

# Power to Gas: Netzzugangsmodelle und Marktdesign

Martin Robinius<sup>1\*</sup>, Michael Küster<sup>2</sup>, Detlef Stolten<sup>3</sup>

<sup>(1)</sup> Forschungszentrum Jülich IEK-3, Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, +49 2461 61-3077, m.robinius@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-3

<sup>(2)</sup> Creos Deutschland GmbH, Am Halberg 4, 66121 Saarbrücken, +49 681 2106-130, michael.kuester@creos.net, www.creos.net

<sup>(3)</sup> Forschungszentrum Jülich IEK-3, Wilhelm-Johnen-Straße, 52428 Jülich, +49 2461 61-3076, d.stolten@fz-juelich.de, www.fz-juelich.de/iek/iek-3

(\* Jungautor)

**Kurzfassung:** Das zukünftige Energiesystem ist durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien (EE) geprägt, welche sowohl positive als auch negative Residuallasten nach sich ziehen. Unter dem Begriff „Power to gas“ versteht man die Wandlung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff mittels Elektrolyse und unter Einsatz insbesondere regenerativ erzeugten Stroms. Dieser Wasserstoff kann beispielsweise im Verkehrssektor oder der chemischen Industrie direkt genutzt bzw. methanisiert werden. Der Nutzungspfad des Wasserstoffes bestimmt somit das zukünftig notwendige Marktdesign. Als methanisierter Wasserstoff ist der bestehende Erdgasmarkt zu adressieren. Dieser Markt wird beschrieben und es wird auf weiterführende Literatur verwiesen. Für die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor ist ein neues Marktdesign, welches sich an den bestehenden Netzzugangsmodellen orientiert, zu entwickeln. Die möglichen Modelle werden daher anhand ihrer Vor- und Nachteile miteinander verglichen und die Modelle je nach Entwicklungsphase der Wasserstoffinfrastruktur ausgewählt.

**Keywords:** Power to Gas, Netzzugangsmodelle, Gasmarkt, Wasserstoffinfrastruktur

## 1 Ausgangslage

Aufgrund der steigenden installierten Leistung der erneuerbaren Energien (EE) ist in dem zukünftigen Energiesystem von einem zunehmenden Umfang sowohl positiver (Unterdeckung) als auch negativer (Überschussenergie) Residuallasten<sup>1</sup> auszugehen. Das Konzept Power to gas nutzt Stromüberschüsse, um aus Wasser per Elektrolyse Wasserstoff und Sauerstoff herzustellen. Diese Stromüberschüsse werden durch den hohen Anteil der EE im zukünftigen Energiemix hervorgerufen. Für den so erzeugten Wasserstoff existieren zurzeit drei Nutzungspfade (siehe Abbildung 1) [1]:

1. Einspeisung des Wasserstoff in *begrenzter*<sup>2</sup> Menge direkt in das Erdgasnetz
2. Methanisierung des Wasserstoffs und Einspeisung des so entstandenen Methans in *unbegrenzter*<sup>3</sup> Menge in das Erdgasnetz
3. Direkte Nutzung des Wasserstoffs beispielsweise durch den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor bzw. dessen industrieorientierte Verwendung .

---

<sup>1</sup> Last abzüglich fluktuierender und nicht steuerbarer Kraftwerke.

<sup>2</sup> Anteil des Wasserstoffs angepasst an die Endanwendung bzw. den Wobbe-Index.

<sup>3</sup> Weiterhin netztechnische Restriktionen.

Aufgrund dieser Entwicklungen werden zukünftig die Energiemärkte Strom und Gas weiter zunehmend Interdependenzen entwickeln<sup>4</sup>. Unter Gasmarkt kann dabei sowohl der Erdgasmarkt als auch beispielsweise ein zukünftiger Wasserstoffmarkt zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit regenerativem Wasserstoff verstanden werden. [2] zeigt die Wirtschaftlichkeit und die möglichen CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale einer solchen Wasserstoffinfrastruktur. Die reinen Material-Anforderungen eines Wasserstoffpipelinesnetzes und die dadurch entstehenden Investitionskosten analysiert [3].

Da das zukünftige Marktdesign weitreichend von dem Ist-Zustand abhängt, wird der bestehende Erdgasmarkt in Deutschland in Kapitel 2 beschrieben. Der zukünftige Wasserstoffmarkt wird wie der Erdgasmarkt ab einer steigenden Menge nur noch wirtschaftlich über ein Pipelinesnetz betrieben werden können (vgl. Kapitel 4). Daher werden in Kapitel 3 die möglichen Netzzugangsmodelle eines solchen Netzes beschrieben. Kapitel 4 beschreibt die mögliche Entwicklung der Netzzugangsmodelle einer Wasserstoffinfrastruktur zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs sowie die zu erwartenden Marktentwicklungen.

