält auch das EnWG verbindliche Regelungen bezüglich des Speicherzugangs, die sich an der GGPSSO orientieren.

¹² Für eine Übersicht der Speicher und Speicherbetreiber zum Stand 31.12.2010 siehe SEDLACEK (2011, S. 418f.).

Versorgungstarife mit der Absicht zur Erlangung von Wettbewerbsvorteilen zu gestalten. Damit verbunden sollte es das Ziel sein, konkurrenzfähige Versorgungsprodukte anzubieten, um ggf. bestehende Kunden zu halten und neue Kunden gewinnen zu können und somit den Erfolg und den Fortbestand des Unternehmens zu sichern.

Aufgrund des hohen Heizgasanteils von ca. 50 % im Wärmemarkt¹³ ist der Erdgasverbrauch stark durch die Außentemperatur getrieben und durch eine saisonale Verbrauchsstruktur gekennzeichnet (vgl. hierzu auch BORCHERT et al. 2009, S. 280). Bislang haben Endkundenversorger zur Belieferung ihrer Kunden das Erdgas strukturiert von einem Vorlieferanten bezogen (vgl. GREWE 2005, S. 138) und dafür einen vereinbarten Preis bezahlt, hatten allerdings auch keinen weiteren Aufwand zur Strukturierung ihres Erdgasbezugs. Demnach war es Aufgabe der Vorlieferanten (Ferngasgesellschaften) den Erdgasbedarf ihrer Abnehmer über Speicher oder flexible Gasproduktion zu strukturieren. Mit der Marktöffnung und der Möglichkeit Erdgasmengen an Spot- und Terminmärkten zu handeln, haben die Versorgungsunternehmen nun die Möglichkeit, ihren Erdgasbezug zu diversifizieren und selbst zu strukturieren und können zudem überschüssige Erdgasmengen kurzfristig am Spotmarkt verkaufen. Auch Unternehmen, die über keine eigenen Versorgungsnetze verfügen, können durch Zugang zu Speicher- und Transportinfrastruktur in das Geschäft der Erdgasversorgung an Endverbraucher eintreten. Somit werden mit fortschreitender Marktentwicklung die Versorgungsunternehmen zunehmend Portfoliomanagementabteilungen einrichten, um am Markt zu agieren oder das eigene Portfolio durch Dritte bewirtschaften lassen (vgl. BORCHERT et al. 2006, S. 5). Ist ein Speichernutzungsvertrag Bestandteil eines Portfolios, stellt sich die Frage einer geeigneten Bewirtschaftung und Bewertung (vgl. FELIX & WEBER 2007, S. 129).

Wie oben bereits erläutert, erfolgt am Spotmarkt der kurzfristige Handel für Tageslieferungen und es kommt zu Preisbewegungen als Ausdruck kurzfristiger Knappheitssituationen. Um mit der zu deckenden Endkundennachfrage nicht vollständig der Preisunsicherheit am Spotmarkt ausgesetzt zu sein, könnte beispielsweise der Teil der Endkundennachfrage, der nicht mit Mengenunsicherheit behaftet ist, langfristig am Terminmarkt beschafft werden (vgl. BORCHERT et al. 2006, S. 11). Durch die Mengenunsicherheit kurzfristig entstehende offene Positionen können dann an einem Spotmarkt durch den Kauf oder Verkauf von Erdgasmengen geschlossen werden. Die Versorgungsunternehmen sind also der **Preisunsicherheit** am Spotmarkt und der **Mengenunsicherheit** ausgesetzt. Hier lässt ein marktorientierter Einsatz von Speichern folgende wirtschaftliche Vorteile erwarten (vgl. zu betriebswirtschaftlichen Nutzenspotenzialen von Erdgasspeichern BORCHERT et al. 2009, S. 282):

¹³ Bezieht sich auf die Sektoren Industrie, Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (vgl. STRÖBELE et al. 2010, S. 155).

- Zum einen kann der Speicher zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen (saisonale und kurzfristige Nachfragespitzen) eingesetzt werden (vgl. auch HEUTERKES & JANSSEN 2008, S. 34). Der Speicher hat somit eine **Ausgleichsfunktion** und dient zum **Schutz vor Unsicherheit**¹⁴. Dabei wird ein Teil des Erdgasbedarfs z.B. als standardisierte Bandleistung bezogen. Durch den Einsatz des Speichers werden Kosten alternativer Strukturierungsleistungen und Kosten zum Ausgleich von Nachfragespitzen vermieden.
- Zum anderen kann der Speicher zur physischen Erfüllung von Spotgeschäften (Einkauf und Verkauf) und somit zur kurzfristigen Optimierung von offenen Portfolio-positionen eingesetzt werden. Damit wird das Ziel verfolgt, kurzfristige Preisbewegungen so auszunutzen, dass der mit dem Speicher erzielbare Deckungsbeitrag maximiert wird (vgl. hierzu Unterabschnitt 3.2.1). Der Speicher wird in diesem Fall zum Zwecke der **Spekulation**¹⁵ eingesetzt.

Bislang erfolgen die zwei angesprochenen Möglichkeiten des Speichereinsatzes getrennt voneinander. Unter Beachtung der Existenz eines Spotmarktes und des freien Speicherzugangs seit der Liberalisierung des Erdgasmarktes beziehen sich bisherige Betrachtungen auf eine Bewirtschaftung von Speichern am Spotmarkt (vgl. z.B. BOOGERT & DE JONG 2008; FELIX & WEBER 2007, FELIX & WEBER 2007a, BORCHERT et al. 2009). Es ist ein Optimierungspotenzial zu erwarten, wenn die Speicherbewirtschaftung zum Ausgleich von Nachfrageschwankungen **integriert** mit der spekulativ orientierten Speicherbewirtschaftung an einem Spotmarkt optimiert wird. Dem liegt die Idee zugrunde, den Speicher primär zur Sicherung der Endkundennachfrage einzusetzen und die verbleibende Flexibilität zur Optimierung des Deckungsbeitrages am Spotmarkt zu vermarkten.

