

Konzepterstellung für die Erdgasbeschaffung am externen Gasmarkt für Industriestandorte

Masterarbeit
von
Ralph Stephan, BSc



eingereicht am
Lehrstuhl Wirtschafts- und Betriebswissenschaften
der
Montanuniversität Leoben

Leoben, am 25.11.2013

Aufgabenstellung

Herrn **Ralph Stephan** wird das Thema

"Konzepterstellung für die Erdgasbeschaffung am externen Gasmarkt für Industriestandorte"

zur Bearbeitung in einer Masterarbeit gestellt.

Im ersten Abschnitt der Masterarbeit sind die theoretischen Grundlagen zur Bearbeitung der beschriebenen Themenstellung herauszuarbeiten. Hierzu ist vor allem die Basis zur Gasmarktentwicklung insbesondere den rechtlichen Rahmenbedingungen der Gasmarktliberalisierung, weiters der Einfluss sowie die Entwicklung der Preisbestandteile von Erdgas zu beschreiben. Ein wesentlicher Bestandteil der Arbeit liegt in der Erarbeitung der Nutzungsmöglichkeiten von Kraftwerkskapazitäten an den Märkten für Regel- und Ausgleichsenergie. Für die Themenbearbeitung sind Kenntnisse über Beschaffungsstrategien und Ansätze zur Modellentwicklung aus der einschlägigen Fachliteratur zu gewinnen.

Der Schwerpunkt des praktischen Teils bildet die Entwicklung eines Erdgasbeschaffungskonzeptes, für Industriestandorte sowohl mit als auch ohne Stromsubstitutionsmöglichkeit durch eine Erdgasverstromung. Das Beschaffungsmodell muss auch für Beschaffungspools anwendbar sein, die auf der Basis eines gebündelten Einkaufs für eine Vielzahl von Standorte Erdgas beschaffen, welches somit mehrere Zählpunkte und komplexe Prognoseverfahren beinhaltet. Im Zuge dieses Vorgehens sind die Erkenntnisse hinsichtlich Verbesserungspotentiale für das bestehende Beschaffungskonzept zu diskutieren und eine Empfehlung abzuleiten.

Leoben, im April 2013

o.Univ.Prof. Dr. Hubert Biedermann

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Affidavit

I declare in lieu of oath, that I wrote this thesis and performed the associated research myself, using only literature cited in this volume.

(Ralph Stephan)

Leoben, 25.11.2013

Kurzfassung

Die kommerzielle Förderung von Erdgas ermöglichte den breit gefächerten Einsatz dieses Energieträgers. Heutzutage ist die Bedeutung von Erdgas für die Industrie unumstritten. Vielfach wird Erdgas auch als Brückenenergie für das 21. Jahrhundert gesehen. Die Umbrüche im Europäischen Erdgasmarkt durch die Binnenmarktbestrebungen der Europäischen Union sind seit Jahren im Gange. Bedingt durch diese Neuordnung eröffnen sich für energieintensive Industrieunternehmen, welche einen hohen Erdgasverbrauch aufweisen, neue Chancen und Möglichkeiten auf dem liberalisierten Markt tätig zu werden. In dieser Masterarbeit werden zunächst die Herkunft von Erdgas sowie die wichtigsten Parameter näher beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise des Marktes als auch die Analyse verschiedenster Preisbestandteile ist ebenfalls Teil dieser Arbeit. Nach Beschreibung der wesentlichen Beschaffungsinstrumente sowie deren Chancen und Risiken werden diese einem 4-stufigen Modell der Beschaffungsstrategien zugeordnet. Mithilfe eines selbst entwickelten Beschaffungsmodelles wurden verschiedenste Modelle kalkuliert die sich unterschiedlichster Produkte des liberalisierten Erdgasmarktes bedienen. Die daraus resultierenden Ergebnisse zeigten, dass ein agieren am liberalisierten Erdgasmarkt für Industriestandorte, durchaus ein Potential zur Kosteneinsparung aufweist. Die aus den Ergebnissen abgeleiteten Strategien, für eine moderne Erdgasbeschaffung, können dabei als Grundlage für die Entwicklung spezieller Standort-oder Konzernspezifischer Beschaffungsstrategien herangezogen werden.

Abstract

The commercial production of Natural Gas allowed the wide use of this energy source and the importance of it for the industry is undisputed. Sometimes, natural gas is indicated to be the bridge energy for the 21st century. The ongoing upheavals in the European Natural Gas market, due to the efforts of the European domestic market last for several years. Related to this re-organization of the market, new opportunities and possibilities opened up for the energy intensive industry, which have a high consumption of natural gas to operate their facilities. In this thesis, first the origin of natural gas and the most important parameters are described in detail. A description of the functionality of the market and the analysis of different price components is also part of this work. After description of the main procurement instruments and their risks and opportunities a 4-stage model of procurement strategies is presented. A self development procurement model, which provides the ability to calculate the usage of different products provided by the liberalized gas market, is used. The resulted data showed that, industrial companies who are willing to act on the liberalized gas market can realize quite a potential for cost saving. Finally, the resulting strategies, derived from the results, may be used as a basis for the development of site-specific or company-specific procurement strategies.

Danksagung

Für das Gelingen meiner Master Thesis haben viele Personen direkt oder indirekt beigetragen.

Ich bedanke mich bei Herrn o.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. mont. Hubert Biedermann, der es mir ermöglicht hat meine Masterarbeit am Lehrstuhl für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften an der Montanuniversität Leoben zu schreiben.

Ganz besonderem Dank verpflichtet bin ich meiner Betreuerin Frau Dipl.-Ing. (FH) Carina Gallien, welche mich während der Anfertigung meiner Arbeit mit wertvollen Ratschlägen und Informationen unterstützt hat.

Insbesondere möchte ich auch Herrn Sebastian Kröger, Abteilungsleiter Energiemanagement voestalpine Stahl Donawitz GmbH und seinen Mitarbeitern für die Bereitstellung der Daten und Hilfsbereitschaft danken.

Ein sehr spezieller Dank geht an meine Eltern Rosemarie und Ludwig Stephan, welche mir die Absolvierung meines Studiums ermöglicht haben. Ohne ihren Glauben an mich und Fürsorge, auf die ich mich immer verlassen konnte, wäre ein solches Studium nur schwer möglich gewesen.

Herzlich bedanken möchte ich mich auch bei meiner Freundin Vera Carina Huber, die während der letzten 6 Monate auf viel gemeinsame Zeit verzichten musste und stets ein offenes Ohr für mich hatte.

Schlussendlich bedanke ich mich bei meinem Bruder Daniel, meinen Studienkollegen in Leoben und allen anderen Freunden für die moralische Unterstützung während meiner Studienzeit.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Abbildungsverzeichnis	v
Tabellenverzeichnis	vi
Abkürzungsverzeichnis	vii
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung	1
1.2 Aufbau und Struktur der Arbeit	2
2 Energieträger Erdgas	3
2.1 Historische Entwicklung	3
2.2 Entstehung, Lagerstätten und Förderung	4
2.2.1 Entstehung	4
2.2.2 Lagerstätten	4
2.2.3 Auffindung und Förderung.....	6
2.3 Transport und Speicherung	7
2.3.1 Ferntransport	7
2.3.2 Endverteilung.....	8
2.3.3 Speicherung	8
2.4 Eigenschaften und Kennzahlen	9
2.5 Weltweiter Gasmarkt	12
2.5.1 Erdgas in Europa.....	14
2.5.2 Erdgas in Österreich	14
3 Politische und Rechtliche Rahmenbedingungen im Erdgasmarkt	15
3.1 Grundsätze des Europäischen Energiebinnenmarktes	15
3.2 Europäischer Regulierungsrahmen	16
3.3 Kernelemente des Europäischen Energiebinnenmarktes.....	18
3.3.1 Entflechtung.....	18
3.3.2 Diskriminierungsfreier Netzzugang.....	19
3.3.3 Grenzüberschreitender Energiehandel.....	19
3.3.4 Institutionelles Netzwerk	19
3.4 Rechtsrahmen Österreich.....	21
3.4.1 Gaswirtschaftsgesetz 2000	21
3.4.2 Novellierung des GWG.....	21

3.4.3	Gaswirtschaftsgesetz 2011	22
4	Struktur und Funktionsweise des liberalisierten Erdgasmarkt	31
4.1	Gashubs und -börsen in Europa.....	31
4.1.1	Trading Hubs: NBP und TTF	34
4.1.2	Transit Hubs: ZEE und CEGH.....	35
4.1.3	Transition Hubs: GPL, NCG, PEGs und PSV	36
4.2	Preisbildung an Börsen und Hubs	36
4.2.1	Haupteinflussfaktoren des europäischen Erdgasmarkt	38
4.2.2	Preisentwicklung an Erdgashubs.....	40
4.3	Netzzugang.....	40
4.3.1	Entry-Exit Modell	41
4.3.2	Kapazitätsvergabe.....	42
4.3.3	Netznutzungsentgelte	43
4.4	Markt- und Verteilergebiete	43
4.4.1	Marktgebietsmanager.....	44
4.4.2	Verteilergebietsmanager.....	44
4.5	Bilanzgruppensystem	45
4.5.1	Bildung einer Bilanzgruppe.....	45
4.5.2	Bilanzgruppenkoordinator	46
4.6	Funktionsweise des Marktmodells.....	46
4.7	Markt für Ausgleichs- und Regelernergie	47
4.7.1	Angebot und Abruf von Ausgleichsenergie	48
4.7.2	Preis der Ausgleichsenergie.....	49
4.8	Steuern und Abgaben	50
4.9	Preiszusammensetzung Erdgas	51
5	Strategische Energiebeschaffung.....	52
5.1	Produkte im liberalisierten Erdgasmarkt.....	52
5.1.1	Merkmale bilateraler Verträge.....	53
5.1.2	Erdgasversorgung mit Öl- oder Gaspreisbindung	54
5.1.3	Erdgasbeschaffung zum Fixpreis	55
5.1.4	Erdgasbeschaffung mit Tranchen	56
5.1.5	Flexible Verträge(Residualverträge)	57
5.1.6	Börsenprodukte	57
5.1.7	Derivate im Energiehandel	59
5.1.8	Speicherprodukte.....	59
5.2	Beschaffungsstrategien	61

5.2.1	Vollversorgung – Stufe A.....	61
5.2.2	Bandlieferungen mit Residuallieferung – Stufe B.....	62
5.2.3	Strukturierte Beschaffung mit eigener Bilanzgruppe – Stufe C.....	62
5.2.4	Strukturierte Beschaffung mit eigener Bilanzgruppe und zusätzlichen Energiehandel – Stufe D.....	63
5.3	Risiken in der Erdgasbeschaffung.....	63
5.3.1	Marktpreisrisiko.....	63
5.3.2	Liquiditätsrisiko.....	63
5.3.3	Marktliquiditätsrisiko.....	64
5.3.4	Mengen- oder Volumenrisiko.....	64
5.3.5	Fahrplanrisiko.....	64
5.3.6	Versorgungsrisiko.....	64
5.3.7	Counterpart Risiko.....	64
5.3.8	Prozessrisiko.....	65
5.3.9	Reputationsrisiko.....	65
6	Entwicklung einer Beschaffungsstrategie.....	66
6.1	Simulationsmodell zur Beschaffung.....	66
6.1.1	Futures.....	68
6.1.2	Offener Vertrag.....	69
6.1.3	Börse Day Ahead.....	70
6.1.4	Speicher.....	71
6.1.5	Datenbank.....	72
6.1.6	Auswertung.....	72
6.1.7	Jahresauswertung.....	75
6.1.8	Datengrundlage Verbrauch.....	76
6.1.9	Datengrundlage Marktdaten.....	78
6.2	Industriestandorte ohne Stromsubstitutionsmöglichkeit.....	80
6.2.1	Beschaffungsmodelle.....	80
6.2.2	Risikomanagement.....	85
6.3	Industriestandorte mit Stromsubstitutionsmöglichkeit.....	86
6.3.1	Einsatz von Speichern.....	87
6.3.2	Beschaffungsstrategie.....	87
6.3.3	Risikomanagement.....	91
6.4	Interpretation der Ergebnisse.....	93
6.5	Beschaffungsstrategie.....	94
6.5.1	Standorte ohne Stromsubstitutionsmöglichkeit.....	94

6.5.2	Standorte mit Stromsubstitutionsmöglichkeit.....	95
6.5.3	Bündelung von Standorten	96
6.6	Einführung einer Handelsabteilung.....	97
6.6.1	Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe für Erdgas	97
6.6.2	Kosten.....	98
7	Zusammenfassung und Fazit.....	99
7.1	Empfehlungen	101
	Literaturverzeichnis	103
	Internet.....	107
	Anhang.....	109
	Inhalt.....	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 : Wichtige Lagerstättentypen.....	5
Abbildung 2: Veröffentlichung Erdgasparameter.....	12
Abbildung 3: Weltweiter Erdgashandel 2011	13
Abbildung 4: Funktionsweise Erdgashub	32
Abbildung 5: Erdgashubs und –börsen in Europa.....	33
Abbildung 6: Preisermittlung an Börsen	38
Abbildung 7: Einflussfaktoren Erdgaspreis	39
Abbildung 8: Preisentwicklung Erdgashub.....	40
Abbildung 9: Marktmodell 2013.....	47
Abbildung 10: Preisentwicklung Ausgleichsenergie	49
Abbildung 11: Volumen Ausgleichsenergie.....	50
Abbildung 12: Preiszusammensetzung Erdgas	51
Abbildung 13: Unterscheidungsmerkmale zwischen OTC und Börse.....	53
Abbildung 14: Preisanpassungsformel	55
Abbildung 15: Mengengrenzen Flexible Verträge	57
Abbildung 16: Stufenmodell der Erdgasbeschaffung.....	61
Abbildung 17: Auswahlmaske Beschaffungsmöglichkeiten.....	67
Abbildung 18: Berechnung Future.....	69
Abbildung 19: Eingabe Offener Vertrag/Residualvertrag	69
Abbildung 20: Berechnung Preisanbindung.....	70
Abbildung 21: Eingabe Day Ahead	71
Abbildung 22: Eingabe Speicher	71
Abbildung 23: Datenbank + Berechnung.....	72
Abbildung 24: Benutzeroberfläche	73
Abbildung 25: Detailansicht Filter und Auswertung.....	73
Abbildung 26: Detailansicht Diagramm.....	75
Abbildung 27: Jahresauswertung.....	75
Abbildung 28: Datensatz Verbrauch	76
Abbildung 29: Lastprofil Tagesbasiert.....	77
Abbildung 30: Lastprofil Normiert Durchschnittlicher Verbrauch.....	77
Abbildung 31: Datensatz Future	78
Abbildung 32: Datensatz Ausgleichsenergie	79
Abbildung 33: Auswertung Modell 1, Juni 2012.....	81
Abbildung 34: Bandlieferung Jahresfuture.....	84
Abbildung 35: Bandlieferung Jahres- und Monatsfuture.....	85
Abbildung 36: Bandlieferung Jahres- und Monatsfuture + Day Ahead Markt.....	88
Abbildung 37: Speichereinsatz.....	89
Abbildung 38: Speichereinsatz Saisonal	90
Abbildung 39: Speicherkurve.....	90

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gasfamilien und Gruppen	10
Tabelle 2: Übersicht Produkte	52
Tabelle 3: Auswertung Gasmarkanbindungsmodelle.....	82
Tabelle 4: Gegenüberstellung Modell 1/Modell 2.....	83
Tabelle 5: Übersicht 1 Kalkulierte Modelle	85
Tabelle 6: Übersicht 2 Kalkulierte Modelle	93
Tabelle 7: Übersicht Kosten Handelsabteilung.....	98

Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AE	Ausgleichsenergie
AGCS	Gas Clearing and Settlement AG
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
Bill.	Milliarden
BKO	Bilanzgruppenkoordinator
Btu/scf	British Thermal Unit per standard cubic foot
CEGH	Central European Gas Hub
EEA	Einheitliche Europäische Akte
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
EGIX	European Gas Index
EIWOG	Elektrizitätswirtschafts und –ordnungs Gesetz
EN	Europäische Norm
ENTSO E	European Network of Transmission System Operator for Electricity
ENTSO G	European Network of Transmission System Operator for Gas
ERGEG	European Regulators Group for Electricity and Gas
et al.	et alteri
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
f.	folgende Seite
ff.	folgende Seiten
FLNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GRI	Gas Regional Initiative
GuD	Gas und Dampf
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Giga Watt Stunden
Hi	Brennwert
Hrsg.	Herausgeber
Hs	Heizwert
ISO	International Organization for Standardisation
ISO	Independent System Operator
ITO	Independent Transmission Operator
km	Kilometer
kWh/m ³	Kilowattstunden pro Kubikmeter
LIO	Local Issuing Office
LNG	Liquified Natural Gas
m	meter
m ³	Kubikmeter

mbar	Millibar
MGM	Marktgebietsmanager
MJ/m ³	Mega Joule pro Kubikmeter
Mrd.	Milliarden
NBP	National Balancing Point
NCG	Net Connect Germany
Nm ³	Norm Kubikmeter
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OTC	Over the Counter
ÖVGW	Österreichischer Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
PSV	Punto do Scambio Virtuale
ρ	Dichte des Brenngases
ρ_1	Dichte der Luft
SLP	Standard Lastprofil
TTF	Title Transfer Facility
USD	US Dollar
vgl.	Vergleiche
VGM	Verteilergebetsmanager
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilernetzbetreiber
Vol.%	Volumsprozent
VTP	Virtual Trading Point
Wi	maximaler Wobbeindex
Ws	minimaler Wobbeindex
z.B.	zum Beispiel
ZEE	Zeebrugge Hub
zit. nach	zitiert nach

1 Einleitung

Erdgas begleitet die Menschheit schon seit der Antike. Anfänglich noch als Zeichen der Götter interpretiert und von der Menschheit nicht kontrollierbar, nahm die Bedeutung mit zunehmendem technischen Fortschritt ständig zu. Mit der Auffindung bedeutender Vorkommen in der Nordsee gelang dem Erdgas der endgültige Durchbruch. Meist wird es als Energieträger für thermische Prozesse, zur Gebäudeheizung oder zur Stromerzeugung verwendet. Der Anteil am österreichischen Gesamtenergieverbrauch beträgt ca. 23 %. Im Zusammenhang mit der zukünftigen Umstellung der Energieversorgung auf alternative Energien soll Erdgas ebenfalls eine tragende Rolle spielen. Seine hohe Energiedichte und gute Verbrennungscharakteristik sowie auch die Möglichkeit der Speicherung sind eine optimale Ergänzung zur Sonnen- und Windenergie.

Mit dem Bekenntnis der Europäischen Union zur Schaffung eines Europäischen Binnenmarktes kam es auch zu einem Umbruch in der Erdgaswirtschaft. Die bisher über Jahrzehnte gewachsenen Strukturen wurden dabei aufgebrochen und neu geordnet. Bisher wurden vonseiten der EU drei Energiebinnenmarktpakete verabschiedet, deren Ziel eine Neuordnung des Europäischen Energiemarktes unter den Bedingungen des freien Marktes ist. Durch diese neuen Richtlinien der Europäischen Union kam es auch zu einer Neuordnung der Erdgasmarktmodelle in den Mitgliedsstaaten.

Eine Integration dieser Europäischen Richtlinien fand in Österreich mit der Neuschaffung des Gaswirtschaftsgesetzes und den darauffolgenden Novellen statt. Dabei kam es zu einer Trennung zwischen Netzbetreibern, Erzeugern und Verteilern und somit zu einer Neuordnung der österreichischen Erdgaswirtschaft.

Bedingt durch die Liberalisierung der Erdgaswirtschaft erweiterte sich der Handlungsspielraum für Kunden erheblich. So besteht die Möglichkeit den Anbieter frei zu wählen, eine eigene Bilanzgruppe einzurichten, Transportkapazitäten in den Fernleitungsnetzen zu buchen oder Speicherkapazitäten zu erwerben.

Die Erdgasversorgung eines großen Industriebetriebes wurde früher meist durch einen Versorger sichergestellt, mit welchem ein langfristiger Vertrag abgeschlossen wurde. Durch die Ausweitung des Handlungsspielraums für Industriebetriebe besteht nun jedoch die Möglichkeit sich verschiedenster Produkte und Instrumente des liberalisierten Erdgasmarktes zu bedienen. Ein agieren am liberalisierten Markt kann dabei nicht unerhebliche Preisvorteile für ein Unternehmen generieren. Es bedarf jedoch geeigneter Strategien und Risikokonzepte um die Potentiale vollständig ausschöpfen zu können und unvorhersehbare Entwicklungen kontrollierbar zu machen.

1.1 Zielsetzung

Die vorliegende Arbeit „Konzepterstellung für die Erdgasbeschaffung am externen Gasmarkt für Industriestandorte“, soll in den folgenden Kapiteln zunächst die wichtigsten physikalischen und chemischen Eigenschaften beschreiben. Dies soll dem Leser helfen, eine Wissensgrundlage im Bereich der Erdgaswirtschaft aufzubauen. Anschließend soll eine detaillierte Analyse der Funktionsweise des Marktes sowie aktueller Marktdaten erfolgen. Mithilfe dieser Analyse soll der Leser einen Überblick über Gesetze, Märkte und den damit

definierten Handlungsmöglichkeiten erhalten. Ebenfalls sollen die einzelnen Preisbestandteile sowie der Preisbildungsmechanismus enthalten sein.

Weiteres soll eine detaillierte Analyse des Marktes für Ausgleichs- und Regelenergie erfolgen und anschließend das Potential, welches durch eine Teilnahme an diesem Markt entsteht, abgeschätzt werden. Schlussendlich sollen Konzepte zur Beschaffung entwickelt werden, für Industriestandorte mit bzw. ohne Stromsubstitution sowie die Chancen und Risiken die mit der Gründung einer eigenen Bilanzgruppe verbunden sind.

1.2 Aufbau und Struktur der Arbeit

Dem Leser dieser Arbeit soll zunächst ein Verständnis über die Herkunft von Erdgas und die Funktionsweise des globalen Erdgasmarktes gegeben werden. Dazu wurden in Kapitel 2 die Auffindung, die Förderung, der Transport und die Weiterverteilung von Erdgas untersucht. Wesentliche Parameter zur Qualitätsbestimmung als auch gängige Einheiten wurden ebenfalls beschrieben. Außerdem wurde der Weltmarkt für Erdgas, als auch der Europäische Markt näher beleuchtet. Abschließend wurde die Bedeutung von Erdgas für Österreich näher beschrieben.

In Kapitel 3 soll dem Leser ein Überblick über bestehende Richtlinien vonseiten der Europäischen Union sowie die Motivation für diese gegeben werden. Weiteres wurde die österreichische Gesetzeslage näher beschrieben, sowie die Definitionen der einzelnen Akteure des liberalisierten Marktes näher erklärt.

In Kapitel 4 wurde die Funktionsweise des liberalisierten Marktes näher beschrieben. Dies umfasst die Entwicklung der Börsen und Hubs als auch die Preisbildung an diesen. Die Haupteinflussfaktoren auf den Erdgaspreis wurden ebenfalls näher präsentiert. Zusätzlich wurden die Akteure des liberalisierten Erdgasmarktes als auch die Funktionsweise des Marktmodells in Österreich näher beschrieben. Abschließend wurden Steuern und Abgaben, welche auf Erdgas zu entrichten sind, näher behandelt.

Kapitel 5 beschreibt verschiedenste Beschaffungsprodukte welche im liberalisierten Erdgasmarkt verfügbar sind. Dabei wurden Vor- und Nachteile sowie damit verbundene Chancen und Risiken näher beschrieben. Zusätzlich wird ein 4 stufiges Modell vorgestellt, welches den Handlungsspielraum für unterschiedliche Beschaffungsstrategien näher definieren soll.

Die Beschreibung der Entwicklung eines Beschaffungsmodells sowie die damit berechneten Modelle erfolgten in Kapitel 6. Dieses Modell ermöglicht die Betrachtung verschiedenster Szenarien. Nach Beschreibung des Modells sowie der Datengrundlagen wurden mehrere Szenarien näher beschrieben. Eine Diskussion der Ergebnisse und der Erkenntnisse zur Entwicklung einer Beschaffungsstrategie werden ebenfalls präsentiert. Abgeschlossen wird dieses Kapitel mit einer Abschätzung der Kosten zur Implementierung einer eigenen Handelsabteilung.

Das abschließende Kapitel 7 dient zur Zusammenfassung dieser Arbeit als auch der Präsentation der erhaltenen Erkenntnisse.

2 Energieträger Erdgas

In diesem Kapitel wird die historische Entwicklung des Energieträgers sowie die Entstehung und Herkunft näher erläutert. Außerdem werden die chemischen und physikalischen Eigenschaften von Erdgas näher beschrieben und die damit verbundenen Kennzahlen vorgestellt. Ein Überblick über die verschiedenen Vorkommen von Erdgas wird ebenso dargestellt, als auch die Förderung und der weiterführende Transport. Abschließend wird der weltweite Erdgasmarkt beleuchtet sowie weiterführende Zahlen und Fakten des Europäischen und Österreichischen Erdgasmarktes.

2.1 Historische Entwicklung

Die Geschichte des Erdgases lässt sich bis in die Antike verfolgen. Damals trat natürlich vorkommendes Erdgas an bestimmten Stellen an die Oberfläche und konnte sich dabei entzünden. Diese „ewigen Feuer“ wurden meist als Zeichen der Götter gedeutet und dementsprechend verehrt. So wurde zum Beispiel das berühmte Orakel von Delphi an einer Stelle errichtet, an der Erdgas aus einer Erdspalte austrat. Die erste nachweisliche Nutzung von Erdgas geschah ca. 900 vor Christus im heutigen China. Mittels ersten einfachen Gasbrennern wurde Meerwasser erhitzt um es trinkbar zu machen und das Salz zu separieren. Die erste größere industrielle Nutzung von Erdgas begann in den USA im Jahr 1821. W.H. Hart legte einen Schacht zur Erdgasgewinnung und beleuchtete damit eine Mühle und ein Wohnhaus. Ebenfalls wurde von ihm die erste Erdgasgesellschaft gegründet. Durch die Entwicklung des Bunsenbrenners, benannt nach seinem Erfinder Robert Bunsen, wurde eine sichere Verwendung von Erdgas zum Kochen und Heizen ermöglicht. Durch die Entwicklung von Thermostaten konnte man die abgegebene Hitze regeln und überwachen. Diese Erfindung beschleunigte die Verbreitung von Erdgas und bereits zu dieser Zeit wurde Erdgas in der Glas- und Stahlindustrie verwendet.¹

Die Nutzung von Gas in Europa reicht zurück bis ins 17. Jahrhundert. Der deutsche Arzt und Chemiker Johann Joachim Becher war ein Pionier auf dem Gebiet der Kohlevergasung und der Erfinder des Leuchtgases. Um 1835 entstanden beinahe in jeder größeren Stadt der K.u.K Monarchie sogenannte Gasanstalten. In diesen Gaswerken wurde durch Vergasung von Kohle sogenanntes Kohlengas oder Leuchtgas hergestellt. Erdgas kam zu dieser Zeit noch keine nennenswerte wirtschaftliche Bedeutung zu. Dies sollte sich jedoch mit der Entdeckung größerer Erdgasvorkommen in Europa rasant ändern. Insbesondere große Funde in der Nordsee und die Errichtung von Gaspipelines, mit denen der Transport über lange Distanzen zu bewerkstelligen ist, führen zu einer kommerziellen Nutzung von Erdgas. Die ersten größeren Erdgasfunde in Österreich befanden sich in der Nähe von Wien und Wels. Die erstmalige Beimischung von Erdgas zu Stadtgas fand 1943 statt. Nach und nach stellten immer mehr Städte die Gasversorgung von Kohlengas auf Erdgas um und wurden somit von Gasproduzenten zu Erdgas-Verteilernetzbetreibern. Heutzutage gibt es nur noch vereinzelt in China mit Stadtgas betriebene Gasnetze.²

¹ Vgl. Naturalgas.org (2013)

² Vgl. Wienenergie (2013)

2.2 Entstehung, Lagerstätten und Förderung

In den nachfolgenden Abschnitten wird die Entstehung von Erdgas näher beschrieben. Der Entstehungsprozess, als auch die dafür nötigen Voraussetzungen werden detaillierter dargestellt. Anschließend wird auf die verschiedenen Lagerstätten näher eingegangen und eine Unterteilung dieser in konventionelle und unkonventionelle erfolgt. Abschließend wird die Förderung von Erdgas als auch die dafür benötigten Anlagen und Maschinen näher beschrieben.

2.2.1 Entstehung

Die Bildung von Erdgas und Erdöl stellt einen Prozess dar der seinen Ursprung vor Millionen von Jahren hatte. Ausgangsmaterialien sind Reste der organischen Substanzen von Kleinstlebewesen (Mikroorganismen, Algen, Plankton) und Pflanzen die im Laufe der Erdgeschichte im Wasser oder auf dem Land gelebt haben. Diese Organismen sanken nach dem Absterben auf den Meeresgrund ab. Durch die sauerstoffarmen Bedingungen in diesem Ablagerungsmilieu wurde ein vollständiger mikrobieller Abbau verhindert und im Laufe der Zeit bildeten sich mächtige Sedimentfolgen mit hohem Anteil an biogenem Material. Im Laufe der nächsten Millionen von Jahren kam es zu einer Überdeckung dieser Sedimentschichten mit diversen weiteren Sedimentschichten. Die dabei entstehenden hohen Drücke und Temperaturen spalteten die in der Biomasse enthaltenen langkettigen Kohlenwasserstoffe, die sogenannten Kerogene, in kurzkettige gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe auf. Durch diesen Umwandlungsprozess und der Überlagerung durch weitere Sedimentschichten kommt es zunächst zu einer Druckerhöhung und Verringerung des Porenraums im Muttergestein. Infolgedessen stiegen die Kohlenwasserstoffe in durchlässigen Schichten durch den Porenraum oder entlang von Klüften nach oben, da sie leichter waren als Wasser, das normalerweise den Porenraum ausfüllt. Dieser Vorgang wird als Migration bezeichnet.³

2.2.2 Lagerstätten

Die aufsteigenden oder migrierenden Kohlenwasserstoffe erreichten an manchen Stellen die Oberfläche. Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben entstanden dadurch „ewige Feuer“. Der Großteil der Kohlenwasserstoffe traf allerdings im Zuge seiner Migration auf natürliche Barrieren und Fallen, die eine Grundbedingung für das Vorhandensein von Lagerstätten darstellen.⁴

Zur Bildung einer Erdgaslagerstätte müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein. Zunächst muss ein ausreichend poröses und permeables Speichergestein vorhanden sein um die Migration und Ansammlung zu ermöglichen. Zusätzlich wird noch eine undurchlässige Schicht, die eine weitere Migration an die Oberfläche verhindert, sowie eine geeignete geologische Struktur, sogenannte Falle, benötigt. Bei Vorhandensein dieser Voraussetzungen konnten sich die Kohlenwasserstoffe in den heute bekannten Lagerstätten ansammeln.⁵

³ Vgl. WEG Broschüre Erdgas-Erdöl (2008), S. 9f

⁴ Vgl. FGW (2013)

⁵ Vgl. WEG Broschüre Erdgas-Erdöl (2008), S. 11

Generell wird bei Erdgaslagerstätten zwischen konventionellen und unkonventionellen Lagerstätten unterschieden. Bei konventionellen Lagerstätten kann zwischen Lagerstätten in denen Erdöl und Erdgas gemeinsam vorkommt, sowie reinen Erdgaslagerstätten unterschieden werden. Man spricht auch von assoziierten und nicht-assozierten Erdgas. In konventionellen Lagerstätten ist das Erdgas in gut durchlässigen Gesteinen enthalten und steht unter hohem Druck. Diese Begebenheiten ermöglichen dem Erdgas eine gewisse Mobilität innerhalb der Lagerstätte und es bedarf keiner Behandlung der Lagerstätte für eine wirtschaftliche Förderung. Unkonventionelle Lagerstätten bestehen aus Gesteinen mit sehr kleinen Porenräumen und keiner oder sehr geringer Permeabilität. Das Erdgas ist hier in den Porenräumen eingeschlossen und besitzt keine Mobilität. Um das Erdgas freizulegen und fördern zu können bedarf es der Bildung von künstlichen Fließwegen. Diese werden mittels Hydraulic Fracturing oder anderer technischer Hilfsmittel erzeugt. Bei unkonventionellen Lagerstätten unterscheidet man zwischen:⁶

- Tight Gas – Erdgas in dichten Sandsteinen
- Shale Gas – Erdgas in Schiefergesteinen
- Coalbed Methane - Erdgas in Kohleflözen

Zum besseren Verständnis der beschriebenen Lagerstätten dient Abbildung 1.