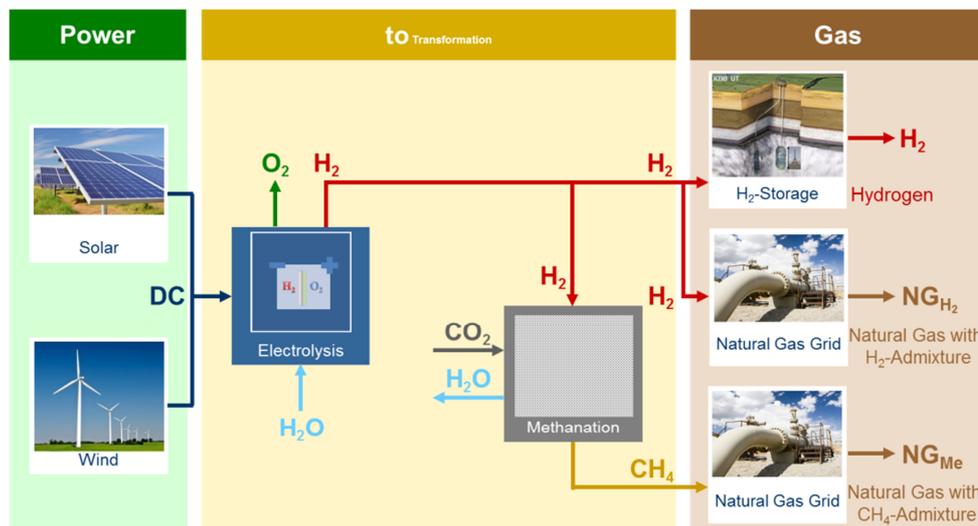


Abbildung 1: Das Power to gas Konzept [4]

## 2 Das Marktdesign des deutschen Erdgasmarktes

Der Gasmarkt in Deutschland, wie auch der Europas, befindet sich seit ca. 10 Jahren in einem stetigen Wandel. Insbesondere nach Wirksamsetzung von GABi Gas [5] zum 01.10.2008 wurden nachhaltige Markt- und Bilanzierungsregeln in Deutschland für alle Marktteilnehmer bindend, die bis heute die Regeln des deutschen Gasmarkts nachhaltig beeinflussen. In Kombination mit dem zum 01.10.2006 eingeführten Zweivertragsmodell, in dessen Rahmen sich der Transportkunde entgegen dem bisher üblichen Kontraktpfadmodell (vgl. Kapitel 3.1) nicht mehr durch einzelne Netze auf dem Weg zum Endkunden hindurch buchen musste, sondern nun im Zuge des Entry-Exit-Modells (vgl. Kapitel 3.3.1)

<sup>4</sup> Der Strom- und Erdgasmarkt haben bereits Interdependenzen beispielsweise aufgrund des Bezugs von Erdgas für Gaskraftwerke.

grundlegend mit nur zwei Verträgen (ein Ein- und Ausspeisevertrag innerhalb eines Marktgebiets) auskommt, wurde die Grundlage für liquide Märkte und echten wahrnehmbaren Wettbewerb im deutschen Gasmarkt gelegt. Die Details hierzu sollen grundlegend im Folgenden beschrieben werden.

Das Deutsche Gasnetz ist aktuell in zwei große Zonen<sup>5</sup>, die sogenannten Marktgebiete NetConnect Germany und GASPOOL, untergliedert (siehe Abbildung 2). Beide Marktgebiete beinhalten jeweils ein Qualitätsgebiet für H-Gas und eines für L-Gas. Innerhalb dieser Marktgebiete ist jeweils der eingangs beschriebene Charakter des Zweivertragsmodells grundsätzlich gewährleistet, also die freie Zuordenbarkeit der Kapazitäten gegeben.

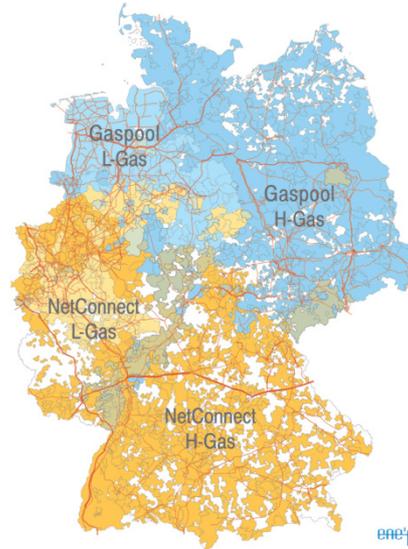


Abbildung 2: Deutsche Marktgebiete: NetConnect Germany und GASPOOL [7]

Grundlage einer jeglichen Handels-, Transport- oder Liefertätigkeit im Deutschen Gasmarkt bildet neben der Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten die Eröffnung eines oder mehrerer Bilanzkreise innerhalb eines oder beider Marktgebiete. Innerhalb eines solchen Bilanzkreises werden Ein- und Ausspeisepunkte zusammengefasst, um die einseitigen Bezugs- und ausspeiseseitigen Absatzmengen gegeneinander zu saldieren und auf diese Weise eine Bilanz der Ein- und Ausspeisemengen jederzeit erstellen zu können. Jeder Bilanzkreis erhält seitens des für dessen Überwachung und Saldierung zuständigen marktgebietsverantwortlichen Netzbetreibers eine eindeutige Nummer, welche sowohl für Abwicklungs- als auch Abrechnungsaufgaben wesentlich ist. Grundsätzlich sind am Ende eines Tages (Tagesbilanzierungssystem nach GABi Gas, in Ausnahmefällen auch untertäglich auf Stundenebene) innerhalb eines Bilanzkreises ermittelte Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisemengen als Ausgleichsenergie abrechnungsrelevant. Der Abrechnungspreis orientiert sich gegenwärtig an den Preisen des Handelsmarkts, zukünftig wird eine verstärkte Ausrichtung an den Regelenergiegrenzpreisen des jeweiligen Marktgebiets erwartet. In jedem Falle aber wird die Abrechnung als hoheitliche Aufgabe seitens des Marktgebietsverantwortlichen (MGV) ausgeführt. Überschussmengen werden gegen einen Verkaufspreis unter Marktpreis vergütet, Unterdeckungsmengen zu einem gegenüber Marktpreis erhöhten Ausgleichspreis in Rechnung gestellt. Sollen Bilanzen eines