Wird ein Speicher in Form eines Speichernutzungsrechts in einem Unternehmensportfolio eingesetzt, stellt sich somit die Frage, wie die Bewirtschaftung eines solchen Speicherkapazitätsnutzungsvertrages in einer von Preis- und Mengenunsicherheit geprägten Unternehmensumwelt zu optimieren ist und welchen Wert die durch den Speichernutzungsvertrag zur Verfügung gestellte Flexibilität hat. Es bedarf demnach eines Speichermanagement als spezielle Form des Bestandsmanagement, das in der Lage ist, die spezifischen Eigenschaften verschiedener Speicherprodukte abzubilden und die Speicherbewirtschaftung unter Berücksichtigung unsicherer Spotmarktpreise und unsicherer Endkundennachfrage zu planen. Dies macht einen geeigneten Planungsansatz erforderlich. Die Entwicklung eines solchen Planungsansatzes für das Speicherbestandsmanagement ist Gegenstand der vorliegenden Arbeit.

¹⁴ Auf das Unsicherheitsproblem wird in Unterabschnitt 2.4.1 detaillierter eingegangen.

¹⁵ Neben der Ausgleichsfunktion, der Funktion zum Schutz vor Unsicherheit und Spekulationsfunktion werden im Kontext der Lagerhaltung noch die Ausnutzung von Größeneffekten und die Verkürzung der Lieferzeit betrachtet (vgl. LAMBERT et al. 1998, S. 112ff.; PFOHL 2004, S. 99f.; HERTEL et al. 2011, S. 131). Diese Funktionen werden im Folgenden vernachlässigt, da sie für die Erdgasspeicherung im Rahmen der Arbeit keine gesteigerte Rolle spielen.

Zusammenfassend ist das im Folgenden behandelte Problem des Speicherbestandsmanagements durch nachstehende Merkmale charakterisiert:

- Das Planungsproblem bezieht sich auf eine den Deckungsbeitrag maximierende (vgl. hierzu Unterabschnitt 3.2.1) Ausnutzung der Handlungsflexibilität eines Speichernutzungsvertrages. Hierbei handelt es sich um ein dynamisches Planungsproblem mit zeitlichen Wechselwirkungen der Bestandsveränderungen.
- Je nach Speichernutzungsvertrag sind ggf. füllstandsabhängige Ein- und Ausspeicherleistungen über Speicherkennlinien zu berücksichtigen.
- Das Entscheidungsfeld ist durch Preis- und Mengenunsicherheit gekennzeichnet.
- Bedingt durch die regelmäßigen Laufzeiten der Speichernutzungsverträge von einem Jahr, handelt es sich um ein Planungsproblem mit endlichem Planungshorizont. Die im Speicher befindliche Erdgasmenge verfällt am Ende der vertraglich vereinbarten Nutzungsdauer in der Regel wertlos.

Es handelt sich folglich um ein mehrperiodisches stochastisches Optimierungsproblem mit endlichem Optimierungshorizont. Das Bestandsmanagement (vgl. Unterabschnitt 1.3.2) stellt zur Lösung Modelle bereit, mit denen sich einfach anwendbare Entscheidungsregeln für die Bewirtschaftung von Lagern beziehungsweise Speichern ableiten lassen. Diese Basismodelle werden folgend bezüglich ihrer Eignung zur Lösung der formulierten Problemstellung betrachtet. Für die im Folgenden vorzunehmende Beurteilung der Modellansätze sind die identifizierten charakteristischen Merkmale der Problemstellung als Mindestanforderungen zu betrachten, an denen sich die Beurteilung der Eignung orientieren muss.

1.3.2 Traditionelle Ansätze des Bestandsmanagements

1.3.2.1 Allgemeines

Nachstehend erfolgt zunächst ein Überblick über die im Bestandsmanagement verwendeten Begrifflichkeiten und deren Zusammenhänge. Darauf aufbauend werden im Unterabschnitt 1.3.2.2 Basismodelle des deterministischen Bestandsmanagements und im Unterabschnitt 1.3.2.3 Basismodelle des stochastischen Bestandsmanagements im Lichte der in Unterabschnitt 1.3.1 formulierten Problemstellung diskutiert.

Das Bestandsmanagement im Allgemeinen beinhaltet alle Entscheidungstatbestände, die sich auf die Lagerbestände (im Folgenden Speicherbestände genannt) eines Unternehmens auswirken (vgl. PFOHL 2004, S. 98; HERTEL et al. 2011, S. 131). PFOHL (2004, S. 98) betrachtet die Speicherbestände als Puffer zum Ausgleich von Unregelmäßigkeiten zwischen Input und Output-Flüssen. Lager (im Folgenden Speicher genannt) entkoppeln somit die Output-Flüsse von den Input-Flüssen. Doch durch das Halten von Speicherbeständen wird Kapital gebunden; es entstehen folglich Kapitalbindungskosten. Darüber hinaus entstehen Kosten für die Errichtung, die Unterhaltung und den Betrieb von Speicherkapazitäten, die im Folgenden jedoch nicht weiter betrachtet werden.