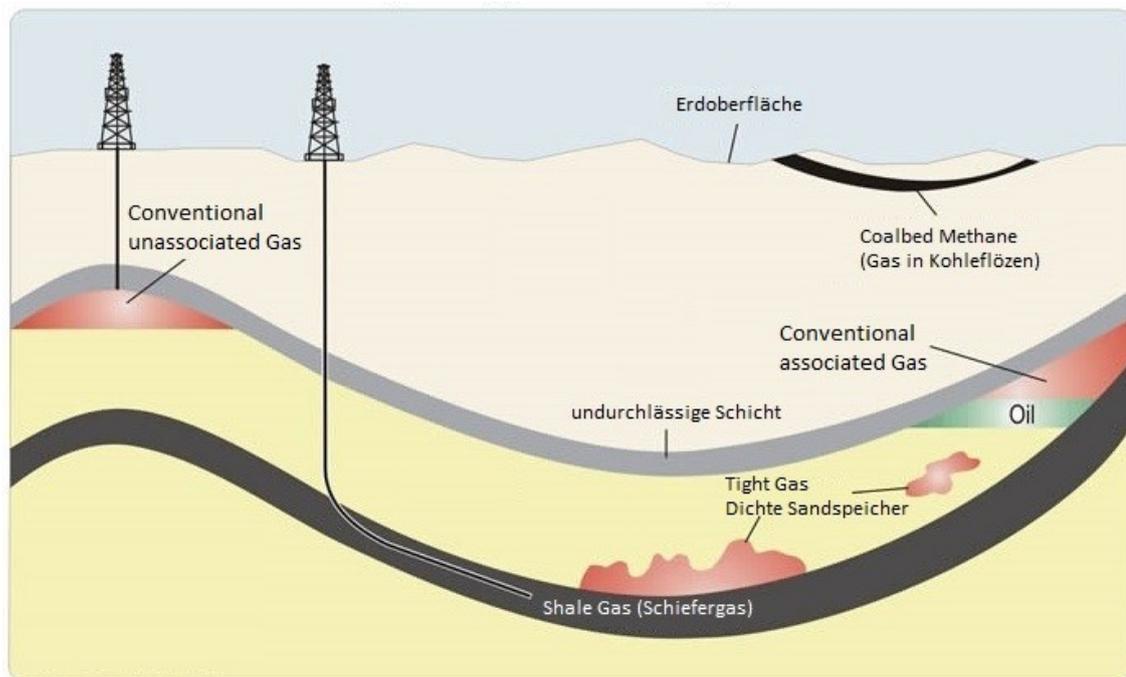


Abbildung 1 : Wichtige Lagerstättentypen⁷

Eine weitere unkonventionelle Lagerstätte die bis jetzt noch keine Erwähnung fand stellt das sogenannte Methanhydrat dar. Hier wird Methan bei hohem Druck und tiefen Temperaturen in Eis eingeschlossen. In einem Kubikmeter Methanhydrat können bis zu 164 Kubikmeter Gas gespeichert sein. Dieser Umstand erklärt das Potential welches die Förderung von Methanhydrat hat. Die kontrollierte Förderung von Methanhydrat stellt eine starke technische Herausforderung dar und ist mit erheblichen Risiken für Mensch

⁶ Vgl. WEG Broschüre Hydraulic Fracturing (2012)

⁷ Quelle: http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html

und Natur verbunden. Heutzutage gibt es noch keine industrielle Förderung, jedoch wird die Erschließung dieser Felder in verschiedenen Forschungsprojekten erprobt.⁸

2.2.3 Auffindung und Förderung

Durch seismische Untersuchungen werden Gesteinsschichten gefunden in denen Erdgas gespeichert ist. Das Verfahren beruht wie beim Echo auf dem Prinzip der reflektierten Schallwellen. Mittels Explosivladungen in Bohrlöchern, Vibratoren oder Luftpulsern in Gewässern werden Schallwellen erzeugt die anschließend von den Gesteinsschichten reflektiert werden. Geophone die an der Oberfläche in bestimmten Rastern angeordnet sind, zeichnen die reflektierten Schallwellen auf und ermöglichen so Rückschlüsse über die geologischen Gegebenheiten bis zu einer Tiefe von 8 000-10 000 m.⁹

Endgültige Klarheit über das Vorhandensein von Erdgas kann aber nur eine Tiefbohrung schaffen. Heutzutage werden modernste Bohranlagen eingesetzt die vorwiegend mit dem Rotary-Verfahren arbeiten. Hierbei wird das Bohrgestänge, welches mit dem Bohrmeißel verbunden ist, über einen Topdrive oder Drehtisch angetrieben. Gerade in der Förderung von Erdgas und hier vor allem in der Erschließung von unkonventionellen Lagerstätten spielt die Bohrtechnik eine immer wichtigere Rolle. So kommt im zunehmenden Umfang die Horizontalbohr- und Richtbohrtechnik zum Einsatz, mit deren Hilfe es ermöglicht wird, Felder mit einer geringeren Anzahl an Bohrungen zu erschließen und eine höhere Förderrate zu erzielen. Ebenfalls wird dieses Verfahren fast ausschließlich bei der Erschließung von Lagerstätten auf See (offshore) angewandt.¹⁰

Nach erfolgreicher Fertigstellung der Tiefbohrung wird das Bohrloch verrohrt und anschließend zementiert. Um die Verbindung zwischen Lagerstätte und Bohrloch herzustellen werden kleine Sprengladungen eingesetzt. Anschließend werden ein Steigrohr zur Förderung sowie verschiedene weitere Komponenten verbaut. Zur Gewährleistung der Sicherheit und Vermeidung von unkontrolliertem Erdgasaustritt wird obertage ein Eruptionskreuz sowie untertage ein Absperrventil verbaut.¹¹

Aufgrund des Lagerstättendrucks können im Allgemeinen etwa 75% der vorhandenen Reserven gewonnen werden. Dieser günstige Ausbeutegrad beruht auf den physikalischen Eigenschaften von Erdgas sowie den, wie bereits erwähnt, sehr hohen Druck in den Lagerstätten. Mit fortschreitender Förderung verringern sich die Förderraten sowie der Druck und oftmals muss zur weiteren Einspeisung in ein Hochdrucknetz eine Verdichteranlage installiert werden. Zur Erhöhung der Förderraten kommen, wie bereits beschrieben, Stimulationstechniken wie Hydraulic Fracturing zum Einsatz.¹²

Das aus der Tiefe gewonnene Erdgas weist meist noch nicht die Qualität auf die eine Einspeisung in das Transportnetz ermöglicht. Verunreinigungen wie Schwefelwasserstoff (H_2S), Kohlenstoffdioxid (CO_2) und Stickstoff (N_2) beeinflussen die Qualität und müssen vor der Einspeisung entfernt werden. Dazu bedient man sich verschiedenster Aufbereitungstechniken, wie etwa der Glykoltrocknung, Entschwefelung und Konditionierung.¹³

⁸ Vgl. Spiegelonline Nachrichtenartikel: Testbohrung, Japan fördert Methanhydrat aus der Tiefsee (2013)

⁹ Vgl. WEG Broschüre Seismik (2008)

¹⁰ Vgl. WEG Broschüre Erdgas – Erdöl (2008), S. 18

¹¹ Vgl. WEG Broschüre Erdgas – Erdöl (2008), S.18

¹² Vgl. WEG Broschüre Erdgas – Erdöl (2008), S. 23f

¹³ Vgl. Cerbe et al. (2004), S. 12f

Nach erfolgter Aufbereitung wird das Erdgas in das überregionale Transportnetz eingespeist. Meist erfolgt dies an zentralen Übergabepunkten, an denen Gase von mehreren Feldern mit unterschiedlichen Energiedichten (Brennwerten) zu einer einheitlichen Verkaufsqualität gemischt werden.¹⁴

2.3 Transport und Speicherung

Mithilfe der Entwicklung adäquater Transportmöglichkeiten wurde die kommerzielle Nutzung von Erdgas zunehmend attraktiv. Durch den kontinuierlichen Ausbau des Verteilernetzes und Fernleitungsnetzes konnte die Verfügbarkeit kontinuierlich erhöht werden. Heutzutage kommt dem Ferntransport mittels Liquefied Natural Gas (LNG) immer mehr Bedeutung zu. Der Umstand, dass Erdgas nur in einigen Ländern gefördert werden kann, jedoch in vielen Ländern ein essentieller Bestandteil des Energiemixes ist, erklärt die Entwicklung von Erdgasspeichern. Auf den folgenden Seiten wird der Ferntransport als auch die Endverteilung und Speicherung von Erdgas näher erläutert.

2.3.1 Ferntransport

In Europa wird Erdgas zu einem überwiegenden Teil mittels Pipelines, welche unterirdisch verlegt sind, von den Förderregionen zu den Verbrauchsregionen transportiert. Dabei herrscht zwischen Einspeisepunkt und Ausspeisepunkt ein Druckunterschied, der ein strömen des Gases ermöglicht. Da es zu Druckverlusten durch Reibung an den Rohrwänden kommt, werden zur Überwindung von längeren Distanzen Kompressorstationen benötigt. Diese Verdichter (Kompressoren) werden üblicherweise mit Erdgas, welches aus dem Pipelines entnommen wird, angetrieben. Meist wird dieses Erdgas als Antriebsgas bezeichnet. Die Betriebsdrücke variieren dabei für Pipelines an Land (onshore) zwischen 67,5 und 80 bar, bei Unterwasserpipelines (offshore) bis zu 130 bar. Leitungen die mit einem Betriebsdruck >1 bar betrieben werden, bezeichnet man als Hochdruck-Ferngasleitungen.¹⁵

Eine weitere Möglichkeit Erdgas über große Distanzen zu transportieren stellt die Verflüssigung mit anschließendem Transport durch Tanker dar. Flüssigerdgas wird als LNG bezeichnet.¹⁶ Der Transport von LNG besteht zumeist aus mehreren Etappen. Onshore wird das Erdgas zunächst per Pipeline an eine Verflüssigungsanlage transportiert und auf eine Temperatur von -160 °C abgekühlt. Dabei verflüssigt sich Erdgas und hat anschließend nur mehr 1/600 seines ursprünglichen Volumens. Schlussendlich wird das LNG auf spezielle Tanker verladen die über isolierte Ladetanks verfügen. Die Verflüssigungsanlagen können aus mehreren Modulen bestehen die als Trains bezeichnet werden. Die Tanker der aktuellen Generation haben ein Fassungsvermögen von ca. 135 000 Nm³, jedoch sind größere Tanker mit Kapazitäten von 250 000 Nm³ in der Entwicklung.¹⁷ Das transportierte Erdgas wird an seinem Zielort in LNG-Terminals entladen und in Tanks im flüssigen Zustand zwischengelagert. Anschließend wird es in einer Anlage wieder regasifiziert und im gasförmigen Zustand in das Pipelinenetz eingespeist. Da die Kosten für Verflüssigung und Regasifizierung nicht unerheblich sind

¹⁴ Vgl. WEG Broschüre Erdgas – Erdöl (2008), S. 25

¹⁵ Vgl. Konstantin (2006), S. 354

¹⁶ Vgl. Cerbe et al. (2004), S.14ff

¹⁷ Vgl. Jensen (2004), S. 5f

und keine Abhängigkeit zwischen der Entstehung dieser Kosten sowie der Transportentfernung besteht, lohnen sich LNG-Transporte im Vergleich zu Pipelinetransporten erst ab gewissen Entfernungen.¹⁸

2.3.2 Endverteilung

Zur Verteilung des Erdgases an den Endkunden werden Verteilernetze eingesetzt. Diese Netze sind im Gegensatz zu Transportnetzen wesentlich stärker vermascht und werden im Mitteldruck (0,1 bis 1 bar) und Niederdruck (25 mbar bis 100 mbar) betrieben.¹⁹

Grundsätzlich wird zwischen zwei Netztypen unterschieden. Druckgeregelte Netze werden durch technische Regeleinrichtungen auf einem eingestellten Druckniveau gehalten.

Mengengesteuerte Netze mit überwiegend höheren Betriebsstufen werden auf eine bestimmte Durchflussmenge (Tages- oder Stundenmenge) eingestellt. Der Druck der Netze kann hierbei variieren und stellt sich als Folgegröße der Durchflussmenge in bestimmten Grenzwertbereichen ein. Dadurch können auftretende Abweichungen zwischen Ausspeise- und Einspeisemenge ausgeglichen werden. Die Kapazität die zur Regelung eingesetzt werden kann wird als Leitungspuffer bezeichnet. Dieser Netztypus wird meist in vorgelagerten Transportnetzen verwendet, während in der Endverteilung druckgesteuerte Netze zum Einsatz kommen.²⁰

An Übergabestationen, ausgestattet mit Gasdruckregel- und Messanlagen, wird das Erdgas aus dem Transportnetz entnommen und auf den erforderlichen Betriebsdruck des Verteilernetzes reduziert. Zusätzlich wird an diesen Stationen eine Odorierung des Erdgases vorgenommen. Diese Odorierung, des ursprünglich geruchlosen Erdgases, wird aus Sicherheitsgründen vorgenommen, um auf austretendes Erdgas aufmerksam zu machen.²¹

2.3.3 Speicherung

Die Errichtung von Transportinfrastruktur sowie die Erschließung von Erdgasfeldern sind sehr kapitalintensiv. Um diese Kosten decken zu können, versuchen Erdgasproduzenten und –transporteure ihre Anlagen bestmöglich auszulasten. Die Nachfrage nach Erdgas unterliegt jedoch bedingt durch mehrere Faktoren einer gewissen Schwankung. Im Allgemeinen ist der Verbrauch am Tag höher als in der Nacht, an Werktagen höher als an Wochenenden und Feiertagen und durch den Einsatz von Erdgas als Raumheizung schwankt der Verbrauch saisonal sehr stark und steht in Abhängigkeit zur Außentemperatur.

¹⁸ Vgl. Jensen (2004), S. 7

¹⁹ Vgl. Konstantin (2006), S.354

²⁰ Vgl. DVGW (2009), S.14

²¹ Vgl. Konstantin (2006), S.354 und Cerbe et al. (2004), S. 218

Um die Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage ins Gleichgewicht zu bringen kommen folgende Maßnahmen zum Einsatz:²²

- Einsatz von Niederdruck und Hochdruck-Gasbehältern
- Speicherung in Rohrleitungen (Leitungspuffer)
- Beimischung von Zusatzgasen
- Abschalten von unterbrechbaren Verbrauchern
- Einsatz von untertägigen Speichern

Niederdruck oder Hochdruck-Gasbehälter weisen nur geringe Volumina auf und können nur zum Ausgleich kurzfristiger Leistungsspitzen dienen. Auch Leitungspuffer haben nur begrenzte Kapazitäten und werden dementsprechend nur zur temporären Speicherung verwendet. Die Beimischung von Zusatzgasen, beispielsweise Biogas, kann bedingt durch Verfügbarkeit und Qualität ebenfalls nur zu einem gewissen Grad erfolgen. Die Abschaltung von unterbrechbaren Verbrauchern ist vertraglich geregelt und wird zum Beispiel an extrem kalten Tagen zum kappen von Verbraucherspitzen angewandt. Der Einsatz von untertägigen Speichern ist im Gegensatz zu den bisher erläuterten die einzige Möglichkeit Erdgas längerfristig in großen Mengen zu speichern und somit wöchentliche und saisonale Verbrauchsschwankungen auszugleichen. Ebenfalls dienen Erdgasspeicher als Sicherheitsreserve, um bei Lieferausfällen oder Lieferengpässen die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.²³

Die wichtigsten untertägigen Erdgasspeicher sind die so genannten Porenspeicher. Diese Speicher werden in ausgeförderten Erdöl oder Erdgaslagerstätten errichtet. Daneben kommen noch Kavernenspeicher, die in unterirdischen Salzstöcken errichtet werden zum Einsatz. Charakteristische Kennzahlen für Erdgasspeicher sind das Arbeitsgasvolumen sowie die Einspeicher- und Ausspeicherrate. Das Arbeitsgasvolumen ist jenes nutzbare Volumen das zur Ein- und Ausspeicherung verwendet werden kann. Neben dem Arbeitsgasvolumen wird auch noch eine gewisse Menge Kissengas benötigt. Die Menge hängt von verschiedenen spezifischen Eigenschaften der Lagerstätte ab und dient als Druckpuffer und zur Fernhaltung von Lagerstättenwasser. Die Einspeicherrate gibt an wie schnell der Speicher befüllt werden kann und die Ausspeicherrate wie schnell Erdgas entnommen werden kann.²⁴

2.4 Eigenschaften und Kennzahlen

Erdgas ist ein brennbares, in der Regel geruchloses und farbloses Naturgas. Es besitzt eine geringere Dichte als Luft und hat eine Zündtemperatur von ca. 600 °C. Es besteht hauptsächlich aus Methan, sowie aus Ethan, Propan, Butan, Pentan und weiteren Kohlenwasserstoffen. Ebenfalls sind Stickstoff (N₂), Kohlenstoffdioxid (CO₂), Schwefelwasserstoff (H₂S) und Edelgase in verschiedensten Konzentrationen enthalten.²⁵

²² Vgl. Cerbe et al. (2004), S. 237

²³ Vgl. Cerbe et al. (2004), S. 237f

²⁴ Vgl. WEG Broschüre Erdgas – Erdöl (2008), S. 26

²⁵ Vgl. Rojey et al. (1997), S. 15f

Die Verunreinigungen durch Schwefelwasserstoff, Wasserstoff und Kohlendioxid müssen in jedem Falle zunächst abgetrennt werden. Da der Energiegehalt im Wesentlichen vom Methangehalt abhängt wird Erdgas nach der Aufbereitung in zwei verschiedene Kategorien unterteilt²⁶:

- H-Gas (high calorific gas) Methangehalt zwischen 87-99 Vol. %
- L-Gas (low calorific gas) Methangehalt zwischen 80-87 Vol. % und größere Mengen Stickstoff und Kohlenstoffdioxid

Generell werden nach ÖNORM EN 437 Gase in drei Familien unterteilt wobei jede Familie in Gruppen unterteilt wird. Die erste Gasfamilie umfasst hierbei Brenngase der Gruppe a, zu denen beispielsweise Kokerei- oder Stadtgas zählt, mit einem Wobbeindex zwischen 22,4-24,8 MJ/m³.²⁷

Gasfamilie zwei umfasst die schon bekannten Erdgastypen H und L sowie die Gruppe E. Wobei in Österreich nur die Gruppe H mit einem Wobbeindex zwischen 45,7-54,7 MJ/m³ verteilt wird.²⁸

Die dritte Gasfamilie beinhaltet handelsübliche Flüssiggase (Propan und Butan) wobei in Österreich nur die Gruppe B/P zur Verteilung gebracht wird. Eine Übersicht über die Gasfamilien ist in Tabelle 1 dargestellt.²⁹

Gasfamilien und Gruppen	Oberer Wobbeindex bei 15°C und 1013,25 mbar MJ/m ³	
	min.	max.
1. Familie		
Gruppe a	22,4	24,8
2. Familie	39,1	54,7
Gruppe H	45,7	54,7
Gruppe L	39,1	44,8
Gruppe E	40,9	54,7
3. Familie	72,9	87,3
Gruppe B/P	72,9	87,3
Gruppe P	72,9	76,8
Gruppe B	81,8	87,3

Tabelle 1: Gasfamilien und Gruppen³⁰

Der Wobbeindex stellt eine Größe dar die zur Beurteilung der Austauschbarkeit von Gasen dient. Der Wobbeindex (oder auch Wobbe-Zahl) ist eine Maßzahl, mit dem der gemessene Volumenstrom des Gases in einen Energiestrom umgerechnet wird.³¹ Verfügen zwei Gase über denselben Wobbeindex stellt sich für beide Gase, unabhängig von deren Zusammensetzung, derselbe Energiestrom ein. Der Wobbeindex ist eine wichtige

²⁶ Vgl. Gazprom (2013)

²⁷ Vgl. ÖNORM EN 437:2009, S. 8

²⁸ Vgl. ÖNORM EN 437:2009, S. 8

²⁹ Vgl. ÖNORM EN 437:2009, S. 8

³⁰ Quelle: ÖNORM EN 437:2009, S. 8

³¹ Vgl. Zahoransky (Hrsg) (2013), S. 412

Auslegungsgröße für Brenner und diese müssen bei Änderungen des Wobbeindex außerhalb der definierten Grenzwerte, neu eingestellt werden.³²

Der minimale Wobbeindex (W_s) ist dabei der Quotient aus Heizwert (H_s) und der Quadratwurzel aus der relativen Dichte. Der maximale Wobbeindex (W_i) ist der Quotient aus Brennwert (H_i) und der Quadratwurzel aus der relativen Dichte. Die relative Dichte ist wiederum der Quotient aus der Dichte des Brenngases (ρ) und der Dichte trockener Luft (ρ_L). Die Einheit des Wobbeindex ist dabei MJ/m³ oder kWh/m³.³³

$$\text{max. Wobbeindex: } W_s = \frac{H_s}{\sqrt{\frac{\rho}{\rho_L}}} \qquad \text{min. Wobbeindex: } W_i = \frac{H_i}{\sqrt{\frac{\rho}{\rho_L}}}$$

Der Brennwert H_s (früher H_0) ist dabei die Wärmemenge, die bei vollständiger Verbrennung einer gegebenen Gasmenge in Luft frei werden würde, wobei der Druck konstant bleibt und alle Verbrennungsprodukte auf die gleiche Temperatur wie der Reaktionspartner zurückgeführt werden. Alle diese Verbrennungsprodukte liegen gasförmig vor, mit Ausnahme des bei der Verbrennung entstandenen Wassers, das in den flüssigen Zustand kondensiert ist.³⁴

Der Heizwert H_i (früher H_u) entspricht in seiner Definition dem Brennwert jedoch mit dem Unterschied, dass das bei der Verbrennung entstandene Wasser noch dampfförmig vorliegt. Der Heizwert ist somit um den Betrag der Verdampfungsenthalpie des vorliegenden Wasserdampfes niedriger als der Brennwert.³⁵

Die Einheiten von Brennwert und Heizwert sind dabei analog zum Wobbeindex MJ/m³ bzw. kWh/m³. Oftmalig wird anstatt m³ der Normkubikmeter Nm³ angegeben. Dieser bezieht sich dabei auf festgelegte Bedingungen (Druck= 1013,25 mbar, Luftfeuchtigkeit = 0% und Temperatur = 0°C bzw. 15°C). Weiters wird die Einheit Btu/scf im angloamerikanischen Maßsystem angewendet. Die Umrechnungsfaktoren zwischen den Einheiten sind dabei folgende:

$$1 \text{ kWh/Nm}^3 = 3,6 \text{ MJ/Nm}^3$$

$$1 \text{ Btu/scf} = 0,03525 \text{ MJ/Nm}^3$$

Es ist die Aufgabe des Netzbetreibers die Kennwerte in bestimmten Grenzen zu halten. Die dazu erforderliche Gasmischung und Konditionierung wird in der Regel von den Ferngasnetzbetreibern durchgeführt.³⁶ Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Festlegung der Erdgasqualität, sind in Österreich im Zuge des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG)³⁷ und in weiterer Folge durch die Regulierungsbehörde geregelt. Aktuell muss

³² Vgl. Cerbe et al. (2004), S.77f

³³ Vgl. Cerbe et al. (2004), S.77f

³⁴ Vgl. ÖNORM EN ISO 6976, S. 8

³⁵ Vgl. ÖNORM EN ISO 6976, S. 8

³⁶ Vgl. Perner (2002), S. 16

³⁷ Vgl. GWG 2011 - §30 Qualitätsstandards für die Netzdienstleistung für an das Netz angeschlossene Endverbraucher

Erdgas den Qualitätsanforderungen der ÖVGW Richtlinie G31 vollständig entsprechen. Die Analyse der Qualität erfolgt in Österreich nach ÖNORM EN ISO 6974:2000.

Die Netzbetreiber sind dazu verpflichtet die festgelegten Kennzahlen der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen. Abbildung 2 stellt beispielhaft eine solche Veröffentlichung dar.³⁸

Erdgasparameter 2012

Parameter	Summenformel	Einheit	Mengengewichtete Mittelwerte STMK				
			Jänner - März	April - Juni	Juli - September	Oktober - Dezember	Jahresmittelwert
Methan	CH ₄	% Mol	96,71	96,46	96,38	96,53	96,52
Ethan	C ₂ H ₆	% Mol	1,49	1,69	1,73	1,66	1,64
Propan	C ₃ H ₈	% Mol	0,44	0,49	0,53	0,50	0,49
i-Butan	C ₄ H ₁₀	% Mol	0,07	0,08	0,08	0,08	0,08
n-Butan	C ₄ H ₁₀	% Mol	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09
i-Pentan	C ₅ H ₁₂	% Mol	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02
n-Pentan	C ₅ H ₁₂	% Mol	0,004	0,005	0,005	0,010	0,006
neo Pentan	C ₅ H ₁₂	% Mol	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Hexan	C ₆₊	% Mol	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Stickstoff	N ₂	% Mol	0,82	0,77	0,78	0,81	0,79
Kohlendioxid	CO ₂	% Mol	0,34	0,36	0,34	0,28	0,33
Absolute Dichte	-	kg/Nm ³	0,74	0,75	0,75	0,75	0,75
Relative Dichte	-	-	0,33	0,35	0,30	0,37	0,34
Oberer Wobbeindex (Ws)	-	kWh/Nm ³	14,74	14,76	14,77	14,77	14,76
Unterer Wobbeindex (Wi)	-	kWh/Nm ³	13,30	13,31	13,33	13,33	13,32
Brennwert (Hs)	-	kWh/Nm ³	11,19	11,23	11,24	11,23	11,22
Heizwert (Hi)	-	kWh/Nm ³	10,09	10,13	10,14	10,13	10,12

Abbildung 2: Veröffentlichung Erdgasparameter³⁹

2.5 Weltweiter Gasmarkt

Der Anteil von Erdgas am weltweiten Primärenergieverbrauch belief sich auf 24 % im Jahr 2011. Erdgas ist damit nach Erdöl und Kohle der dritt wichtigste Primärenergieträger. Bedingt durch die vergleichsweise emissionsarmen Verbrennungseigenschaften von Erdgas sowie das Vorhandensein großer Mengen, nimmt Erdgas eine immer wichtigere Rolle in der Energieversorgung ein und hat damit verbunden ein hohes Wachstumspotenzial für die Zukunft. Erdgas wird dabei oftmals als Brückenenergie betrachtet mit deren Hilfe der Umstieg auf eine erneuerbare Energieversorgung gelingen soll.⁴⁰

Die weltweiten Reserven werden auf ca. 200 Bill. Nm³ geschätzt, was einer statistischen Reichweite, bei aktuellem Jahresförderniveau von ca. 3250 Mrd. Nm³, von 61,5 Jahren entspricht. Die geografische Aufteilung der Reserven ist dabei sehr konzentriert. In nur drei Ländern der Erde, nämlich Russland, Iran und Katar, lagert nahezu die Hälfte der verbleibenden Reserven. Darüber hinaus befinden sich etwa 80% der globalen Erdgasreserven in den Ländern der OPEC.⁴¹

Bedingt durch die hohen Transportkosten haben sich weltweite Erdgasmärkte entwickelt die größtenteils unabhängig voneinander funktionieren. Der kontinuierliche Ausbau des Transportes von LNG, führt allerdings zu einer globalen Zunahme des verschifften Volumens, was eine stetige Globalisierung des Erdgasmarktes zur Folge hat. Im Jahr 2011 wurden etwa 1025 Mrd. Nm³ was ca. 31% der weltweiten Erdgasförderung entspricht, grenzüberschreitend (ohne Transithandel) gehandelt. Davon wiederum ca. 30 % als LNG.

³⁸ Vgl. E-Control (2006) – Sonstige Marktregeln Kapitel 6

³⁹ Quelle: <http://www.gasnetzsteiermark.at/de/erdgas/erdgasqualitaet/>

⁴⁰ Vgl. BP Statistical Review 2012, S. 21 und DERA (2012)

⁴¹ Vgl. DERA (2012), S. 20

Eine übersichtsmäßige Darstellung der weltweiten Handelsströme für Erdgas ist in Abbildung 3 dargestellt.⁴²

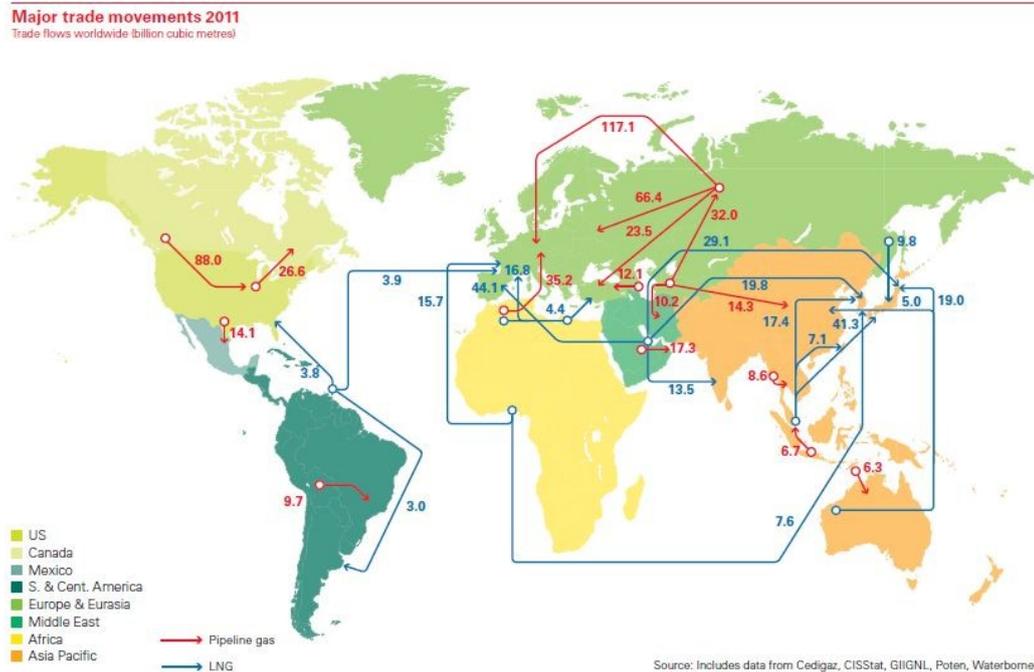


Abbildung 3: Weltweiter Erdgashandel 2011⁴³

Die weltweite Erdgasförderung erhöhte sich in den letzten Jahren vor allem aufgrund der starken Nachfrage der Schwellenländer. In Europa hingegen sank die Nachfrage, bedingt durch ein schwaches wirtschaftliches Umfeld und den kontinuierlichen Ausbau erneuerbarer Energien. Trotz des geringeren Verbrauchs kam es allerdings zu einem Anstieg der Importe. Der Grund hierfür liegt in einer sinkenden heimischen Erdgasförderung. Der Großteil der Importe mittels Pipeline stammt hierbei aus Russland, Norwegen und Nordafrika, wohingegen die Importe mittels LNG aus dem Nahen Osten kamen. Generell ist anzumerken, dass in Europa, abgesehen von einer Erschließung unkonventioneller Reserven, das Fördermaximum bereits erreicht ist und somit die Abhängigkeit von Importen weiter wächst.⁴⁴

Die Vereinigten Staaten erlebten in den letzten Jahren einen regelrechten Erdgasboom. Bedingt durch die industrielle Erschließung von unkonventionellen Lagerstätten, vornehmlich Schiefergaslagerstätten, konnten die Vereinigten Staaten ihre Fördermenge kontinuierlich steigern und sind dadurch zum größten Erdgasproduzenten aufgestiegen. Dieses Überangebot beeinflusst die Erdgasmärkte in einem hohen Maß. So wurde der Erdgaspreis (Henry Hub Spotpreis) im April 2012 auf unter 2 USD pro tausend Kubikfuß gedrückt was einem Drittel des damaligen Preises in Europa entsprach. Das Preisniveau in Märkten die eine starke Abhängigkeit von LNG Importen aufweisen (z.B. Japan) lag dabei nochmals gut 40% höher.⁴⁵

⁴² Vgl. BP Statistical Review 2012, S. 19

⁴³ Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2012, S. 19; Zahlenangaben nach US-System in billion m³ entsprechen Mrd. m³ nach EU-System

⁴⁴ Vgl. DERA (2012), S. 24

⁴⁵ Vgl. DERA (2012), S. 21

Die Entwicklungen der letzten Jahre führen zu folgender Schlussfolgerung:

Aus geologischer Sicht ist Erdgas noch in sehr großen Mengen vorhanden. In Europa wird die Abhängigkeit von Importen zunehmen. Die Erschließung von unkonventionellen Lagerstätten in Europa birgt ein hohes Potential und kann zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen. Der weitere Ausbau von LNG Kapazitäten führt zu einer Globalisierung des Marktes und wirkt sich positiv auf das Angebot aus. Die Erschließung der unkonventionellen Lagerstätten in den Vereinigten Staaten hat die weltweite Angebotssituation ebenfalls verbessert. Die Bedeutung von Spot-Märkten, wird bedingt durch die Erhöhung des weltweiten Angebotes, weiterhin zunehmen.⁴⁶

2.5.1 Erdgas in Europa

Wie bereits erwähnt weist der Europäische Markt eine starke Importabhängigkeit auf. Der Import mittels LNG nimmt dabei eine immer wichtige Stellung ein und innerhalb der letzten 5 Jahre hat sich die Kapazität der Anlagen zur Regasifizierung mehr als verdoppelt. Die hohen saisonalen Verbrauchsschwankungen haben zu einem weiteren Ausbau der Speicherkapazitäten geführt. Aktuell sind viele weitere Gasspeicher in Planung was eine Erhöhung des gesamten Arbeitsvolumens in den nächsten Jahren zur Folge haben wird. Desweiteren sind in den letzten Jahren große Pipelineprojekte in Betrieb gegangen bzw. werden in absehbarer Zeit ihren Betrieb aufnehmen. Hierbei wird eine Diversifizierung der Lieferländer angestrebt um die Abhängigkeit von Russland zu minimieren. Das äußerst dichte Versorgungsnetz in Europa ist an einem großen Teil der weltweiten Erdgasreserven angeschlossen.⁴⁷

Damit ist Europa, bei der Entwicklung eines globalen wettbewerbsgesteuerten Marktes in einer komfortablen Position. Der Europäische Erdgasmarkt wurde in den letzten zwei Jahrzehnten grundlegend reformiert. Der bis dahin als natürliches Monopol ausgeprägte Markt wurde dabei vollständig liberalisiert. Die Struktur des liberalisierten Marktes wird in Kapitel 4 näher beschrieben.

2.5.2 Erdgas in Österreich

Erdgas spielt in der österreichischen Energieversorgung eine tragende Rolle. Der Anteil am Gesamtenergieverbrauch beläuft sich auf ca. 23 %. Die insgesamt an Endkunden und Kraftwerksbetreibern transportierte Menge betrug im Jahr 2011 rund 8,6 Mrd. m³. Der anteilige Verbrauch für die Strom- und Fernwärmeproduktion beträgt 37% und ist dabei nahezu gleich hoch wie der Verbrauch im produzierenden Bereich mit 36%. Der restliche Verbrauch teilt sich in Haushalte und Landwirtschaft sowie Verkehr, Dienstleistungen und Sonstige. Der Großteil des Erdgases stammt dabei aus den GUS-Staaten und Norwegen, die Inlandsproduktion hat einen Anteil von 15%. Österreich nimmt durch besondere geologische Verhältnisse eine bedeutende Rolle in der Erdgasspeicherung ein. Aktuell verfügt Österreich über 9 Speicher mit einem Gesamtarbeitsvolumen von 7,45 Mrd. m³. Dies entspricht ca. 85% des jährlichen Erdgasverbrauchs. Des Weiteren verfügt Österreich über ein Verteilernetz mit einer Gesamtlänge von 41 000 km und wird von 5 europäischen Transitleitungen durchlaufen.⁴⁸

⁴⁶ Vgl. Eurogas (2009), S. 11

⁴⁷ Vgl. Eurogas (2012), S. 8

⁴⁸ Vgl. FGW(2012), S.2ff

3 Politische und Rechtliche Rahmenbedingungen im Erdgasmarkt

Mit dem Beitritt Österreichs zur Europäischen Union und den damit verbundenen Verpflichtungen kam es in den letzten Jahren zu einem erheblichen Umbruch der rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen für Erdgas. Das erklärte Ziel der Europäischen Union, einen gemeinsamen Binnenmarkt für Energie einzuführen, brachte eine Reihe von neuen Richtlinien und Gesetzen die in Zukunft den Handel, Transport und Nutzung von Erdgas regeln sollen. Auf den nachfolgenden Seiten werden die Motive der Europäischen Kommission als auch die daraus abgeleiteten Richtlinien näher erläutert. Anschließend erfolgt die Darstellung des aktuell gültigen Gaswirtschaftsgesetzes in Österreich.

3.1 Grundsätze des Europäischen Energiebinnenmarktes

Mit der Unterzeichnung der EEA (Einheitlichen Europäischen Akte) 1986 verpflichtete sich die Gemeinschaft auf die schrittweise Errichtung eines Binnenmarktes.⁴⁹ Der Binnenmarkt wurde dabei folgendermaßen definiert:

„Der Binnenmarkt umfasst einen Raum ohne Binnengrenzen, in dem der freie Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital gemäß den Bestimmungen der Verträge gewährleistet ist“⁵⁰

Dies galt auch für Energie und Energieprodukte und so wurde 1988 ein Arbeitsdokument der Europäischen Kommission mit dem Titel „Binnenmarkt für die Energie“⁵¹ veröffentlicht. Die Grundsätze an denen sich der zukünftige Europäische Energiebinnenmarkt orientiert sind dabei Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.⁵²

Der Grundsatz der Nachhaltigkeit folgt dem allgemeinen Ziel der EU, bei der Durchsetzung aller politischen Entscheidungen den Umweltschutz und eine nachhaltige Entwicklung zu fördern. Im Bereich der Energie bedeutet eine nachhaltige Entwicklung insbesondere die Reduktion von Treibhausgasemissionen die mit dem Einsatz von erneuerbaren Energieträgern sowie Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz erreicht wird.⁵³

Das Ziel der Versorgungssicherheit ist in Relation zur Nachhaltigkeit wesentlich schwieriger zu realisieren da die Abhängigkeit der EU von Primärenergieträgern aus Drittländern konstant über 50% liegt. Um die zukünftige Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist eine Sicherstellung der Primärenergieimporte in ausreichender Menge und Qualität notwendig. Parallel dazu sind auch die Mitgliedsstaaten dafür verantwortlich eine stabile Energieversorgung innerhalb des Energiebinnenmarktes zu gewährleisten. Dies setzt

⁴⁹ Vgl. Europa – Zusammenfassung der Gesetzgebung (2013)

⁵⁰ Vgl. AEUV (2008), Art. 26 Abs. 2

⁵¹ Vgl. Europäische Kommission (1988)

⁵² Vgl. Europäische Union (2013)

⁵³ Vgl. E-Control (2011a), S.16

den Aufbau und Erhalt funktionierender nationaler Märkte sowie den Ausbau und Erhalt der dafür nötigen Infrastruktur voraus.⁵⁴

Im engsten Sinn verfolgt der Energiebinnenmarkt jedoch das Ziel der Wettbewerbsfähigkeit nationaler Märkte bzw. der Förderung des Wettbewerbs auf diesen und dem EU-Energiebinnenmarkt in seiner Gesamtheit. Bedingt durch die starke Abhängigkeit von Energieimporten mit steigenden Energiepreisen ist man mit einem Bedrohungsszenario konfrontiert welches die wirtschaftliche Entwicklung beeinträchtigen könnte. Durch die Einführung eines funktionierenden EU-Energiebinnenmarktes erhofft man sich höhere Investitionen in Energieinfrastruktur, Energieeffizienz und erneuerbarer Technologien sowie die Entwicklung CO₂ armer Technologien die letztendlich zu einer Stärkung der wirtschaftlichen Entwicklung und Sicherstellung der globalen Wettbewerbsfähigkeit der EU führen sollen.⁵⁵

3.2 Europäischer Regulierungsrahmen

Die europäische Energiepolitik konzentriert sich seit den 1990er Jahren auf die Schaffung eines Binnenmarktes dem das klassische Konzept der europäischen Integration zugrunde liegt. Entsprechend der Definition des Binnenmarktes in Kapitel 3.1 soll die freie Handelbarkeit von Energie innerhalb der EU, durch den Abbau tatsächlicher oder rechtlicher Hindernisse, ermöglicht werden. Die Energieträger Strom und Erdgas spielen dabei aufgrund ihrer überragenden Bedeutung für die Energieversorgung eine zentrale Rolle. Bedingt durch die Netzgebundenheit dieser Energieträger ist man bei der Implementierung eines liberalisierten Marktes mit besonderen Schwierigkeiten konfrontiert.