---

<sup>5</sup> In 2006 waren es noch 28 Marktgebiete. Zur Entwicklung der Marktgebiete siehe [6].

Bilanzkreises vor der Abrechnung gegen den Saldo eines anderen Bilanzkreises ggf. auch eines fremden Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) saldiert werden, so ist eine Verbindung derer beider Bilanzkreise im Sinne eines Unterordnungsverhältnisses (Unter- zu Rechnungsbilanzkreis) möglich und gelebte Praxis.

Welche Form der Bilanzierung zur Anwendung kommt (untertägige Relevanz oder ausschließliche Tagesmengensaldierung), bestimmt die Art der in den Bilanzkreis eingebrachten Bezugsquellen und Absatzsenken und den hierzu in Ansatz gebrachten fallspezifischen Zeitreihentypen. Wichtig im Rahmen dieser Betrachtung sind hierbei die folgenden [8]:

- Einspeisung beim Netzbetreiber (Entry System Operator, ENTRYSO): typischerweise angewandt an Grenzübergangs- und Marktgebietskopplungspunkten, der Einspeicherung in das Netz aus Speichieranlagen (auch für Wasserstoff). Grundsätzlich erfolgt hier eine Stundenbetrachtung, wobei die Grundlage der Zeitreihe angesetzt zur Bilanzierung (also allokiert) im Falle der Regel „allokiert, wie nominiert“ die aus einer Energiemengenprognose abzuleitende Mengenanmeldung (sog. Nominierung) oder aber ein stationsspezifischer Messwert („allokiert wie gemessen“) sein kann.
- Sehr eng mit diesem Zeitreihentyp verwandt ist die Zeitreihe für Einspeisung am virtuellen Handelspunkt (ENTRYVHP). Händler, welche ihre Mengen am virtuellen Handelspunkt (VHP) oder über die Börse beziehen, werden mit dieser Bezugszeitreihe in ihrem Bilanzkreis beaufschlagt. Auch hier ist die untertägige Stundensaldierung maßgebend.
- Ausspeiseseitig differenziert man folgende drei wesentlichen Zeitreihentypen
  - Exitzeitreihen in den Ausprägungen Ausspeisung beim Netzbetreiber (Exit System Operator, EXITSO) für Speichieranlagen (Einspeicherung) und Marktgebietsübergänge sowie im Falle von Verkäufen am VHP (Ausspeisung am virtuellen Handelspunkt, EXITVHP). Deren Bilanzierungsregeln sind identisch mit denen von ENTRYSO und ENTRYVHP.
  - Typischerweise Industriekunden mit registrierter Leistungsmessung, die sog. RLM-Ausspeisestellen, in der Ausprägung
    - Registrierende Leistungsmessung mit Tagesband (RLMmT), bei denen die Mengen eines Tages durch 24h dividiert als Stundenwert in die Berechnung des untertägigen Bilanzkreissaldos einfließen
    - Registrierende Leistungsmessung RLM ohne Tagesband (RLMoT), bei denen die realen Stundenverbräuche an der jeweiligen Ausspeisestelle den untertägigen Bilanzkreisstatus beeinflussen.
  - Für Kunden, die über die kostspielige Messung einer registrierenden Leistungsmessung nicht verfügen, vornehmlich Gewerbe- und Haushaltskunden, also die breite Masse der Gasabnehmer, kommen sogenannte synthetische Standardlastprofile (SLPsyn) oder analytische Lastprofile (SLPana) zur Anwendung, deren Verbrauch auf Basis mathematischer Korrelationen unabhängig von dem tatsächlichen Verbrauch einer Abnahmestelle seitens des Ausspeisenetzbetreibers des jeweiligen Kunden vorgegeben werden.

Soll eine Ausspeisestelle eine von dem bisherigen Zeitreihentyp abweichenden Zeitreihe zugeordnet werden, so spricht man von einem sog. Fallgruppenwechsel, der seitens des

ausspeisenden BKV gegenüber dem MGV zu beantragen ist. Hierfür sind innerhalb des Gaswirtschaftsjahres (01.10., 6.00 Uhr, eines Jahres bis 01.10., 6.00 Uhr, des darauffolgenden Kalenderjahres) festgeschriebene Fristen zu berücksichtigen [9].