Der erwähnte Speicherbestand setzt sich im Bestandsmanagement aus den folgenden Bestandteilen zusammen (vgl. zum Folgenden PFOHL 2004, S. 100f.; Abb. 1-2):

- **Einspeichermenge:** Die Einspeichermenge ist die Menge, mit der ein bestehender Vorrat ergänzt wird. Der maximale Speicherfüllstand ist umso höher, je höher die Einspeichermenge ist. Bei Erdgasspeichern ist die Einspeichermenge zum Bestandsaufbau innerhalb eines Zeitintervalls durch die Einspeicherleistung limitiert.
- **Mittlerer Speicherbestand:** Der mittlere Speicherbestand ist von der Höhe der Einspeichermenge sowie von der Anzahl der Einspeicherungen abhängig.
- **Durchschnittsbestand:** Der Durchschnittsbestand eines Speichers entspricht dem mittleren Speicherbestand zuzüglich eines Sicherheitsbestandes.
- **Einspeicherungspunkt:** Wenn der Speicherbestand den Einspeicherungspunkt¹⁶ erreicht, hat eine Einspeicherung zu erfolgen. Wäre der Wert und die Menge der Input- und Outputflüsse immer mit Sicherheit vorhersagbar, dann wäre der Bestand am Einspeicherungspunkt gerade noch ausreichend, um die Nachfrage bis zum Auffüllen des Speicherbestandes zu decken.
- **Sicherheitsbestand:** Durch die Unsicherheit von zukünftigen Preis- und Nachfrageentwicklungen kommt es beim Wert des Input-Flusses als auch beim Wert und der Menge des Output-Flusses zu Abweichungen von der Erwartung. Diese Abweichungen entstehen durch nicht perfekte Prognosen (vgl. Unterabschnitt 2.4.1) für die relevanten Unsicherheitsfaktoren. Vor diesen Unsicherheiten, repräsentiert durch den Prognosefehler, kann sich ein Unternehmen mit dem Aufbau von Sicherheitsbeständen schützen. Der Sicherheitsbestand entspricht demnach dem Bestand, der erforderlich ist, um den Prognosefehler von Preis und Nachfrage abzusichern.

¹⁶ Eine Einspeicherentscheidung wird noch in der gleichen Periode im Bestand bilanziert. Aufgrund der Limitierung der Ein- und Ausspeicherleistung wird in den meisten Fällen ein Bestandsaufbau bis zum Speicherstand jedoch nicht möglich sein.

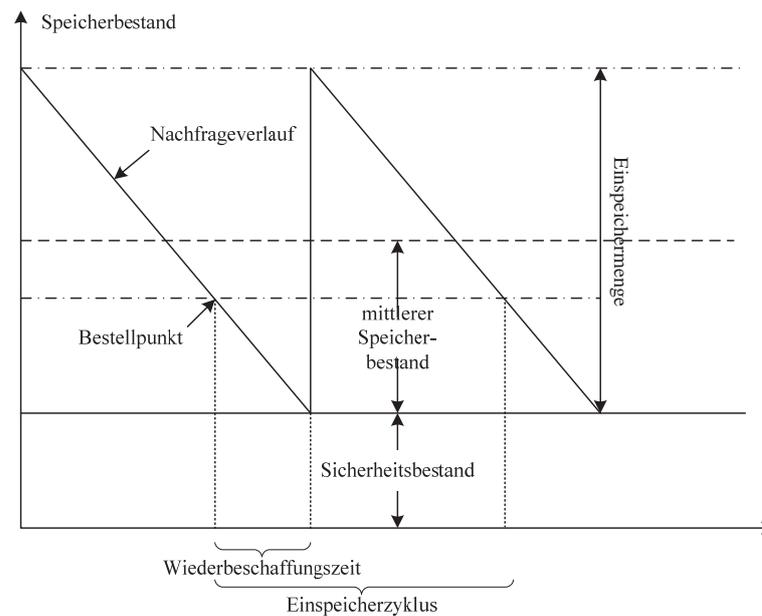


Abb. 1-2: Komponenten des Speicherbestandes (nach PFOHL 2004, S. 101)

Mit dem Bestandsmanagement wird das Ziel (vgl. zur Zielsetzung von Unternehmen auch Unterabschnitt 2.2) verfolgt, die mit der Bestandshaltung verbundenen (erwarteten) Kosten zu minimieren, beziehungsweise den (erwarteten) Gewinn zu maximieren (vgl. hierzu z.B. NEUMANN 1996, S. 24; THONEMANN 2010, S. 209). Die Kostenfunktion setzt sich je nach Lagerfunktion aus verschiedenen Kostenarten zusammen, auf die später noch genauer eingegangen wird. Darauf basierend sind die einzelnen Bestandteile des Bestandes als Entscheidungsvariable zu bestimmen, die zu minimalen (erwarteten) Kosten beziehungsweise einem maximalen (erwarteten) Gewinn führen. Hierfür stellt das Bestandsmanagement grundlegende deterministische und stochastische Basismodelle (vgl. zur Bedeutung und Aufgabe von Entscheidungsmodellen auch Unterabschnitt 2.2) bereit, denen verschiedene Annahmen zugrunde liegen. Die nachstehende Modelleinteilung basiert im Wesentlichen auf THONEMANN (2010, S. 194ff.). Mit den betrachteten Basismodellen lassen sich die Parameter (optimale Einspeichermenge, optimaler Einspeicherpunkt, ggf. Speicherbestand und Sicherheitsbestand) bestimmen, die Voraussetzung für die Anwendung von Lagerhaltungspolitiken sind (vgl. zur Anwendung der Lagerhaltungspolitiken BLOECH et al. 2004, S. 239ff.; BUZACOTT et al. 2010, S. 93ff.; GÜNTHER & TEMPELMEIER 2012, S. 273ff.). Die Bewirtschaftung von Speichern über Lagerhaltungspolitiken ist wünschenswert, da sich diese bei Kenntnis der Entscheidungsparameter einfach anwenden lassen und geringe Voraussetzungen an den Anwender gestellt werden.