Der erste Anlauf zu Schaffung eines Energiebinnenmarktes wurde in den 1990er Jahren mit dem Erlass der Richtlinie⁵⁶ 96/92/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt⁵⁷ und der Richtlinie 98/30/EG⁵⁸ zum Erdgasbinnenmarkt. unternommen. Dieses wurde auch als „erstes Energiebinnenmarktpaket“ bezeichnet

Die gewonnenen Erfahrungen bei der Durchführung des ersten Energiebinnenmarktpaketes zeigten die Vorteile, die sich aus einem funktionierenden Energiebinnenmarkt ergeben können. Jedoch wurden von der Europäischen Union noch diverse Mängel und ein erhebliches Verbesserungspotential in der Funktionsweise der Märkte festgestellt. Zur Behebung dieser Mängel und zur Beschleunigung der Schaffung eines Energiebinnenmarktes wurde das „zweite Energiebinnenmarktpaket“ beschlossen. Dieses umfasst die Richtlinie 2003/54/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt⁵⁹, die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 über Netzzugangsbedingung für den grenzüberschreitenden Stromhandel⁶⁰, die Richtlinie 2003/55/EG zum Erdgasbinnenmarkt⁶¹, die Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 über Netzzugangsbedingung

⁵⁴ Vgl. E-Control (2011a), S.16

⁵⁵ Vgl. CEP (2010), S. 14

⁵⁶ Sämtliche Richtlinien, Verordnungen und Beschlüsse der Europäischen Union wurden über das Rechtsinformationssystem EUR-Lex abgerufen. URL: www.eur-lex.europa.eu

⁵⁷ Vgl. Richtlinie 96/92/EG vom 19.12.1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

⁵⁸ Vgl. Richtlinie 98/30/EG vom 22.6.1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

⁵⁹ Vgl. Richtlinie 2003/54/EG vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

⁶⁰ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 vom 26.6.2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel

⁶¹ Vgl. Richtlinie 2003/55/EG vom 26.6.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

zu den Erdgasfernleitungsnetzen⁶² und den Beschluss 2003/796/EG zur Einsetzung der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörde für Elektrizität und Erdgas (EREGE).⁶³

Noch bevor die Fristen für die vollständige Öffnung der Strom- und Erdgasmärkte abgelaufen war, stellte die Kommission jedoch fest, dass man vom Ziel der Einführung eines echten Energiebinnenmarktes noch immer weit entfernt war. Die Hauptgründe hierfür waren die Fragmentierung in nationale Teilmärkte, eine starke Marktkonzentration der Energieanbieter, mangelnde Liquidität, intransparente Marktinformationen und Preisbildungsmechanismen sowie eine nachwievor starke vertikale Integration der Energieversorgungsunternehmen.⁶⁴

Als Reaktion darauf wurde das „dritte Energiebinnenmarktpaket“ geschnürt. Dieses Paket umfasst insgesamt fünf Legislativakte:

1. Richtlinie 2009/72/EG zum Elektrizitätsbinnenmarkt⁶⁵
2. Richtlinie 2009/73/EG zum Erdgasbinnenmarkt⁶⁶
3. Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel⁶⁷
4. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Netzzugangsbedingungen für Erdgasfernleitungsnetze⁶⁸
5. Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer EU-Energieagentur⁶⁹

Das dritte Energiebinnenmarktpaket stellt somit die aktuelle Grundlage für die Ausgestaltung des liberalisierten Strom- und Erdgasmarktes dar. Der österreichische Energiemarkt entwickelte sich dabei, aufgrund der Verpflichtungen die als EU-Mitglied bestehen, spiegelbildlich. Die Ausgestaltung des Österreichischen Rechtsrahmens und des liberalisierten Marktes für Erdgas wird in Kapitel 3.4 und Kapitel 4 näher beschrieben.

⁶² Vgl. Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 vom 28.9.2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

⁶³ Vgl. Beschluss der Kommission 2003/796/EG vom 11.11.2003 zur Einsetzung der Gruppe der europäischen Regulierungsbehörden für Elektrizität und Erdgas

⁶⁴ Vgl. Europäische Kommission (2007)

⁶⁵ Vgl. Richtlinie 2009/72/EG vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt

⁶⁶ Vgl. Richtlinie 2009/73/EG vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

⁶⁷ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 714/2009 vom 13.7.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel

⁶⁸ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 vom 13.7.2009 über die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen

⁶⁹ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 713/2009 vom 13.7.2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

3.3 Kernelemente des Europäischen Energiebinnenmarktes

Der in Kapitel 3.2 beschriebene Rechtsetzungsprozess der EU zur Schaffung eines Energiebinnenmarktes folgt einem wellenförmigen Muster. Bisher wurde alle fünf bis sechs Jahre ein neues Liberalisierungspaket erlassen, nachdem zuvor von der Europäischen Kommission festgestellt wurde, dass der bisherige Regulierungsrahmen noch nicht ausreicht. Es haben sich jedoch in den Rechtsakten vier wesentliche Elemente der Regulierung des Europäischen Energiebinnenmarktes herausgebildet. Dieser zeichnet sich hierbei durch die Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen, Netzzugang für Dritte, grenzüberschreitender Handel und ein institutionelles Netzwerk von Regulierungs- und Kontrollinstanzen aus.⁷⁰

3.3.1 Entflechtung

Für die Schaffung eines wettbewerbsorientierten Energiebinnenmarktes ist der Abbau wettbewerbshemmender Machtpositionen einzelner Energieversorgungsunternehmen unabdingbar. Die Machtposition bzw. natürliche Monopolstellung eines Unternehmens ergibt sich hierbei aus den Besonderheiten die mit der Leitungsgebundenheit der Energieträger verbunden sind. So nimmt jenes Unternehmen, welches das Leitungsnetz besitzt eine natürliche Monopolstellung ein und kann diese, sofern es noch weitere Tätigkeiten im Bereich der Strom- oder Erdgasversorgung ausübt, zum Nachteil anderer Marktteilnehmer einsetzen. Vertikal integrierte Unternehmen, welche Energie nicht nur erzeugen und vertreiben, sondern auch den Transport zu den Verbrauchern beherrschen, können somit Konkurrenzunternehmen ohne eigene Netzkapazitäten diskriminieren indem sie z.B. hohe Netzentgelte verlangen oder den Zugang gänzlich verweigern. Auch besteht kein Anreiz die Netzinfrastruktur im allgemeinen Marktinteresse auszubauen, da dadurch potenzielle Konkurrenten der Markteinstieg erleichtert wird. Um solche Diskriminierungen zu verhindern, sowie Anreize für einen marktorientierten und grenzüberschreitenden Netzausbau zu setzen, entschied man sich für eine Entflechtung (unbundling) von vertikal integrierten Energieunternehmen. Während das erste Energiebinnenmarktpaket nur die Minimalanforderungen im buchhalterischen Bereich wie getrennte Konten für Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten vorsah, wurde bereits mit dem zweiten Paket die rechtliche und funktionelle Entflechtung gefordert. Diese sah vor das die Betreiber von Stromübertragungs- oder Erdgasfernleitungsnetzen, die Bestandteile eines vertikal integrierten Unternehmens sind, in ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den anderen Tätigkeitsbereichen Erzeugung und Vertrieb sein müssen. So dürfen z.B. in einem integrierten Unternehmen, die für die Leitung des Netzbetreibers beauftragten Personen, keiner betrieblichen Einrichtung angehören die im laufenden Betrieb für die Energieerzeugung, -verteilung und -versorgung direkt oder indirekt zuständig sind. Diese rechtliche Entflechtung begründet jedoch keine Verpflichtung eine eigentumsrechtliche Trennung vorzunehmen. Das dritte Energiebinnenmarktpaket verschärfte die Regelungen zur Entflechtung weiter, wobei hierbei für Übertragungsnetzbetreiber strengere Vorschriften gelten als für Verteilernetz- und Speicherbetreiber. Die verschiedenen Arten der Entflechtung werden im Zuge der Beschreibung des Gaswirtschaftsgesetz 2011 in Kapitel 3.4 näher beschrieben.⁷¹

⁷⁰ Vgl. E-Control(2011a), S. 18

⁷¹ Vgl. CEP (2010), S.16

3.3.2 Diskriminierungsfreier Netzzugang

Ein weiteres Kernelement der Liberalisierungsrechtsakten stellt der diskriminierungsfreie Netzzugang dar. Der Beweggrund für einen gesetzlich geregelten Netzzugang ergibt sich wiederum aus der Monopolstellung der Netzbetreiber und hier insbesondere, begründet durch betriebswirtschaftliche Interessen, den Netzzugang für andere zu blockieren um selbst möglichst viel Energie an den Kunden verkaufen zu können. Das erste Energiebinnenmarktpaket ließ den Mitgliedsstaaten die Wahl zwischen verhandeltem und geregeltem Netzzugang.⁷² Ein verhandelter Netzzugang sieht hierbei vor, dass Tarife zwischen dem Netzbetreiber und Netznutzer verhandelt werden, wohingegen im geregelten Netzzugang regulierte Tarife veröffentlicht werden die für die Nutzung der Verteiler- oder Übertragungsnetze entrichtet werden müssen. Das System des verhandelten Netzzugangs konnte sich nicht durchsetzen und wurde in dem zweiten und dritten Energiebinnenmarktpaket nicht mehr zur Wahl gestellt. Der Netz- und Speicherzugang für Dritte muss somit von den Netzbetreibern diskriminierungsfrei ermöglicht werden und untersteht der Aufsicht der Regulierungsbehörde. Zusätzlich werden die Tarife oder Methoden ihrer Berechnung für den Netzzugang von der Regulierungsbehörde genehmigt und veröffentlicht.⁷³

3.3.3 Grenzüberschreitender Energiehandel

Um die Idee eines ganzheitlichen Europäischen Energiebinnenmarktes umsetzen zu können reicht es nicht aus die einzelnen Märkte zu liberalisieren. Es muss vielmehr ein tatsächlicher grenzüberschreitender Handel mit Energie stattfinden. Dafür bedarf es jedoch eines Regelwerkes welches europaweite Gültigkeit besitzt und Fragen wie Engpassmanagement, Kapazitätsvergaben und Tarifgestaltung bei grenzüberschreitendem Handel beantwortet. Einige dieser Teilbereiche wurden bereits in Verordnungen und Richtlinien rechtlich geregelt. Um jedoch das Ziel, die Schaffung eines einheitlichen Energiebinnenmarktes zu realisieren, wurden als Zwischenschritt mehrere regionale Initiativen gegründet. Mithilfe dieser regionalen Initiativen, welche ein zentrales Projekt von ERGEG sind, soll zunächst auf dieser regionalen Ebene ein gemeinsamer Markt geschaffen werden. In einem nächsten Schritt werden diese Märkte zu einem einzigen Markt zusammengeführt. Im Gassektor besteht die Gas Regional Initiative (GRI) aus insgesamt drei Gasregionen. Österreich gehört zur Süd-Süd-Ost Gruppe mit den weiteren Mitgliedern Bulgarien, Griechenland, Italien, Polen, Ungarn, Rumänien, Tschechien, Slowakei und Slowenien. Ebenfalls wurde mit dem dritten Energiebinnenmarktpaket erstmalig die Grundlage für den Erlass rechtsverbindlicher Standards geschaffen.⁷⁴

3.3.4 Institutionelles Netzwerk

Um die Aufsicht und Kontrolle all dieser Bestimmungen bewältigen zu können wurde in jedem Mitgliedsstaat eine Regulierungsbehörde eingerichtet die von den Interessen der Strom- und Erdgaswirtschaft vollkommen unabhängig sein muss. Das dritte Energiebinnenmarktpaket hat zu einer weiteren Stärkung der Befugnisse der nationalen Regulierungsbehörden geführt. Demnach sind sie unabhängig und bei der Ausübung ihrer Regulierungstätigkeit keinen direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen unterworfen. Die Hauptaufgaben der

⁷² Vgl. E-Control (2011a), S.19

⁷³ Vgl. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

⁷⁴ Vgl. CEP (2010), S. 19

Regulierungsbehörden sind hierbei die Zertifizierung der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber wobei insbesondere die Einhaltung der Entflechtungsvorgaben überprüft wird sowie die Festlegung der Verteiler- und Fernnetzleitungstarife bzw. die Genehmigung der Methoden zur Berechnung dieser. Außerdem kann sie gegenüber Unternehmen bindende Entscheidungen treffen, Untersuchungen zur Funktionsfähigkeit der Strom- und Erdgasmärkte durchführen sowie bestimmte Informationen einfordern und abschreckende Sanktionen verhängen.⁷⁵

In Österreich werden diese Aufgaben von der E-Control wahrgenommen. Sie wurde 2001 als Energie-Control GmbH gegründet und ihre Aufgabenbereiche wurden kontinuierlich erweitert. Seit 3. März 2011 ist sie eine Anstalt öffentlichen Rechts. Die Zuständigkeiten und Aufgaben sind im Energie-Control-Gesetz festgelegt.⁷⁶

Eine wesentliche Neuerung die ebenfalls mit dem dritten Energiebinnenmarktpaket beschlossen wurde ist die Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden. Die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) baut im Wesentlichen auf der ERGEG auf, wurde jedoch neu organisiert und verfügt nun über einen Verwaltungsrat, einen Regulierungsrat und einen Direktor. ACER wurde offiziell im März 2011 gegründet und hat ihren Sitz in Ljubljana, Slowenien. Zu den ersten Kernaufgaben von ACER zählt die Umsetzung der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) deren Ziel es ist die Transparenz und Stabilität der europäischen Energiemärkte zu erhöhen und insbesondere Insiderhandel und Marktmanipulation zu bekämpfen.⁷⁷

Ebenfalls wurde mit dem dritten Energiebinnenmarktpaket die Organisation der Übertragungsnetzbetreiber für Strom, European Network of Transmission System Operator for Electricity (ENTSO-E) und Erdgas, European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), rechtsverbindlich geregelt. Zu den Aufgaben gehört die Erarbeitung von Netzkodizes, in denen Regeln und Verfahren für die Netzsicherheit, Datenaustausch, Transparenzregeln und Entgelte festgelegt werden als auch die Erarbeitung von Netzentwicklungsplänen und Empfehlungen für die Koordinierung der technischen Zusammenarbeit.⁷⁸

Die Europäische Kommission komplettiert diesen institutionellen Regulierungsrahmen und nimmt ebenfalls eine sehr starke Rolle, wenn nicht sogar die stärkste, in der Regulierung der europäischen Energiemärkte ein. Mit dem Vertrag von Lissabon wurde die Energiesolidarität als neue Kompetenz der EU aufgenommen. Politisch gesehen erhält Energie und damit der Energiebinnenmarkt einen neuen Stellenwert auf europäischer Ebene.⁷⁹

⁷⁵ Vgl. Artikel 41 Abs.4 Richtlinie 2009/73/EG vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt

⁷⁶ Vgl. BGBl. I Nr. 110/2010 Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz – E-ControlG)

⁷⁷ Vgl. ACER (2013)

⁷⁸ Vgl. CEP (2010), S. 20

⁷⁹ Vgl. CEP (2010), S. 20f

3.4 Rechtsrahmen Österreich

Die Überarbeitung des österreichischen Rechtsrahmens geht einher mit der Neugestaltung des Rechtsrahmens auf europäischer Ebene. Die österreichische Gesetzgebung wurde dabei kontinuierlich den drei Energiebinnenmarktrichtlinien angepasst. Die Implementierung des dritten Energiebinnenmarktpaketes machte eine komplette Überarbeitung und Neugestaltung des österreichischen Gaswirtschaftsgesetzes nötig. Nachfolgend wird kurz die Entwicklung des Gaswirtschaftsgesetzes näher erläutert und anschließend ein detailliert Überblick über das aktuell geltende Gesetz gegeben.

3.4.1 Gaswirtschaftsgesetz 2000

Die rechtliche Umsetzung der „ersten Energiebinnenmarktrichtlinie“ im Bereich des Erdgases wurde mithilfe des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) 2000, welches am 1. August 2000 in Kraft getreten ist, umgesetzt. Dem Gesetz lagen dabei auf Basis der bestehenden bundesstaatlichen Kompetenzverteilung das Konzept des verhandelten Netzzugangs sowie ein zweistufiger Stufen Plan für die vollständige Marktöffnung zugrunde. Die erste Stufe ab 1. August 2000 ermöglichte den Netzzugang für Betreiber von gasbefeuerten Stromerzeugungsanlagen und Endverbraucher deren Verbrauch 25 Millionen Nm³ im Jahr überschritt. Ab 1. Oktober 2002 wurde mittels der zweiten Stufe der Markt für alle Kunden geöffnet (freie Versorgerwahl). Außerdem wurde die Verankerung von Netzverweigerungsstatbeständen und Prüfung dieser durch den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit sowie die Verankerung von Haftungsregelungen eingeführt. Auch wurde die Verwertung von nicht absetzbaren Erdgasmengen durch Versteigerung geregelt.⁸⁰

3.4.2 Novellierung des GWG

Die Novellierung des GWG im Jahre 2002 schuf die rechtliche Grundlage für eine 100 prozentige Liberalisierung des Erdgasmarktes in Österreich. Die Einführung einer Regulierungsbehörde für Erdgas sowie ein verbesserter Rechtsschutz für Kunden erleichterten die Mechanismen zur Rechtsdurchsetzung wesentlich. Nachfolgend werden die wesentlichsten Änderungen und Neuregelungen aufgezählt⁸¹:

- 100 prozentige Marktöffnung
- Schaffung einer unabhängigen Regulierungsbehörde für Erdgas durch Erweiterung des Aufgabenbereichs der Elektrizitäts-Control GmbH (ab der Novellierung Energie-Control GmbH) und Schaffung einer Energie-Control Kommission für Strom und Gas
- Regulierter Netzzugang für alle Endverbraucher
- Einrichtung von Regelzonen und Regelzonenführern
- Einrichtung von Bilanzgruppen
- Einrichtung einer Verrechnungsstelle für die Preisbestimmung und Abrechnung der Ausgleichsenergie für die einzelnen Bilanzgruppen
- Vereinfachung des Netzzugangsmodells und damit verbundener Bürokratie
- Verschärftes Unbundling

⁸⁰ Vgl. Achleitner(2012), S. 124f

⁸¹ Vgl. Achleitner(2012), S. 126

- Verhandelter Speicherzugang
- Verankerung des „use it or loose it“ Prinzips, dh. nicht in Anspruch genommene gebuchte Transportkapazitäten verfallen
- Verankerung des Rucksackprinzips, dh. im Falle eines Lieferantenwechsels steht dem Kunden die gesamte bis dahin für seine Lieferung benutzte Leitungskapazität auch weiterhin zur Verfügung
- Sonderregelungen für Netzzugang für Erdgaslieferungen außerhalb Österreichs

Das zugrundeliegende Konzept orientiert sich an dem im EIWOG für den Strommarkt eingeführten Marktmodell welches für die spezifischen Gegebenheiten des Erdgasmarktes adaptiert wurde. Bedingt durch die 100 prozentige Marktöffnung waren sämtliche Kunden netzzugangsberechtigt. Dies brachte im Vergleich zum früheren Stand eine sehr große Anzahl von Netzzugangsberechtigten mit einem breitem Spektrum an Verbrauchscharakteristiken sowie eine große Anzahl an Verbrauchern deren aktueller Verbrauch nicht oder nur beschränkt durch unmittelbare Messung erfasst werden kann. Durch die Einführung von Regelzonen, Bilanzgruppen und einer Verrechnungsstelle für Ausgleichsenergie soll die Steuerbarkeit des Marktmodells gewährleistet sein. Eine detaillierte Beschreibung der Strukturen und Funktionen des liberalisierten Marktes folgt in Kapitel 4.⁸²

Mit der Verabschiedung der Richtlinie über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung 2004 wurden von der Europäischen Union neue Rahmenbedingungen die von den Mitgliedsstaaten umzusetzen sind vorgegeben. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Aspekte der Versorgungssicherheit und Energieeffizienz die mit der Novellierung des GWG im Jahr 2006 umgesetzt wurden. Des Weiteren wurde eine Neuordnung der Lenkungsmaßnahmen für den Erdgasbereich sowie eine Ausdehnung des Regulierungssystems auf grenzüberschreitende Transporte im Erdgasbereich vorgenommen. Weitere Novellen des GWG enthielten kleinere Änderungen welche an dieser Stelle nicht näher beschrieben werden.⁸³

3.4.3 Gaswirtschaftsgesetz 2011

Die Implementierung des dritten Energiebinnenmarktpaketes in die österreichische Rechtsordnung erforderte eine Neugestaltung der Regelungen auf dem Gassektor. Nachfolgend werden zunächst die Ziele dieses Bundesgesetzes aufgelistet. Anschließend werden die wesentlichen Inhalte dieses Gesetzes näher beschrieben.⁸⁴

„Ziel dieses Bundesgesetzes ist es:

1. der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft Erdgas umweltfreundlich, kostengünstig, ausreichend, sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen und dessen effizienten Einsatz, insbesondere auch bei der Umwandlung von Strom und Wärme, zu gewährleisten sowie die zur sicheren Erdgasversorgung der Mitgliedstaaten der Gemeinschaft erforderliche Infrastruktur zu schaffen

⁸² Vgl. Achleitner(2012), S. 126

⁸³ Vgl. Richtlinie 2004/67/EG vom 26.4.2004 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung

⁸⁴ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 1.Teil §4 Ziele

2. eine Marktorganisation für die Erdgaswirtschaft gemäß dem EU-Primärrecht und den Grundsätzen des Erdgasbinnenmarktes gemäß der Erdgasbinnenmarktrichtlinie zu schaffen
3. durch die Einführung der Berechnung des Systemnutzungsentgelts und eines Kostenwälzungsverfahrens eine angemessene Aufteilung der Netzkosten auf die Netzbenutzer zu bewirken
4. einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Netzbetreibern auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umwelt- und Klimaschutz beziehen
5. die Grundlagen für eine zunehmende Nutzung des Potentials an biogenen Gasen für die österreichische Gasversorgung zu schaffen
6. die Einhaltung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zu gewährleisten,⁸⁵

Rechnungslegung, Vertraulichkeit, Auskunfts- und Einsichtsrechte, Verbot von Diskriminierung und Quersubvention

Erdgasunternehmen werden innerhalb der Europäischen Union ganz allgemeine, gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auferlegt. Ein zentrales Element stellt hierbei wie bereits in Kapitel 3.3.2 beschrieben der nichtdiskriminierende Netzzugang dar. Generell zieht sich der Grundsatz der Gleichbehandlung aller Kunden eines Netzes bzw. die Nicht-Diskriminierung wie ein roter Faden durch das gesamte Energierecht. So ist es Netzbetreibern, Speicherunternehmen, Hub-Dienstleistungsunternehmen, Verteilergiebtsmanagern und Marktgebetsmanagern untersagt, jene Personen die ihre Anlagen nutzen oder zu nutzen beabsichtigen, zum Vorteil des vertikal integrierten Erdgasunternehmen zu diskriminieren. Außerdem ist es verboten, wirtschaftlich sensible Informationen bzw. Geschäfts- oder Betriebsgeheimnisse, die Netzbetreiber von Dritten im Zuge der Ausübung der Geschäftstätigkeiten erhalten, missbräuchlich zu verwenden. Weiteres sind Sie verpflichtet den Behörden, einschließlich der Regulierungsbehörde, jederzeit Einsicht in alle betriebswirtschaftlich relevanten Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über die betreffenden Sachverhalte zu erteilen um der Behörde eine sachgerechte Beurteilung zu ermöglichen. Kommt das Erdgasunternehmen dieser Verpflichtung nicht nach, kann die Behörde ihre Beurteilung anhand einer Schätzung durchführen. Die Entflechtungsvorschriften des GWG 2011 gehen mit dem Diskriminierungsverbot bzw. Gleichbehandlungsgebot einher und sollen Missbrauch, Intransparenz und die Weitergabe von wirtschaftlich sensiblen Informationen an das vertikal integrierte Erdgasunternehmen verhindern.⁸⁶

⁸⁵ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 1.Teil §4 Ziele

⁸⁶ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 2.Teil §8-11

Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber

Nach Bestimmungen des GWG 2011 bedarf die Ausübung der Tätigkeit als Fernleitungsnetzbetreiber oder eines Verteilernetzbetreibers einer Genehmigung der Regulierungsbehörde. Die Genehmigung, kann, falls erforderlich, unter Auflagen, Bedingungen oder befristet erteilt werden.⁸⁷

Markt- und Verteilergebiete

Nach dem GWG 2011 besteht das österreichische Leitungsnetz aus drei Marktgebieten. In jedem Marktgebiet kommen ein Marktgebietsmanager und ein Verteilergebietsmanager sowie ein Bilanzgruppenkoordinator zum Einsatz die nach Maßgabe des Gesetzes mit der Erfüllung der Systemdienstleistungen beauftragt sind.

Netze oder Teile von Netzen können, soweit dies der Erfüllung des europäischen Energiebinnenmarktes dient, mit angrenzenden Netzbetreibern anderer Mitgliedsstaaten, ein Marktgebiet bilden. Die Bildung eines Netzes mit anderen Mitgliedsstaaten bedarf der Genehmigung der Regulierungsbehörde.⁸⁸

Marktgebietsmanager

Die Fernleitungsnetzbetreiber eines Marktgebietes benennen einen Marktgebietsmanager der die Aufgaben wahrnimmt. Die Benennung des Marktgebietsmanagers bedarf der Genehmigung der Regulierungsbehörde. In Marktgebieten ohne Fernleitungen ist kein Marktgebietsmanager erforderlich. Die angemessenen Kosten des Marktgebietsmanagers sind von den Fernleitungsnetzbetreibern zu tragen. Den Marktgebietsmanagern werden dabei verschiedene Aufgaben übertragen. Diese werden in Kapitel 4 näher beschrieben. Alle Akteure (Verteilergebietsmanager, Netzbetreiber, Versorger etc.) sind verpflichtet dem Marktgebietsmanager alle Informationen, die zur Erfüllung der Aufgaben und Pflichten erforderlich sind, zu erteilen. Der Marktgebietsmanager muss hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von allen Tätigkeitsbereichen sein die nicht mit der Ausübung der Tätigkeiten welche im GWG 2011 festgelegt sind zusammenhängen. Die allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers regeln das Rechtsverhältnis zwischen Marktgebietsmanager und den Bilanzgruppenverantwortlichen und sind von der Regulierungsbehörde zu genehmigen. Die allgemeinen Bedingungen müssen dabei nicht diskriminierend sein und dürfen keine missbräuchlichen Praktiken oder ungerechtfertigten Beschränkungen enthalten und dürfen die Versorgungssicherheit nicht gefährden.⁸⁹

Verteilergebiete und Verteilergebietsmanager

Das Verteilergebiet umfasst die Verteilerleitungsanlagen der Netzebenen 1 bis 3 im jeweiligen Marktgebiet und untersteht der Leitung eines Verteilergebietsmanagers. Der Verteilergebietsmanager ist dabei für die Buchung und Verwaltung der Kapazitäten an den Ein- bzw. Ausspeisepunkten verantwortlich. Weitere Aufgabenbereiche umfassen die

⁸⁷ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §12

⁸⁸ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §12

⁸⁹ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §13-16

Durchführung einer Abgrenzung von Regelenergie zu Ausgleichsenergie sowie den Abruf dieser. Weitere relevante Aufgabenbereiche werden in Kapitel 4 näher beschrieben.

Die zuvor erwähnte Informationspflicht aller Akteure gegenüber den Marktgebietsmanager die zur Erfüllung der Aufgaben und Pflichten erforderlich sind treffen auch auf den Verteilergebietsmanager zu. Der Verteilergebietsmanager und der Marktgebietsmanager sind dazu verpflichtet sich gegenseitig zu unterstützen und abzustimmen, mit dem Ziel das Gesamtnetz eines Marktgebietes als Gesamtheit in einheitlicher und zusammenhängender Weise zu nutzen. Bedingt durch diese enge Kooperation ist ein Kooperationsvertrag zwingend notwendig der bei Verlangen der Regulierungsbehörde vorzulegen ist.⁹⁰

Netzzugang im Verteilernetz

Der Netzbetreiber an dessen Netz die Kunden-, Produktions-, Speicher- bzw. Erdgasleitungsanlage für den Netzzugang begehrt wird, angeschlossen ist, ist verpflichtet, dem Netzzugangsberechtigten Netzzugang zu den allgemeinen Bedingungen und dem mit Verordnung festgelegten Systemnutzungsentgelt zu gewähren. Zur Erfüllung dieser Verpflichtung haben die betroffenen Erdgasunternehmen zivilrechtliche Verträge zu Gunsten des Netzzugangsberechtigten abzuschließen. Die für den Kunden bisher verwendete Leitungskapazität steht dem Kunden auch im Falle eines Versorgerwechsels und bei der Versorgung durch mehrere Versorger zur Verfügung (Rucksackprinzip). Die allgemeinen Verteilernetzbedingungen sowie deren Änderung bedürfen der Genehmigung der Regulierungsbehörde und unterliegen wiederum dem Grundsatz der Gleichbehandlung und dürfen die Versorgungssicherheit und Dienstleistungsqualität nicht gefährden. Werden neue allgemeine Netzbedingungen genehmigt, hat der Netzbetreiber dies binnen vier Wochen nach der Genehmigung den Netzbenutzern in einem persönlichen an sie gerichteten Schreiben bekannt zu geben.⁹¹

Netzzugang im Fernleitungsnetz

Der Fernleitungsnetzbetreiber, dessen Netz für die Ein- bzw. Ausspeisung in das bzw. aus dem Marktgebiet genutzt werden soll, ist verpflichtet, dem Netzzugangsberechtigten, Netzzugang zu den allgemeinen Bedingungen und dem mit Verordnung festgelegten Systemnutzungsentgelt zu gewähren. Der Zugang zu Fernleitungsnetzen erfolgt grundsätzlich durch Buchung von frei zuordenbaren und handelbaren Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Fernleitungsnetz und durch die Einbringung der gebuchten Kapazitäten in eine Bilanzgruppe. Dieses System, auch als Entry-Exit System bezeichnet wird in Kapitel 4.3.1 näher beschrieben.⁹²

Verweigerung des Netzzugangs

Der Netzzugang kann aus verschiedenen Gründen, z.B. außergewöhnliche Netzzustände, mangelnde Netzkapazitäten, nicht konforme technische Spezifikationen etc., verweigert werden. Bei Verweigerung, hat der Netzbetreiber gegenüber dem Netzzugangsberechtigten

⁹⁰ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §19

⁹¹ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §27

⁹² Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §31

die Verpflichtung, eine schriftliche Begründung zu übermitteln. Erfolgt die Netzzugangsverweigerung über Veranlassung eines dritten Erdgasunternehmens, ist in der Begründung auch jenes Erdgasunternehmen zu benennen, über dessen Veranlassung die Netzzugangsverweigerung erfolgt.⁹³

Kapazitätsermittlung

Der Marktgebietsmanager hat unter Mitwirkung der Fernleitungsnetzbetreiber sowie des Verteilergebietsmanagers eine, auf unterschiedlichen Lastflussszenarien basierende, gemeinsame Prognose für den Bedarf an Kapazitäten und die Belastung der Netze des Marktgebietes für die nächsten zehn Jahre zu ermitteln. Die Prognose ist alle zwei Jahre zu aktualisieren und mit ENTSO (Gas) und den Netzzugangsberechtigten zu konsultieren.⁹⁴

Kapazitätsangebot und –zuweisung

Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten feste und unterbrechbare Kapazitäten an. Die Kapazitäten müssen ohne Festlegung eines Transportpfades und ohne sonstige zusätzliche Voraussetzungen buchbar und nutzbar sein. Den Netzbenutzern ist es zu ermöglichen, an buchbaren Punkten, Kapazitäten in unterschiedlichen Höhen und zu verschiedenen Zeitpunkten buchen zu können. Netzbenutzer können erworbene Rechte aus Kapazitätsverträgen ohne Zustimmung des Fernleitungsnetzbetreibers ganz oder nur teilweise an registrierte Netzbenutzer veräußern oder zu Nutzung überlassen. Dazu muss eine elektronische Online-Plattform, welche nutzerfreundlich und über Verfahren zur anonymen Abwicklung des Kapazitätshandels verfügt, eingerichtet werden. Diese Plattform ist in deutscher und englischer Sprache zur Verfügung zu stellen.⁹⁵

Betrieb von Netzen

Die Ausübung der Tätigkeit eines Fernleitungsnetzbetreibers oder eines Verteilernetzbetreibers bedarf einer Genehmigung der Regulierungsbehörde. Mit der Erteilung der Genehmigung ist ein Netzbetreiber verpflichtet, die von ihm betriebenen Netze im vollen Umfang zu betreiben. Jeweilige Unterbrechungen oder Einschränkungen sind dem Marktgebietsmanager, Verteilergebietsmanager, der Verrechnungsstelle für Transaktionen und Preisbildung der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Im Falle der beabsichtigten Einstellung des Betriebes eines Netzes ist dies auch dem Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend und der Regulierungsbehörde bekanntzugeben, sowie im Internet zu veröffentlichen. Netzbetreiber haften für den Ersatz der durch einen schädigenden Vorgang beim Betrieb ihrer Anlagen verursachten Schäden insoweit, als dadurch ein Mensch getötet, an seinem Körper oder an seiner Gesundheit verletzt oder eine Sache beschädigt wird. Die Regulierungsbehörde kann zur Sicherstellung der Erdgasversorgung einen Netzbetreiber, der seinen auferlegten Pflichten nicht nach kommt auftragen, die hindernden Umstände innerhalb einer angemessenen Frist zu beseitigen.⁹⁶

⁹³ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §27-33

⁹⁴ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §34-39

⁹⁵ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §34-39

⁹⁶ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §58ff

Pflichten der Verteilernetzbetreiber – Allgemeine Anschlusspflicht

Verteilernetzbetreiber sind neben einer Vielzahl von Pflichten die einen marktkonformen, diskriminierungsfreien und technisch einwandfreien Betrieb gewährleisten zu einer allgemeinen Anschlusspflicht verpflichtet. Das heißt Sie müssen zu den allgemeinen Netzbedingungen innerhalb des von ihrem Verteilernetz abgedeckten Gebiets mit Endverbrauchern privatrechtliche Verträge über den Anschluss an das Erdgasverteilernetz sowie die Netznutzung abschließen.⁹⁷

Pflichten der Fernleitungsnetzbetreiber – Koordinierter Netzentwicklungsplan

Der Marktgebietsmanager hat die Aufgabe, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der langfristigen Planung des Verteilernetzgebietsmanagers nach Konsultation aller einschlägigen Interessensträger einmal jährlich einen koordinierten Netzentwicklungsplan zu erstellen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Der Mindestplanungszeitraum beträgt 10 Jahre. Die Fernleitungsnetzbetreiber legen der Regulierungsbehörde den koordinierten Netzentwicklungsplan vor. Zweck des Netzentwicklungsplanes ist es insbesondere, den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtigen Infrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen, sowie alle bereits beschlossenen Investitionen aufzulisten und die neuen Investitionen zu bestimmen und deren Zeitplan vorzugeben.⁹⁸

Netzkopplungsvertrag

Netzbetreiber sind verpflichtet, miteinander einheitliche Netzkopplungsverträge für sämtliche ihre Leitungsanlagen verbindende Netzkopplungspunkte abzuschließen. Die Verträge sind dabei unter Einbeziehung und nach den Vorgaben des Marktgebietsmanagers und des Verteilernetzgebietsmanagers abzuschließen. Netzkopplungsverträge regeln dabei die technischen Bedingungen der Verbindungen der Netze.⁹⁹

Virtueller Handelspunkt

Der virtuelle Handelspunkt ist ein dem Marktgebiet zugeordneter virtueller Punkt, an dem Erdgas von Marktteilnehmern, auch ohne Netzzugangsberechtigung für das betreffende Marktgebiet, gehandelt werden kann. Der Zugang zum virtuellen Handelspunkt erfolgt auf Basis der operativen Regelungen des Marktgebietsmanagers und der Fernleitungsunternehmen gemäß den Marktregeln. Der virtuelle Handelspunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht Käufern und Verkäufern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.¹⁰⁰

⁹⁷ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §59

⁹⁸ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §62

⁹⁹ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 3.Teil §67

¹⁰⁰ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 4.Teil §68

Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte

Zur Feststellung der Kostenbasis, hat die Regulierungsbehörde, die Kosten, die Zielvorgaben und das Mengengerüst von Verteilernetzbetreibern von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen. Zusätzlich werden von der Regulierungsbehörde die vom Fernleitungsnetzbetreiber eingereichten Methoden auf Antrag des Betreibers oder von Amts wegen periodisch mit Bescheid genehmigt. Die Genehmigung ist dabei befristet zu erteilen.¹⁰¹

Die Systemnutzungsentgelte im Verteilernetz werden unter Berücksichtigung einer Kostenwälzung auf Basis der festgestellten Kosten und des Mengengerüsts durch Verordnung der Regulierungsbehörde bestimmt. Die ermittelten Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz werden von der Regulierungsbehörde mit Verordnung in Kraft gesetzt. Erforderlichenfalls werden Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereiches bzw. Marktgebietes bestimmt. Die Art der Ermittlung der Ausgleichszahlungen ist dabei im GWG 2011 festgelegt.¹⁰²

Entgeltkomponenten

Zur Erbringung aller Leistungen, die von den Netzbetreibern in Erfüllung der ihnen auferlegten Verpflichtungen erbracht werden, haben die Netzbenutzer ein Systemnutzungsentgelt zu entrichten. Das Systemnutzungsentgelt hat dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Erleichterung eines effizienten Gashandels und Wettbewerbs, der Kostenorientierung und weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit zu entsprechen, und zu gewährleisten, dass Erdgas effizient genutzt wird und das Volumen verteilter oder transportierter Energie nicht unnötig erhöht wird.¹⁰³

Das Systemnutzungsentgelt bestimmt sich aus dem:¹⁰⁴

1. Netznutzungsentgelt
2. Netzzutrittsentgelt
3. Netzbereitstellungsentgelt
4. Entgelt für Messleistungen
5. Entgelt für sonstige Leistungen

Zur Ermittlung des Mengengerüsts für Verteilernetzbetreiber sind die den Entgelten zugrunde liegenden Mengen auf Basis der Abgabe- und Einspeisemenge in kWh, des arithmetischen Mittels der im Betrachtungszeitraum monatlich ermittelten bzw. gemessenen stündlichen Leistungen in kWh/h und der Anzahl der Zählpunkte des zuletzt verfügbaren Geschäftsjahres pro Netzebene zu ermitteln. Die Kosten- und Mengenermittlung für Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt auf Basis einer von der Regulierungsbehörde mit Bescheid zu genehmigenden Methode, die den Anforderungen der Europäischen Union entspricht.¹⁰⁵

¹⁰¹ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 5.Teil §69

¹⁰² Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 5.Teil §69

¹⁰³ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 5.Teil §72

¹⁰⁴ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 5.Teil §72

¹⁰⁵ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 5.Teil §72

Bilanzgruppensystem

Die Ausübung der Tätigkeit des Bilanzgruppenkoordinators bedarf einer Konzession des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend. In der Regel wird eine Konzession pro Marktgebiet vergeben. Aus Gründen der Zweckmäßigkeit und Kostenersparnis ist die Erteilung für mehrere Marktgebiete zulässig. Die Aufgaben des Bilanzkoordinators sind dabei unter anderem, die Verwaltung der im Verteilernetz tätigen Bilanzgruppen hinsichtlich organisatorischer und abrechnungstechnischer Hinsicht sowie die Berechnung, Zuordnung und Verrechnung der Ausgleichsenergie in dem jeweiligen Verteilernetz. Netzbenutzer sind dabei verpflichtet sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Bei Bildung einer eigenen Bilanzgruppe bedarf es eines Bilanzgruppenverantwortlichen. Diese Tätigkeit bedarf einer Genehmigung durch die Regulierungsbehörde.¹⁰⁶

Zugang zu Speicheranlagen

Speicherunternehmen, die Erdgasspeicher verwalten, haben den Speicherzugangsberechtigten den Zugang zu ihren Anlagen zu nicht diskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren.¹⁰⁷

Entflechtung

Wie bereits in Kapitel 3.3.1 erwähnt stellt die Entflechtung von Verteiler- bzw. Fernleitungsnetzbetreibern ein zentrales Element des liberalisierten Erdgasmarktes dar.