Innerhalb eines BKV-individuellen Bilanzkreises befinden sich ausspeiseseitig typischerweise eine Vielzahl von Ausspeisepunkten unterschiedlicher Zeitreihentypen. Pro Netz, aus dem der BKV Kunden seines Absatzportfolios versorgt, geben Bestandslisten, monatlich versandt durch den Ausspeisenetzbetreiber, über die Zeitreihenzusammensetzung Auskunft. Für den verantwortlichen BKV verbindet sich mit deren Zusammensetzung neben der jeweiligen Wahl des Prognoseverfahrens insbesondere die Bemessung der Prognoserisiken aufgrund der Frage, in welchem Umfang ihm eine Toleranz zur Prognoseabweichung eingeräumt wird. Während für Ausspeisepunkte der Fallgruppe RLMoT eine Toleranz von 2% auf den Stundenwert eingeräumt wird, um sogenannte Strukturierungsbeiträge für stundenscharfe Abweichungen zu vermeiden, gewährt man Ausspeisestellen der Gruppe RLMmT eine Toleranz von 15% auf die Tagesmenge. Für SLP-Kunden wird grundsätzlich keine Toleranz gewährt (siehe Abbildung 3).

	Abkürzung	Typ des Punktes	Richtung	Zeitraster h = Stunde d = Tag	toleranz- fähig	Regel- energie- umlage	nachträgliche Änderung auf Grund von zuvo gemeldeten kor Werten möglich
1a	Entry	Grenzübergang, Marktgebietsübergang, Speicher, Mini-MüT Einspeisung, inländische Produktion, Biogaseinspeisung	Entry	h	nein	nein	ja
1b	Entry	Summe Einspeisungen am Netzkopplungspunkt	Entry	h	nein	nein	ja
1c	Entry	Flüssiggaseinspeisung aus Biogasanlagen	Entry	h	nein	nein	ja
2	RLMoT	RLM-Kunden im Stundenregime	Exit	h	ja	nein	ja
3	RLMNEV	RLM-Kunden mit Nominierungsersatzverfahren	Exit	h	nein	nein	ja
4	RLMmT	RLM-Kunden im Tagesregime	Exit	h	ja	ja	ja
5	SLPsyn	SLP-Kunden im synthetischen Verfahren	Exit	h und Tag	nein	ja	nein
6	SLPana	SLP-Kunden im analytischen Verfahren	Exit	h und Tag	nein	ja	nein
7	Exitso	Grenzübergang, Marktgebietsübergang, Speicher, Mini-MüT Ausspeisung	Exit	h	nein	nein	ja

Abbildung 3: Übersicht über ausgewählte Zeitreihentypen [10]

Jeder Händler erstellt auf Basis seiner absatzseitigen Kundenzusammensetzung die Prognosen für den Folgetag (Gaswirtschaftstag 6.00 Uhr eines Tages bis 6.00 Uhr des darauffolgenden Kalendertages) und disponiert auf dieser Grundlage sein Bezugsportfolio, welches er aus diversen Quellen decken kann: über die European Energy Exchange (Termin oder Day Ahead/Intraday-Spotmarkt), den bilateralen Over-The-Counter-(OTC)Markt, aus inländischen Produktions- oder Speicheranlagen, über Grenzübergangs- und Marktgebietskopplungspunkte oder auch über die Einspeisung aus Biogas- und Wasserstoffproduktionsanlagen sowie über Nutzung qualitätsangepasster Gasmengen, der sogenannten Konvertierung [11]. Entscheidend für den Einsatz der jeweiligen Quellen sind Faktoren wie Preise, vertragliche Abnahmeverpflichtungen (Take-or-Pay-Klauseln) bzw. die vereinbarten Bezugsflexibilitäten wie auch die jeweilige Portfolio- und Risikostrategie des für den Bilanzkreis zuständigen Unternehmens. Unabhängig von den jeweils gewählten Quellen

liegt es jedoch im Interesse eines jeden Händlers, möglichst die Abweichung von Bezug und Absatz zu minimieren.

Dennoch werden Abweichungen dieser Art in Gänze nie auszuschließen sein. Die hieraus über alle Bilanzkreise saldierten Überschuss- oder Unterdeckungssalden gleichen die MGV mittels des internen und externen Regelenergiemarkts Day Ahead und untertäglich aus, wozu sie sowohl auf physisch definierte Produkte oder vorzugsweise auf börsengebundene Energiemengen zugreifen können.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass an allen Ausspeisepunkten, insbesondere aber an Punkten, an denen unterjährig auf Basis mathematischer Zusammenhänge die Absatzmengen ermittelt werden einmal im Jahr ein Abgleich zwischen Zählerstand und rechnerisch ermitteltem Mengenabsatz erfolgt. Hieraus resultierende Differenzen werden im Nachgang zwischen dem Ausspeisepunktbetreiber und dem ausspeisenden Lieferanten im Zuge der Mehr-/Mindermengenabrechnung monetär ausgeglichen, so dass auch diese bilanzielle Glattstellung auf Basis eines Jahres sichergestellt ist.