1.3.2.2 Deterministisches Bestandsmanagement

Als Basismodell des deterministischen Bestandsmanagements ist das **klassische Bestellmengenmodell** (vgl. hierzu BLOECH et al. 2004, S. 195ff.; DOMSCHKE & SCHOLL 2005, S. 155f.; KISTNER & STEVEN 2001, S. 41ff.; THONEMANN 2010, S. 194-209) zu nennen. Hierbei handelt es sich um ein sehr übersichtliches mathematisches Modell des Bestandsmanagements. Aufgrund der komplexitätsreduzierenden Modellannahmen erlaubt es die einfache Berechnung der optimalen Bestellmenge (im Weiteren optimale Einspeichermenge genannt). Die Idee dahinter ist, dass bei Erreichen des Bestellpunktes (der beim klassischen Bestellmengenmodell gleich Null ist) die optimale Einspeichermenge zu beschaffen ist. Demnach entspricht der zu haltende Speicherbestand aus Abb. 1-2 der optimalen Einspeichermenge. Das Bestellmengenmodell ist ein statisches Modell und geht von einer deterministischen Nachfrage, von deterministischen Beschaffungs- und Absatzpreisen sowie einer Lieferzeit von Null aus. Gerade der Umstand, dass lediglich deterministische Planungsdaten (vgl. Unterabschnitt 2.2 sowie 2.4.1) verarbeitet werden können, bedingt die Vernachlässigung des durch Preis- und Nachfrageunsicherheit gekennzeichneten Entscheidungsfeldes. Die Kostenfunktion im Bestellmengenmodell beinhaltet fixe Beschaffungskosten, variable Beschaffungskosten und Bestandshaltungskosten (vgl. z.B. NEUMANN 1996, S. 28; THONEMANN 2010, S. 194). Die fixen Beschaffungskosten sind von der Einspeichermenge unabhängig. Sie werden im Rahmen der Problemstellung vernachlässigt. Die variablen Einspeicherkosten fallen mengenabhängig an und setzen sich aus dem Beschaffungspreis je Mengeneinheit und den Kosten für das bei der Einspeicherung verbrauchte Gas zusammen. Beim Speicherbestandsmanagement ist der Erdgaspreis am Spotmarkt der relevante Beschaffungspreis, der sich entgegen der Modellannahme dynamisch verändert und mit Unsicherheiten behaftet ist. Die Transportkosten fallen bei der Erdgasspeicherung für den Betrieb von Verdichtern und Anlagen zur Gastrocknung für jede eingespeicherte Mengeneinheit an. Die Bestandshaltungskosten fallen beispielsweise für das im gehaltenen Erdgasbestand gebundene Kapital sowie für die mengenabhängigen Kosten für den Speicher an. Aus dem Bestellmengenmodell lässt sich mittels der Losgrößenformel von ANDLER die optimale Einspeichermenge als Minimum der Gesamtkostenfunktion ermitteln (vgl. hierzu z.B. DOMSCHKE & SCHOLL 2005, S. 156).

Neben der statischen Betrachtungsweise im Bestellmengenmodell existieren Modelle der dynamischen Planungsrechnung, die es ermöglichen zeitlich veränderliche Planungsdaten beim Bestandsmanagement zu berücksichtigen. Als ein Vertreter dieser Modelle ist der auf WAGNER & WHITIN (1958) zurückgehende WAGNER-WHITIN-Algorithmus zu nennen (vgl. hierzu z.B. DOMSCHKE & SCHOLL 2005, S. 161ff.; SIMCHILEVI et al. 2005, S. 105ff.). Dem Algorithmus liegt der Ansatz zugrunde, dass es lediglich zwei Optimierungsstrategien geben kann (vgl. hierzu HANSMANN 2006, S. 304): Zum einen kann der gesamte Bedarf einer Periode und ggf. zukünftiger Perioden beschafft werden. Im anderen Fall erfolgt in einer Periode keine Beschaffung und die Bedienung der Nachfrage erfolgt aus dem Bestand heraus. Die Kostenfunktion beinhal-

tet Kostenbestandteile, die für die Bestandshaltung anfallen und Kostenbestandteile, die im Zuge der Beschaffung anfallen (beim Speicherbestandsmanagement z.B. die Einspeicherkosten). Mit dem Modell von WAGNER & WHITIN lassen sich sowohl dynamische Preisentwicklungen als auch dynamische Nachfrageverläufe beim Bestandsmanagement berücksichtigen. Allerdings bleibt das Problem der deterministischen Betrachtung der Planungsdaten bestehen.

Beim Abgleich der charakteristischen Merkmale der Problemstellung und der Modellannahmen des klassischen Bestellmengenmodells lässt sich feststellen, dass dieses Modell aufgrund der getroffenen Annahmen keine geeigneten Handlungsempfehlungen zur Bewirtschaftung des Erdgasspeichers erwarten lässt. Der allgemeine Vorteil des Modells liegt zwar vor allem darin, dass es intuitiv verständlich ist und die Lösung einfach und schnell analytisch bestimmt werden kann, allerdings ist dies mit dem Nachteil der statischen und deterministischen Betrachtung der Planungsdaten verbunden. Einen Ausweg aus der statischen Betrachtungsweise bietet das oben eingeführte Modell von WAGNER & WHITIN. Dieses Modell ermöglicht eine dynamische Betrachtungsweise, geht jedoch ebenfalls von deterministischen Planungsdaten aus. Dieser Umstand kann bei mit Unsicherheit behafteten Planungsdaten zu schlechteren Planungsergebnissen führen, wie in Kapitel 6 noch gezeigt wird. Dieser Mangel führt zunächst zu den nachstehend betrachteten Modellen des stochastischen Bestandsmanagements.