Verteilernetzbetreiber müssen dabei hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den Tätigkeitsbereichen Lieferung, Verkauf, Versorgung mit und Gewinnung von Erdgas vertikal integrierter Erdgasunternehmen sein. Diese Bestimmung begründet keine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum des vertikal integrierten Erdgasunternehmens an Vermögenswerten des Netzes vorzunehmen.¹⁰⁸

Das Speicherunternehmen, das Teil eines vertikal integrierten Erdgasunternehmens ist, muss zumindest hinsichtlich seiner Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit der Fernleitung, Verteilung und Speicherung zusammenhängen.¹⁰⁹

Die Entflechtungsvorschriften für Fernleitungsnetzbetreiber sind etwas komplizierter ausgestaltet. Es stehen folgende Entflechtungsmodelle zur Verfügung, wobei eine Mischung der Modelle nicht zulässig ist.¹¹⁰

¹⁰⁶ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 6.Teil §85ff

¹⁰⁷ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 7.Teil §98

¹⁰⁸ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 8.Teil §106

¹⁰⁹ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 8.Teil §106

¹¹⁰ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 8.Teil §106

- Die eigentumsrechtliche Entflechtung als Grundmodell
- Der unabhängige Netzbetreiber (Independent System Operator – ISO)
- Der unabhängige Fernleitungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator – ITO)
- Eine wirksamere Unabhängigkeit als die Bestimmungen über den unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber.

Egal für welches der oben genannten Modelle sich der Fernleitungsnetzbetreiber entscheidet, muss dieses Modell von der Regulierungsbehörde mittels Feststellungsbescheid zertifiziert werden.¹¹¹

Erdgashändler und Versorger

Die Aufnahme der Tätigkeit eines Erdgashändlers, ist im Voraus der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Die Regulierungsbehörde hat eine aktuelle Liste dieser Erdgashändler zu veröffentlichen.¹¹²

¹¹¹ Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 8.Teil §106

¹¹² Vgl. BGBl. I Nr. 107/2011 Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), 9.Teil §121

4 Struktur und Funktionsweise des liberalisierten Erdgasmarkt

Der europäische Erdgasmarkt hat in den letzten 10 Jahren einen deutlichen Wandel durchgemacht. Anfang dieses Jahrtausends erfolgte die Beschaffung auf den kontinentaleuropäischen Märkten nahezu ausschließlich auf der Basis von langfristigen Verträgen. Diese Verträge beinhalteten meist strikte Vertragsbestandteile wie Mindestabnahmemengen, alleinige Ölpreisbindung oder feste Revisionszeiträume. Heutzutage gewinnt die flexible Beschaffung an kurzfristigen Handelsplätzen, sogenannten Hubs, zunehmend an Bedeutung und löst somit die Langfristverträge kontinuierlich ab. Ebenfalls hat sich die Anzahl an Akteuren, die auf den Großhandelsmärkten aktiv sind, in den letzten 10 Jahren signifikant erhöht.

Die Motivation für eine Neuordnung des europäischen Erdgasmarktes und Schaffung eines Binnenmarktes für Energie, sowie die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen wurden bereits in Kapitel 3 erläutert. Auf den folgenden Seiten erfolgt nun eine detaillierte Darstellung der Strukturen und Funktionsweise des liberalisierten Erdgasmarktes.

4.1 Gashubs und -börsen in Europa

Ein Hub bzw. Gas-Hub ist ein Handelsplatz für den Erdgas-Großhandel. Generell findet eine Unterscheidung zwischen physischem und virtuellen Hubs statt. Der Begriff „Hub“ bedeutet wörtlich Mittelpunkt oder Nabe und hat sich in der Erdgaswirtschaft zum Synonym für einen zentralen Handelspunkt von Erdgas etabliert. Weist ein Hub eine hohe Handelsaktivität auf kann der dort gebildete Preis als Referenz für Erdgaslieferungen im Rahmen bilateraler Verträge dienen. Die Liquiditätsrate leitet sich dabei aus dem Verhältnis von gehandeltem Volumen zu physisch geliefertem Volumen, auch „churn ratio“ oder Umwälzrate genannt, ab. Eine hohe Churn-Rate bedeutet dabei eine hohe und verlässliche Verfügbarkeit von Handelspartnern. Hochliquide Hubs, wie der Amerikanische Henry-Hub können dabei Raten von bis zu 100:1 erreichen.¹¹³

Der physische Hub ist die klassische Form eines Gas-Hubs und bezeichnet dabei einen Übertragungspunkt, an dem verschiedene Pipelines über eine Anlage miteinander verbunden sind. Diese Anlagen ermöglichen die exakte Messung von Gasmengen, die von einer Pipeline in eine andere umgeleitet werden. Dies bedingt die geografische Lage an Kreuzungspunkten von Pipelines die eine hohe Kapazität sowie überregionale Bedeutung aufweisen.¹¹⁴

Ein virtueller Hub bzw. Virtual Trading Point (VTP) ist dabei ein virtueller Punkt in einem Marktgebiet, an dem Erdgas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung innerhalb des Marktgebietes von Marktteilnehmern mit oder ohne Netzzugangsberechtigung gehandelt werden kann.

¹¹³ Vgl. et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2013)

¹¹⁴ Vgl. et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2013)

Der virtuelle Handelspunkt ist dabei keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht Käufern und Verkäufern von Erdgas auch ohne Kapazitätsbuchungen Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen. Der Zugang zum VTP erfolgt dabei auf Basis der operativen Regeln der Marktgebietsmanager und der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß den festgelegten Marktregeln.¹¹⁵

Die Funktionsweise eines Erdgashubs lässt sich an Hand der folgenden Grafik verstehen. Dabei kommt es zu einer Unterscheidung zwischen technischen und kommerziellen Teil.

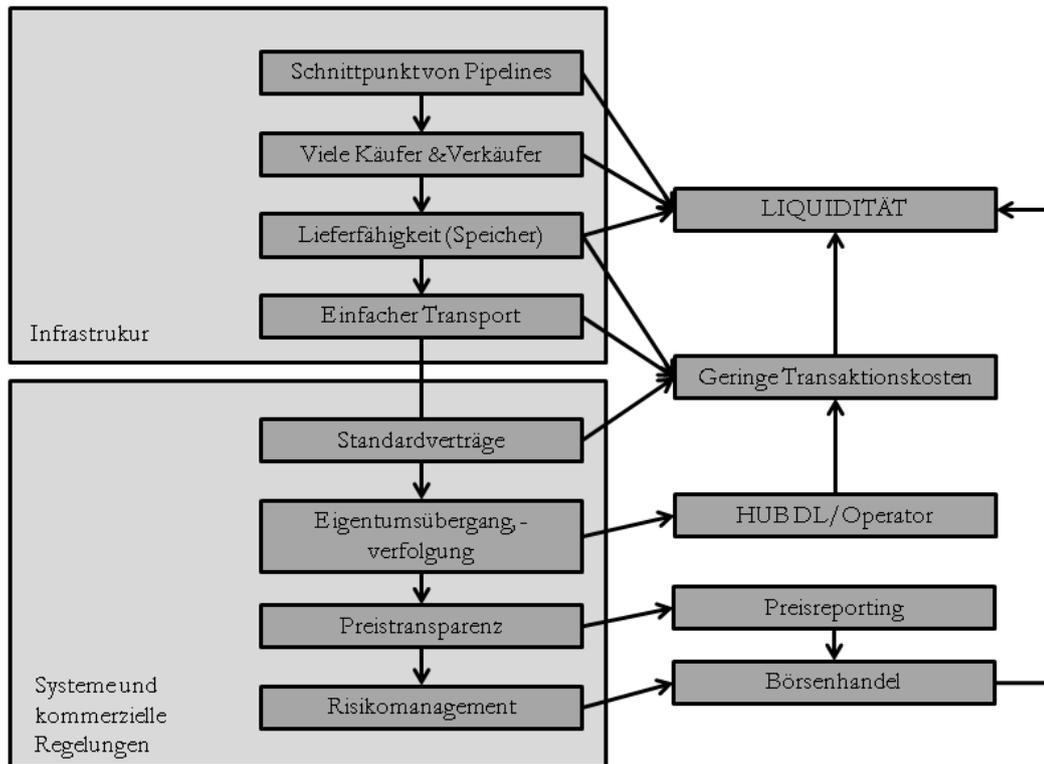


Abbildung 4: Funktionsweise Erdgashub¹¹⁶

Sobald die Infrastruktur vorhanden ist rückt die Kommunikation zwischen dem Betreiber des Hubs und den Händlern in den Vordergrund. Hierbei gilt es verschiedene Aspekte kommerziell und vertraglich zu regeln. Insbesondere handelt es sich hierbei um folgende Vorgänge:¹¹⁷

- Nominierung: Abruf von Erdgasmengen unter einem Vertrag
- Messung der Erdgasströme
- Allokation: Zuteilung von Mengen in einem gemischten Erdgasstrom, dessen vertragliche Bestandteile nicht getrennt gemessen wurden.

Hierzu sind heutzutage elektronische Plattformen eingerichtet, an denen zugelassene Händler unter Wahrung der notwendigen Vertraulichkeit, alle Informationen über die verfügbaren Kapazitäten und Erdgasströme abrufen können. Die damit verbundene Transparenz ermöglicht eine faire Preisbestimmung des gehandelten Erdgases, was zu

¹¹⁵ Vgl. Achleitner(2008), S. 108

¹¹⁶ Quelle: Schwintowski (Hrsg.) (2006), S.65

¹¹⁷ Vgl. Schwintowski (Hrsg.) (2006), S.65f

einem gesteigerten Vertrauen der Marktteilnehmer in den Handelspunkt und damit verbunden zu höherer Liquidität führt.¹¹⁸

Generell lässt sich die Entwicklung eines Hubs über einen längeren Zeitraum in verschiedene Phasen unterteilen. Das Kriterium für eine gesunde Entwicklung eines Gas-Hubs ist dabei eine stetig steigende Liquidität bzw. eine stetig wachsende Churn-Rate. Der erste Gas-Hub in Europa entstand Mitte der 90er Jahre in Großbritannien. Der „National Balancing Point“ (NBP) ist derjenige fixe Punkt an dem sich das Entry-Exit System im Gleichgewicht befindet. Über diesen Punkt wird jeder Transport abgewickelt. Weitere Hubs sind z.B. die Niederländische Title Transfer Facility(TTF), oder der Central European Gas Hub (CEGH) in Baumgarten, Österreich. Die folgende Grafik gibt einen Überblick über alle europäischen Gas-Hubs sowie Erdgasbörsen.¹¹⁹

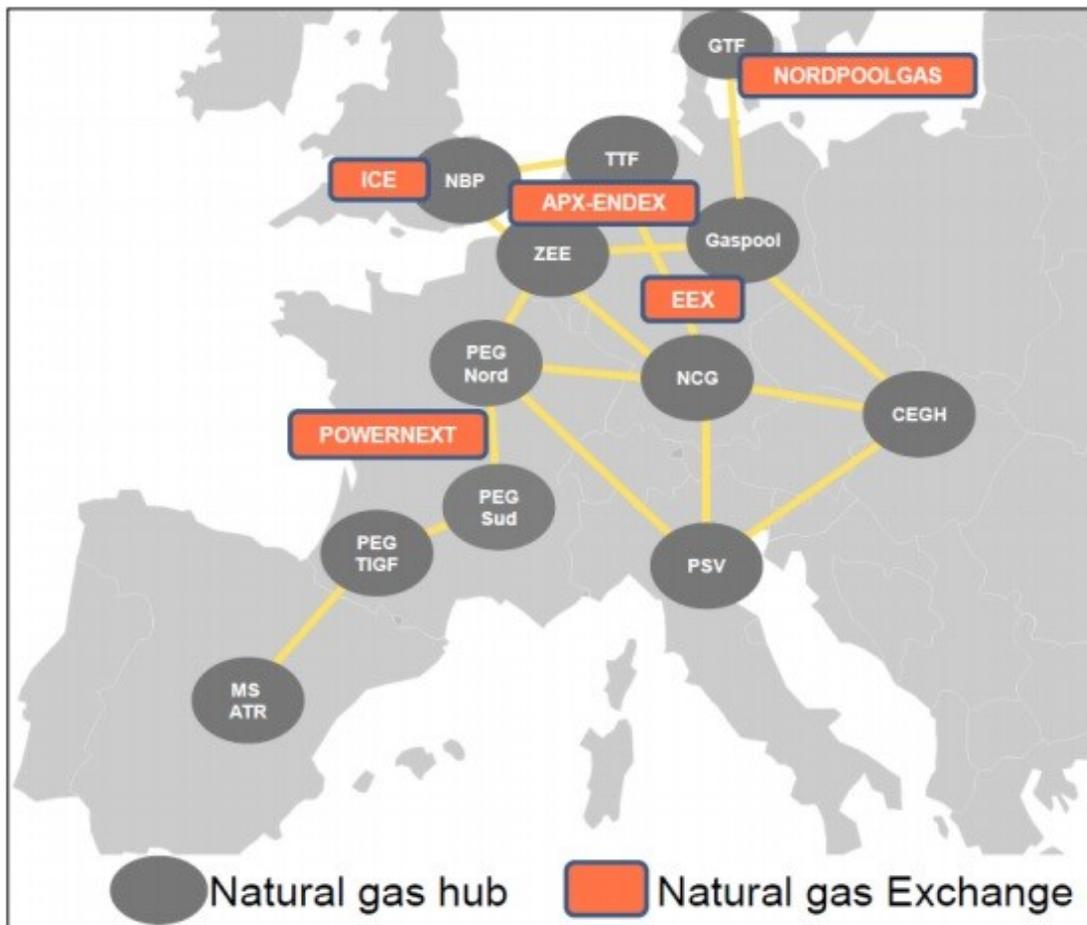


Abbildung 5: Erdgashubs und –börsen in Europa¹²⁰

¹¹⁸ Vgl. Schwintowski (Hrsg.) (2006), S.65

¹¹⁹ Vgl. Heather (2012), S.4

¹²⁰ Quelle: Heather (2012), S.4

Wie bereits eingangs erwähnt hat sich der europäische Erdgasmarkt in den letzten 10 Jahren signifikant geändert. Während im Jahr 2002 nur zwei Länder, NBP in Großbritannien und ZEE in Belgien, einen operativen Gas-Hub besaßen kamen in den darauffolgenden Jahren kontinuierlich neue hinzu. Der niederländische TTF und italienische PSV starteten 2003, der französische PEG 2004, der österreichische CEGH in Baumgarten 2005, der deutsche EGT 2006. Im Jahr 2009 kamen noch die deutschen Gas-Hubs Gaspool und NCG hinzu. Der EGT wurde dabei in den NCG-Hub integriert.¹²¹

Diese Änderung komplettierte vorerst die europäische Gas-Hub Landschaft und in den darauffolgenden Jahren entwickelten sich die einzelnen Hubs mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten weiter. Durch diese Entwicklung kann eine Kategorisierung der einzelnen Märkte in 3 verschiedenen Kategorien durchgeführt werden¹²²:

- Trading Hubs
- Transit Hubs
- Transition Hubs

4.1.1 Trading Hubs: NBP und TTF

Als Trading Hubs können Hubs definiert werden die einen hohen Reifegrad aufweisen und deren Produkte und Dienstleistungen im finanziellen Risikomanagement für Erdgasportfolios eingesetzt werden. Diese Hubs basieren auf Virtual Trading Points und verfügen über eine hohe Anzahl an Marktteilnehmern. Des Weiteren sind sie leicht zugänglich und weisen eine hohe Transparenz und ein gutes Berichtswesen auf. Dadurch konnten sie sich als zuverlässiger und glaubwürdiger Marktplatz etablieren.¹²³

Der britische NBP gilt als reifer Markt seit ca. 10 Jahren und konnte in den letzten Jahren kontinuierlich wachsen. Eine wichtige Rolle spielte dabei der ICE Future Markt, welcher in den letzten Jahren zulegen konnte, was sowohl die Teilnehmerzahl als auch das gehandelte Volumen betrifft. Das Potential für weiteres Wachstum könnte für diesen Markt in Zukunft etwas limitiert sein.¹²⁴

Der niederländische TTF weist ebenfalls ein stetiges Wachstum verteilt auf die letzten Jahre auf und konnte seinen Abstand zum NBP Jahr für Jahr verringern. Ein wesentlicher Faktor hierfür war die Einführung eines Systems zur Umwandlung von Qualitäten durch den Transmission System Operator . Von diesem Zeitpunkt an wurde nur mehr Energie gehandelt und nicht verschiedene Arten bzw. Qualitäten von Erdgas. Ebenfalls wurde das Ausgleichsenergie-System geändert. Hierbei wurde ein innovatives Echtzeit-System, auch Market-Based-Balancing genannt, erstmals in Europa eingeführt. Es ist anzumerken, dass die niederländische Regierung eine Strategie verfolgt um das Land als Erdgasdrehscheibe von Europa zu etablieren. Diese Strategie basiert dabei auf mehreren Faktoren wie der geographischen Lage, die hohe Eigenproduktion, das Vorhandensein einer LNG-Regasifizierungsanlage, eine starke Erdgasindustrie, ein hoch entwickeltes Fernleitungsnetz mit Speichermöglichkeiten, ein Potential zur Erweiterung der Speicher, einen liquiden Gas-Hub sowie ein verbessertes Marktmodell und innovatives Balancing-System.¹²⁵

¹²¹ Vgl. Heather (2012), S. 5

¹²² Vgl. Heather (2012), S. 5

¹²³ Vgl. Heather (2012), S.6

¹²⁴ Vgl. Heather (2012), S.6

¹²⁵ Vgl Heather(2012), S.7ff

4.1.2 Transit Hubs: ZEE und CEGH

Als Transit Hubs werden Hubs bezeichnet, an denen mehrere wichtige Pipelines aufeinandertreffen und die Marktteilnehmer Erdgas handeln können. Die Hauptaufgabe dieser Hubs ist allerdings der Transit von großen Mengen an Erdgas das zur Weiterverteilung in verschiedenen Marktgebieten bestimmt ist.¹²⁶

Die zwei Hubs in Europa, die sich als Transit Hubs klassifizieren lassen sind der belgische ZEE und der österreichische CEGH. Diese beiden Hubs haben eine Kapazität von ca. 45% des Gesamtverbrauchs aller Länder an denen sie Erdgas liefern. Durch diesen Umstand nehmen diese beiden Hubs eine wichtige Rolle für den physischen Erdgasimport in Europa ein, liegen jedoch hinsichtlich des gehandelten Volumens noch deutlich hinter stärker entwickelten Hubs.¹²⁷

Der ZEE ist ein physischer Hub in der Nähe der Belgischen Stadt Zeebrugge. Das Handelsvolumen war über viele Jahre gleichbleibend, konnte jedoch 2009 eine deutliche Steigerung, wie auch bei allen anderen Hubs, erzielen und weist seither ein stetiges Wachstum auf. Der ZEE weist eine starke Bindung zum NBP auf, bedingt durch die Interconnector Pipeline, die eine physische Verbindung zwischen dem Europäischen Festland und Großbritannien herstellt. Ebenfalls wird am ZEE genauso wie am NBP in pence/therm gehandelt. Dieser Umstand ist allerdings umstritten weil sich so für Händler, die ihre Portfolios in Kontinentaleuropa risikoorientiert managen, zusätzlich noch ein Währungsrisiko ergibt, welches nicht erwünscht ist.¹²⁸

Der Central European Gas Hub (CEGH) in Baumgarten liegt im Osten von Österreich nahe der slowakischen Grenze und zeigte in den letzten Jahren interessante Entwicklungen durch die der Ausbau zu einem echten zentralen Gas-Hub ermöglicht werden könnte. Wie auch der ZEE ist der CEGH ein physischer Hub. Der Hub nimmt eine zentrale Rolle in der europäischen Erdgaswirtschaft ein, da circa ein Drittel des gesamten russischen Erdgases, welches nach Europa importiert wird, über diesen Hub gehandelt wird. Der Großteil des Erdgases wird nach Deutschland, Italien, Slowenien und Ungarn weitertransportiert, ein kleiner Teil bleibt in Österreich. Der Handel am CEGH wurde im Jahr 2005 aufgenommen und konnte in den letzten Jahren sukzessive zulegen. Im Jahr 2009 wurde ein Spot-Market eingeführt, 2010 kam ein Future-Market hinzu. Ebenfalls beteiligte sich im Jahr 2010 die Wiener Börse am CEGH mit 20%. Mit der Implementierung des Entry-Exit Systems ab 1. Januar 2013 wurden auch ein Within-Day Market sowie ein Virtual Trading Point am CEGH eingeführt. Die Einführung dieses neuen Marktsystems ist dabei ein positiver Schritt für die zukünftige Liquidität des Hubs und Etablierung als zentraler Erdgas-Hub in Europa. Im nächsten Schritt soll nun eine schrittweise Eingliederung des slowakischen, tschechischen und vielleicht sogar ungarischen Marktgebietes erfolgen unter Beibehaltung eines VTP. Gelingt diese Entwicklung, wäre es ein richtiger zentraler europäischer Gas-Hub, wie der Name es bereits jetzt impliziert.¹²⁹

¹²⁶ Vgl. Heather (2012), S.4

¹²⁷ Vgl. Heather (2012), S.11

¹²⁸ Vgl. Heather (2012), S.12f

¹²⁹ Vgl. Heather (2012), S. 14f

4.1.3 Transition Hubs: GPL, NCG, PEGs und PSV

Als Transition Hubs können die verbleibenden Hubs in Nord-West Europa kategorisiert werden. Diese Hubs wurden erst vor einiger Zeit vollständig liberalisiert und haben den Handel aufgenommen. Dabei konnten sie ihr Potential noch nicht ganz ausschöpfen bzw. wird es für einige überhaupt schwer werden, denselben Reifegrad wie ein NBP oder TTF zu erreichen.¹³⁰

Deutschland ist der zweitgrößte Erdgasmarkt in Europa und hat durch seine zentrale Lage und gute Erdgasinfrastruktur eigentlich gute Voraussetzungen für die Etablierung eines zentralen Hubs. Die Entwicklung des Marktes in den letzten Jahren zeigte jedoch, dass man diese Vorteile nicht komplett ausnutzen konnte. Dies lag vor allem an der historischen Erdgas-Struktur in Deutschland, welche aus 19 Marktgebieten und zwei unterschiedlichen Pipeline Systemen mit verschiedenen Qualitäten bestand. Im Jahr 2010 kam es zu einer ersten Konsolidierung der Marktgebiete, gefolgt von einer zweiten im Jahr 2011. Hierbei wurden die Marktgebiete kontinuierlich zusammengelegt und die Qualitäten harmonisiert. Im Oktober 2011 wurden schließlich die heute bestehenden Marktgebiete Gaspool und NetConnect Germany eingeführt. Jedes verfügt dabei über ein H-Gas und L-Gas Verteilersystem welche individuell ausgeglichen werden.¹³¹

Der französische Points d'Echange de Gaz als auch der italienische Punto di Scambio Virtuale entwickelten sich in den letzten Jahren eher schleppend und können bei weitem nicht die Liquidität anderer Hubs aufweisen. In Frankreich gibt es einerseits einen physischen Kapazitätsengpass zwischen Nord und Süd als auch Interessenskonflikte zwischen Regulierungsbehörde und Erdgasunternehmen. Diese Probleme machen die Bildung eines voll konsolidierten Virtual Trading Points in absehbarer Zeit unwahrscheinlich. Der italienische Hub öffnet sich nur sehr langsam für andere Teilnehmer und weist eine äußerst geringe Liquidität und Transparenz auf. Verschiedene andere Faktoren führten zu einem Markt der zwar funktioniert, jedoch sehr ineffizient ist.¹³²

4.2 Preisbildung an Börsen und Hubs

Die Preise für Erdgas lassen sich generell in drei Kategorien einteilen die vom Grad der Regulierung, dem Wettbewerb sowie der Liquidität abhängen:

- Staatlich regulierte Preise die meist kostenbasiert ermittelt werden
- Indexierte Preise die an andere Energieträger gebunden sind(meist Öl-Indexierte Preise)
- Spot-Markt-Preise die an Börsen gebildet werden

Da sich früher ein Großteil der Erdgasunternehmen unter staatlicher Kontrolle befand und diese meist eine starke vertikale Integration aufwiesen kam es zu einer Regulierung der Preise. Mit der Liberalisierung des Erdgasmarktes in der Europäischen Union wurden diese Strukturen aufgebrochen und ein freier Markt konnte sich entwickeln.¹³³

¹³⁰ Vgl. Heather (2012), S.5

¹³¹ Vgl. Heather (2012), S.16f

¹³² Vgl Heather (2012), S.18

¹³³ Vgl Melling (2010), S.8

Der schnelle Aufstieg der europäischen Erdgaswirtschaft durch die Entdeckung großer Felder in der Nordsee anfangs der 60er Jahre machte eine Restrukturierung der Preisbildungsmechanismen notwendig. Die niederländische Regierung entwickelte ein Konzept welches langfristig maximalen Profit garantierte sowie Erdgas als Energieträger attraktiver und wettbewerbsfähiger machte. Dieses Konzept basiert auf dem Prinzip der Anlegbarkeit und verlinkte den Erdgaspreis mit dem Preis für seine Energiesubstitutionsprodukte wie Heizöl leicht, Heizöl schwer und Steinkohle. Dieses Vermarktungsmodell konnte sich durchsetzen und bald wurden die meisten Verträge als langfristige Öl-Indexierte-Verträge abgeschlossen und der Preis für Erdgas orientierte sich am Rohölpreis.¹³⁴

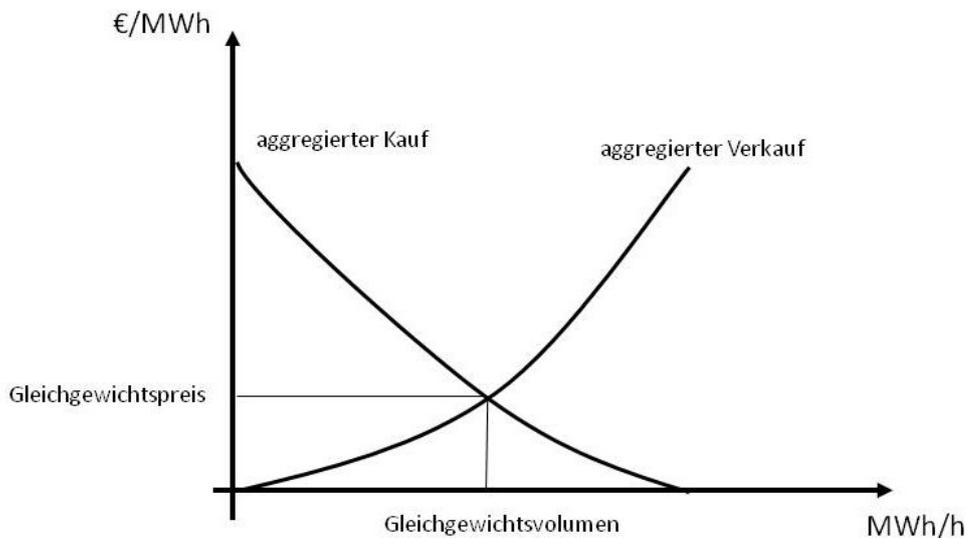
Durch die Liberalisierung der Märkte und die Entstehung der Hubs kam es zu neuen Preisbildungsmechanismen. Dabei wurde die Bedeutung des Handels wichtiger und die Preisbildung an Hubs und Börsen orientiert sich an Angebot und Nachfrage. An Erdgasbörsen werden verschiedenste Geschäftsabschlüsse im börslichen als auch im außerbörslichen Handel(OTC-Handel) getätigt.¹³⁵

Die Preisermittlung am Spotmarkt erfolgt auf Basis der von den Marktteilnehmern eingehenden Gebote und im Wege einer zweiseitigen Auktion. Dabei erhält die Börse von den Marktteilnehmern Informationen zu welchem Zeitpunkt sie welche Volumen zu welchem Preis kaufen oder verkaufen wollen. Diese Informationen werden von der Börse interpretiert und aus der diskreten Preis-Mengenkombination wird mittels der linearen Interpolation eine stetige Kurve gebildet. Das Ergebnis dieser Interpretation ist eine individuelle Nachfrage und Angebotskurve. Da die Teilnehmer unterschiedliche Gebote an die Börse abgeben ergeben sich viele individuelle Kurven. Diese werden in einen nächsten Schritt aufsummiert um zu einer aggregierten Nachfrage- und aggregierten Angebotskurve zu gelangen. Der Schnittpunkt dieser beiden Kurven bestimmt den Gleichgewichtspreis, den sogenannten Market-Clearing-Price. Bei diesem Preis sind alle Anbieter bereit die ermittelte Menge anzubieten, und alle Nachfrager bereit die ermittelte Menge nachzufragen.¹³⁶

¹³⁴ Vgl. Melling (2010), S.16f

¹³⁵ Vgl. Schwintowski (Hrsg.) (2006), S.319

¹³⁶ Vgl. Schwintowski (Hrsg) (2006), S.319f

Abbildung 6: Preisermittlung an Börsen¹³⁷

4.2.1 Haupteinflussfaktoren des europäischen Erdgasmarkt

Nachdem nun die einzelnen Vertragsarten und Verteilung dieser näher beschrieben wurde, sollen nun die Haupteinflussfaktoren des Erdgaspreises in Europa näher identifiziert werden. Der Erdgaspreis hängt von mehreren unterschiedlichen Faktoren ab. Einen großen Einfluss hat dabei die aktuelle Wetter bzw. Temperaturlage. Dies bedingt eine gewisse Saisonalität der Nachfrage abhängig von der jeweiligen Nachfrage zur Beheizung von Wohnraum und öffentlichen Gebäuden. Des Weiteren lassen sich Nachfrageschwankungen in Abhängigkeit der Wochentage bzw. Feiertage oder Urlaubszeit feststellen. Ebenfalls spielt die aktuelle wirtschaftliche Lage eine entscheidende Rolle. Daran gebunden sind die Preise für CO₂-Zertifikate sowie die Preise für Energiesubstitutionsprodukte wie Erdöl und Kohle.¹³⁸

Der Preis für Rohöl ist ebenfalls ein starker Einflussfaktor bedingt durch die Vertragsgestaltung über langfristige Öl-Indexierte-Verträge. Auf der Angebotsseite spielt natürlich die verfügbare Menge und somit die Förderung von Erdgas eine entscheidende Rolle. Desweiteren wird der Erdgaspreis von der Nachfrage in anderen Regionen der Welt beeinflusst. Auch spielt die Kapazität zur LNG Regasifizierung sowie die aktuellen Bestände an eingespeichertem Erdgas eine entscheidende Rolle. Innerhalb von Europa kann es bedingt durch Transportengpässe zu unterschiedlichen Preisniveaus kommen. Ebenfalls kann der Ausfall oder die Wartung einer zentralen Transportpipeline zu einer Veränderung des Preises führen.¹³⁹

Als langfristige Einflussfaktoren lassen sich verschiedene makroökonomische Entwicklungen identifizieren. Außerdem die politischen Rahmenbedingungen sowie regulatorische Eingriffe in den freien Markt. Eine weitere wichtige langfristige Rolle spielt natürlich die Produktion und Erschließung neuer Reserven sowie der rechtzeitige Ausbau

¹³⁷ Quelle: Schwintowski (Hrsg) (2006), S.320

¹³⁸ Vgl. RWE AG(2011), S.8

¹³⁹ Vgl. RWE AG(2011), S.8

des Verteiler- und Transportnetzes zur Vermeidung von regionalen Engpässen. In Abbildung 7 sind die verschiedensten Einflussfaktoren sowie deren Zusammenhang näher dargestellt.¹⁴⁰