Sämtliche Kosten und Erlöse aus Ausgleichsenergie und Strukturierungsbeiträgen<sup>6</sup>, Mehr- und Mindermengenabrechnung, Regelenergiean- bzw. -verkäufe werden pro MGV auf ein Umlagekonto verbucht und auf Basis einer halbjährlichen Neuberechnung auf die Inhaber systembelastender Ausspeisestellen (SLP und RLMmT) abhängig pro hier abgesetzten (also allokierten) Energiemengen in kWh als Ausgleichs- und Regelenergieumlage umgelegt, die der zuständige BKV entsprechend an den MGV zu entrichten hat, so dass über ein Gaswirtschaftsjahr hinweg die aus dem gesamten Deutschen Gasversorgungssystem erwachsenden monetären Auswirkungen als branchenweit neutral zu werten sind.

### 3 Netzzugangsmodelle eines Pipelinenetzes

In diesem Kapitel werden die Modelle zur Organisation eines Pipelinenetzes vorgestellt. Grundsätzlich lassen sich drei Zugangsmodelle unterscheiden: das Badewannen-Modell<sup>7</sup>, das Kontraktpfadmodell<sup>8</sup> sowie das Regelzonenmodell. Abbildung 4 zeigt den Vergleich der Zugangsmodelle nach ihrer Handelsflexibilität und technischen Machbarkeit.

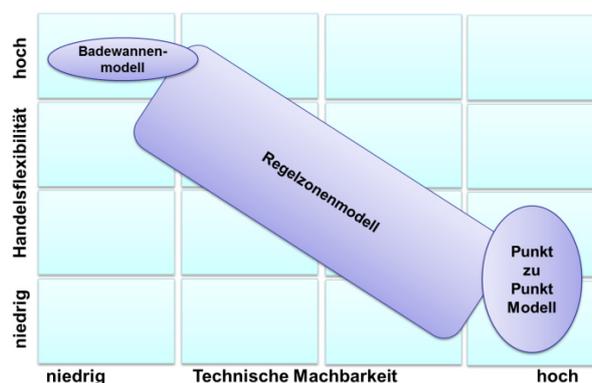


Abbildung 4: Vergleich der Zugangsmodelle eines Pipelinenetzes [13]

---

<sup>6</sup> Zur Berechnung beispielsweise bei GASPOOL siehe [12].

<sup>7</sup> Bzw. Briefmarkenmodell.

<sup>8</sup> Bzw. Punkt-zu-Punkt-Modell.

Die Gründe für diese Unterscheidung sind den entsprechenden Kapiteln zu entnehmen (Siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** bis 3.3). Die drei Modelle können untereinander für verschiedene Verteilstufen kombiniert werden. Beispielsweise nutzte das Avacon-Transportsystem das sogenannte Band/Strukturverfahren, welches auf der Transportebene ein Punkt-zu-Punkt-Modell und auf der Verteilnetzebene ein Badewannen-Modell nutzte [13-15].

### 3.1 Kontraktpfadmodell

Das Punkt-zu-Punkt-Modell geht davon aus, dass jedem Handelsgeschäft einen konkrete Quelle-Senke-Verbindung zu Grunde liegt. Die Lieferung erfolgt in vollem Umfang und der Gashändler muss bei den Netzbetreibern zwischen der Quelle und der Senke eine der Lieferung entsprechende Kapazität buchen. Die Buchung erfolgt nach dem Grundsatz „first committed – first served“<sup>9</sup>. Da es sich beim Gastransport ähnlich wie beim Stromtransport bei dem eingespeisten Gas in der Realität nicht um das ausgespeiste Gas handelt, wird ein fiktiver Transportpfad zu Grunde gelegt der sogenannte Kontraktpfad. Dieses Modell bevorzugt insbesondere vertikal integrierte Netzbetreiber<sup>10</sup> [16]. Weitere wesentliche Vor- und Nachteile des Modells sind [14, 17]:

- ✓ Es wird stets die maximale Kapazität vermarktet
- ✓ Transportentgelte werden verursachergerecht berechnet
- ✗ Große Anzahl von komplexen Verträgen
- ✗ Hohe Transaktionskosten
- ✗ Keine effizienzsteigernden Preissignale

### 3.2 Badewannen-Modell

In diesem Modell wird innerhalb eines Gebiets (Zone) die Möglichkeit gegeben, zu jeder Zeit in das Gasnetz ein- und auszuspeisen. Dabei ist der Ort innerhalb des Gebiets frei wählbar und zeitlich flexibel. Die Entgelte sind räumlich nicht aufgelöst und transaktionsunabhängig. Definiert man Deutschland als eine Zone, kann als Vergleich eine Briefmarke herangezogen werden, diese ist auch entfernungs- und transaktionsunabhängig (daher auch Briefmarkenmodell). Insbesondere die Modell inhärenten Annahmen einer ausreichend großen Leitungs- und Pufferreserve sowie des hohen Vermaschungsgrades des Netzes sind in der Realität bei einem Gasnetz aufgrund der hohen Investitionskosten faktisch „nie“ anzutreffen. Der Vermaschungsgrad im deutschen Erdgasnetz ist beispielsweise sehr gering und entspricht eher einer Linienstruktur mit astförmigen Verzweigungen. Auch im Gegensatz zur geforderten Leitungs- und Pufferreserve ist die maximale Transportkapazität beim Neubau von Pipelinenetzen das bestimmende Kriterium. Bei neuen großen Ein- und Ausspeisemengen wird daher geprüft ob ein Ausbau notwendig ist und das Netz wird dementsprechend erweitert. Bei der Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile sind daher die Nachteile, aufgrund der technischen Restriktionen, deutlich höher zu bewerten [14, 17]:

- ✓ Einfachheit

---

<sup>9</sup> Die erste eingegangene Anfrage bekommt die Netzkapazität.