1.3.2.3 Stochastisches Bestandsmanagement

In Erweiterung zum klassischen Bestellmengenmodell wird zunächst das **einperiodische Bestandsmanagement**, insbesondere das Zeitungsverkäufermodell (engl. News-vendormodel oder Newsboy-Model) betrachtet (vgl. hierzu KRUMMER et al. 2009, S. 271-277; PORTEUS 2002, S. 7-26.; SILVER et al. 1998, S. 392ff.; THONEMANN 2010, S. 209-221). Der Absatz- und Beschaffungspreis ist auch in diesem Modell determiniert und bedingt eine zumindest teilweise Vernachlässigung des durch Unsicherheit geprägten Entscheidungsfeldes. Des Weiteren ermöglicht die einperiodische Betrachtungsweise lediglich die Berücksichtigung einer statischen Nachfrage und erfordert somit ebenfalls eine Abweichung von der dynamischen Problemstruktur. Mit anderen Worten: Die optimale Einspeichermenge wird nur für eine einzelne Periode bestimmt, unter der Annahme, dass diese alle anderen Perioden ebenso repräsentiert. Zeitliche Wechselwirkungen der Entscheidungen lassen sich somit nicht berücksichtigen. Bei diesem Modell wird davon ausgegangen, dass der Lagerbestand, der in einer Periode nicht abgesetzt wird, nach Ablauf der Periode lediglich zu einem geringeren Preis als dem Einstandspreis verkauft werden kann oder gar wertlos verfällt; es also zu einem Verlust kommt. Hierzu sind unter Verwendung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Nachfrage die erwarteten Überbestandskosten zu berechnen (vgl. THONEMANN 2010, S. 210f.; KRUMMER et al. 2009, S. 271f.). Reicht im konträren Fall der Bestand nicht aus, um die Nachfrage zu decken, dann kommt es zu einem Fehlbestand; dieser Fehlbestand verursacht analog zum Überbestand erwartete Fehlbestandskosten, die als entgangene Ge-

winne anfallen. Die Kostenfunktion des Bestellmengenmodells wird somit um zwei weitere Kostenarten, die erwarteten Überbestands- und die erwarteten Unterbestandskosten, erweitert. Die optimale Einspeichermenge lässt sich bei Verwendung einer kontinuierlichen Nachfrageverteilung analytisch bestimmen und ist bei Erreichen des Einspeicherpunktes in Abb. 1-2 einzuspeichern (vgl. hierzu THONEMANN 2010, S. 212-216). Werden diskrete Nachfrageverteilungen verwendet, dann lässt sich die optimale Einspeichermenge numerisch berechnen (vgl. hierzu THONEMANN 2010, S. 216-218). Dieses Basismodell kann durch Einbinden von so genannten **Servicegrad-Nebenbedingungen** erweitert werden (vgl. ARNOLD et al. 2008, S. 158f.; THONEMANN 2010, S. 218ff.): Unter Berücksichtigung des Servicegrades lässt sich die optimale Einspeichermenge bestimmen, bei der die Nachfrage mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit gedeckt wird (α -Servicegrad) beziehungsweise welche (erwarteten) Fehlmen gen auftreten (β -Servicegrad). Je höher der Servicegrad und je größer die Unsicherheit der Nachfrage ist, desto höher sind die erwarteten Kosten, da umso höhere Bestände zu halten sind.¹⁷

Für eine Betrachtung des Bestandsverlaufes über mehrere Perioden eignet sich das Basismodell des **periodischen Bestandsmanagements** (vgl. hierzu GÜNTHER & TEMPELMEIER 2012, S. 283-287.; THONEMANN 2010, S. 222-235). Dieses Modell ermöglicht, in Erweiterung zum Zeitungsverkäufermodell, die zeitlichen Wechselwirkungen der Bestandsveränderungen zu berücksichtigen. Dies erfolgt in der Form, dass Überbestände in einer Periode nicht wertlos verfallen, sondern im Bestand der Folgeperiode zum Verbrauch fortbestehen; der Planungshorizont ist hierbei unendlich (vgl. THONEMANN 2010, S. 222f.). Die Bestandskontrolle erfolgt in festen Zeitintervallen. Die Festlegung eines definierten Endbestandes (z.B. leerer Speicher am Ende der Vertragslaufzeit) ist nicht möglich. Folglich stellt dies eine Abweichung von den charakteristischen Merkmalen der Problemstellung dar. In der Kostenfunktion werden die Über- und Fehlbestandskosten durch Strafkosten ersetzt. Strafkosten fallen für die Zurückstellung der Nachfrage an (vgl. THONEMANN 2010, S. 223). Demnach ist die Nachfrage bei einem Fehlbestand in einer späteren Periode zu bedienen. Dieser Umstand ist für die Bewirtschaftung von Erdgasspeichern ebenfalls nicht haltbar, da der Bedarf in der Periode der Entstehung direkt befriedigt werden muss. Die Einspeichermenge ist nun indirekt über den optimalen Speicherbestand zu berechnen (vgl. ebd.):¹⁸ Es ist zunächst ein über alle Perioden einheitlicher Speicherbestand zu ermitteln und anschließend die Einspeichermenge aus der Differenz zwischen diesem Speicherbestand und dem Bestand vom Ende der vorangegangenen Periode zu bestimmen (vgl. z.B. KIENER et al.

¹⁷ Es sei an dieser Stelle anzumerken, dass im Falle der Erdgasspeicherung die Sicherung der Endkundennachfrage in jedem Fall zu gewährleisten ist und somit ein Servicegrad von 100 % erforderlich ist.

¹⁸ Es handelt sich hierbei um eine (t,S) Bestandshaltungspolitik. Bei dieser ist in festen Zeitintervallen t der Bestand auf das Niveau S (Speicherbestand) aufzufüllen. Bei einer anderen Bestandshaltungspolitik wird in festen Zeitintervallen t die optimale Einspeichermenge q beschafft. Hierbei handelt es sich dann um eine (t,q) Bestandshaltungspolitik.

2009, S. 96). Dieses Basismodell lässt sich durch Einbinden von Servicegradnebenbedingungen erweitern (vgl. hierzu GÜNTHER & TEMPELMEIER 2012, S. 285ff.; THONEMANN 2010, S. 233-235). Dabei lässt sich mit dem α -Servicegrad eine Wahrscheinlichkeit vorgeben, mit der es in einer Periode zur vollständigen Bedienung der Nachfrage kommt; der in einer Periode durchschnittlich zurückgestellte Nachfrageanteil lässt sich über den β -Servicegrad vorgeben (vgl. THONEMANN 2010, S. 233).