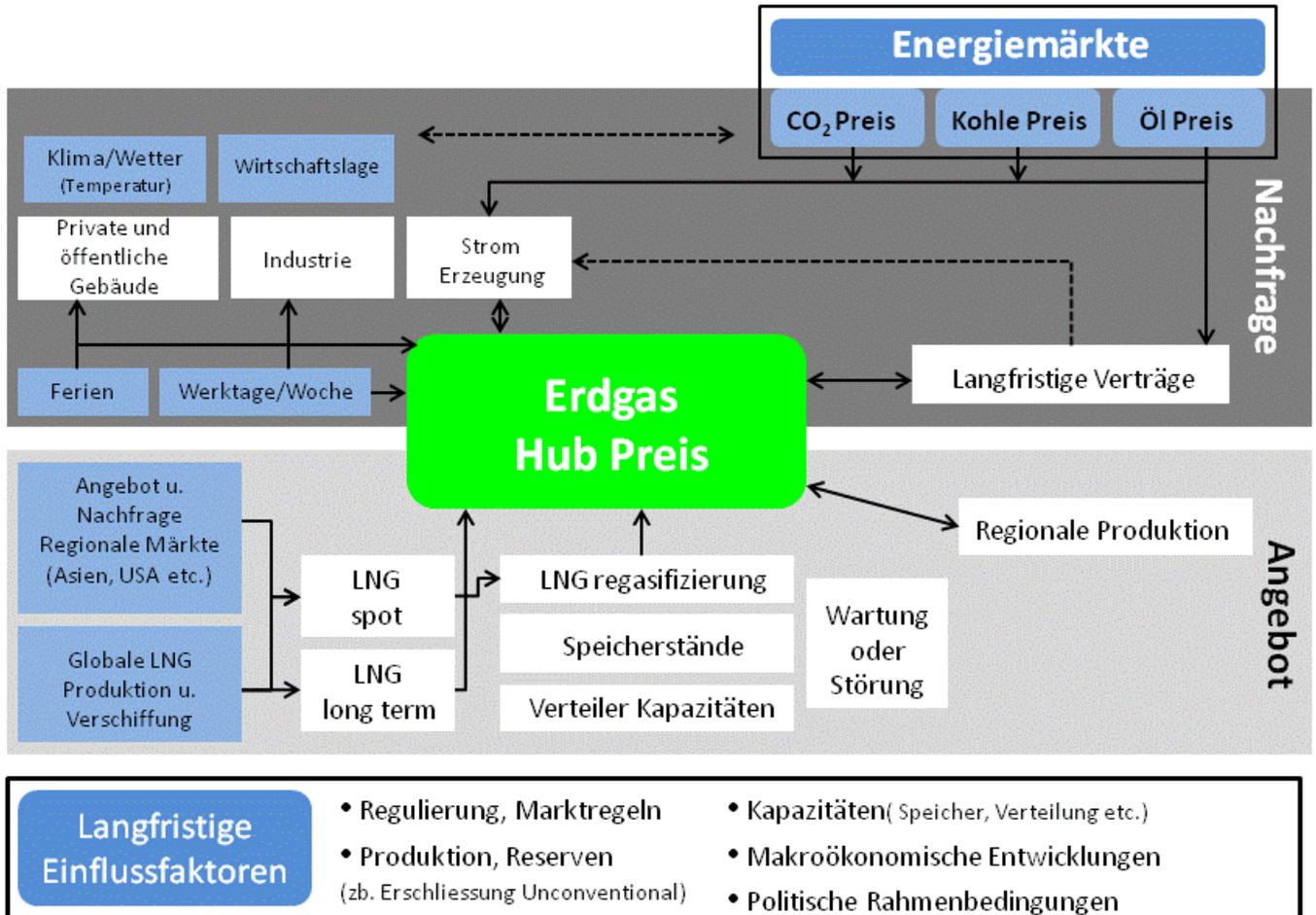


Abbildung 7: Einflussfaktoren Erdgaspreis¹⁴¹

¹⁴⁰ Vgl. RWE AG(2011), S.8

¹⁴¹ Vgl. Quelle: RWE AG(2011), S. 8

4.2.2 Preisentwicklung an Erdgashubs

Die Preisentwicklung an den verschiedenen Hubs seit 1. Jänner 2011 weist eine gewisse Volatilität auf. Ebenfalls lässt sich ein gewisser Preisunterschied bzw. Spread zwischen den einzelnen Hubs erkennen. Dieser Umstand lässt sich auf limitierte Transportkapazitäten sowie Unterschiede in der Liquidität der einzelnen Hubs zurückführen. Nachfolgende Grafik zeigt die Entwicklung des Day-Ahead Preises an den 4 Börsen NCG, CEGH-Baumgarten, TTF und Zeebrügge.¹⁴²

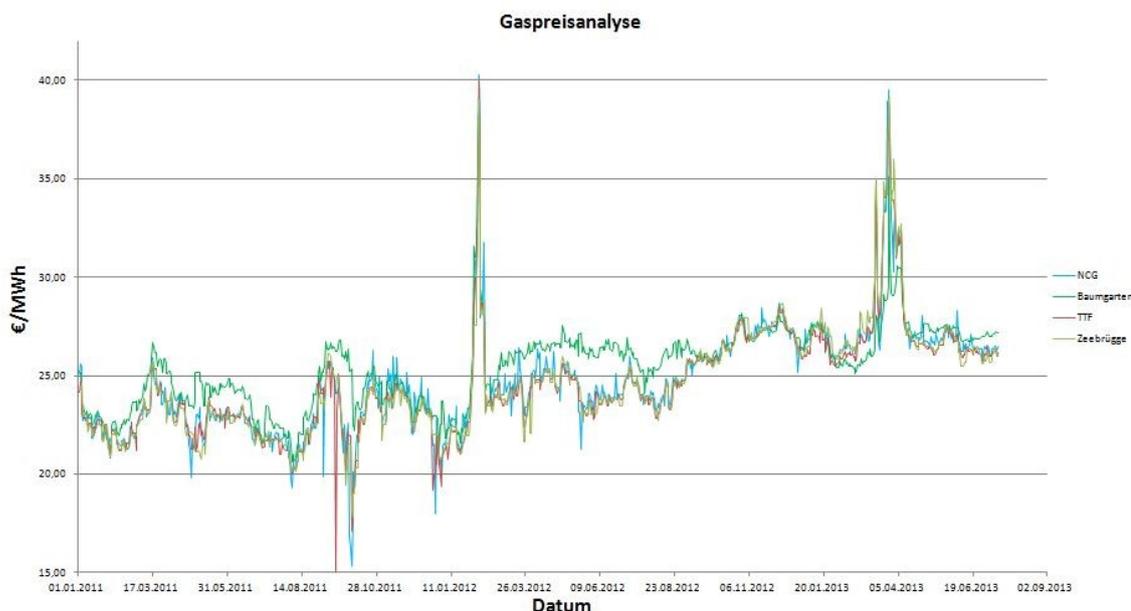


Abbildung 8: Preisentwicklung Erdgashub¹⁴³

4.3 Netzzugang

Unter Netzzugang oder einem Netzzugangsmodell versteht man das Regelwerk welches zur Vergabe und Inanspruchnahme von Transportkapazitäten, zum Engpassmanagement, zum Bilanzausgleich, zur Kompatibilität, zur Speichernutzung und zur Entgeltermittlung für diese Leistungen benötigt wird. Zur Unterscheidung der verschiedenen Modelle ist ein wesentliches Kriterium die Definition des Begriffs Transportkapazität.¹⁴⁴

Der Netzzugang vor der Liberalisierung war nur aufgrund freiwilliger Vereinbarungen möglich und der Markt war durch horizontale und vertikale Demarkation zwischen den integrierten Erdgasunternehmen abgeschottet. Die horizontale Demarkation bedeutet dabei, dass Kunden nur von dem jeweiligen Energieversorgungsunternehmen welches in ihrem jeweiligen Netzgebiet tätig ist beliefert werden. Die vertikale Demarkation bezeichnet die etablierte Lieferkette. Importeure oder überregionale Erdgashändler versorgen regionale Versorger. Diese wiederum beliefern lokale Versorger und Stadtwerke die wiederum die Versorgung des Endkunden übernehmen.¹⁴⁵

¹⁴² Vgl. E-Control (2013), S.58

¹⁴³ Quelle: Eigene Darstellung; Daten basierend auf Veröffentlichungen der jeweiligen Hubs

¹⁴⁴ Vgl. Schwintowski (Hrsg.) (2006), S.59

¹⁴⁵ Vgl. Lohmann (2006), S.20

Nach der ersten Erdgasrichtlinie der Europäischen Union hat sich Österreich zur Einführung eines verhandelten Netzzugangs entschlossen. Außer Österreich hatten nur noch Deutschland und Belgien diese Variante des Netzzugangs gewählt. Im Modell des verhandelten Netzzugangs, auch Punkt-zu-Punkt Modell genannt, wird Transportkapazität auf einen bestimmten Durchleitungspfad zwischen Einspeise- zu Ausspeisepunkt bezogen. Damit erfolgte die Buchung je einer Kapazität auf je einer konkret festgelegten Transportstrecke was zu einer Verknüpfung der Ein- und Ausspeisung führt. Ein Transport über die Netze verschiedener Netzbetreiber ist nicht mit einem Vertrag möglich. Entgeltbestimmend ist hierbei der gewählte Transportpfad, so dass die Streckenlänge in der Regel die Entgelthöhe bestimmt.¹⁴⁶

Lieferanten kritisierten bei diesem Modell, dass es den Wettbewerb behindert. Dies beruht erstens auf der hohen Komplexität dieses Modells als auch der Tatsache das Erdgas nicht immer entlang der vertraglich festgelegten Transportpfade fließt. So werden entgegengesetzte Erdgasflüsse miteinander saldiert. Ein etablierter Versorger kann dabei innerhalb seines Portfolios von Lieferverträgen saldieren, wohingegen ein neuer Lieferant, der im Extremfall nur über einen Liefervertrag verfügt, dies nicht kann. Diese Umstände führten zur Aufgabe dieses Netzzugangsmodells und mit der zweiten Erdgasbinnenmarkttrichtlinie wurde auch vonseiten der Europäischen Union ein regulierter Netzzugang vorgeschrieben. Der regulierte Netzzugang in Österreich ist in der Form eines Entry-Exit Systems ausgestaltet.¹⁴⁷

4.3.1 Entry-Exit Modell

Während im Punkt-zu-Punkt Modell die Transportkapazität einen festgelegten Weg hatte ist die Transportkapazität im Entry-Exit Modell eine Größe die ausschließlich auf die Einspeise- oder Ausspeisezone bezogen ist. In diesem Modell buchen Lieferanten Kapazitäten am Einspeisepunkt (Entry) und am Ausspeisepunkt (Exit). Unabhängig von der Anzahl der dazwischenliegenden Netzebenen bzw. Netzbetreiber als auch unabhängig von der Transportentfernung ist der Netzzugang mit nur zwei Verträgen möglich. Lieferanten müssen Entry- und Exitkapazitäten nicht zuordnen und können diese unabhängig voneinander buchen und auch handeln. Somit ist dieses Modell unabhängig vom Transportpfad.¹⁴⁸

Durch dieses Modell ist der Erdgashandel nicht mehr auf einem physischen Punkt bzw. Hub beschränkt sondern es können Eigentumsrechte an Gas an einem VTP von einem Marktteilnehmer auf einen anderen übergehen. Dabei bezahlt der Verkäufer des Gases durch seine Entry-Gebühr den Transport des Erdgases bis zu diesem virtuellen Punkt. Der Käufer übernimmt anschließend das Erdgas an diesem Punkt und kann es innerhalb des Entry-Exit Systems an den von ihm gewünschten Ausspeisepunkt entnehmen. Alle Käufer und Verkäufer von Erdgas treffen somit an einem Handelspunkt zusammen. Dieser Umstand bietet dem Entry-Exit Modell aus Wettbewerbssicht einige Vorteile gegenüber dem Punkt-zu-Punkt Modell.¹⁴⁹

Beim Entry-Exit System sind beim Netzzugang (z.B. Bereitstellung, Buchung und Vergabe von Kapazitäten etc.) alle physikalischen Erdgasströme zu berücksichtigen. Dadurch entstehen Aggregations- oder Nettoeffekte der Lastflüsse, die allen Netznutzern in

¹⁴⁶ Vgl. Lapuerta u. Moselle (2002), S.25

¹⁴⁷ Vgl. Lapuerta u. Moselle (2002), S.26ff

¹⁴⁸ Vgl. Schwintowski (Hrsg.) (2006), S.60

¹⁴⁹ Vgl. Lapuerta und Moselle (2002), S.45

diskriminierungsfreier Weise zur Verfügung gestellt werden müssen. Dies geschieht über die Festlegung von Lastflussszenarien, also Simulationen von Erdgasflüssen in dem betrachteten Netz, die auch zukünftige Veränderungen der Netznutzung berücksichtigen. Entgeltbestimmend in diesem System sind somit ausschließlich die über diese Simulationen ermittelten Entry-Exit- Tarife für die jeweiligen Einspeise- bzw. Ausspeisepunkte.¹⁵⁰

Kritiker von diesem Modell argumentieren in der Diskussion oft mit einem vermeintlichen Nachteil dieses Systems. So kann der Netzbetreiber an Entry-Punkten weniger frei zuordenbare Kapazität anbieten da in jeder Lastflusssituation jeder Exit-Punkt von jedem Entry-Punkt aus erreicht werden können muss. Es würden also Kapazitäten ungenutzt bzw. vernichtet. Diese Argumentation ist jedoch irreführend da dabei nur einzelne Transportvorgänge betrachtet werden und die Netzbetreiber Kapazitäten nicht für einzelne Erdgastransporte bereitstellen sondern nur für den resultierenden Gesamtsaldo aller Erdgastransporte. Netzbetreiber können daher bei der Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten reale Lastflüsse im Netz berücksichtigen. Die Art des Netzzugangsmodells hat keinen Einfluss auf die physikalischen Kapazitäten. Gesamt gesehen bietet ein Entry-Exit System gegenüber einem Punkt-zu-Punkt Modell deutliche Vorteile im Bereich der Effizienz des Marktes, Liquidität und Wettbewerb.¹⁵¹

4.3.2 Kapazitätsvergabe

In dem Prozess der Kapazitätsermittlung und –bereitstellung ermitteln die Fernleitungsnetzbetreiber wie viel Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten angeboten wird. Dies wird vom Marktgebietsmanager unter Einbeziehung des Verteilergebietsmanagers und der Fernleitungsnetzbetreiber anhand von Erdgasflusssimulationen durchgeführt. Diese Simulationen basieren auf dynamischen Lastflussmodellen die auch die Verdichtung des Erdgases und die Pufferfähigkeit der Netze angemessen berücksichtigen. Die aus diesen Simulationen abgeleiteten Ein- und Ausspeisekapazitäten werden als unterschiedliche Produkte angeboten, müssen jedoch unter den einzelnen Netzbetreibern abgestimmt werden um einen netzübergreifenden Transport zu ermöglichen. Ein handelsfähiges Netzzugangsmodell besteht dabei, jeweils abgestimmt nach Lieferzeiten und Lieferdauern aus folgenden Komponenten:¹⁵²

- Vergabe und Inanspruchnahme von Transportkapazitäten
- Nutzung von Speichern
- Kompatibilität(einheitliche Erdgasqualität)
- Bilanzausgleich
- Entgelte für diese Leistungen

Nach Vorhandensein dieser Voraussetzungen findet die Vermarktung und anschließende Buchung der Kapazitätsprodukte durch die Netznutzer statt. Die Netzbetreiber bieten dabei diese Kapazitäten allen Netznutzern gleichberechtigt an und legen fest welche Rechte der Netznutzer mit der Buchung der verschiedenen Produkte erwirbt. Die Netznutzer buchen diese Kapazitäten nach diesem festgelegten Verfahren und sind auch berechtigt, diese Kapazitätsrechte ganz oder teilweise an Dritte weiter zu veräußern. Dieser Vorgang wird auch als Sekundärhandel bezeichnet.¹⁵³

¹⁵⁰ Vgl.Schuler (2003), S.319ff

¹⁵¹ Vgl.Lapuerta und Moselle (2002), S.60

¹⁵² Vgl.Schwintowski (Hrsg.) (2006), S.61

¹⁵³ Vgl.Achleitner (2008), S.119

Mit der Nominierung legt der Netznutzer anschließend fest, in welchem Umfang er die jeweils gebuchten Kapazitäten zu nutzen beabsichtigt. Der Inhaber von Kapazitätsrechten gibt also dem Netzbetreiber die für den Folgetag geplante Inanspruchnahme der gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten bekannt.¹⁵⁴

Die Zuweisung der Kapazitäten in Österreich ist dabei über eine elektronische Online-Plattform je Marktgebiet abzuwickeln. Es müssen feste und unterbrechbare Kapazitätsverträge angeboten werden. Bei einem Versorgerwechsel kann der neue Versorger vom bisherigen Versorger die Übertragung der Kapazitäten die zur Versorgung des Kunden benötigt werden verlangen, jedoch maximal jene Kapazität die der bisherige Versorger tatsächlich genutzt hat.¹⁵⁵

4.3.3 Netznutzungsentgelte

Bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte ermittelt jeder Netzbetreiber die Kapital- und Betriebskosten seines Netzes. Diese Kostenbasis legt er auf die Entry- und Exit Kapazitäten seines Netzes um. Kosten und Netzentgelte unterliegen der Prüfung der Regulierungsbehörde und sind in der Gas-Systemnutzungsentgelt-Verordnung Novelle 2013 festgelegt.¹⁵⁶

Da Marktgebiete die Netze verschiedener Netzbetreiber umfassen, ist eine Verrechnung der Netzentgelte zwischen den Netzbetreibern eines Marktgebietes erforderlich. Dieser Vorgang wird auch als Entgelt- bzw. Kostenwälzung bezeichnet. Das Entry-Entgelt in ein Marktgebiet deckt dabei die Netzkosten vom Entry-Punkt bis zum VTP. Das Exit-Entgelt umfasst die Transportkosten vom VTP bis zur Entnahme des Erdgases aus dem Netz. Jeder Netzbetreiber zahlt dabei an den oder die vorgelagerten Netzbetreiber die anteilig auf ihn entfallenden Netzkosten.¹⁵⁷

4.4 Markt- und Verteilergebiete

Die Einteilung des österreichischen Erdgasleitungsnetzes in Regelzonen, welche per Definition nur jene Netzstrukturen umfassten, die für die Inlandsversorgung bestimmt sind, musste im GWG 2011 angepasst werden. Dies wurde nötig da die bisherige Organisation des Netzzugangs auf Fernleitungsebene für Transite und für die Inlandsversorgung (Regelzone) nicht mit den Anforderungen des Entry-Exit Systems zu vereinbaren war. Die geographischen Gebiete wurden somit als Marktgebiete bezeichnet. Aufgrund der physischen Leitungsgegebenheiten in Österreich wird das österreichische Leitungsnetz in drei Marktgebiete eingeteilt. In jedem dieser Marktgebiete ist ein Marktgebietsmanager, ein Verteilergebetsmanager und ein Bilanzgruppenkoordinator mit der Erfüllung der Systemdienstleistungen beauftragt. Die Marktgebiete sind dabei wie folgt gegliedert¹⁵⁸:

¹⁵⁴ Vgl. Schwintowski (Hrsg) (2006), S.6

¹⁵⁵ Vgl. Achleitner (2008), S.120

¹⁵⁶ Vgl. 478. Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 geändert wird

¹⁵⁷ Vgl. 478. Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 geändert wird

¹⁵⁸ Vgl. Achleitner (2008), S.110

- Marktgebiet Ost umfasst Erdgasnetze in den Bundesländern Salzburg, Oberösterreich, Steiermark, Niederösterreich, Burgenland und Wien
- Marktgebiet Tirol umfasst Erdgasnetze im Bundesland Tirol
- Marktgebiet Vorarlberg umfasst Erdgasnetze im Bundesland Vorarlberg

4.4.1 Marktgebietsmanager

Der Marktgebietsmanager (MGM) ist für die Sicherstellung der Errichtung des nichtdiskriminierenden Zugangs zum VTP, die Benennung des Betreibers des VTP und die Kooperation mit diesem zuständig. Des Weiteren ist er für die Verwaltung der im Marktgebiet tätigen Bilanzgruppen zuständig. Insbesondere umfasst diese Tätigkeit die Information der Marktteilnehmer hinsichtlich des Bilanzgruppensystem und Ausgleichsenergieregeln. Ebenfalls die Vergabe von Identifikationsnummern der Bilanzgruppen in Abstimmung mit dem Bilanzgruppenkoordinator und die Organisation des Abschlusses der entsprechenden Verträge im Namen und auf Rechnung der betroffenen Vertragspartner, entsprechend den aktuellen Marktregeln.¹⁵⁹

Die Rolle des Marktgebietsmanagers im Marktgebiet Ost hat die Gas Connect Austria GmbH über. Da in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg keine Fernleitungen existieren, ist ein Marktgebietsmanager dort nicht benannt. Tirol und Vorarlberg werden daher gesondert behandelt und beziehen ab 1. Oktober 2013 ihre physische Ausgleichsenergie über den virtuellen Handelspunkt des angrenzenden deutschen Marktgebietes der NCG. Diese Konstruktion wurde nötig da diese beiden Marktgebiete vollständig über Deutschland mit Erdgas versorgt werden und es keine physische Verbindung zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gibt.¹⁶⁰

4.4.2 Verteilergebietsmanager

Der Verteilergebietsmanager (VGM) ist für die Buchung der Kapazitäten an den Ausspeisepunkten der Fernleitungsnetze zu den Verteilernetzen im jeweiligen Marktgebiet verantwortlich. Diese müssen den prognostizierten Kapazitätsbedürfnissen entsprechen. Des Weiteren ist er für die Verwaltung der Kapazitäten an den Einspeisepunkten in das Fernleitungsnetz aus dem Verteilernetz zuständig. Ebenfalls ruft der Verteilergebietsmanager Ausgleichsenergie vorrangig am VTP entsprechend den geltenden Nominierungsfristen im Namen und auf Rechnung des Bilanzgruppenkoordinators ab.¹⁶¹

Die Rolle des Verteilergebietsmanagers in den Marktgebieten Ost, Tirol und Vorarlberg übernimmt die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM). Der Unternehmensgegenstand ist dabei wie folgt definiert: „Ausübung der Tätigkeiten des Verteilergebietsmanagers gem. §18 GWG 2011 insbesondere die Leistungsregelung und Druckhaltung im Verteilernetz, die Erteilung von Vorgaben zur Steuerung der Verteilerleitungsanlagen der Ebene 1, die Fahrplanabwicklung, das Ausgleichsenergiemanagement sowie die Erstellung der langfristigen Planung.“¹⁶²

¹⁵⁹ Vgl. Achleitner (2008), S.111

¹⁶⁰ Vgl. AGGM (2013a)

¹⁶¹ Vgl. Achleitner (2008), S.113

¹⁶² Vgl. AGGM(2013b)

4.5 Bilanzgruppensystem

Im Zuge der Liberalisierung des Erdgasmarktes wurde in Österreich das sogenannte Bilanzgruppenmodell eingeführt. Dabei werden in einer Bilanzgruppe Versorger, Erdgashändler und Endverbraucher zu einer virtuellen Gruppe zusammengefasst, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung und Abgabe von Erdgas erfolgt. Es ist dabei jeder Netzbenutzer verpflichtet sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden. Versorger und einige große Endkunden haben dabei ein direktes Vertragsverhältnis mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen und werden daher als unmittelbare Bilanzgruppenmitglieder bezeichnet. Die meisten Endkunden sind jedoch nur mittelbare Mitglieder jener Bilanzgruppe denen auch ihr Versorger angehört.¹⁶³

Somit sind alle Netzbenutzer eines Marktgebietes in Bilanzgruppen organisiert und sämtliche Ein- und Ausspeisungen des Marktgebietes unterliegen einer Bilanzierung. Die Einführung dieses Systems hat das Ziel einen liquiden VTP im Marktgebiet zu schaffen. Außerdem soll die freie Verwendung der in das Marktgebiet eingespeisten bzw. am VTP übernommenen Erdgasmengen ermöglicht werden.¹⁶⁴

4.5.1 Bildung einer Bilanzgruppe

Die Bildung einer Bilanzgruppe kann dabei innerhalb eines Marktgebietes oder für mehrere Marktgebiete erfolgen. Ebenfalls muss bekanntgegeben werden ob die Bilanzgruppe im Verteilernetz oder ausschließlich im Fernleitungsnetz tätig ist. Die Bildung und Veränderung von Bilanzgruppen erfolgt dabei durch den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV). Die Zulassung zum BGV obliegt der Prüfung der Regulierungsbehörde.¹⁶⁵

In Österreich wird die Gründung einer eigenen Bilanzgruppe und Zulassung zum BGV vom Marktgebietsmanager verwaltet. Dabei muss ein 7-stufiger Prozess durchlaufen werden der wie folgt aussieht.¹⁶⁶

1. Es muss ein internationaler X-Code für das Unternehmen bestehen. Dazu muss man sich beim Local Issuing Office (LIO) registrieren.
2. Registrierung auf der MGM- Online Plattform
3. Registrierung für mindestens einen Y-Code pro Bilanzgruppe auf der MGM – Online Plattform
4. Einrichtung der Bilanzgruppenstruktur und der Zuordnungsermächtigung
5. Unterzeichnung der Verträge
6. Freigaben der einzelnen Vertragspartner (MGM, CEGH, AGGM, AGCS und E-Control)
7. Bescheid der E-Control und Freischaltung als BGV

¹⁶³ Vgl. E-Control (2013a)

¹⁶⁴ Vgl. Achleitner (2008), S.114

¹⁶⁵ Vgl. Achleitner (2008), S.115

¹⁶⁶ Vgl. Gas Connect Austria (2013), Schritt für Schritt zur BGV Registrierung

4.5.2 Bilanzgruppenkoordinator

Der Bilanzgruppenkoordinator ermittelt in seiner Funktion als Verrechnungsstelle auf Basis von Messwerten und Fahrplänen, Ausgleichsenergiemengen auf Stunden- und Tagesbasis für Bilanzgruppen und rechnet diese Mengen mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen ab.¹⁶⁷

Als Ausgleichsenergie wird dabei die Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode verstanden. Wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann.¹⁶⁸

Da die Entnahme von Erdgas aus dem Leitungsnetz keine Dosierung zulässt und die Endverbraucher quasi durch Selbstbedienung entscheiden, wie viel Erdgas sie aus dem Netz beziehen ergeben sich Abweichungen von den zuvor bekanntgegebenen Fahrplänen. Ausgleichsenergie ist somit die Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch erfasst werden kann. In einer großen Gruppe von Kunden werden sich diese Abweichungen in hohem Maß statisch ausgleichen, jedoch wird ein geringer Teil als Summenabweichung übrig bleiben. Dieser muss zur Aufrechterhaltung des stabilen Betriebes des Netzes mit Ausgleichsenergie ausgeglichen werden.¹⁶⁹

Die Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators im Marktgebiet Ost übernimmt die AGCS - Gas Clearing and Settlement AG und ist dabei die Verrechnungsstelle im Marktgebiet Ost. Der Aufgabenbereich umfasst dabei die Verwaltung der Bilanzgruppen in organisatorischer und abrechnungstechnischer Hinsicht sowie die Berechnung und Zuordnung der Ausgleichsenergie.¹⁷⁰

Die Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg wird von der A&B Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management AG übernommen.

4.6 Funktionsweise des Marktmodells

Nachdem nun die einzelnen Akteure und Institutionen des liberalisierten Erdgasmarktes näher beschrieben worden sind soll nun für ein besseres Verständnis des Marktmodells die Funktionsweise mithilfe einer Übersichtsgrafik näher dargestellt werden. Es kommen dabei folgende Abkürzungen zum Einsatz:

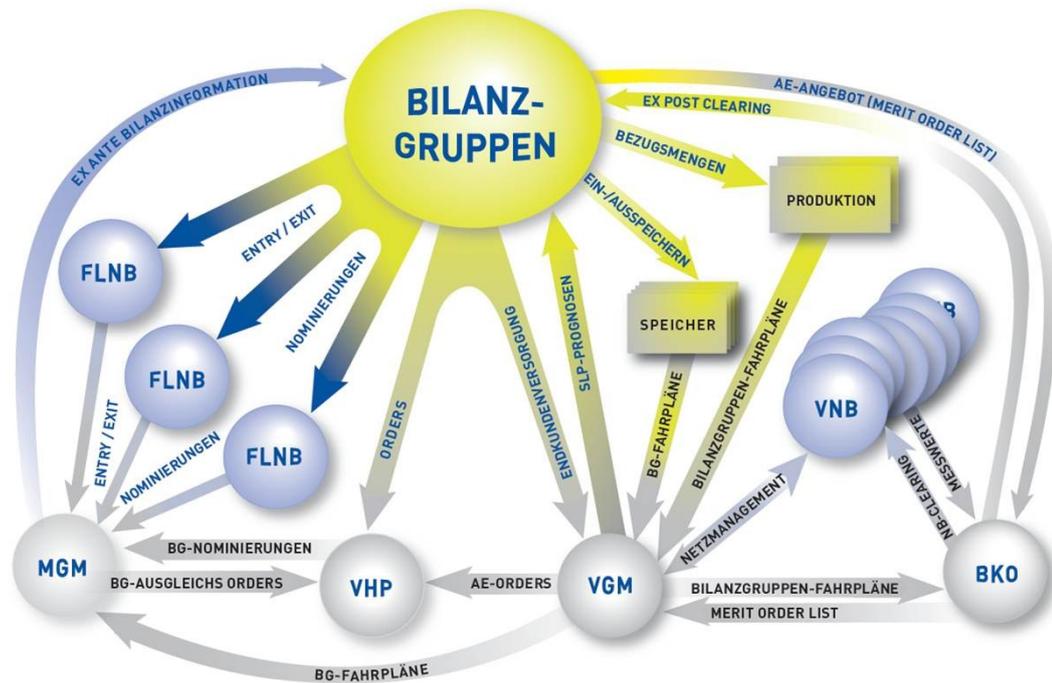
- FLNB.....Fernleitungsnetzbetreiber
- MGM.....Marktgebietsmanager
- VHP.....Virtueller Handlungspunkt
- VGM.....Verteilergebietsmanager
- BKO.....Bilanzgruppenkoordinator
- VNB.....Verteilernetzbetreiber
- AE.....Ausgleichsenergie
- SLP.....Standard Lastprofil

¹⁶⁷ Vgl. AGCS(2013a)

¹⁶⁸ Vgl. AGCS (2013b), S. 4

¹⁶⁹ Vgl. E-Control(2013b)

¹⁷⁰ Vgl. AGCS (2013a)

Abbildung 9: Marktmodell 2013¹⁷¹

4.7 Markt für Ausgleichs- und Regelenergie

Wie bereits in Punkt 4.5.2 erwähnt, ist die Ausgleichsenergie im Gaswirtschaftsgesetz als die Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe definiert. Generell sollte jede Bilanzgruppe bestrebt sein, die Bilanz zwischen Aufbringung und Abgabe von Energie ausgeglichen zu halten um die Netzstabilität nicht zu gefährden. Ebenfalls trägt der Bilanzgruppenverantwortliche die wirtschaftliche Verantwortung für die Abweichungen in seiner Bilanzgruppe. Die Aufbringung einer Bilanzgruppe umfasst dabei sowohl eingespeiste Mengen in die Regelzone, als auch den Bezug von Erdgas aus anderen Bilanzgruppen. Die Abgabe umfasst dabei den Verbrauch innerhalb der Bilanzgruppe, die Lieferung von Erdgas an andere Bilanzgruppen sowie die aus der Regelzone entnommene Erdgasmengen. Die Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode wird dabei als Ausgleichsenergie definiert. Im österreichischen Marktmodell ist die Messperiode für den Gasbereich als Gastag mit einem Tagesband von 24 gleichen Stundenwerten.¹⁷²

Die Berechnung, Zuordnung und Verrechnung der Ausgleichsenergie wird dabei durch den Bilanzgruppenkoordinator durchgeführt. Dieser erhält dabei sämtliche Fahrpläne für Import, Export, Produktion, Speicherbewegung und Handelsgeschäften der Bilanzgruppenverantwortlichen. Ebenfalls erhält er sämtliche Messwerte von den Netzbetreibern für Netzübergaben sowie die Verbrauchsdaten. Somit verfügt der BKO über alle Daten die zur Durchführung des monatlichen Clearings benötigt werden. Im Zuge des Clearings wird die Ausgleichsenergie je Stunde für jede Bilanzgruppe ermittelt

¹⁷¹ Quelle: AGGM – Austrian Gas Grid Management AG: Marktmodell 2013
<http://www.aggm.at/competence-center/marktmodell-2013>

¹⁷² Vgl. 171. Verordnung des Vorstandes der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012), §18

und den Bilanzgruppenverantwortlichen in Rechnung gestellt. Bei der Erstellung des Bilanzgruppenmodells wurde dabei für wesentlich erachtet, dass die Ausgleichsenergiemengen im Wettbewerb aufgebracht werden. Somit wurde in der Regelzone Ost die Rahmenbedingungen für einen Ausgleichsenergiemarkt geschaffen, der vom Bilanzgruppenkoordinator als Day Ahead Markt organisiert abgewickelt wird. Dabei werden über den Ausgleichsenergiemarkt jene Mengen verkauft oder gekauft, die der Marktgebietsmanager physikalisch in das Fernleitungsnetz einspeist oder aus dem Fernleitungsnetz entnimmt, um die Stabilität zu gewährleisten. Zusätzlich ergibt sich aus den Preisen des Ausgleichsenergiemarktes der marktbasierter stündliche Clearingpreis, mit dem die je Stunde angefallene Ausgleichsenergie abgerechnet wird.¹⁷³

4.7.1 Angebot und Abruf von Ausgleichsenergie

Anbieten von Ausgleichsenergie

Um als Anbieter von Ausgleichsenergie tätig werden zu können bedarf es zunächst einiger Voraussetzungen. Zuerst müssen die technischen Voraussetzungen erfüllt sein.¹⁷⁴ Das Bilanzgruppenmitglied muss hierbei nachweisen, dass es über geeignete Flexibilisierungsinstrumente wie einsetzbare Speichermengenbewegungen, frei verfügbare Erdgasmengen an Ein- oder Ausspeisepunkten des Marktgebietes oder Großabnehmer verfügt, an deren Zählpunkt online gemessen wird und eine online Datenübermittlung an den Verteilergebietsmanager erfolgt. Der Ausgleichsenergieanbieter muss dabei dem Bilanzgruppenkoordinator mitteilen an welchen Punkten er Ausgleichsenergie anbieten wird. Nach Erfüllung der technischen Voraussetzungen und Abschluss des Registrierungsprozesses sowie Zustimmung des Bilanzgruppenverantwortlichen kann ein Unternehmen Ausgleichsenergie anbieten. Die Angebotslegung des Ausgleichsenergieanbieters erfolgt über eine Online-Plattform. Das Angebot muss dabei die Identifikationsnummer der Bilanzgruppe, die Stunden für die das Angebot gilt und die Höhe der angebotenen Leistungsvorhaltung sowie den Energiepreis und den Ein- oder Ausspeisepunkt enthalten. Die Mindestdauer beträgt dabei eine Stunde und die Mindestgröße ist eine MWh/h. Die Angebote haben zu Fixpreisen zu erfolgen. Die Angebote müssen bis spätestens 16:00 Uhr für den folgenden Gastag, vor Samstagen, Sonntagen und gesetzlichen Feiertagen bis einschließlich des nächsten Arbeitstages gelegt werden. Nach Marktschluss wird vom Bilanzgruppenkoordinator eine sogenannte Merit Order List erstellt und an den Verteilergebietsmanager übermittelt. Diese Liste besteht aus den gereihten Angeboten.¹⁷⁵

Abruf von Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie wird vorrangig über standardisierte Produkte an der Erdgasbörse am VHP beschafft. In sachlich begründeten Ausnahmefällen, ist der Verteilergebietsmanager berechtigt, Abrufe physikalischer Ausgleichsenergie ausschließlich über die Merit Order List vorzunehmen. Diese Ausnahmefälle sind zum Beispiel mangelhaftes Angebot am VHP, unvorhersehbares Verbrauchsverhalten von Endkunden bzw. unplanmäßige Ein- oder Ausspeisung in das Verteilergebiet oder ein in Teilnetzen des Verteilergebietes lokal

¹⁷³ Vgl. 171. Verordnung des Vorstandes der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012), §31ff

¹⁷⁴ Vgl. 171. Verordnung des Vorstandes der E-Control zu Regelungen zum Gas-Marktmodell (Gas-Marktmodell-Verordnung 2012), §30

¹⁷⁵ Vgl. AGCS (2013b), S.6f

aufretender Regelungsaufwand der einen geographisch zielgerichteten Abruf physischer Ausgleichsenergie von der Merit Order List erfordert. Die Anbieter von physikalischer Ausgleichsenergie haben technisch sicherzustellen, dass das von ihnen abgegebene Angebot innerhalb 30 Minuten nach Anforderung erfüllt wird.¹⁷⁶