<sup>10</sup> Diese können gegenläufige Gasflüsse saldieren, wodurch Netzentgelte für Drittnutzer deutlich höher als die Kosten der Netzbetreiber ausgewiesen werden können.

- ✓ Vollständig diskriminierungsfrei
- ✗ Keine begrenzten Transportkapazitäten innerhalb des Modells
- ✗ Technikfern
- ✗ Virtuuell, ohne Bezug zu realer Hydraulik

### 3.3 Regelzonenmodell

Beim Regelzonenmodell werden insbesondere die netztechnischen Gegebenheiten beachtet. Dieses Modell berücksichtigt daher im Gegensatz zum Briefmarkenmodell die im Pipelinenetz vorhandenen Kapazitätsbeschränkungen, welche dazu führen, dass die Quelle-Senke-Beziehung nicht durch eine frei wählbare Strecke bestimmt werden kann. Damit diese Kapazitätsbeschränkungen in dem Regelzonenmodell berücksichtigt werden können, wird das Netzgebiet in mehrere Teilgebiete die sogenannten Regelzonen zerlegt. Die Transportrestriktionen treten somit nur an den Grenzen der Regelzonen auf, wobei innerhalb einer Regelzone ein Badewannenmodell angewandt wird. Somit stellt sich grundsätzlich die Frage der Dimensionierung der einzelnen Regelzonen im Spannungsfeld von technischer Realisierbarkeit und den Ansprüchen des Handels [14, 17]:

- ✓ Berücksichtigt die Kapazitäten im Pipelinenetz
- ✓ Große Regelzonen führen zu mehr Handelswettbewerb
- ✗ Änderung der Transportkapazitäten in einer Regelzone hat Auswirkungen auf benachbarte Regelzonen
- ✗ Große Regelzonen erfordern hohe Investitionen

### Entry-Exit-Modell

Das Entry-Exit-Modell stellt ein konkretes Handelsmodell des Regelzonenmodells dar. In diesem Modell wird das Gas an Entry-Punkten eingespeist und an Exit-Punkten ausgespeist. Der Transportkunde bucht an diesen Punkten die entsprechende Kapazität für den Transport. Eine Leitungskapazitätsbuchung wie im Punkt-zu-Punkt Modell entfällt somit und es werden nur noch zwei Verträge geschlossen, der Einspeise- und der Ausspeisevertrag. Daher sind folglich auch die Transaktionskosten im Entry-Exit-Modell geringer als im Punkt-zu-Punkt-Modell. Dennoch führt eine große Anzahl von Marktgebieten dazu, dass sich die Entry- und Exitentgelte akkumulieren – das sogenannte Pancaking - und damit einem ungehinderten Gastransport entgegenstehen [18]. Dadurch, dass jedoch die Einspeise- und Ausspeiseverträge auch unabhängig voneinander gebucht werden können, besteht die Möglichkeit beispielsweise für Gashändler, nur Einspeisekapazitäten zu buchen und diese anschließend an einem virtuellen Handlungspunkt anzubieten. Die Abnehmer buchen somit nur Ausspeisekapazitäten. Steigt die Liquidität des Gasmarktes kann sich daher ein Spotmarkt wie beispielsweise der für Erdgas in Deutschland mit „NetConnect-Germany“ und „Gaspool“ entwickeln.

Ferner können durch das Entry-Exit-Modell Bilanzkreise leichter gebildet werden. Durch diese Bilanzkreise kann innerhalb eines abgeschlossenen Netzgebietes der Netznutzer eine Vorsaldierung vornehmen, bevor diese anschließend mit dem BKV nach Mehr- oder Mindermengen verrechnet werden (Vgl. Kapitel 2) [19, 20]. Abbildung 5 zeigt den schematischen Aufbau eines Entry-Exit-Modells.



Somit kann gerade zur Anfangsphase davon ausgegangen werden, dass ein Lkw-Transport durchaus wirtschaftlich sein kann. Für einen liquiden Markt zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff eignet sich jedoch zwangsläufig aufgrund der Durchsatzraten und Transportentfernungen nur ein Pipelinesystem. In Deutschland werden beispielsweise aktuell zwei Pipelinesetze mit reinem Wasserstoff betrieben. Ein 240 km langes Netz von Air Liquide im Ruhrgebiet sowie ein 100 km langes Netz von Linde bei Leuna. Diese dienen jedoch nicht zur Versorgung einer Tankstelle mit Wasserstoff [3]. Somit gibt es national, aber auch international, bisher keinen liquiden und diskriminierungsfreien Markt von Wasserstoff per Pipeline der an ein Tankstellennetz angeschlossen ist<sup>11</sup>.