Einen weiteren Vertreter des stochastischen Bestandsmanagements stellt das Basismodell des **kontinuierlichen Bestandsmanagements** dar (vgl. hierzu GÜNTHER & TEMPELMEIER 2012, S. 274-283; THONEMANN 2010, S. 235-244). Es erfolgt hier eine ständige Kontrolle darüber, ob Erdgas einzuspeichern ist:¹⁹ Immer wenn der Bestand einen Wert in Höhe des Beschaffungspunktes in Abb. 1-2 erreicht, erfolgt ein Bestandsaufbau in Höhe der Einspeichermenge; sowohl Beschaffungspunkt als auch Einspeichermenge sind Optimierungsgrößen (vgl. THONEMANN 2010, S. 235). Anders als beim periodischen Bestandsmanagement erfolgt die Bestandskontrolle kontinuierlich und nicht wie zuvor betrachtet in festgelegten Zeitintervallen. Beim Basismodell des kontinuierlichen Bestandsmanagements werden der optimale Einspeicherpunkt und die optimale Einspeichermenge getrennt voneinander optimiert; dazu wird die Kostenfunktion (vgl. THONEMANN 2010, S. 236 Gleichung 5.51) mit erwarteten Kosten in Abhängigkeit der optimalen Einspeichermenge und dem optimalen Einspeicherpunkt ausgedrückt. Die Kostenfunktion setzt sich aus den erwarteten variablen Kosten, den erwarteten fixen Einspeicherkosten, den erwarteten Bestandshaltungskosten sowie den erwarteten Strafkosten zusammen (vgl. THONEMANN 2010, 235f.). Zur Berechnung der optimalen Beschaffungsmenge und des optimalen Einspeicherpunktes werden zunächst die partiellen Ableitungen gebildet (Ableitung nach optimaler Beschaffungsmenge und Ableitung nach optimalen Beschaffungspunkt) (vgl. THONEMANN 2010, S. 237). Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit zwischen den so bestimmten Berechnungsgleichungen für die Optimierungsgrößen schlägt THONEMANN (2010, S. 238) einen iterativen Lösungsansatz vor. Als Ergebnis erhält man eine optimale Lösung für den immer einheitlichen Einspeicherpunkt und die immer konstante Beschaffungsmenge. Mit anderen Worten: Immer wenn der Bestand einen Wert gleich dem optimalen Einspeicherpunkt annimmt, muss die Einspeicherung im Umfang der optimalen Einspeichermenge erfolgen. Entspricht die tatsächliche Nachfrage dem Erwartungswert der Nachfrageverteilung, dann ist der Speicherbestand bei Einspeicherung gleich dem Sicherheitsbestand (vgl. THONEMANN 2010, S. 236). Die Einbindung von Servicegraden als Wahrscheinlichkeitsmaß für die Vermeidung von Fehlbeständen ist ebenfalls möglich (vgl. hierzu GÜNTHER & TEMPELMEIER 2012, S. 276ff.). Beim kontinuierlichen Bestandsmanagement wird ebenso wie beim periodischen Bestandsmanagement von deterministischen Preisen ausgegangen.

¹⁹ Es handelt sich hierbei um eine so genannte (s,q) Bestandshaltungspolitik. Dabei stellt s den optimalen Beschaffungspunkt dar und q die optimale Einspeichermenge (siehe Abb. 1-2).

1.3.3 Offene Probleme

Das Bestandsmanagement unter Verwendung von Lagerhaltungspolitiken ist aufgrund der einfachen Anwendbarkeit erstrebenswert. Die dafür erforderlichen Entscheidungsparameter lassen sich im Prinzip je nach Problemstruktur des Bestandsmanagementproblems über die in den vorangegangenen Unterabschnitten 1.3.2.2 und 1.3.2.3 diskutierten Basismodelle des Bestandsmanagements ermitteln. Allerdings ergeben sich hier Probleme bei der Anwendung. Es lässt sich beim Abgleich der charakteristischen Merkmale der Problemstellung mit den Möglichkeiten der Basismodelle des Bestandsmanagements feststellen (siehe auch Tab. 1-1): Das klassische Bestellmengenmodell bedingt aufgrund der restriktiven Annahmen die Vernachlässigung sämtlicher charakteristischer Eigenschaften der Problemstellung. Der WAGNER-WHITIN-Algorithmus als Vertreter einer dynamischen Planungsrechnung berücksichtigt zeitlich veränderliche Nachfrageverläufe, die jedoch als deterministisch angenommen werden. Dies erfordert eine Vernachlässigung des durch Unsicherheit geprägten Entscheidungsfeldes, das jedoch gerade eine zentrale Herausforderung bei der Lösung des Planungsproblems darstellt. Die stochastischen Basismodelle ermöglichen lediglich die Berücksichtigung stochastischer Nachfragedaten; die Beschaffungspreise werden in allen Modellen jedoch als deterministisch angenommen. Mit der Möglichkeit, am Spotmarkt Mengen zu beschaffen und abzusetzen, müssen allerdings stochastische Beschaffungs- und Absatzpreise im Modell berücksichtigt werden. Zudem erfolgt ein Bestandsabbau nicht nur zum Zwecke der Nachfragebefriedigung, sondern auch um Mengen, die sich aus nicht ausgenutzter Ausspeicherleistung ergeben, am Spotmarkt zu verkaufen. Auch dieser Fall lässt sich mit den beleuchteten Basismodellen nicht berücksichtigen.

In Tab. 1-1 werden die Basismodelle bezüglich ihrer Erfüllung der Mindestanforderungen betrachtet. In der linken Spalte sind die Merkmale der Problemstellung aufgeführt. In den übrigen Spalten erfolgt eine Bewertung der betrachteten Ansätze in Bezug auf die Merkmalerfüllung.