4.7.2 Preis der Ausgleichsenergie

Mit der Einführung des neuen Entry-Exit Systems in Österreich mit 1.1.2013 erfolgt der Abruf der physikalischen Ausgleichsenergie vorrangig über den Spotmarkt des VHP. Die Orderabgabe erfolgt durch den Verteilergebietsmanager, wobei für diese Orderabgabe Preislimits gelten. So werden auf Kauf- bzw. Verkauforders im Fließhandel 10% Auf- bzw. Abschlag auf den für den jeweiligen Tag gültigen Spotmarktpreis gegeben. Als Spotmarktpreis wird dabei der Index der CEGH- Baumgarten herangezogen(CEGHIX). Bei Nichterfüllung dieser Order wird der Auf- bzw. Abschlag auf 20% erhöht. Wird die Ausgleichsenergie über die jeweilige Merit Order List abgerufen, ergeben sich die Preise aus den jeweils abgegebenen Angeboten der Anbieter von physikalischer Ausgleichsenergie. Nachfolgende Abbildungen geben einen Überblick über die Entwicklung der Preise und des Volumens von Ausgleichsenergie seit Einführung des neuen Marktmodells.¹⁷⁷

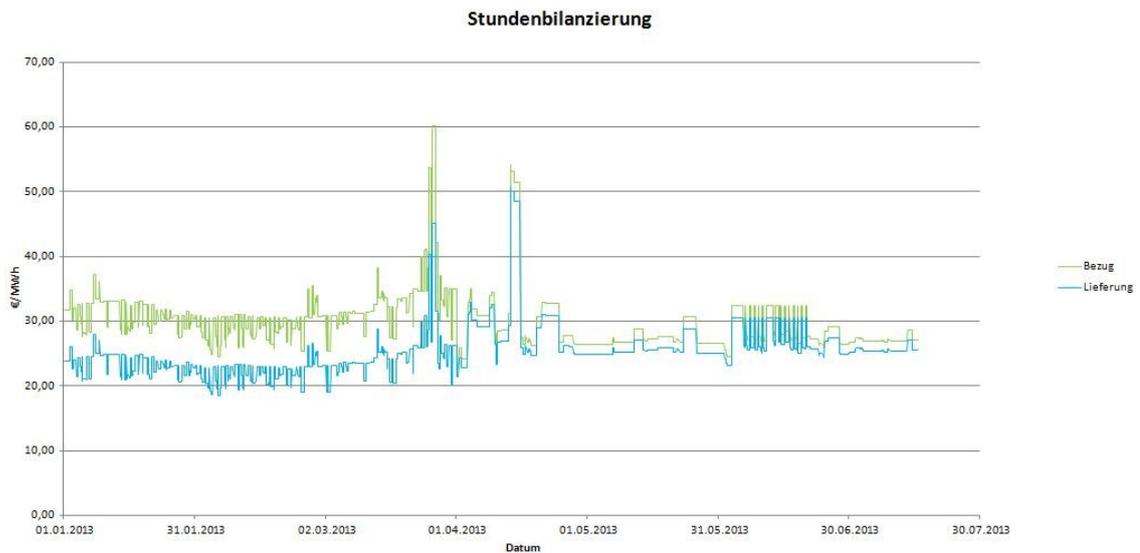
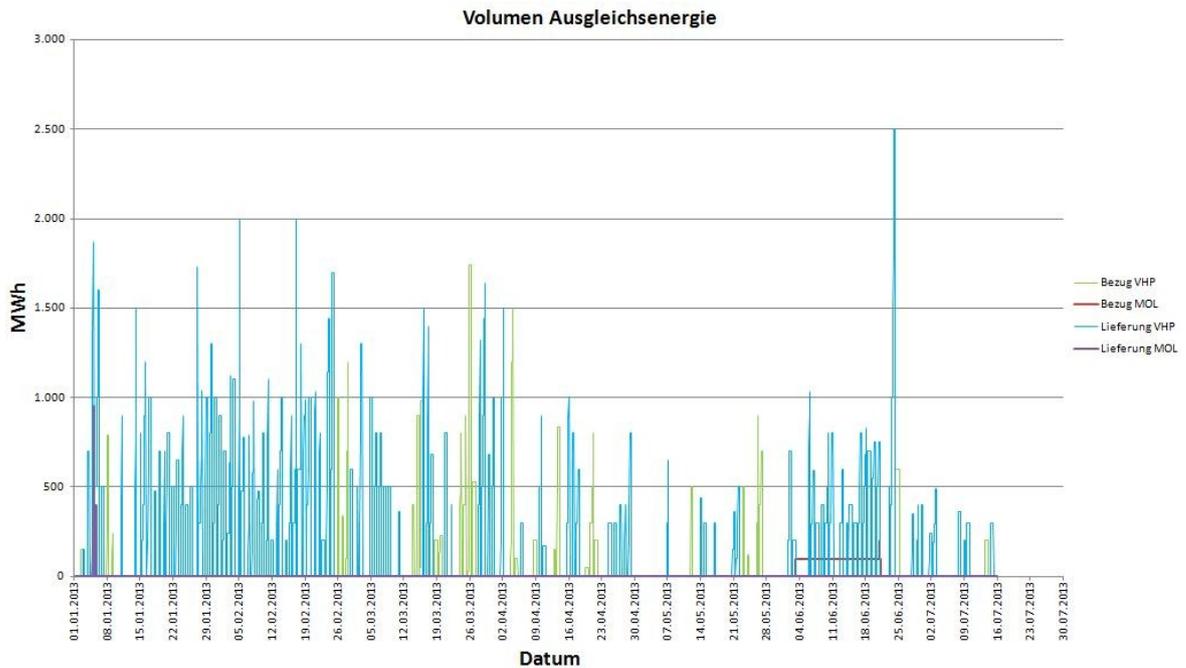


Abbildung 10: Preisentwicklung Ausgleichsenergie¹⁷⁸

¹⁷⁶ Vgl. AGCS (2013b), S.9

¹⁷⁷ Vgl. AGCS (2013b), S.17

¹⁷⁸ Quelle: Eigene Darstellung; Daten: https://mgm.gasconnect.at/gca_mgm/mgm/visualisation.do?type=balancing

Abbildung 11: Volumen Ausgleichsenergie¹⁷⁹

4.8 Steuern und Abgaben

Neben dem Energiepreis und den Netznutzungsentgelten gibt es weitere Komponenten die Bestandteil des gesamten Erdgaspreises sind. Endverbraucher werden dabei noch folgende Steuern und Abgaben verrechnet¹⁸⁰:

- Erdgasabgabe: Wie Mineralöl, Elektrizität oder Flüssiggas unterliegt auch Erdgas einer spezifischen Steuer. Diese Besteuerung, als Erdgasabgabe bezeichnet, beträgt dabei 6,60 Cent/Nm³ was 0,5893 Cent/kWh entspricht. Ausgenommen bzw. befreit von dieser Steuer ist jenes Erdgas, welches für den Transport oder zur Speicherung verwendet wird sowie Erdgas welches zur Erzeugung von elektrischer Energie verwendet wird.¹⁸¹
- Gebrauchsabgabe: Von einigen Gemeinden wird für die Benützung von öffentlichem Grund und Boden eine Gebrauchsabgabe erhoben. Die Regelung der Gebrauchsabgabe erfolgt durch Landesgesetze und beträgt maximal 6% der Erlöse, welche das abgabenpflichtige Unternehmen unter Verwendung der Erdgasleitungen auf öffentlichem Grund erzielt. Es bestehen jedoch auch landesgesetzliche Regelungen wonach sich die Höhe der Gebrauchsabgabe nach dem Ausmaß der Inanspruchnahme öffentlichen Grundes bemisst.
- Umsatzsteuer: auf sämtliche Preisbestandteile werden 20% Umsatzsteuer aufgeschlagen.

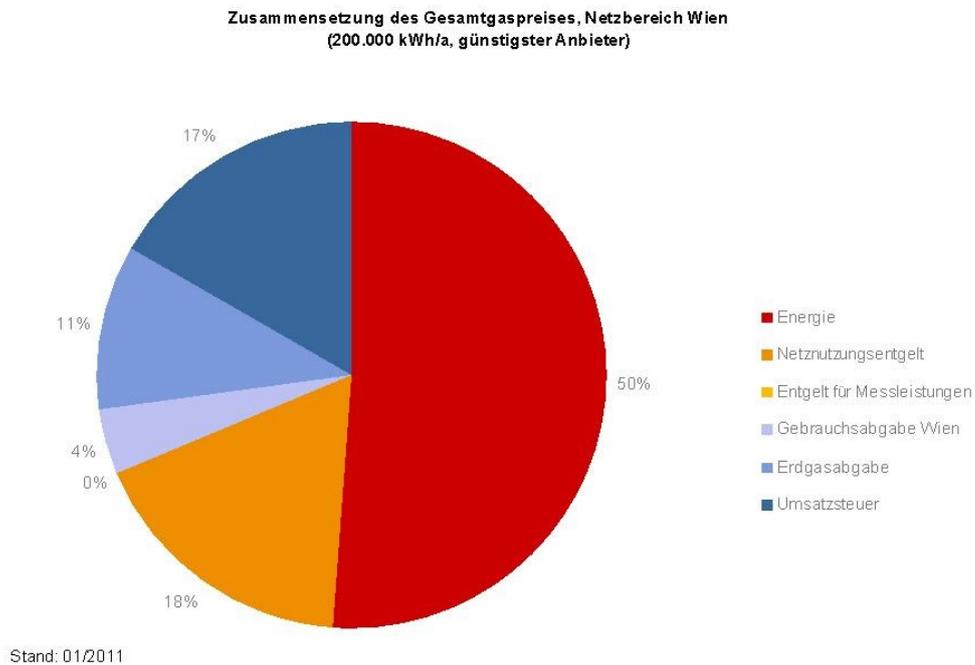
¹⁷⁹ Quelle: Eigene Darstellung; Daten: https://mgm.gasconnect.at/gca_mgm/mgm/visualisation.do?type=balancing

¹⁸⁰ Vgl. E-Control

¹⁸¹ Vgl. BGBl. I Nr. 71/2003 Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch von Erdgas eingeführt wird (Erdgasabgabengesetz)

4.9 Preiszusammensetzung Erdgas

Abschließend soll folgende Abbildung nochmals die einzelnen Bestandteile des Erdgaspreises sowie deren Gewichtung für ein besseres Verständnis näher darstellen.



Gaspreiszusammensetzung; Quelle: E-Control, Stand Jänner 2011

Abbildung 12: Preiszusammensetzung Erdgas¹⁸²

¹⁸² Quelle: <http://www.e-control.at/de/industrie/gas/gaspreis/Preiszusammensetzung>

5 Strategische Energiebeschaffung

Aufgrund des hohen Anteils der Energiekosten an den Gesamtkosten, besonders im produzierenden Gewerbe, spielt die Energiebeschaffung eine entscheidende Rolle für die Wettbewerbsfähigkeit eines Unternehmens. Mit der Liberalisierung des Energiemarktes und der damit verbundenen Öffnung des Marktes haben sich neue Möglichkeiten der Energiebeschaffung ergeben. In den letzten Jahren haben sich zunehmend virtuelle Handelsplätze etabliert deren Preisniveau in erster Linie durch Angebot und Nachfrage bestimmt wird. Ebenfalls wurde eine Vielzahl von Unternehmen gegründet die sich auf den Energiehandel spezialisierten. Diese bieten heutzutage eine Vielfältige Produktpalette an und beleben zunehmend den Energiemarkt. Für ein energieintensives Industrieunternehmen ergeben sich somit verschiedene Möglichkeiten die Energiebeschaffung zu bewerkstelligen.¹⁸³

5.1 Produkte im liberalisierten Erdgasmarkt

Die Produktwelt im Erdgasmarkt war bis vor einigen Jahren noch stark von der gaswirtschaftlichen Lieferkette geprägt. Hierbei waren flexible ölpreisgebundene Verträge die Regel. Mit der Liberalisierung kam es zu einer zunehmenden Produktvielfalt. Nachfolgende Tabelle stellt die in dieser Arbeit beschriebenen und verwendeten Produkte übersichtsmäßig dar.

Erdgasversorgung mit Öl- oder Gaspreisbindung
Erdgasbeschaffung zum Fixpreis
Erdgasbeschaffung in Tranchen
Flexible Verträge
Börsenprodukte
Derivate
Speicherprodukte
Ausgleichsenergiemarkt

Tabelle 2: Übersicht Produkte

Bevor die einzelnen verfügbaren Produkte im liberalisierten Erdgasmarkt näher beschrieben werden, soll für ein besseres Verständnis, auf die Merkmale von bilateralen Verträgen näher eingegangen werden.¹⁸⁴

¹⁸³ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgas-Beschaffung für Stadtwerke

¹⁸⁴ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Gasmarkt

5.1.1 Merkmale bilateraler Verträge

Mit der Liberalisierung der Märkte haben sich diverse Produkte etabliert die sich in Abhängigkeit von der Marktorganisationsform, in der sie gehandelt werden, unterscheiden. Produkte die außerbörslich handelbar sind und bei denen sich Käufer und Verkäufer bekannt sind, bezeichnet man als bilaterale Verträge bzw. Over-the-counter-Geschäfte (OTC-Geschäfte). Die Marktinstitution zur Abwicklung dieser Geschäfte nennt sich OTC-Markt. Dabei ermöglicht der OTC-Markt den Teilnehmern sehr individuelle Verträge miteinander auszuhandeln, was in der Wahrnehmung der Marktteilnehmer ein wesentlicher Vorteil ist. Neben individuellen Verträgen werden auf dem OTC-Markt aber auch Produkte gehandelt die bezüglich ihrer Standardisierung mit Börsenprodukten vergleichbar sind. Ihr wesentlichstes Unterscheidungsmerkmal ist dabei der Counterpart. Im Falle eines börslichen Handels ist der Counterpart die Börse, im Falle des standardisierten OTC-Handels ist ein anderer Marktteilnehmer der Counterpart. Die Zusammenführung der Marktteilnehmer wird im OTC-Markt häufig von Brokern übernommen, die über Online-Plattformen die Vertragspartner zusammenführen. Manche Börsen bieten neben den börslichen Handel auch diese Brokerdienstleistungen an bzw. stellen eine OTC-Marktplattform zur Verfügung. Im OTC-Markt werden, wie auch an der Börse, Spot- und Terminprodukte gehandelt. Fallen Geschäftsabschluss und Lieferung zeitlich eng zusammen erfolgt der Abschluss auf dem Spotmarkt. Liegen Abschlusszeitpunkt und Erfüllungszeitraum weiter auseinander spricht man von Terminprodukten die auf dem Terminmarkt gehandelt werden. Folgende Aufstellung erklärt die Unterschiede zwischen Börsen- und OTC-Handel näher¹⁸⁵:

OTC Handel	Börsenhandel
<p>Marktteilnehmer handeln wesentliche Bestandteile sowie den Geschäftsabschluss im direkten Kontakt miteinander aus</p>	<p>Standardisierter Marktplatz, auf dem regelmäßig Angebot und Nachfrage börslich handelbarer Güter zusammengeführt werden</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Unregulierter/unorganisierter Markt • Weitesgehend standardisierte Produkte • Keine Anonymität • Geringere Transparenz • Bonitätsrisiko der Handelspartner • Notwendigkeit von Kreditrahmen 	<ul style="list-style-type: none"> • Regulierter/Organisierter Markt • Standardisierte Produkte/Verträge • Anonymität • Preis- und Mengentransparenz • Clearing House – Garantie • Verpflichtung zu Sicherheitsleistungen

Abbildung 13: Unterscheidungsmerkmale zwischen OTC und Börse¹⁸⁶

Wie bereits erwähnt kann der bilaterale Vertrag sehr frei bezüglich seiner Inhalte ausgestaltet werden. Im OTC-Markt haben sich aber typische Vertragsmuster durchgesetzt welche eine Standardisierung bilateraler Verträge zur Folge haben. Als ein weitverbreiteter Standard hat sich hierbei der EFET-Rahmenvertrag der European Federation of Energy Traders durchgesetzt.¹⁸⁷

¹⁸⁵ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt S. 2ff

¹⁸⁶ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt S. 3

¹⁸⁷ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt S. 3

5.1.2 Erdgasversorgung mit Öl- oder Gaspreisbindung

Die Erdgasversorgung mit Ölpreisbindung war seit den 1960er Jahren die meistverbreitete Beschaffungsform. Die Liberalisierung des Erdgasmarktes und damit einhergehende Entwicklungen haben jedoch dazu geführt, dass die Ölpreisbindung immer stärker hinterfragt worden ist. Ebenfalls äußerst prägend für den Markt war auch ein starkes Überangebot von Erdgas im Jahr 2009. Bedingt durch einen starken konjunkturellen Rückgang und einem warmen Winter fiel die Nachfrage nach Erdgas signifikant, was zu einem kurzfristigen Verkauf von überschüssigen Mengen an den kurzfristigen Märkten führte. Des Weiteren hatten sich LNG-Importe, die zum Großteil nicht öl-gebunden waren erhöht. Der Preisdruck auf den Spotmarkt und in der Folge auch auf den Terminmarkt war sehr hoch. Die Preisspanne zwischen ölpreisgebundenen Preisniveau und Spotmarkt hat sich in dieser Phase sehr stark zu Lasten der öl-indexierten Verträge entwickelt. Dieser Umstand führte dazu dass viele Unternehmen ihr Energiebeschaffungsportfolio überarbeitet haben und den Anteil von öl-indexierte Verträgen deutlich reduzierten. Da jedoch diese Verträge vor allem im Importbereich noch von wesentlicher Bedeutung sind und die Indexierung auch an anderen Commodities bzw. Index erfolgen kann werden sie hier näher beschrieben.¹⁸⁸

Bei der Versorgung mit Öl- oder Gaspreisbindung übernimmt der Versorger den gesamten Dienstleistungsaufwand im Umfeld der Erdgasversorgung und bietet oftmals einen Gesamtpreis, der sich aus Aufwendungen für eben jene Dienstleistungen und dem aktuellen Erdgasbezugspreis zusammensetzt. Der Bezugspreis wird mit einer entsprechenden Preisfunktion, die die Entwicklung des betreffenden Öl- bzw. Erdgaspreisindex einpreist, ermittelt. Dadurch passt sich der aktuelle Bezugspreis stets den Entwicklungen des Öl- oder Erdgaspreises an. Der Einkäufer hat dabei die Möglichkeit, die Höhe der Anpassung über den Bindungsfaktor und den Basisarbeitspreis zu verhandeln.¹⁸⁹

Je geringer dabei der Bindungsfaktor, sprich der Anteil des variablen Arbeitspreises am gesamten Arbeitspreis im Vergleich zum Basisarbeitspreis ist, desto mehr ähnelt die Preisfunktion einem Fixpreis. Bei der Wahl des jeweiligen Index ist darauf zu achten tatsächlich einen Index zu wählen der eine ausreichende Liquidität aufweist und sowohl für den Anbieter als auch den Einkäufer leicht zugänglich ist. Letztlich muss das Konzept zum eigenen Risikomanagement passen und es ist genau abzuwägen ob eine Orientierung am Öl- oder Erdgasmarkt oder andere Commodities wie Kohle oder Eisenerz erfolgen soll. Die nachfolgende Formel erläutert die Preisfunktion:¹⁹⁰

$$AP = AP_0 + (B * (Index - \beta))$$

AP.....Erdgasbezugspreis

AP₀.....Basisarbeitspreis im Zeitpunkt 0

B.....Bindungsfaktor

Index.....jeweils gewählter Index

β.....Abzugsfaktor – aktueller Wert von
entsprechenden Forward auf dem
Markt (bei Finanzgeschäften)

Der jeweils gültige Arbeitspreis wird traditionell mit einem Zeitverzug bestimmt. So wird zunächst der Mittelwert eines zuvor definierten Referenzzeitraums ermittelt. Dieser Mittelwert erhält nach einer zusätzlichen Anpassungsverzögerung für eine ebenfalls

¹⁸⁸ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt S. 2

¹⁸⁹ Vgl. BME e.V. (2012), S.37

¹⁹⁰ Vgl. BME e.V. (2012), S.36ff

vordefinierte Zeitspanne seine Gültigkeit. Diese Preisanpassungsformel kann z.B. folgende Ausprägung haben¹⁹¹:

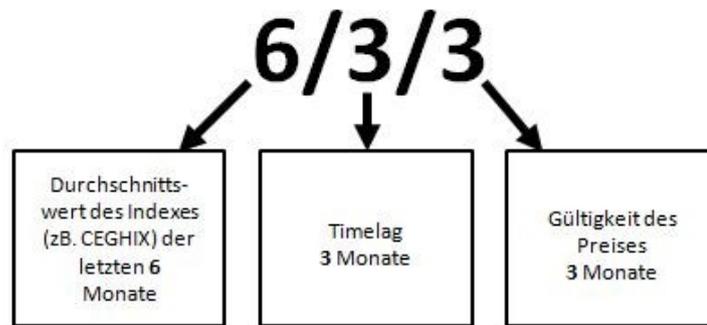


Abbildung 14: Preisanpassungsformel¹⁹²

Die Vorteile der Beschaffung mit Öl- oder Erdgaspreisbindung sind dabei die Risikominimierung durch Preisgleitklauseln, geringes Risiko den Marktpreis vollständig zu verfehlen und die Vertrautheit der Vertragsform. Des Weiteren nimmt diese Art des Vertrages sehr wenige Ressourcen innerhalb des Unternehmens ein, da diese Verträge während der Laufzeit keine Betreuung benötigen und nur während der Ausschreibungsphase Ressourcen benötigen. Die Nachteile sind dabei die schlechte Planungs- bzw. Budgetsicherheit, da zukünftige Preisentwicklungen an den Märkten schwer abschätzbar sind. Nachteilig ist auch, dass während der Vertragslaufzeit ein Optimierungspotenzial kaum vorhanden ist und die Preisbildung sich intransparent gestaltet.¹⁹³

5.1.3 Erdgasbeschaffung zum Fixpreis

Die Fixpreisregelung ist eine Entwicklung der letzten Jahre begründet durch die Liberalisierung der Märkte. Grund hierfür waren die langen Vertragslaufzeiten die sowohl für Erdgasversorger, als auch für Endkunden ein unkalkulierbares Risiko für Fixpreise darstellten. Doch mit dem Abschluss von wesentlich kürzeren Vertragslaufzeiten von ein bis zwei Jahren und bedingt durch eine hohe Nachfrage nach Fixpreisangeboten hat sich die Anzahl der Angebote wesentlich erhöht. Insbesondere die Abwälzung des Marktpreisrisikos auf den Lieferanten, sowie die hohe Planungssicherheit für den Kunden werden als tragende Argumente für diese Beschaffungsform aufgezählt. Natürlich besteht hier erhebliche Gefahr innerhalb eines sinkenden Umfelds bei einem zu hohen Preis abzuschließen. Auch ist die Vergabe der gesamten Gasmenge an einem Tag äußerst spekulativ. Sollte jedoch das Preisniveau nach einer vorherigen Hochpreisphase auf einem niedrigen Niveau verharren, erschließt sich der Reiz des Abschlusses eines Fixpreisvertrages. Um Risikoaufschläge auf zu lange Bindefristen zu vermeiden empfiehlt sich der Einsatz einer Preisformel, mit der im Fall der Vergabe der tagesaktuelle Preis bestimmt wird. Die Formel setzt sich dabei wie folgt zusammen:¹⁹⁴

¹⁹¹ Vgl. BME e.V (2012), S.38

¹⁹² Vgl. BME e.V (2012), S.37

¹⁹³ Vgl. BME e.V. (2012), S.38

¹⁹⁴ Vgl. BME e.V. (2012), S.38

$$P_t = P_{fix} + P_0 * \left\{ \frac{Index_t}{Index_0} \right\}$$

P_tAktueller Lieferpreis bei Vergabe
 P_{fix}Energiepreisunabhängiger Preisanteil
 P_0Ausgangspreis für Energiepreisanteil
 bei der Ausschreibungsphase
 $Index_t$Aktueller Index(z.B. EGIX) zum
 Zeitpunkt
 der Vergabe
 $Index_0$Ausgangspreis Index zum Zeitpunkt der
 Angebotseinreichung

Die Vorteile dieser Beschaffungsart sind dabei die hohe Attraktivität bei auffällig niedrigem Preisniveau sowie die hohe Planungssicherheit für den Kunden. Durch die Fixpreisregelung treten keine Budgetschwankungen während der Laufzeit auf. Ebenfalls bleibt das Marktpreisrisiko auf Anbieter und Anwender verteilt, bei einem steigenden Umfeld hat der Einkauf einen guten Abschluss getätigt. Bei einem sinkenden Umfeld hingegen besteht die Gefahr eines teuren Abschluss, sprich aktuelle Bezugspreise liegen deutlich unter dem abgeschlossenen Fixpreisvertrag. Bedingt durch die Mengenvereinbarung liegt auch das Volumenrisiko auf Seiten des Einkäufers. Hierbei kann mithilfe einer Take-or-Pay-Regelung Flexibilität geschaffen werden.¹⁹⁵

5.1.4 Erdgasbeschaffung mit Tranchen

Die im Strombereich durchaus übliche Beschaffung mittels Tranchen lässt sich mittlerweile auch im Erdgasbereich finden. Sie ähnelt dabei der indexorientierten Beschaffung jedoch mit dem Unterschied, dass sich der Erdgaspreis nicht mittels einer fixen Formel an den Indexpreis anpasst, sondern Zeitpunkt und Umfang der platzierten Tranchen über den definierten Beschaffungszeitraum den Erdgaspreis bestimmen. Dadurch kommt es zu einer signifikanten Reduktion des Marktpreisrisikos, da die Gefahr einmalig mit der Gesamtmenge einen Abschluss zum Höchstpreis zu tätigen, minimiert wird. Die Verteilung des Volumens auf mehrere Tranchen bietet dabei mit überschaubarem Aufwand ein hohes Maß an Flexibilität und damit die Möglichkeit positiv an der Volatilität des Marktes zu partizipieren. Die Aufteilung der Tranchen und zeitliche Verteilung kann dabei einen festen Rhythmus folgen oder komplett frei gewählt werden.¹⁹⁶

Der große Vorteil dieses Instruments ist die Bedienung des größten Beschaffungshebels, nämlich den Beschaffungszeitpunkt. Dadurch wird eine Reaktion auf etwaige Marktentwicklungen möglich und das Marktpreisrisiko minimiert. Ebenfalls lassen sich mit diesem Modell Saisonalitäten und Preismuster berücksichtigen. Um eine Entscheidungsgrundlage aufzubauen ist jedoch eine kontinuierliche Marktbeobachtung notwendig, welche mit einem erhöhten Ressourcenaufwand einhergeht. Durch den Bezug zu verschiedenen Zeitpunkten und Preisen ergibt sich der Energiepreis aus einer Mischkalkulation welche mit erhöhtem Aufwand und Planungsunsicherheiten verbunden ist.¹⁹⁷

¹⁹⁵ Vgl. BME e.V. (2012), S.39

¹⁹⁶ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt, S. 8

¹⁹⁷ Vgl. BME e.V. (2012), S.36ff

5.1.5 Flexible Verträge(Residualverträge)

Ein großer Teil bilateraler Verträge wird auf der Basis offener Lieferverträge abgeschlossen. Bestandteil dieser Lieferverträge sind meistens Toleranzen welche sich auf Mengen- und Leistungsgrenzen beziehen. Der Abnehmer verpflichtet sich innerhalb der vorgegebenen Toleranzen zu bleiben. Üblich sind untere und obere Mengengrenzen auf Monats-, Quartals- und/oder Jahresbasis. Die untere Menge wird dabei auch Take-or-Pay Menge genannt. Hierbei verpflichtet sich der Abnehmer eine Mindestmenge abzunehmen und zu bezahlen. Neben den Mengengrenzen werden als Leistungsgrenzen im Allgemeinen tägliche und/oder stündliche Maximalleistungen definiert. Oftmals werden symmetrische Mengengrenzen definiert z.B. 85/115 %. Folgende Grafik veranschaulicht die Mengengrenzen. Die obere strichlierte Linie stellt dabei die maximale Menge bzw. obere Mengengrenze dar (115%). Die untere strichlierte Linie stellt die abzunehmende Mindestmenge bzw. Take-or-Pay Menge dar (85%). Diese beiden Linien definieren somit den flexiblen Bereich, innerhalb dessen sich der Abnehmer bewegen kann. Das tatsächlich abgenommene Volumen wird mithilfe der roten Linie dargestellt.¹⁹⁸

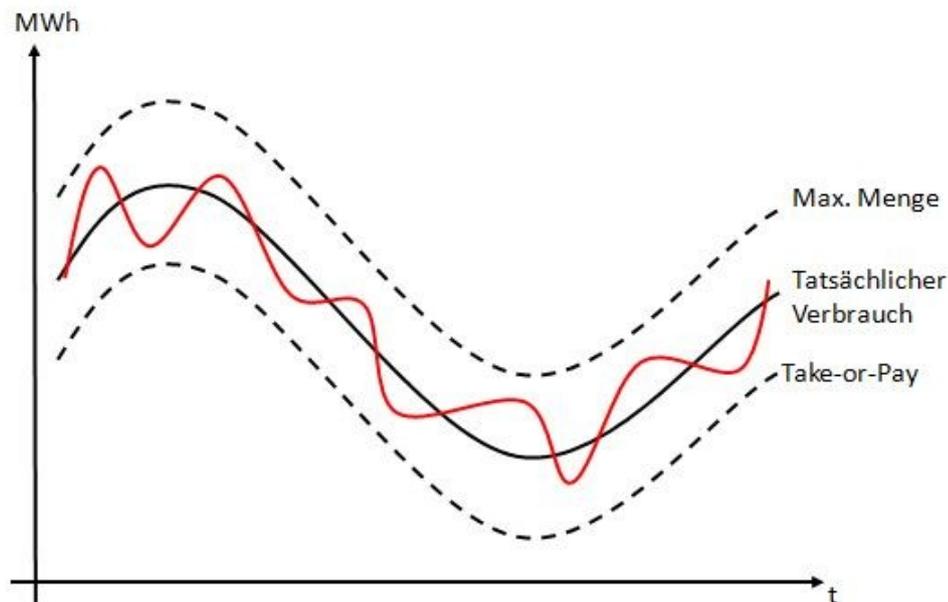


Abbildung 15: Mengengrenzen Flexible Verträge¹⁹⁹

5.1.6 Börsenprodukte

Im Rahmen der Liberalisierung des Erdgasmarktes sind alte Produzenten-Verbraucher-Beziehungen aufgebrochen worden und neue Wertschöpfungsstufen, wie der Erdgashandel, traten in Erscheinung.

Da im Börsenhandel unterschiedliche Produkte verfügbar sind, muss zunächst eine Unterscheidung zwischen physischem und finanziellem Handel erfolgen. Die Begriffe physischer Handel und finanzieller Handel helfen abzugrenzen, ob die eigentliche Ware Erdgas tatsächlich gehandelt wird (physischer Handel) oder ob ein Geschäft abgeschlossen wird, dessen Primärpflichten sich darauf richten, dass in Zukunft die Parteien Zahlungspflichten haben, die sich auf der Grundlage einer vorher vereinbarten Rechenoperation ergeben (finanzieller Handel). Beim physischen Handel ist eine Partei dazu

¹⁹⁸ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt S. 9f

¹⁹⁹ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt, S. 9

verpflichtet, Erdgas gegen Bezahlung des vereinbarten Preises zu liefern. Die jeweiligen Verträge müssen auch die Form und Abwicklung dieser Lieferung beinhalten. Beim finanziellen Handel dagegen kommt es nicht zu einer Lieferung, weshalb keine Vereinbarung über den Transport von Erdgas getroffen werden muss. Die mit dem finanziellen Handel verbundenen Rechenoperationen basieren dabei auf Unterschiede zwischen vereinbarten Festpreisen oder indexbasierten Marktpreisen. Solche Geschäfte fallen somit letztlich unter den Begriff des Derivate- oder Terminhandels.²⁰⁰

Generell findet an den Börsen eine Unterscheidung zwischen Spotmarkt und Terminmarkt statt. An liquiden Handelsplätzen gibt es in der Regel einen Spotmarkt an dem folgende Produkte handelbar sind:²⁰¹

- Within Day: Lieferung noch am selben Handelstag, meist stündliche Preisbildung
- Day-Ahead: Lieferung am nächsten Tag
- Weekend: Lieferung am nächsten Wochenende

Diese Produkte werden in der Regel physisch erfüllt.