In Deutschland bestehende Power to gas Projekte fokussieren sich auf die Methanisierung des Wasserstoffs und Einspeisung in das Erdgasnetz. HYPOS als beispielhafte alternative hat sich zum Ziel gesetzt auch die direkte Wasserstoffnutzung zu erforschen, inklusive einer Wasserstoffpipeline [24]. Solche und andere Projekte können mittels eines Kontraktpfadmodells innerhalb des Projektes zu Beginn starten. Ist eine kritische Masse an Beispielprojekten erreicht, können die Projekte untereinander verknüpft werden. Spätestens hier sollte bereits auf ein Entry-Exit-Modell gewechselt werden. Abbildung 7 zeigt den beispielhaften „Endzustand“ eines Pipelinesetzes zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs.

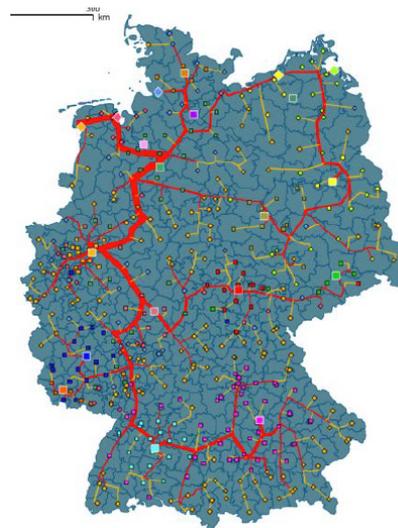


Abbildung 7: Wasserstoffpipelinesetz [25]

Da ähnlich wie bei Erdgas aus den Wasserstoffnetzen eine Auspeisung an Letztverbraucher (Tankstellen, Abfüllanlagen) sowie punktuelle Überspeisungen zu Gasnetzen an Kopplungspunkten und eine Ein-/Auspeicherung an physischen Speicheranlagen zu erwarten sind, sind parallele Anforderungen zu Prognose- und Allokationsverfahren des Erdgasmarkts auch für die Wasserstoffversorgung voraussehbar. ENTRY- und EXIT-Zeitreihen an Speicher- und Überspeisepunkten sind bereits heute für Wasserstoff in den Abwicklungsregeln vorgesehen und auf die Zukunft übertragbar [8]. Für Auspeisestellen zu Letztverbrauchern erscheinen nach Installation marktfähiger Messsysteme RLM-Zeitreihentypen (vorzugsweise RLMmT) als prognostizierbar und

---

<sup>11</sup> Für eine Auflistung der weltweiten Wasserstoffpipelines siehe [3].

geeignet. Demzufolge sind nach gegenwärtiger Einschätzung bereits heute etablierte Regelungen und Prozesse des Prognose- und Bilanzkreismanagements Gas nach GABi Gas gut auf die zukünftige leitungsgebundene Wasserstoffversorgung übertragbar.

Wie nach Etablierung des Zweivertragsmodells im Erdgasversorgungsbereich seit Oktober 2008 ist auch für den Wasserstoffmarkt die Entwicklung eines volumetrisch zwar kleineren, in seinem Wettbewerbsverhalten bei ähnlichen Marktregeln jedoch vergleichbaren Preisverhaltens zu erwarten. Abhängig von den Bezugsquellen des Energieträgers Strom werden sich insbesondere in Zeiten hoher Überschussmengen voraussichtlich stark rückläufige Wasserstoffpreise infolge zeitgleicher Produktion aller Anbieter einstellen, denen höhere Preise für dieses Gas in Zeiten niedriger negativer Residuallast entgegenstehen.

Diese aus den Erfahrungen des Erdgasmarkts abzuleitenden hohen Preisamplituden wären durch Möglichkeiten der Zwischenspeicherung der leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung sowie mittels Verzahnung zu artverwandten Netzsystemen (z. B. mittels Wasserstoffdirekteinspeisung in das Deutsche Erdgasnetz bzw. Überspeisung mittels Methanisierung) abdämpfbar. Hierzu kämen nach heutigem Ermessen auch kommunalen Speicher- und Optimierungsanlagen, die infolge des geänderten Marktregimes im Erdgasbereich ihren ursprünglichen Einsatzzweck weitestgehend verloren haben [26], neue Einsatzmöglichkeiten zu, deren Umsetzbarkeit es im Detail noch zu erforschen gilt.