Tab. 1-1: Basismodelle des Bestandsmanagements im Lichte der charakteristischen Merkmale der Problemstellung

Merkmal	Deterministisch		Stochastisch		
	Bestellmengenmodell	WAGNER-WHITIN-Algorithmus	Einperiodisch	Periodisch	Kontinuierlich
Dynamische Betrachtungsweise	-	+	-	+	+
Stochastische Preise	-	-	-	-	-
Stochastische Nachfrage	-	-	+	+	+
Endlicher Planungshorizont	o	+	o	-	-

Legende: + erfüllt; - nicht erfüllt; o nicht relevant, da statische Betrachtung

Die Auswertung von Tab. 1-1 verdeutlicht, dass das Modell von WAGNER & WHITIN sowie die Modelle des periodischen und des kontinuierlichen Bestandsmanagements die gestellten Anforderungen am besten erfüllen. Insgesamt muss jedoch konstatiert werden, dass die Anwendung der betrachteten Basismodelle auf das formulierte Speicherbestandsmanagementproblem starke Vereinfachungen erfordert. Folglich ist die direkte Verwendung dieser Basismodelle zur Lösung der Problemstellung als nicht geeignet zu erachten. Neben den vorgestellten Basismodellen des stochastischen Bestandsmanagement erlauben es die Methoden der dynamischen Planungsrechnung jedoch prinzipiell stochastische Planungsdaten zu verarbeiten (vgl. Unterabschnitt 2.5 und 3.2). Demnach könnte eine entsprechende Erweiterung und Modifikation des Modells von WAGNER & WHITIN grundsätzlich zur Lösung der Problemstellung geeignet sein. Ein über die Basismodelle des Bestandsmanagements hinausgehender Ansatz von BERLING & MARTÍNEZ-DE-ALBÉNIZ (2011) basiert auf der dynamischen Planungsrechnung und ermöglicht es, stochastische Nachfragedaten sowie stochastische Beschaffungspreise bei der Bestimmung von Lagerhaltungspolitiken zu berücksichtigen. Bei diesem Ansatz besteht jedoch der Mangel fort, dass keine Berücksichtigung stochastischer Absatzpreise erfolgt. Im Ergebnis ist in Ermangelung geeigneter Ansätze zur Lösung der Problemstellung die Entwicklung eines Entscheidungsmodells zur Bestimmung von geeigneten Entscheidungsregeln für das Speicherbestandsmanagement notwendig.

Alternative grundlegende Konzepte zur Gestaltung eines solchen Entscheidungsmodells basieren im Prinzip auf den Techniken der flexiblen Planung (vgl. Unterabschnitt 2.5.1), denen ebenfalls Lösungsverfahren der dynamischen Planungsrechnung zugrunde liegen.

Diese Konzepte bilden die Unsicherheitsfaktoren (in der Problemstellung: Preis und Nachfrage) als Zustandsbäume ab. Es stellt sich jedoch die Frage, welche Gestalt diese Zustandsbäume bei mehreren stochastischen Variablen aufweisen müssen, ob die Eigenschaften des stochastischen Prozesses in einem Zustandsbaum geeignet Berücksichtigung finden und ob solche Entscheidungsprobleme im Lichte der heute verfügbaren Rechenkapazitäten überhaupt lösbar sind. Eine weitere Möglichkeit, die Unsicherheit bei der Ableitung von Entscheidungsregeln zu berücksichtigen, besteht in der Verwendung von Simulationsansätzen. Für diese wurden in letzter Zeit Algorithmen entwickelt (vgl. Unterabschnitt 3.2.3), die es erlauben, eine über Simulationen von Szenarien erzeugte Informationsmenge stochastischer Planungsdaten bei der Verwendung flexibler Planungstechniken zu berücksichtigen. Dabei wird die Simulation nicht wie üblich zum Zwecke der Analyse von Lösungsverfahren eingesetzt (vgl. hierzu z.B. CORSTEN & SARTOR 2006), sondern ist in diesem Fall konkreter Bestandteil des Lösungsverfahrens. Auf dieser Basis existieren speziell für die Erdgasspeicherung entwickelte Lösungskonzepte (vgl. BOOGERT & DE JONG 2008; CARMONA & LUDKOVSKI 2005; FELIX & WEBER 2007; FELIX & WEBER 2007a). Anders als bei den Basismodellen des Bestandsmanagements lassen sich mit den benannten Lösungskonzepten nicht die Entscheidungsparameter für die Anwendung von Bestellregeln bestimmen; diese Konzepte stellen vielmehr spezielle Entscheidungsregeln zur Verfügung, unter Anwendung derer sich ein Speichernutzungsvertrag bewirtschaften lässt. Allerdings wird bei diesen Entscheidungsregeln lediglich die am Spotmarkt auftretende Preisunsicherheit berücksichtigt; eine Einbeziehung der Nachfrageunsicherheit erfolgt nicht.

Daraus folgend besteht für die weitere Arbeit die Aufgabe, in einem Entscheidungsmodell, das auf der dynamischen Planungsrechnung basiert, neben der Preisunsicherheit ebenfalls die Nachfrageunsicherheit geeignet zu berücksichtigen. Darüber hinaus ist es erforderlich, für die Unsicherheitsfaktoren geeignete stochastische Modelle zu spezifizieren, deren Ausgangsdaten von dem zugrunde gelegten Lösungsalgorithmus verarbeitet werden können.

Die im Weiteren betrachteten Lösungskonzepte und -algorithmen bauen auf Grundlagenwissen aus den Bereichen Planungs-, Entscheidungs- sowie Optionspreistheorie auf, die im weiteren Verlauf des folgenden Kapitels überblickartig mit Verweis auf weiterführende Literatur behandelt werden.