Neben den Spot-Markt verfügen die Börsen auch über Terminmärkte an denen verschiedene Derivate gehandelt werden. Meist sind dies Futures, die physisch erfüllt werden können, jedoch auch rein finanziell gehandelt werden können. Ein Futurekontrakt ist dabei die Zahlungsverpflichtung des Verkäufers, gegenüber dem Käufer, die Differenz zwischen dem ausgehandelten Preis und dem höheren oder niedrigeren Index für eine monatliche, vierteljährliche oder jährliche Erdgaslieferung in bar auszugleichen. Bei den Produkten am Terminmarkt haben sich Produkte wie Monats-, Quartals-, Saison-, oder Jahresfutures etabliert.²⁰²

In Österreich hat sich mit der Entwicklung des CEGH – Hubs in Baumgarten auch eine Erdgasbörse etabliert. Dieses Joint Venture zwischen CEGH und Wiener Börse bietet verschiedene Produkte an. So wurde ein Spot-Markt, Future-Markt sowie ein Within-Day Markt eingeführt. Der Lieferpunkt ist dabei der VHP im Marktgebiet Ost, die minimale Trading Einheit beträgt 10 MWh für den Day-Ahead Markt und 1 MWh für den Within-Day Markt. Der Terminmarkt an der CEGH bietet Monatsfutures welche bis zu 3 Monate in die Zukunft reichen.²⁰³

Wesentlich ausgeprägter ist der Markt für Erdgas an der EEX in Leipzig. Hier können sogenannte Natural-Gas-Day Kontrakte und Natural-Gas-Weekend Kontrakte gehandelt werden. Ebenfalls gibt es einen Within-Day Markt. Die Lieferorte sind dabei die VHP im Gebiet NCG, GPL oder TTF. Am EEX Terminmarkt lassen sich eine Reihe von Futureprodukten handeln. So sind Jahres-, Saison-, Quartals- und Monatsfuture in den Gebieten NCG und GPL handelbar. Bei Erwerb eines Jahres-, Saison- oder Quartalsfuture kommt es zu einer Kaskadierung der Position. Dies bedeutet das zum Beispiel ein Jahresfuture 3 Börsentage vor Beginn der Lieferperiode durch gleiche Positionen der Monatsfuture Jänner, Februar und März sowie Quartalsfuture der Quartale zwei, drei und vier ersetzt wird. Der resultierende Abrechnungspreis wird zwei Börsentage vor Beginn des Liefermonates festgestellt und mit Beginn des Liefermonats physisch erfüllt.²⁰⁴

²⁰⁰ Vgl. Schwintowski (Hrsg) (2006), S.153

²⁰¹ Vgl. Schwintowski (Hrsg) (2006), S.154

²⁰² Vgl. Schwintowski (Hrsg) (2006), S.155

²⁰³ Vgl. CEGH (2013)

²⁰⁴ Vgl. EEX(2012), S.5ff

5.1.7 Derivate im Energiehandel

Neben den zuvor beschriebenen Börsen gehandelten Futures gibt es weitere derivative Produkte. Diese Produkte sind jedoch meist finanzielle Produkte die zur Absicherung bzw. Risikostreuung eingesetzt werden. Terminkontrakte die bilateral ausgehandelt werden bzw. über den OTC-Markt abgeschlossen werden nennt man Forwards. Diese Produkte sind dabei den Futures sehr ähnlich und werden fast ausschließlich physisch erfüllt. Ausser Futures bzw. Forwards kommen auch Optionen zum Einsatz. Das sind in der Regel Verträge, in der das Recht bzw. die Option erworben wird, Energie zu einem gewissen Zeitpunkt zu gewissen Konditionen zu kaufen oder zu verkaufen. Im Gegensatz zu Forwards ist man jedoch nicht zum Kauf oder Verkauf verpflichtet.²⁰⁵

Ein weiteres finanzielles Instrument zur Absicherung von Erdgaspreisen stellen Swaps dar. Hierbei wird ein fixer Swappreis für eine bestimmte Dauer festgelegt. Sind die Marktpreise über den verhandelten Preis kommt es zu Ausgleichszahlungen der emittierenden Bank an den Kunden. Liegen die Marktpreise hingegen unter dem verhandelten Preis muss der Kunde an die Bank Ausgleichszahlungen leisten.²⁰⁶

Ebenfalls kommen Wetterderivate zur Absicherung des Erdgaspreises zum Einsatz. Bedingt durch die starke Nachfrageerhöhung bei tiefen Temperaturen entsteht für Unternehmen die mit Erdgas handeln bzw. einen hohen Verbrauch aufweisen, ein erhöhtes Preisrisiko. Dieses Risiko kann mithilfe von Wetterderivaten, die sich auf Tagestemperaturen beziehen, ausgelagert werden.²⁰⁷

5.1.8 Speicherprodukte

Manche Beschaffungsportfolien benötigen einen bestimmten Flexibilitätsbedarf der entweder durch flexible Verträge oder mittels Speicherprodukten realisierbar ist. Dabei kann der Speicher als Flexibilisierungsinstrument eingesetzt werden, um flexible Mengen von offenen Lieferverträgen zu substituieren.²⁰⁸

Wie bereits erwähnt kommen zur längerfristigen Speicherung von Erdgas zwei Arten von Speichern zum Einsatz. Porenspeicher werden hauptsächlich zum saisonalen Ausgleich genutzt, können aber auch für einen kurzfristigen Ausgleich genutzt werden. Kavernenspeicher weisen im Gegensatz höhere Umschlagsraten auf und können aufgrund ihres flexiblen Einsatzprofils für den Ausgleich von Tagesschwankungen eingesetzt werden. Auch kommen noch teilweise kleinere Speichereinheiten wie Kugelspeicher oder unterirdische Röhrenspeicher zum Einsatz.²⁰⁹

In Österreich gibt es mehrere Anbieter von Erdgasspeichern, so bietet z.B. die OMV Gas Storage GmbH fixe und flexible Produkte an mit entsprechenden Einspeicher- und Ausspeicherraten. Weitere Anbieter sind die RAG Energy Storage oder die E.on Gas Storage Austria.²¹⁰

Die angebotenen Speicherprodukte sind dabei durchaus vielfältig und können dadurch dem jeweiligen Bedarf entsprechend gestaltet werden. Eine detaillierte Beschreibung aller verfügbaren Speicherprodukte würde den Rahmen dieser Arbeit übersteigen. Die OMV Gas Storage AG bietet z.B. Bundled und Unbundled Services an. Unter einem Bundled

²⁰⁵ Vgl. Schwintowski (Hrsg) (2006), S.90f

²⁰⁶ Vgl. Bayern LB (2013)

²⁰⁷ Vgl. SWT (2013)

²⁰⁸ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt, S. 12

²⁰⁹ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.3 Produkte im liberalisierten Markt, S. 11

²¹⁰ Vgl. OMV AG (2013)

Service versteht man dabei die Bündelung aus Einpress- und Entnahmeleistung sowie des Arbeitsgasvolumens. Es wird dabei eine Einheit definiert für die eine entsprechende Gebühr, in Abhängigkeit der Vertragsdauer, verrechnet wird. Das Produkt Bundled Service – Classic fix/flexibel bietet dabei eine Einpressleistung von 6,72 MWh/h, eine Entnahmeleistung von 8,96 MWh/h und ein Arbeitsgasvolumen von 20,16 GWh. Die Einpress – und Entnahmeperiode kann dabei fix oder variabel gestaltet werden. Die Tarife werden anhand der Vertragsdauer und der Entnahmeperiode gestaffelt und dabei in EUR/Einheit/Monat abgerechnet. Bei einem Unbundled Service kann der Kunde seine Einpress- und Entnahmeleistung individuell zusammenstellen. Dies ist natürlich mit höheren Tarifen verbunden.²¹¹

²¹¹ Vgl. OMV AG (2013)

5.2 Beschaffungsstrategien

Die Vielfalt der Produkte und das Spektrum der möglichen Handlungsalternativen im liberalisierten Erdgasmarkt kann am besten in einem Stufenmodell dargestellt werden. Dieses Modell soll unter Berücksichtigung der jeweiligen Ausgangssituation des agierenden Unternehmens als Grundlage dienen um eine geeignete strategische Positionierung im Markt zu finden. Nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über das Stufenmodell.²¹²

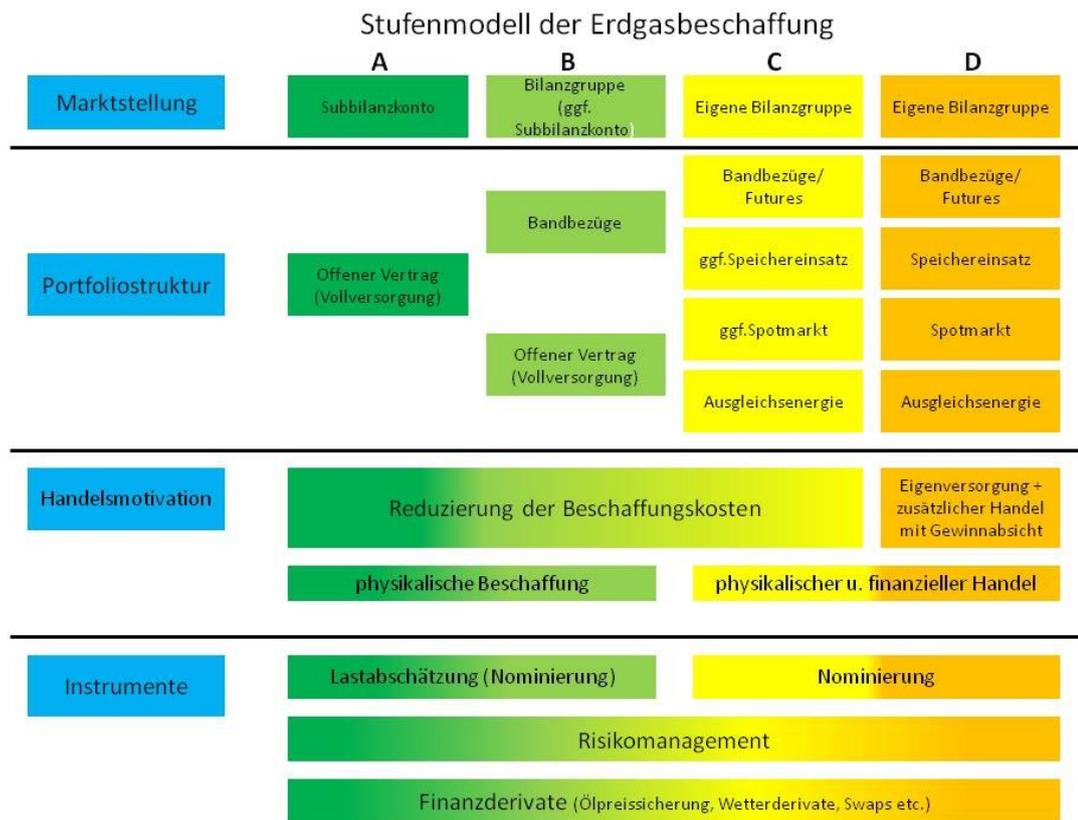


Abbildung 16: Stufenmodell der Erdgasbeschaffung²¹³

5.2.1 Vollversorgung – Stufe A

In der einfachsten Stufe wird der Gesamtbezug über einen offenen Liefervertrag abgewickelt. Dabei ergibt sich der Vorteil, dass nur relativ geringe organisatorische Änderungen gegenüber der bisherigen Beschaffung erforderlich sind. Die Anforderungen an Personal sowie IT-Systeme sind dabei gering. Vor Ablauf des laufenden Bezugsvertrags wird dabei eine Erdgasausschreibung für den Energiebezug durchgeführt die eine potenzielle Schätzung des künftigen Jahresbedarfs bzw. Lastgangs beinhaltet und anhand derer die zukünftigen Lieferanten ihre Gebote abgeben können. Der Vertrag kann dabei traditionell ölpreisindiziert, mit Fixpreis oder mit unmittelbarer Bindung an den

²¹² Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 4f

²¹³ Quelle: Eigene Darstellung; Angelehnt an Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 4f

Erdgasmarkt abgeschlossen werden. Im Falle der Bindung an den Erdgasmarkt wird in der Regel der Preis eines Standard Handelsproduktes z.B. EEX-Day Ahead als Grundpreis herangezogen und anschließend vom Anbieter noch mit einem pauschalen Aufschlag für die Abwicklung und Risikobewertung versehen. Daneben gibt es noch verschiedene weitere Indizierungsmöglichkeiten, so ist auch eine Bindung an den Kohlepreis denkbar.²¹⁴

Für Unternehmen ist es geboten die Wahl der Preisbindung an ihre jeweilige Risikostrategie und Verwendungszweck des Erdgases anzupassen. Zur Diversifizierung des Risikos empfiehlt es sich die Menge auf verschiedene Preisbildungsmechanismen aufzusplitten. So kann z.B. ein Teil der Menge als Fixpreis ausgehandelt werden, was zu einer erhöhten Planungssicherheit führt, während der Rest mit einer Bindung an den Spotmarkt beschafft wird. Bei erhöhtem Einsatz von Fixpreisverträgen empfiehlt sich eine horizontale Tranchierung der Mengen. Hierbei werden verschiedene Tranchen zu verschiedenen Zeiten beschafft. In der Regel wird der offene Vertrag über ein Subbilanzkonto abgewickelt und bietet eingeschränkte Möglichkeiten um auf Veränderungen zu reagieren. Diese Veränderungen können sowohl Mengenänderung beim eigenen Verbrauch, als auch Veränderungen auf den Erdgasmarkt beinhalten. Natürlich besteht die Möglichkeit sich im Rahmen der Erdgasausschreibung, verschiedene Optionen im Vertrag auszuhandeln die eine flexible Reaktion auf diese Ereignisse möglich machen.²¹⁵

5.2.2 Bandlieferungen mit Residuallieferung – Stufe B

Das Modell der Stufe B sieht vor das ein Teil der Mengen über Grundlastbänder, welche als Standardprodukte verfügbar sind, substituiert wird. Die restliche Menge wird weiterhin über einen offenen Vertrag bezogen. Die Beschaffung von Standardprodukten kann über den OTC-Markt, Handel von Forwards oder Futures als auch über einen Lieferanten der entsprechende Produkte in seinem Portfolio hat erfolgen.²¹⁶

Wie bei der Vollversorgung wird auch der offene Vertrag mit Bandlieferung über ein Subbilanzkonto, welches beim Lieferanten eingerichtet ist, abgewickelt. Sofern die zusätzlichen Produkte bei einem anderen Lieferanten bezogen werden, erfolgt die Abwicklung der Bandlieferung über die Bilanzgruppe des Vorlieferanten (z.B. tägliche Nominierung). In diesem Fall übernimmt der Vorlieferant gewisse Dienstleistungen für den Bezieher und hat Kenntnis darüber, bei welchem Lieferant der Bandbezug erfolgt. Eine Alternative zu dieser Variante ist die Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe. Hierbei liegt die Abwicklung der Bandlieferung komplett im Kompetenzbereich des beschaffenden Unternehmens. Zur Risikostreuung können die Standardprodukte zur Bandlieferung auch in verschiedene Tranchen unterteilt werden. Die Ausgestaltung des offenen Vertrags bzw. Residualvertrag erfolgt wie bereits in Stufe A beschrieben und kann dabei unterschiedliche Vertragskomponenten beinhalten.²¹⁷

5.2.3 Strukturierte Beschaffung mit eigener Bilanzgruppe – Stufe C

Mit Stufe C entfällt der Abschluss eines offenen Vertrages bzw. eines Residualvertrages was zu einer vollständigen Übernahme der Bilanzabweichungsrisiken führt. Der Bedarf wird dabei über verschiedene standardisierte Produkte gedeckt. Der Zugang zum

²¹⁴ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 4

²¹⁵ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 5f

²¹⁶ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 6

²¹⁷ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 6

Spotmarkt bzw. zu Untertagespeichern ermöglicht eine Strukturierung des Bedarfs und damit einhergehend eine Flexibilisierung des Portfolios. Durch die Übernahme der Bilanzabweichungsrisiken sowie die kurzfristige Strukturierung durch den Spotmarkt kann diese Variante ein nicht unerhebliches Preisrisiko in sich bergen. Ebenfalls ist eine kontinuierliche kurz- bis mittelfristige Bedarfsprognose vonnöten, da die zu beschaffende Menge täglich zu disponieren ist. Die Qualität der Prognose spielt dabei eine entscheidende Rolle um dieses Modell der Beschaffung erfolgreich umsetzen zu können.²¹⁸

5.2.4 Strukturierte Beschaffung mit eigener Bilanzgruppe und zusätzlichen Energiehandel – Stufe D

In Stufe D ist die Motivation des Handels nicht rein auf die möglichst kostengünstige physische Bedarfsdeckung ausgerichtet. Zusätzlich zum eigenen Beschaffungsmanagement wird noch Energiehandel betrieben welcher ein rein finanziell motivierter Handel ist. Das in diesem Handel bewegte Volumen kann das Bedarfsvolumen um ein Vielfaches überschreiten. Grundvoraussetzung hierbei ist der Aufbau einer eigenen Handelsabteilung und die Implementierung eines entsprechenden Risikomanagementsystems.²¹⁹

5.3 Risiken in der Erdgasbeschaffung

Mit Etablierung der liberalisierten Märkte und Einführung neuer Marktmodelle haben sich auch neue Risiken entwickelt. Diese Risiken müssen den Akteuren bekannt sein um von ihnen gesteuert werden zu können. Folgende Kapitel geben einen Überblick über grundlegende Risiken welche von einer optimierten Beschaffungsstrategie und einem adäquatem Risikomanagement berücksichtigt werden sollten.

5.3.1 Marktpreisrisiko

Unter dem Marktpreisrisiko versteht man die Gefahr finanzieller Verluste, die aufgrund unerwarteter und nicht berücksichtigter Entwicklungen auf den Erdgasmärkten entstehen. Diesem Risiko kann neben einer geeigneten flexiblen Beschaffungsstrategie mit Hedgingprodukten begegnet werden. Zudem empfiehlt es sich den Markt fortlaufend zu beobachten und entsprechende Aufzeichnungen der jeweiligen Preisentwicklung zu führen. Dies hilft den Markt besser zu verstehen und künftige Entwicklungen besser abschätzbar zu machen. Ein besonders hohes Marktpreisrisiko findet sich in der Fixpreisbeschaffung, da das gesamte Volumen eines definierten Zeitraums zu einem Zeitpunkt vergeben wird.²²⁰

5.3.2 Liquiditätsrisiko

Der Umstand zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht über genügend Geldmittel zu verfügen um die benötigte Erdgasmenge zu beschaffen wird als Liquiditätsrisiko bezeichnet. In Abhängigkeit der verfügbaren Produkte können sich die Zahlungsmodalitäten nämlich deutlich unterscheiden. Um dieses Risiko zu vermeiden

²¹⁸ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 7

²¹⁹ Vgl. Zander und Riedel (2012), Teil 3 Gasbeschaffung, 2.2 Strategien der Erdgasbeschaffung für Stadtwerke S. 4ff

²²⁰ Vgl. BME e.V. (2012), S.9

sollten die Zahlungsmodalitäten der einzelnen Produkte sowie die Finanzierbarkeit dieser genau berücksichtigt werden.²²¹

5.3.3 Marktliquiditätsrisiko

Verfügt eine Commodity über ein zu geringes Angebot bzw. eine zu geringe Nachfrage am Markt spricht man von einer mangelnden Liquidität. Dies kann dazu führen, dass eine offene Handelsposition nicht geschlossen werden kann und somit ein Bedarf nicht gedeckt oder ein Überschuss nicht verkauft werden kann. Dieses Risiko läßt sich mit Hedgingprodukten, und kontinuierlichen Marktbeobachtungen und –analysen begegnen. Bei der Versorgung durch einen Vollversorgungsvertrag muss das jeweilige Marktliquiditätsrisiko voll und ganz der Versorger tragen. Beim Aufbau einer strukturierten Beschaffung mit eigener Bilanzgruppe wird dieses Risiko selbst übernommen und erfordert daher erhöhter Aufmerksamkeit.²²²

5.3.4 Mengen- oder Volumenrisiko

Weicht das tatsächliche verbrauchte Volumen vom beschafften Volumen ab spricht man von einem Mengen- oder Volumenrisiko. Dies kann zu erheblichen Kostensteigerungen führen da die Differenzmenge entweder kurzfristig zu niedrigen Preisen veräußert oder zu überhöhten Preisen beschafft werden muss. Um dieses Risiko zu vermeiden, ist ein entsprechendes Prognosesystem mit zuverlässiger Qualität unabdingbar. Um mögliche Zusatzkosten zu vermeiden ist genau zu prüfen inwieweit eine Verbindlichkeit gegenüber dem Lieferanten eingegangen werden kann oder ob eine entgeltliche flexiblere Lösung benötigt wird.²²³

5.3.5 Fahrplanrisiko

Das Fahrplanrisiko beschreibt ein abweichendes Verbrauchsverhalten eines einzelnen Verbrauchers, das die Benutzungsstruktur ändert jedoch nicht zwangsläufig das Gesamtvolumen. Diesem Risiko kann durch umfassende Dokumentation der jeweiligen Abnehmer sowie genaue Planung der zukünftigen Verbräuche in Abhängigkeit verschiedener Faktoren(z.B. Produktionsauslastung) begegnet werden. Ebenfalls sollte eine gute Kommunikationsstruktur bestehen um den Erdgaseinkauf möglichst früh über mögliche Abnahmeschwankungen zu informieren.²²⁴

5.3.6 Versorgungsrisiko

Kann ein Lieferant die zu einem bestimmten Zeitpunkt benötigte Energiemenge, trotz entsprechender Versorgungsverträge, nicht zur Verfügung stellen bezeichnet man dieses Risiko als Versorgungsrisiko. Um diesem Risiko zu begegnen sollen Back-Up-Systeme oder entsprechende Notfallpläne ausgearbeitet werden.²²⁵

5.3.7 Counterpart Risiko

Kommt ein Vertragspartner seinen Verpflichtungen nicht zeitgerecht oder gar nicht nach liegt ein Counterpart Risiko vor. Um derartige Risiken zu vermeiden empfiehlt sich eine

²²¹ Vgl. BME e.V. (2012), S.9

²²² Vgl. BME e.V. (2012), S.9

²²³ Vgl. BME e.V. (2012), S.10

²²⁴ Vgl. BME e.V. (2012), S.10

²²⁵ Vgl. BME e.V. (2012), S.11

regelmäßige Lieferantenbewertung. Hierbei sollen alle verfügbaren Informationen wie Unternehmensstruktur, Finanzstatus, Zertifikate etc. gesammelt und bewertet werden.²²⁶

5.3.8 Prozessrisiko

Unter Prozessrisiko versteht man eine Vielzahl von unternehmensinterner und –externer Risiken welche im Zuge der gesamten Energiebeschaffung auftreten können. Hierzu zählen Risiken die aus Informationsdefiziten, Verfahrensfehlern, technischen Mängeln, personellen Versäumnissen oder Vertragsfehlern resultieren. Diese Risiken lassen sich einzig durch ausführlich dokumentierte und transparente Prozesse verringern.²²⁷

5.3.9 Reputationsrisiko

Der Wandel in der Energiepolitik sowie das wachsende Bewusstsein für Nachhaltigkeit innerhalb der Gesellschaft bedingen ein weiteres Risiko welches einen möglichen Reputations- oder Imageschaden für das Unternehmen beschreibt. Dieses Risiko ist vor allem vor dem Hintergrund der nachhaltigen Energiebeschaffungskonzepte zu beachten, da die Auswahl der Produkte und die darauf aufbauende interne und externe Kommunikation aufeinander abgestimmt sein sollte. Gibt es einen Gap zwischen den kommunizierten Produkten und den tatsächlich verwendeten, kann dies durch eine ungünstige öffentliche Berichterstattung, zu erheblichen Schädigungen des Images führen.²²⁸

²²⁶ BME e.V. (2012), S.11

²²⁷ BME e.V. (2012), S.11

²²⁸ BME e.V. (2012), S.12

6 Entwicklung einer Beschaffungsstrategie

Der große Umbruch im Erdgasmarkt im Zuge der Liberalisierung eröffnet für Energieversorger, Industrieunternehmen, KMU's und sogar Haushaltskunden neue Möglichkeiten in der Beschaffung. Durch einen verstärkten Wettbewerb und einer erhöhten Anzahl von Anbietern von denen die unterschiedlichsten Produkte angeboten werden, unterliegt die Beschaffung von Erdgas Chancen und Risiken. Während früher der Bedarf oft jahrzehntelang von einem zentralen Lieferanten erfüllt wurde, mit dem ein meist langfristiger Vertrag zu klar vereinbarten Konditionen bestand, birgt die moderne Beschaffung verschiedenste Handlungsspielräume innerhalb derer sich ein Unternehmen bewegen kann.

Auf den folgenden Seiten wird ein Beschaffungsmodell für Industriestandorte ohne bzw. mit Stromsubstitutionsmöglichkeit entwickelt. Ein Industriestandort mit der Möglichkeit einer eigenen Stromsubstitution verfügt über andere Anforderungen an das Beschaffungsmanagement hinsichtlich der Flexibilität, abrufbaren Höchstmengen und Einsatz des Erdgases im Gegensatz zu einem Standort ohne der Möglichkeit einer Erdgasverstromung.

Nach einer detaillierten Analyse der Märkte für Futures, dem Spotmarkt, des Markt für Ausgleichsenergie sowie dem Einsatz von Speichern wurde ein Simulationsmodell erstellt, mit dessen Hilfe die verschiedensten Beschaffungsmöglichkeiten beliebig simulierbar und miteinander kombinierbar sind. Dieses Modell wird in Punkt 6.1 näher erläutert.

In Punkt 6.2 und 6.3 werden die Anforderungen an die Strategien in Abhängigkeit des Industriestandortes erläutert. Darauffolgend werden die von den Simulationen abgeleiteten Beschaffungsstrategien näher beschrieben sowie ihr Chancen- und Risikopotential näher untersucht.

In Punkt 6.4 werden die Ergebnisse interpretiert und einander gegenübergestellt sowie die daraus ableitbaren Erkenntnisse herausgearbeitet.

Unter Punkt 6.5 wird der Versuch unternommen die Kosten für eine eigene Handelsabteilung abzuschätzen sowie deren Ressourcenaufwand als auch Chancen und Risiken näher beschrieben.

6.1 Simulationsmodell zur Beschaffung

Mithilfe der Tabellenkalkulationssoftware Microsoft Excel wurde ein Modell erstellt, welches die Simulation von verschiedenen Beschaffungsstrategien ermöglicht. Dabei wurden in einem ersten Schritt die Verbrauchsdaten der Jahre 2011 und 2012 einer genauen Auswertung unterzogen. Mithilfe verschiedener Filter und Makros können so die unterschiedlichen Stunden-, Tages- oder auch Monatsverbräuche genauer analysiert werden. Ebenfalls ist eine Analyse der einzelnen Wochentage möglich. Da jede moderne Beschaffungsstrategie ein detailliertes Wissen über den Verbrauch benötigt ist diese Analyse essentiell. Die so ermittelten Ergebnisse werden in einem Säulendiagramm näher dargestellt welches eine monatliche Granularität besitzt.

Nach der Verbrauchsanalyse kann der Benutzer zwischen 6 verschiedenen Beschaffungstypen wählen. Diese umfassen Monats-, Quartals- und Jahresfuture, abrufen von Mengen aus dem Speicher, offener Vertrag bzw. Residualvertrag sowie die Beschaffung über Day-Ahead-Produkte an der Börse.

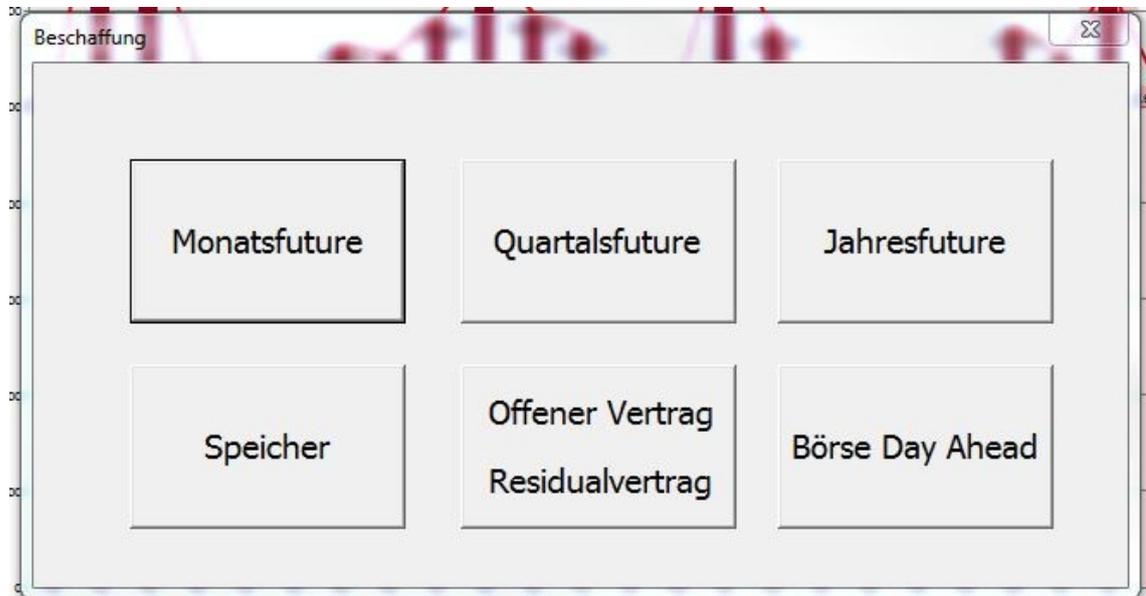


Abbildung 17: Auswahlmaske Beschaffungsmöglichkeiten

Nachfolgende Aufzählung stellt eine kurze Beschreibung der einzelnen Möglichkeiten dar:

- Monats-, Quartals-, Jahresfuture: Mit Hilfe dieser Buttons kann der Benutzer die Beschaffung eines Futures simulieren. Wie bereits in Kapitel 5.1.6 erwähnt kommen hierbei meist börsengehandelte Terminkontrakte zum Einsatz. Darunter versteht man den Bezug von Erdgas, dessen Lieferzeitpunkt mehr als 1 Woche in der Zukunft liegt. Diese Verträge können physisch erfüllt werden oder rein finanziell gehandelt werden. Ebenfalls lässt sich mit dieser Funktion das Abdecken eines Bandes durch einen Future simulieren.
- Speicher: Mit dieser Funktion kann der Benutzer den Bezug aus einem Speicher simulieren. Die Charakteristik von Speicherprodukten wurde bereits in Punkt 5.1.8 beschrieben.
- Offener Vertrag/Residualvertrag: Wie in Punkt 5.1.5 beschrieben versteht man unter diesen Verträgen Erdgaslieferungen welche zu einem gewissen Preis abgeschlossen werden. Diese Verträge können dabei sehr flexibel ausgestaltet werden und verfügen meist über maximal und minimal Mengen.
- Börse Day Ahead: Hierunter versteht man die Beschaffung über eine Erdgasbörse. Die Beschaffung über den Day Ahead Markt erfolgt einem Tag im Vorhinein. Die Preise werden an der Börse bestimmt und sind abhängig von Angebot und Nachfrage.

Die kalkulierten Modelle bedienen sich verschiedener Mischungen aus diesen 6 Beschaffungsmöglichkeiten. Es wurde dabei die Komplexität und damit verbunden die Anzahl der verwendeten Beschaffungsarten sukzessive erhöht.

6.1.1 Futures

Eine Analyse der Marktdaten zeigte dass die Beschaffung von Futures einen Preisvorteil generieren kann. Außerdem lässt sich mit dem Erwerb eines Future die Planbarkeit der Ausgaben erhöhen. Werden z.B. 30 % des Jahresverbrauches durch einen Jahresfuture abgedeckt, welcher im Vorjahr beschafft wird, sind diese 30 % preislich abgesichert. Auch kann der Einsatz von Future zur Absicherung gegenüber Marktpreisrisiken eingesetzt werden. Der frühzeitige Kapitalaufwand als auch die Administration und Betreuung des Portfolios stellt einen Nachteil für diese Beschaffungsart dar.

Bei den Futures muss dabei der jeweilige Monat bzw. das jeweilige Quartal oder das Jahr sowie der Settlement Preis²²⁹ und die Menge angegeben werden. Diese Daten werden anschließend in einer zentralen Beschaffungsdatenbank gespeichert. Werden sowohl Jahres-, Quartals- und Monatsfutures verwendet, kommt es zu einer Kaskadierung der Jahres- und Quartalsfutures. Diese Kaskadierung wird ebenfalls in der Beschaffungsdatenbank bewerkstelligt und es wird ein gewichteter Mischpreis auf Monatsbasis für die verschiedenen Futures berechnet. Die Berechnung erfolgt dabei nach folgender Vorgangsweise:

Ein Unternehmen besitzt 120 Einheiten(MWh) von Jahresfuture A zu einem Preis von 25,00 €/MWh sowie 20 Einheiten des Monatsfuture Februar für 30,00 €/MWh. Die Kaskadierung des Jahresfutures ergibt 120 Einheiten/12 Monate = 10 Einheiten pro Monat.

Die Gesamtausgaben an Futures für das Monat Februar betragen dabei:

$$10 * 25€ + 20 * 30€ = 850 €$$

Das Unternehmen verwendet im Monat Februar 30 Einheiten an Future und hat dafür 850 € ausgegeben. Der Mischpreis pro Futurekontrakt beträgt somit:

$$850€/30 \text{ Einheiten} = 28,33 €/MWh.$$

Die in den Modellen verwendeten Futures sind Kontrakte welche über die EEX in den Jahren 2011 und 2012 gehandelt wurden. Es kamen dabei Jahres- und Monatsfutures zum Einsatz. Eine detaillierte Beschreibung der Datengrundlage erfolgt in Kapitel 6.1.8.

Die Implementierung der Kaskadierung und Berechnung innerhalb der Datenbank kann mit folgender Grafik näher dargestellt werden.

²²⁹ Der Settlement Preis ist im Handel mit Optionen oder Futures der Preis, der von der Börse am Ende jedes Börsentages zur Kontraktbewertung festgestellt wird.

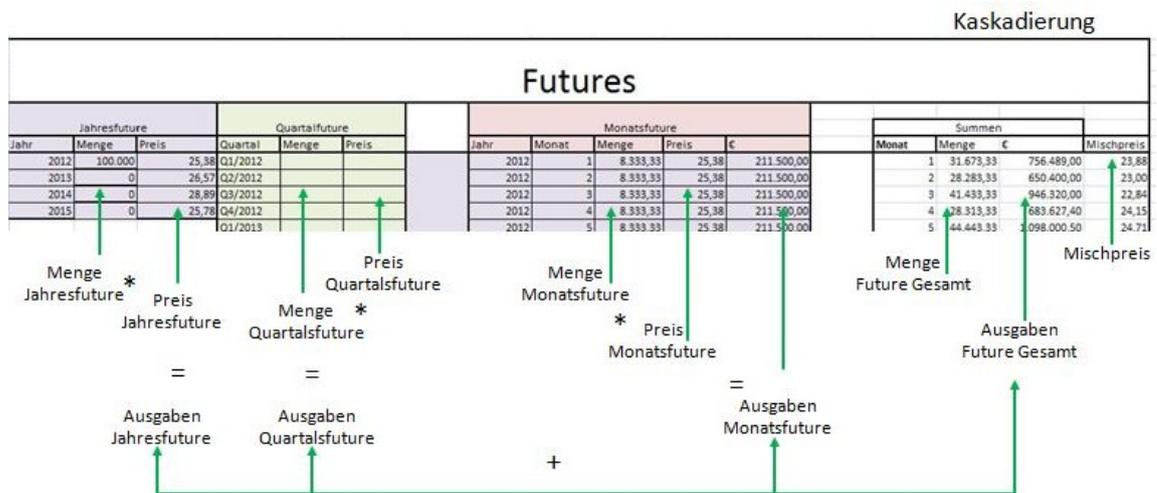


Abbildung 18: Berechnung Future

6.1.2 Offener Vertrag

Die Beschaffung mittels eines offenen Vertrags bzw. eines Residualvertrags geschieht auf einer jährlichen Basis und mittels der Eingabe einer minimalen bzw. maximalen Menge. Die Bestimmung dieser Mengen hängt dabei von der jeweiligen Strategie ab. Möchte ein Unternehmen z.B. 60 % seines Portfolios über Bandlieferungen und die Börse beschaffen, sollten die minimalen und maximalen Mengen so gesetzt werden, dass zumindest 40 % des Portfolios damit abgedeckt werden können.

Nach Eingabe der Daten in der Datenmaske wird der Datensatz in der Datenbank in folgender Form abgespeichert.

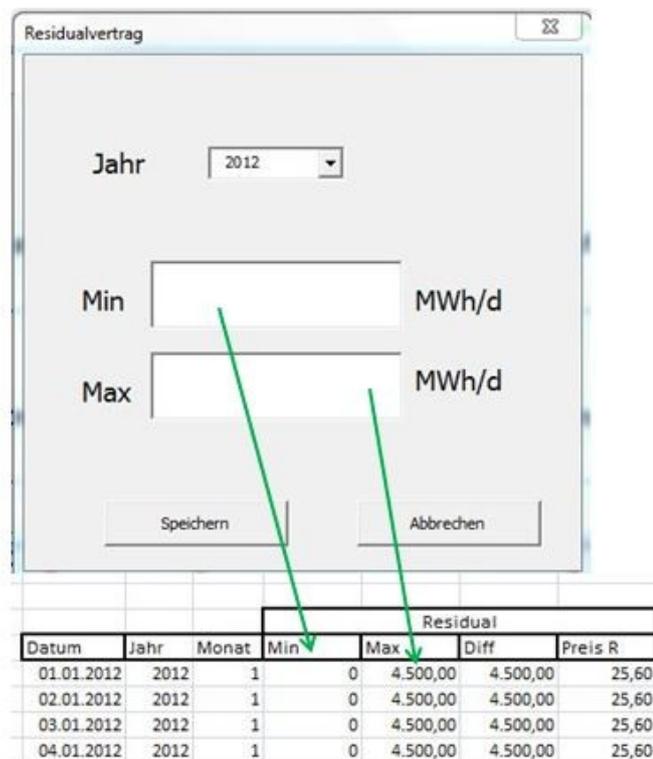


Abbildung 19: Eingabe Offener Vertrag/Residualvertrag

So können auch Take-or-Pay Verträge abgebildet werden. Der Preis für einen offenen Vertrag bzw. einen Residualvertrag kann dabei in der Beschaffungsdatenbank vollständig flexibel gestaltet werden. Er kann dabei tagesbasiert, z.B. angelehnt an ein Day-Ahead-Produkt als auch mittels unterschiedlichen Formeln berechnet werden, z.B. Anbindung an Gasmarktindizes mit Durchschnittszeitraum und Lag-time. Ebenfalls besteht die Möglichkeit Lieferantenaufschläge für Dienstleistungen einzurechnen. Folgende Grafik zeigt beispielhaft die Berechnung für ein 3/1/3 Modell. Der Beginn des Durchrechnungszeitraumes ist dabei der 1.1.2012. Für eine bessere Darstellung wurden einige Börsenpreise ausgeblendet.

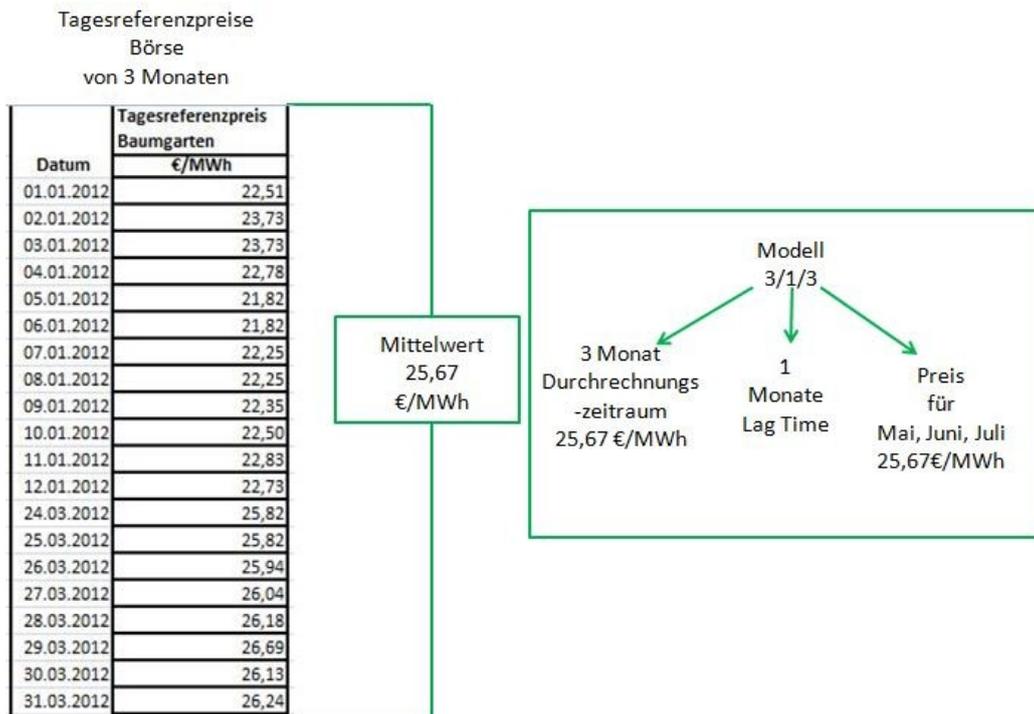


Abbildung 20: Berechnung Preisanbindung

Andere Anbindungsmodelle werden dabei nach demselben Schema berechnet. In Modell 1 unter Punkt 6.2.1 werden verschiedenste Anbindungsmodelle durchkalkuliert und die daraus gewonnenen Erkenntnisse näher beschrieben.