## 5 Literatur

- [1] Schiebahn, S., et al., *Power to Gas*, in *Transition to Renewable Energy Systems*, D. Stolten and V. Scherer, Editors. 2013, Wiley-VCH. p. 813-849.
- [2] Stolten, D., T. Grube, and J. Mergel, *Beitrag elektrochemischer Energietechnik zur Energiewende*. VDI- Berichte, 2012. **2183**.
- [3] Krieg, D., *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Strassenverkehrs mit Wasserstoff / Dennis Krieg*. Schriften des Forschungszentrums Jülich. Reihe Energie und Umwelt / energy and environment ; 1442012, Jülich: Forschungszentrum, Zentralbibliothek. 228 S.
- [4] Stolten, D., et al., *Wirtschaftliche und technologische Chancen und Restriktionen in der Energiewende*, in *DPG-Frühjahrstagung2013*: Dresden.
- [5] Bundesnetzagentur. *Geschäftsprozesse zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas*. 2008; Available from: [http://www.gaspool.de/fileadmin/download/allgemein/Beschluss\\_GABi\\_Gas\\_Anlagen.pdf](http://www.gaspool.de/fileadmin/download/allgemein/Beschluss_GABi_Gas_Anlagen.pdf).
- [6] Haucap, J. *Zur Entwicklung der Strom- und Gasmärkte aus ökonomischer Sicht*. 2010 [cited 2014 02.01.2014]; Available from: [http://www.rewi.uni-jena.de/rewimedia/Downloads/Energierightsinstitut/Dornburg+2010/Dornburg\\_2010\\_01\\_Haucap.pdf](http://www.rewi.uni-jena.de/rewimedia/Downloads/Energierightsinstitut/Dornburg+2010/Dornburg_2010_01_Haucap.pdf).
- [7] ene't, *Karte der Verteilnetzbetreiber Gas*. 2013.
- [8] BDEW, VKU, and GEODE. *Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas*. 2013; Available from: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8D4102AA5347BE0C12578300046BCE6/\\$file/13-06-28\\_LF-Bilanzkreismanagement-Gas\\_KOV-VI\\_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8D4102AA5347BE0C12578300046BCE6/$file/13-06-28_LF-Bilanzkreismanagement-Gas_KOV-VI_final.pdf).
- [9] BDEW, VKU, and GEODE. *Geschäftsprozesse- Bilanzkreismanagement Gas*. 2011; Available from: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/588AD9E65B7F3DBAC1257A2A00348DE4/\\$file/LF%20Bilanzkreismanagement%20Gas\\_20110630\\_final\\_v1.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/588AD9E65B7F3DBAC1257A2A00348DE4/$file/LF%20Bilanzkreismanagement%20Gas_20110630_final_v1.pdf).
- [10] Dietzsch, F., E. Hennig, and J. Pilz, *Änderungen der Regelungen zum Bilanzkreismanagement Gas: standardisierte Nachrichtentypen für die Marktkommunikation*. energie wasser-praxis, 2008. **10**.

- [11] GASPOOL. *Konvertierung*. 2012 (23.12.2014); Available from: [http://www.gaspool.de/fileadmin/download/information/4.GASPOOL-BKV-Forum\\_07\\_Konvertierung.pdf](http://www.gaspool.de/fileadmin/download/information/4.GASPOOL-BKV-Forum_07_Konvertierung.pdf).
- [12] GASPOOL. *Strukturierungsbeiträge*. 2014 (03.01.2014); Available from: <http://www.gaspool.de/strukturierungsbeitraege.html>.
- [13] Wagner, U., R. Ingelspacher, and H. Roth, *Netzzugangsmodelle für Gas im Spannungsfeld von Technik und Handlungsflexibilität*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2004(9): p. 562-568.
- [14] Janssen, M., *Entry-Exit-Modelle im Erdgastransport und ihre Weiterentwicklung in Deutschland*, in *Lehrstuhl für Volkswirtschaftstheorie* 2006, Westfälische Wilhelms-Universität Münster: <http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/organisation/veroeffentlichungen/Matthias%20Janssen,%20Diplomarbeit%20zu%20Entry-Exit-Modellen.pdf>. p. 99.
- [15] Ingelspacher, R. and G. Westner, *Erdgastransportsysteme im internationalen Vergleich - Technik und Marktmodelle*. *energie wasser-praxis*, 2005. **6**: p. 30-34.
- [16] Heuterkes, M. and M. Janssen, *Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland*. Westfälische Wilhelms-Universität Münster: Beiträge aus der angewandten Wirtschaftsforschung, 2008(29): p. 1-43.
- [17] Wagner, U. and R. Ingelspacher, *Grundlagen und Vergleich verschiedener Netzzugangsmodelle für Erdgas* *energie wasser-praxis*, 2005. **2**: p. 18-22
- [18] Monopolkommission *Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung*. 2007.
- [19] Cerbe, G., et al., *Grundlagen der Gastechnik*. 7., vollständig aktualisierte Fassung ed2008.
- [20] Brühl, G. and G. Weissmüller, *Gasnetzzugang: Ein Leitfaden zum Basismodell der Bundesnetzagentur* 2006: C.H. Beck.
- [21] Germany, N. *Marktgebietskooperation NetConnect Germany- Erweiterung zum 01.10.2009*. 2009.
- [22] Grübel, A. *Neue Entwicklungen im Gasmarkt*. 2006.
- [23] Yang, C. and J. Ogden, *Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode*. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2007. **32**(2): p. 268-286.
- [24] HYPOS. *HYPOS bietet ein Bündel an Chance und Möglichkeiten*. 2013; Available from: <http://www.hypos-eastgermany.de/pipelinesystem-%E2%80%9Emitteldeutsches-chemiedreieck%E2%80%99C>.
- [25] Stolten, D., et al., *Power to Gas*, in *3rd ICEPE – Transition to Renewable Energy Systems* 2013: Frankfurt am Main.
- [26] Langner, T., M. Küster, and J. Müller-Kirchenbauer, *Lokale Erdgasspeicheranlagen in Deutschland Teil 1 und 2*. *Energie wasser-praxis* 2013. **Sonderdruck aus den Heften 2/2013 und 9/2013**.