1.4 Zielsetzung und Aufbau der Arbeit

Die vorstehenden Ausführungen haben gezeigt, dass die Gasversorgung in den vergangenen Jahren seit der vollständigen Marktöffnung umfangreiche und einschneidende Veränderungen erfahren hat. In diesem Zusammenhang wurde im Rahmen der vorliegenden Arbeit das Speicherbestandsmanagement als zu bearbeitendes Problemfeld identifiziert. Hier haben sich mit dem freien Zugang zu Speicherkapazitäten für die Versorgungsunternehmen neue Möglichkeiten zur beschaffungsseitigen Strukturierung

ihrer Endkundennachfrage aufgetan. Insbesondere die Bewirtschaftung der Speicherkapazitäten an einem Spotmarkt muss in einer von Preis- und Nachfrageunsicherheit geprägten Unternehmensumwelt erfolgen. Aufgrund der identifizierten Defizite der klassischen Bestandsmanagementansätze bedarf es eines speziell auf die Problemstellung angepassten Entscheidungsmodells. Daraus resultiert als **Ziel der vorliegenden Arbeit**, ein Entscheidungsmodell zur Bewirtschaftung von Erdgasspeichern herauszuarbeiten, in dem die Preis- und die Nachfrageunsicherheit berücksichtigt werden. Der Einsatz eines solchen Modells in der Unternehmenspraxis hat zum Ziel, den Entscheidungsträgern in einem Versorgungsunternehmen bezüglich nachstehender Belange vergleichsweise bessere Entscheidungshilfen zu geben, als dies mit den bereits existierenden Modellen des Speicherbestandsmanagements möglich ist:

- Entscheidungshilfe für die Bewirtschaftung von Speicherkapazitäten unter Berücksichtigung von exogenen (unsicheren) Entscheidungsparametern (Preise und temperaturgetriebene Nachfrage) und das Ableiten von Motiven für die Gasspeicherung.
- Bewertung von konkreten Speichernutzungsverträgen zur Unterstützung der Entscheidung darüber, ob ein Speicher zur Absicherung der Kundennachfrage einzusetzen oder besser alternative Strukturierungsmöglichkeiten zu wählen sind.
- Unterstützung bei der Wahl wirtschaftlicher Speicherkonfigurationen (Einspeicherleistung/Ausspeicherleistung/AGV).
- Bewertung von Handelsstrategien.

Teilziel der Arbeit ist es, die Funktion des vorgeschlagenen Entscheidungsmodells anhand beispielhafter Speicherkonfigurationen darzulegen und Sensitivitätsuntersuchungen in Form von **Variantenrechnungen** durchzuführen. Es ist im Weiteren zu untersuchen, wie sich die integrierte Berücksichtigung der Preis- und Nachfrageunsicherheit im Vergleich zu einer deterministischen Planung und einer rein preisbasierten Planung auf das Planungsergebnis auswirkt. Hierfür sind geeignete Kenngrößen zu verwenden.

Der Aufbau der Arbeit gliedert sich wie folgt:

In Kapitel 2 werden Planungstechniken für die im Kontext der Problemstellung relevanten Planungsaufgaben erläutert. Des Weiteren wird das Planungsproblem aus entscheidungstheoretischer Sicht beleuchtet und resultierend aus den Ergebnissen ein risikoneutraler Ansatz zur Lösung der Problemstellung vorgestellt. Hierzu werden wesentliche optionspreistheoretische Grundlagen erläutert und die Zusammenhänge zwischen einer Finanzoption und einer operativen Realoption dargestellt. Das Kapitel schließt mit der Definition von spezifischen Anforderungen ab, die an ein konkretes Entscheidungsmodell für das Speicherbestandsmanagement zu stellen sind.

Im 3. Kapitel werden grundlegende stochastische Prozesse vorgestellt, die zur Modellierung der Unsicherheitsfaktoren (Preis und Nachfrage) im Verlauf der Arbeit Verwendung finden. Es werden die für die weiteren Betrachtungen relevanten Optimierungsver-

fahren vorgestellt sowie konkrete Lösungskonzepte behandelt, mit denen sich die Unsicherheitsfaktoren geeignet im Optimierungsverfahren berücksichtigen lassen. Diese Lösungskonzepte werden im Lichte der im Kapitel 2 aufgestellten Anforderungen diskutiert und für die Gestaltung eines Entscheidungsmodells ein konkretes Lösungskonzept ausgewählt.

In Kapitel 4 wird ein Entscheidungsmodell vorgeschlagen, das sämtliche Anforderungen erfüllt und zur Lösung des Planungsproblems bei unsicheren Preisen und unsicherer Endkundennachfrage geeignet ist. Hierbei erfolgt die Schwerpunktsetzung auf die Beschreibung der formalen Struktur des Entscheidungsmodells sowie des zugrunde gelegten Lösungsalgorithmus. Abschließend erfolgt die Beurteilung der Güte des verwendeten Lösungsverfahrens anhand einer über ein alternatives Optimierungsverfahren ermittelten Vergleichslösung.

Die Spezifikation geeigneter (stochastischer) Simulationsmodelle erfolgt in Kapitel 5. Hierzu werden die Unsicherheitsfaktoren mit Methoden der deskriptiven Statistik analysiert und basierend auf den Analyseergebnissen stochastische Modelle für die Unsicherheitsfaktoren angepasst. Mit diesen Modellen werden mittels stochastischer Simulation die Eingangsinformationen für das in Kapitel 4 vorgeschlagene Entscheidungsmodell erzeugt.

Im 6. Kapitel werden die Auswirkungen der stochastischen Nachfrage in den Planungsrechnungen untersucht. Des Weiteren erfolgt eine Bewertung der Untersuchungsergebnisse. Hierfür werden die Planungsergebnisse einer deterministischen sowie einer preisbasierten Planung des Speichereinsatzes mit den Planungsergebnissen einer Speicherbewirtschaftung, bei der die Preis- und die Nachfrageunsicherheit berücksichtigt werden, beurteilt und die Ergebnisse diskutiert.

Das letzte Kapitel schließt mit einer Zusammenfassung des Gesamtergebnisses der Arbeit sowie einer kritischen Würdigung des vorgeschlagenen Entscheidungsmodells ab. Des Weiteren werden offen gebliebene Fragen und die daraus resultierenden Implikationen für den weiteren Forschungsbedarf genannt. Dies wird ergänzt durch einen Ausblick auf weitere Anwendungsgebiete für das vorgeschlagene Entscheidungsmodell.