6.1.3 Börse Day Ahead

Durch die Beschaffung über die Börse Day Ahead hat ein Unternehmen die Möglichkeit jederzeit von günstigen Börsenpreisen zu profitieren. Ebenfalls lässt sich hiermit die Flexibilität eines Portfolios erhöhen, da eine kurzfristige Beschaffung bzw. Veräußerung von Erdgas ermöglicht wird. Nachteilig stellt sich der damit erhöhte administrative Aufwand dar, sowie die Übernahme eines Volumen- oder Mengenrisikos.

Über den Börse Day Ahead Button gelangt man zur Eingabemaske für Day-Ahead Produkte, dabei müssen das Datum, der Settlement Preis sowie die eingekaufte Menge angegeben werden. Diese Funktion soll die Beschaffung über den Day-Ahead-Markt, also ein eigenständiges Agieren auf der Börse simulieren. Die Tagesausgaben für Day-Ahead Produkte werden anhand des erzielte Preises und der gekauften Menge ermittelt. Die Eingabemaske und der daraus resultierende Datensatz sehen wie folgt aus.

The screenshot shows a software window titled 'BörseDayAhead'. It contains three input fields: 'Datum' (Date) with a dropdown menu showing '30.11.2012', 'Menge' (Quantity), and 'Preis' (Price). Below these are two buttons: 'Speichern' (Save) and 'Abbrechen' (Cancel). To the right, a data table is overlaid, showing a 'Day Ahead' table with columns: Datum, Jahr, Monat, Menge 2, and Preis. The table contains four rows of data for the year 2012, with dates 01.01.2012, 02.01.2012, 03.01.2012, and 04.01.2012. Green arrows point from the input fields to the corresponding columns in the table.

Day Ahead				
Datum	Jahr	Monat	Menge 2	Preis
01.01.2012	2012	1	0	26,78
02.01.2012	2012	1	0	27,34
03.01.2012	2012	1	900	26,58
04.01.2012	2012	1	809	26,73

Abbildung 21: Eingabe Day Ahead

6.1.4 Speicher

Der Einsatz eines Speichers führt zur vollständigen Flexibilisierung eines Portfolios. Es ist damit möglich bei niedrigen Börsenpreisen, unter Berücksichtigung technischer Reglementierungen, mehr Erdgas zu erwerben als benötigt und dieses auf „Lager“ zu legen. Der Abruf des Erdgases erfolgt an besonders teuren Erdgastagen. Auch ist der Wiederverkauf des Erdgases zu höheren Preisen an der Börse denkbar. Nachteilig sind der damit verbundene Administrationsaufwand sowie die für diese Dienstleistung entstehenden Kosten.

Bei der Beschaffung über den Speicher muss ebenfalls das gewünschte Datum der Lieferung angegeben werden. Anschließend wird die noch verfügbare Menge im Speicher angezeigt und der Benutzer kann die gewünschte Menge eingeben bzw. abrufen. Übersteigt an einem Tag die abgerufene Menge an Erdgas den Tagesverbrauch wird diese Differenz automatisch auf den Speicher gelegt. Die Eingabemaske sowie die Erfassung in der Datenbank wird in folgender Abbildung näher dargestellt.

The screenshot shows a software window titled 'Speicher'. It contains three input fields: 'Datum' (Date) with a dropdown menu, 'Menge' (Quantity), and 'Verfügbare Menge' (Available Quantity). Below these are two buttons: 'Speichern' (Save) and 'Abbrechen' (Cancel). To the right, a data table is overlaid, showing a 'Speicher' table with columns: Abgerufen, Verfügbar, and Preis S. The table contains five rows of data. Green arrows point from the input fields to the corresponding columns in the table.

Speicher		
Abgerufen	Verfügbar	Preis S
0,00	74.052,40	23,99
573,00	73.479,40	23,99
155,00	73.324,40	23,99
0,00	73.324,40	23,99
996,00	72.328,40	23,99

Abbildung 22: Eingabe Speicher

Der Preis für Erdgas aus dem Speicher wird dabei wieder über eine Mischpreisberechnung bestehend aus dem im Erdgas vorhandenen Speicher sowie dem neu eingespeicherten Erdgas berechnet.

6.1.5 Datenbank

Nach erfolgter Eingabe aller Daten werden diese tagesbasiert in einer Datenbank gesammelt. In dieser Datenbank kommt es zur Verknüpfung der zuvor beschriebenen Beschaffungsmöglichkeiten. Das heißt es werden mithilfe der zuvor eingegeben Daten und Preise die Gesamtausgaben berechnet. Hierzu werden die Ausgaben der jeweiligen Beschaffungsmöglichkeiten berechnet. Anschließend werden diese addiert und somit die Gesamtausgaben für den jeweiligen Tag berechnet. Ebenfalls ist in dieser Datenbank der jeweilige Tagesverbrauch hinterlegt. Hiermit wird ermittelt ob an einem Tag mehr Erdgas beschafft wurde als benötigt und somit Erdgas eingespeichert wird oder nicht.

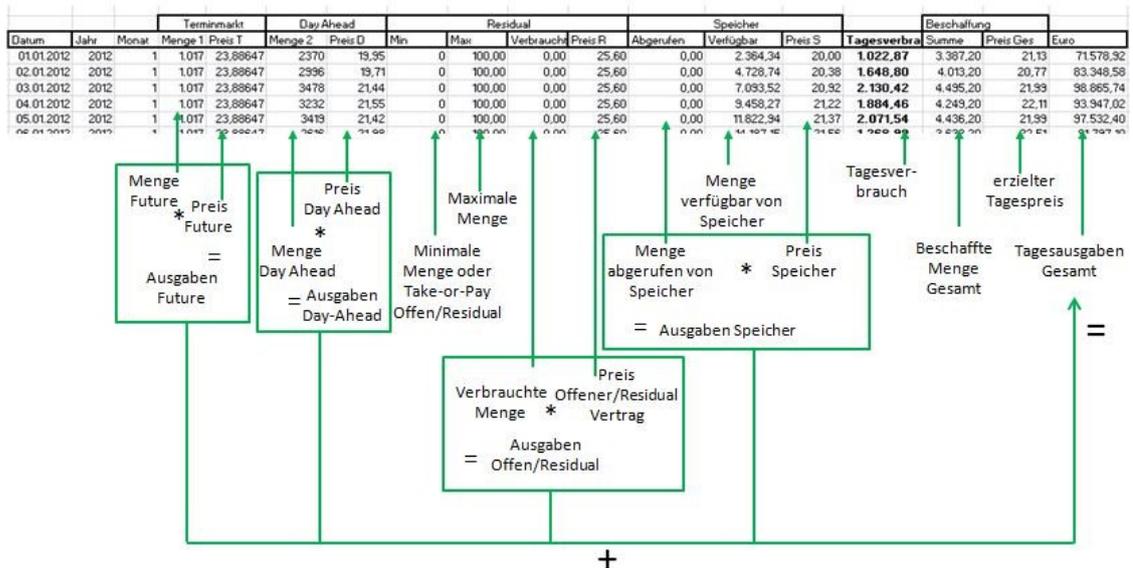


Abbildung 23: Datenbank + Berechnung

Da die Darstellung der Beschaffungs- und Verbrauchsdaten innerhalb der Datenbank äußerst unübersichtlich ist wurde ein Tabellenblatt zur Auswertung eingefügt. Mit dessen Hilfe soll es ermöglicht werden die verwendeten Beschaffungsmöglichkeiten sowie die fehlende Menge mit einem Blick zu erkennen. Ebenfalls soll eine detaillierte Auswertung der monatlichen Verbrauchsdaten erfolgen.

6.1.6 Auswertung

Die Darstellung der Diagramme und Auswertung des Verbrauchs bzw. der beschafften Menge wurde auf Monatsbasis optimiert, jedoch kann auch eine Darstellung des ganzen Jahres erfolgen. Die zur Präsentation der Ergebnisse verwendeten Diagramme der einzelnen Modelle stellen eine Jahresübersicht dar. Zur besseren Darstellung befinden sich im Anhang Großansichten dieser Grafiken. Um einen Überblick zu erhalten wie sich das Portfolio zusammensetzt und wie groß die noch zu beschaffende Menge ist wurde folgende Funktion eingefügt. Es wird für jeden Monat die beschaffte Menge nach Art (Future, Residual, Day-Ahead etc.) aufsummiert, sowie farblich unterschiedlich dargestellt.

Außerdem wird die noch zu beschaffende Restmenge berechnet. Dadurch ist auf einen Blick die Zusammensetzung des Portfolios erkennbar sowie die Menge, welche noch zu beschaffen ist. Des Weiteren wird laufend der für den aktuellen Monat erzielte Durchschnittspreis berechnet sowie die Gesamtausgaben des Monats angezeigt.

Nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die Benutzeroberfläche:

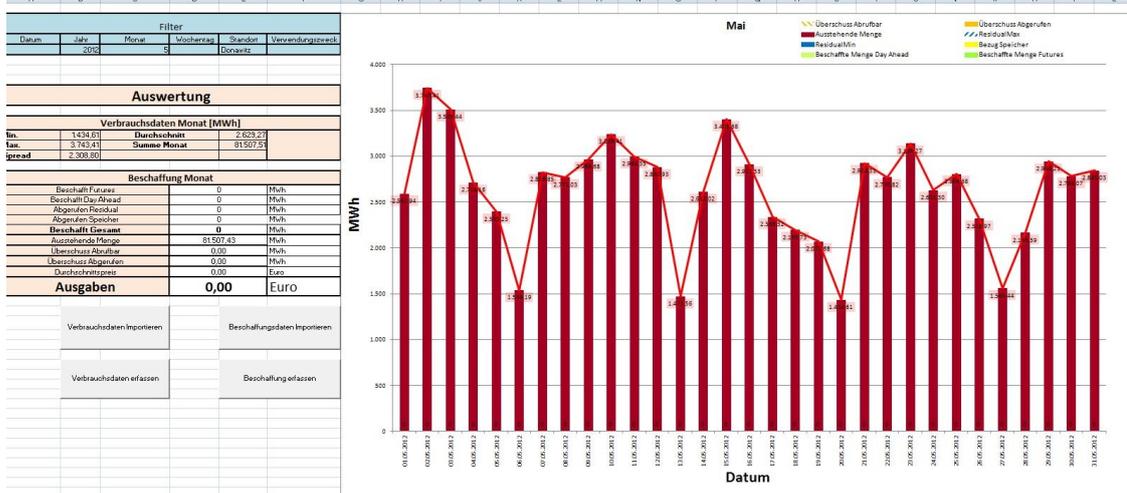


Abbildung 24: Benutzeroberfläche



Abbildung 25: Detailansicht Filter und Auswertung

Links oben befindet sich die Eingabemaske für die Filterung der Daten. Durch Drop-Down Felder lassen sich die Verbrauchs- und Beschaffungsdaten nach Datum, Jahr, Monat, Wochentag, Standort oder Verwendungszweck filtern.

Darunter ist das Fenster Auswertung welches die Verbrauchsdaten des jeweils angezeigten Monats näher auswertet. Dabei wird der minimale Tagesverbrauch, der maximale Tagesverbrauch, der Spread zwischen minimalen und maximalen Tagesverbrauch, der

durchschnittliche Tagesverbrauch und der Gesamtverbrauch des Monats ausgewertet. Die 4 Bedienelemente (Verbrauchsdaten Importieren, Beschaffungsdaten Importieren, Verbrauchsdaten erfassen, Beschaffung erfassen) darunter dienen zum importieren der Verbrauchs- bzw. Beschaffungsdaten. Der Button „Verbrauch erfassen“ erlaubt einen Datensatz für einen beliebigen Standort mit einer stündlichen Auflösung einzugeben. Das Bedienelement „Beschaffung erfassen“ führt zu der bereits beschriebenen Auswahlmaske der Beschaffungsmöglichkeiten.

In dem Diagramm wird der Verbrauch mit einer dicken roten Linie angezeigt. Die Säulen sind dynamisch gestaltet und haben folgende Funktionsweise:

- Rote Säulen: Werden zunächst die Verbrauchsdaten importiert wird die Verbrauchslinie (rote Linie) des jeweiligen Monats angezeigt. Anschließend wird diese Verbrauchslinie mit Säulen nachgezeichnet. Diese Säulen stellen den jeweiligen Tagesbedarf an Erdgas dar. Ist noch kein Erdgas für den jeweiligen Tag beschafft worden, werden diese Säulen rot angezeigt. In folgenden Beispieldiagramm trifft das auf die ersten acht Tage im Februar zu (1.2.2012-9.2.2012)
- Ein offener Vertrag bzw. Residualvertrag wird mithilfe von blauen Säulen dargestellt. Bei Eingabe dieser Vertragsart lässt sich eine Mindestabnahmemenge bzw. Take-or-Pay Menge definieren. Wird diese Menge >0 definiert kommt es zu einer Anzeige von blauen Säulen. Die Höchstmenge wird mithilfe der blau schraffierten Säulen dargestellt. Dies ist somit jene maximale vertraglich geregelte Menge, welche am jeweiligen Tag verbraucht werden kann.
- Ab 16.02.2012 sind leuchtend grüne Säulen ersichtlich. Diese Säulen stellen die beschaffte Menge an Futures dar. Wird z.B. für ein Monat ein Futureband von 100 MWh/d erworben, werden für jeden Tag grüne Säulen mit einem Wert von 100 MWh angezeigt.
- Violette Säulen welche ab 21.02.2012 ersichtlich sind stellen jene Menge dar welche über den Day-Ahead Markt beschafft wurde.
- Gelbe Säulen stellen eine Beschaffung über den Speicher dar. Natürlich lässt sich nur Erdgas aus dem Speicher beziehen wenn auch ausreichend Erdgas eingespeichert wurde.
- Die orangen Säulen am 19.02.2012 und 26.02.2012 stellen jene Menge dar welche über den Tagesbedarf hinaus beschafft wurde. Diese Mengen werden automatisch, mit den jeweils bezahlten Preis, auf den Speicher gelegt. Die orange schraffierten Säulen stellen jene Mengen dar welche über den Tagesverbrauch hinausgehen und abrufbar wären. Also jene Mengen welche durch vertragliche Vereinbarungen noch bezogen werden können jedoch nicht bezogen werden müssen.

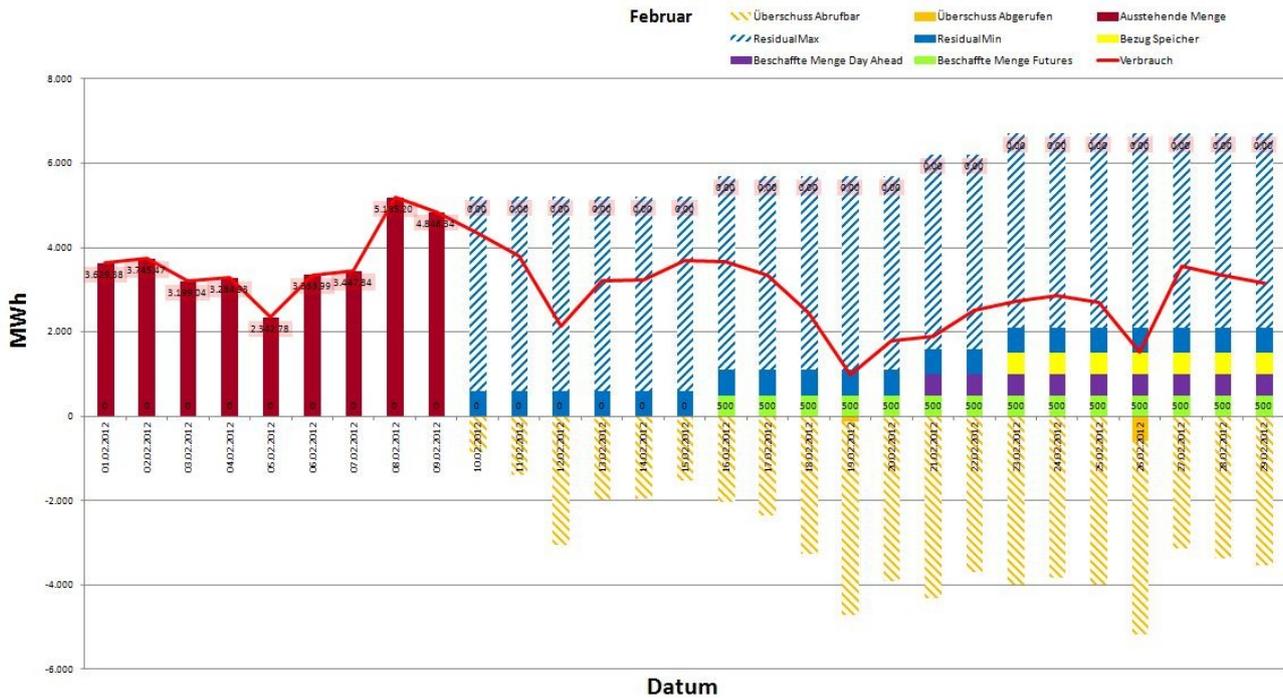


Abbildung 26: Detailansicht Diagramm²³⁰

6.1.7 Jahresauswertung

Abschließend werden alle Monate in einer Übersicht noch einmal näher dargestellt und ausgewertet sowie die Jahresausgaben näher berechnet. Dabei werden die tagesbasierten Mengen in der Datenbank für das jeweilige Monat, nach Produktart getrennt, aufsummiert. Zusätzlich werden die Durchschnittspreise für jedes Monat und jede Beschaffungsart berechnet. Außerdem wird noch der Speicherstand zum Monatsende sowie die prozentuale Zusammensetzung des Beschaffungsportfolios kalkuliert. Die Jahresausgaben und der Wert des aktuell gespeicherten Erdgases sowie die Kosten für den Jahresverbrauch werden ebenfalls dargestellt.

Auswertung Jahr													Ø Preis Beschaffung	
Monat	Jahr	Benötigt	Beschaffte Menge	Future	Ø Preis	Day Ahead	Ø Preis	Residual	Ø Preis	Speicher	Ø Preis	Speicherstand	Ausgaben	Ø Preis Beschaffung
1	2012	77.141,18	77.141,18	0,00	23,40	0,00	22,18	77.141,18	26,89	0,00	20,00	0,00	2.074.663,16	26,89
2	2012	89.990,98	89.990,98	0,00	23,40	0,00	27,01	89.990,98	26,89	0,00	20,00	0,00	2.420.250,43	26,89
3	2012	84.103,45	84.103,45	0,00	23,40	0,00	24,58	84.103,45	26,89	0,00	20,00	0,00	2.261.909,11	26,89
4	2012	76.913,81	76.913,81	0,00	23,40	0,00	25,12	76.913,81	26,81	0,00	20,00	0,00	2.061.862,70	26,81
5	2012	81.507,51	81.507,51	0,00	23,40	0,00	24,37	81.507,51	26,81	0,00	20,00	0,00	2.185.008,03	26,81
6	2012	80.056,14	80.056,14	0,00	23,40	0,00	23,97	80.056,14	26,81	0,00	20,00	0,00	2.146.100,37	26,81
7	2012	60.829,85	60.829,85	0,00	23,40	0,00	24,38	60.829,85	27,66	0,00	20,00	0,00	1.682.363,27	27,66
8	2012	64.117,36	64.117,36	0,00	23,40	0,00	24,16	64.117,35	27,66	0,00	20,00	0,00	1.773.285,27	27,66
9	2012	81.151,15	81.151,15	0,00	23,40	0,00	25,61	81.151,15	27,66	0,00	20,00	0,00	2.244.386,75	27,66
10	2012	77.064,44	77.064,44	0,00	23,40	0,00	26,72	77.064,43	28,93	0,00	20,00	0,00	2.229.426,94	28,93
11	2012	71.992,10	71.992,10	0,00	23,40	0,00	27,34	71.992,10	28,93	0,00	20,00	0,00	2.082.687,35	28,93
12	2012	60.051,58	60.051,58	0,00	23,40	0,00	27,26	60.051,58	28,93	0,00	20,00	0,00	1.737.255,38	28,93
Summen		904.919,54	904.919,54	0,01	0,00	0,00	0,00	904.919,53						
			100	0,00	0,00	0,00	100,00							

Jahresausgaben	24.899.198,77	€
Wert Speicher	0,00	€
Kosten Jahresverbrauch	24.899.198,77	€

Abbildung 27: Jahresauswertung

²³⁰ Eine Großansicht des Diagramms befindet sich im Anhang

6.1.8 Datengrundlage Verbrauch

Die Verbrauchsdaten wurden von der voestalpine Stahl Donawitz GmbH zur Verfügung gestellt. Die voestalpine Stahl Donawitz als Großverbraucher gehört dabei zu der Kundengruppe die der registrierenden Lastgangmessung (RLM) unterzogen werden. Dabei wird der Erdgasverbrauch stündlich ermittelt und an den jeweiligen Netzdienstleister bzw. Versorger übermittelt. Die erste Stunde geht dabei von 00:00-01:00, die zweite von 01:00-02:00 usw. somit ergeben sich für einen Verbrauchstag 24 Datensätze mit den jeweiligen Stundenverbräuchen. In Abbildung 28 ist der Datensatz näher dargestellt. Zur verbesserten Darstellung wurden dabei die Stundensätze zwischen 01:00 und 23:00 ausgeblendet. Ebenfalls zu sehen ist eine Auswertung des Stundenverbrauchs. Dabei werden der minimale und maximale Stundenwert sowie der Durchschnittswert angezeigt. Ebenfalls wird der Tagesverbrauch berechnet und dieser Auswertung unterzogen.

						Stundenverbrauch			
						Min	32,50	36,66	975,39
						Max	190,66	202,48	5.185,21
						Durchschnitt	103,89	103,19	3.103,14
Datum	Jahr	Monat	Wochentag	Standort	Verwendungszweck	00:00	23:00	Summe Tag	
01.02.2012	2012	2	Mittwoch	Donawitz	Produktion	93,78	129,82	3629,39	
02.02.2012	2012	2	Donnerstag	Donawitz	Produktion	101,90	106,64	3745,48	
03.02.2012	2012	2	Freitag	Donawitz	Produktion	97,14	109,28	3199,04	
04.02.2012	2012	2	Samstag	Donawitz	Produktion	95,38	133,72	3284,93	
05.02.2012	2012	2	Sonntag	Donawitz	Produktion	137,81	100,57	2342,78	
06.02.2012	2012	2	Montag	Donawitz	Produktion	126,46	99,82	3353,99	

Abbildung 28: Datensatz Verbrauch

Verbrauchsdaten werden in der Regel in Nm³ ermittelt, da jedoch auf den Erdgasmärkten die gebräuchlichste Einheit MWh ist wurden die Verbrauchsdaten in MWh umgerechnet. Dabei kam unter Verwendung des Heizwertes für das Marktgebiet Ost von 11,2 kWh/Nm³ folgende Berechnung zum Einsatz.

$$1 \text{ Nm}^3 * 11,2 \text{ kWh/Nm}^3 = 11,2 \text{ kWh} = 0,0112 \text{ MWh}$$

Da auf den Handelsplätzen im Intraday-Markt stundenbasiert gehandelt wird ist es vonnöten einen genauen Überblick über die einzelnen Stundenverbräuche zu haben. Ebenfalls wurden die jeweiligen Tagesverbräuche ermittelt. Dies wird benötigt um den genauen Bedarf für die Orderung am Day-Ahead-Markt zu kennen.

Eine Ausgabe der einzelnen Tagesverbräuche führt zu einem tagesbasierten Lastprofil für den Standort Donawitz. Dieses Lastprofil ist dabei die in Abbildung 29 abgebildet. Um Abweichungen besser erkennen zu können wurde in Abbildung 30 eine Normierung der Verbrauchsdaten auf Basis des Durchschnittsverbrauchs vorgenommen. Eine Detailansicht der gesamten Jahresprofile für das Jahr 2011 und 2012 befindet sich im Anhang.

Es ist dabei ersichtlich dass eine Schwankung in den Tagesverbräuchen besteht. Insbesondere an Wochenenden sowie Feiertagen als auch während der Weihnachtszeit lässt sich ein Rückgang des Verbrauchs erkennen. Ebenfalls lässt sich ein Verbrauchsrückgang während der Sommermonate Juli und August feststellen. Eine starke Saisonalität des Verbrauchsprofils lässt sich hingegen nicht ablesen. Der Mindestverbrauch an jedem Tag liegt bei ca. 65 000 Nm³. Dies ist somit die Menge welche maximal mit einem Jahresband abgedeckt werden kann.

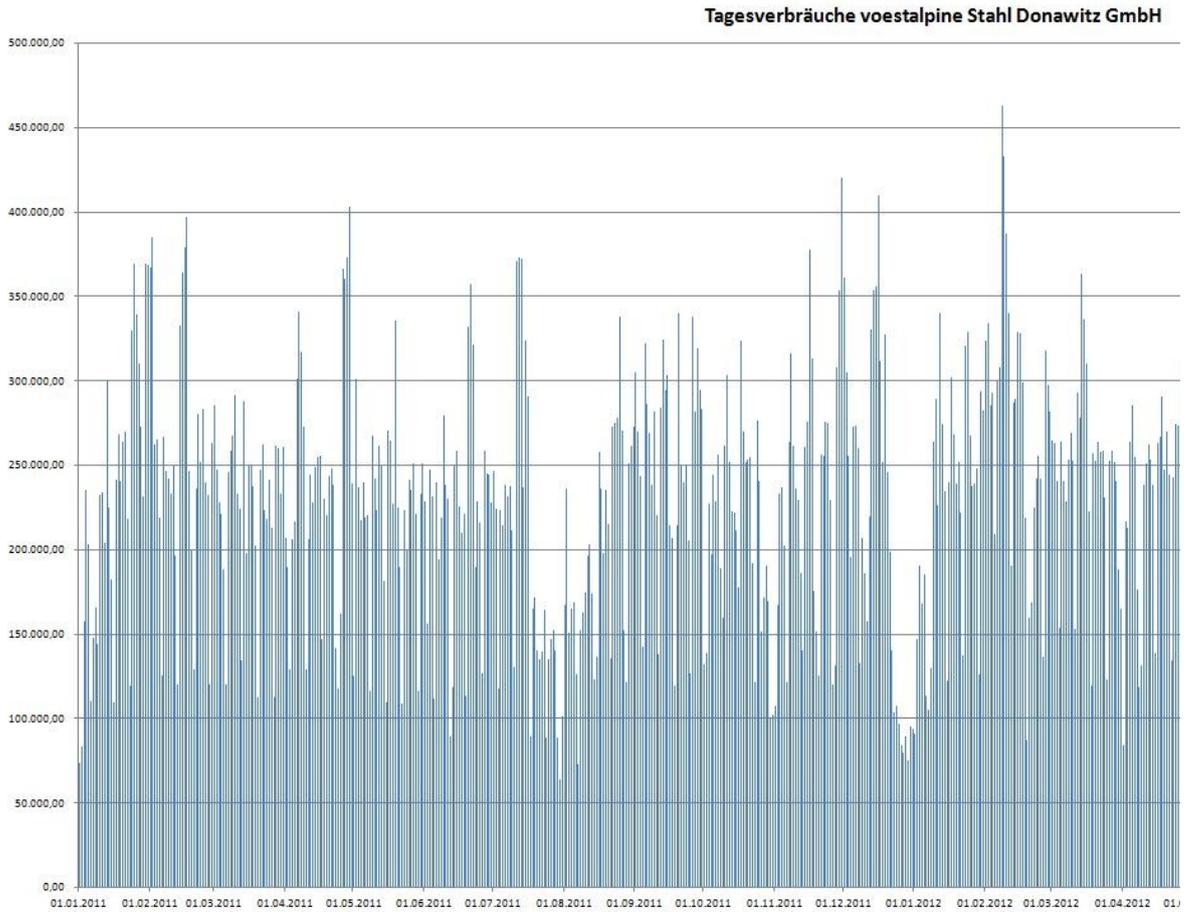


Abbildung 29: Lastprofil Tagesbasiert

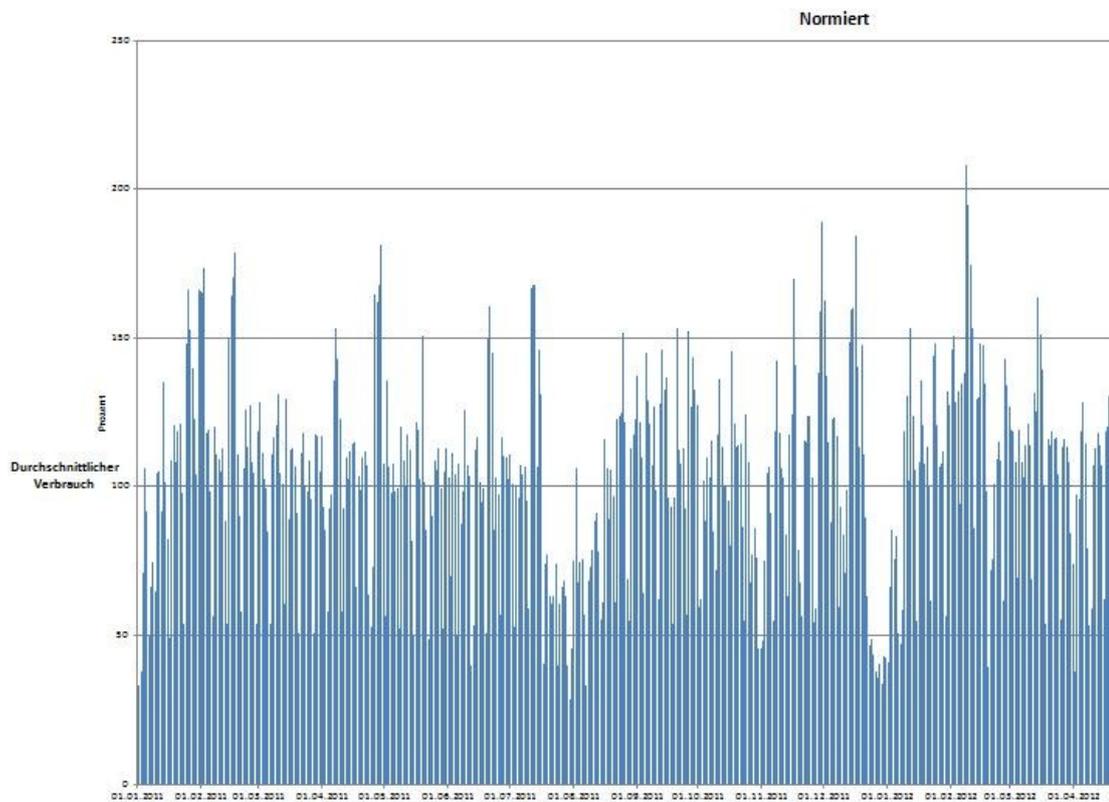


Abbildung 30: Lastprofil Normiert Durchschnittlicher Verbrauch

6.1.9 Datengrundlage Marktdaten

Neben den Verbrauchsdaten spielen natürlich auch die Marktdaten eine entscheidende Rolle für ein maßgeschneidertes Beschaffungsmodell. Es wurden verschiedene Marktplätze und Produkte des liberalisierten Erdgasmarktes näher analysiert. Zunächst wurden die Day-Ahead-Preise für Erdgas auf den Handelsplätzen bzw. Hubs NCG, TTF, Zeebrügge und CEGH-Baumgarten näher analysiert. Die Entwicklung der einzelnen Börsenpreise wurde bereits in Abbildung 8 dargestellt.

Für die Beschaffungsstrategie der voestalpine Stahl Donawitz GmbH wurde ein besonderes Augenmerk auf die beiden Hubs NCG und CEGH-Baumgarten gelegt. Der NCG wurde gewählt da ein guter und transparenter Zugang zu Produkten über die EEX möglich ist. Die CEGH wurde gewählt da mit Gründung einer Bilanzgruppe die Möglichkeit zur Teilnahme am Börsenhandel gegeben wird und auch der Markt für Ausgleichs- und Regelenergie über diese abgewickelt wird. Zur Verwendung kamen dabei die Tagesreferenzpreise der Börsen von 1.1.2011 bis 30.6.2013.

Eine Analyse der Marktdaten zeigte dabei einen teils deutlichen Spread zwischen beiden Marktplätzen, wobei der Preis am CEGH meist über den des NCG notierte. Eine Änderung dieses Umstands konnte mit Ende Jänner 2013 beobachtet werden. Ab diesem Zeitpunkt konnte der CEGH unter dem Preisniveau des NCG notieren. Grund hierfür war eine mäßige Entwicklung der Italienischen Wirtschaft was wiederum zu einer geringen Nachfrage italienischer Händler am CEGH führte. Dieser Zustand war allerdings nicht von Dauer. Mit Ende Mai 2013 wurde der alte Zustand wiederhergestellt und der CEGH notiert über dem des NCG.

Der Spread der beiden Börsen lag im Durchschnitt bei ca. 0,70€/MWh, sprich das Preisniveau des NCG liegt circa 0,70 €/MWh unterhalb des CEGH zwischen Jänner 2011 – Juni 2013.²³¹

Die Marktdaten für Futures stammten von der Energiebörse EEX in Leipzig. Auf diesem Handelsplatz werden Futures für die Marktgebiete Gaspool und NCG gehandelt.

Hier wurden ausschließlich Futures für das Marktgebiet NCG verwendet. Analysiert wurden dabei Monats-, Quartals- und Jahreskontrakte. Die Datensätze bestehen dabei aus Trading Day, Settlement Price und Volumen des jeweiligen Kontraktes. Folgende Abbildung zeigt beispielhaft verschiedene Datensätze für die Monatskontrakte April, Mai und Juni 2012.

Monatskontrakte								
Apr.12			Mai.12			Jun.12		
Trading Day	Price	Vol.	Trading Day	Price	Vol.	Trading Day	Price	Vol.
02.01.2012	22,80	0	30.01.2012	23,96	0	28.02.2012	25,00	0
03.01.2012	21,90	0	31.01.2012	23,20	5.680	29.02.2012	24,49	0
04.01.2012	22,00	86.400	01.02.2012	23,40	0	01.03.2012	24,55	0
05.01.2012	22,10	0	02.02.2012	23,91	0	02.03.2012	24,51	9870
06.01.2012	22,04	0	03.02.2012	23,75	0	05.03.2012	24,36	0

Abbildung 31: Datensatz Future

²³¹ E-Control(2013), S.58

Eine Analyse der Marktdaten zeigte dabei, dass mithilfe von Futures durchaus ein Preisvorteil bei Erdgas erzielt werden kann. So konnte z.B. im Jahr 2012 mit Erwerb eines Jahreskontraktes der durchschnittliche Börsenpreis um ca. 1€/MWh unterboten werden. Der Durchschnittspreis für Erdgas an der CEGH betrug 26,19 € im Jahr 2012. An der EEX in Leipzig wurden im letzten Quartal 2011 große Volumen von Jahreskontrakten zu einem Durchschnittspreis von 25,24 €/MWh gehandelt. Somit ergibt sich ein Preisunterschied von 0,95 €/MWh. Nähere Berechnungen und Potentiale werden in den folgenden Kapiteln zur Beschaffungsstrategie näher behandelt.

Die Marktdaten für Ausgleichsenergie stammen von der AGCS und wurden dabei auf Stundenbasis analysiert. Die Bedingungen zum Abruf von Ausgleichsenergie sowie die Preisentwicklung wurden bereits näher beschrieben. Nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft Datensätze, welche zum Einsatz kamen.

Stundenbilanzierung								
Datum	Bezug		Menge		Lieferung		Menge	
	ct/kWh	€/MWh	VHP	MDL	ct/kWh	€/MWh	VHP	MDL
03.01.2013 00:00	3,012	30,12	150	0	2,259	22,59	150	0
03.01.2013 01:00	3,012	30,12	150	0	2,259	22,59	150	0
03.01.2013 02:00	3,012	30,12	150	0	2,259	22,59	150	0
03.01.2013 03:00	3,012	30,12	150	0	2,259	22,59	150	0
03.01.2013 04:00	3,012	30,12	150	0	2,259	22,59	150	0

Abbildung 32: Datensatz Ausgleichsenergie

Eine Analyse der Daten zeigte, dass mit Einführung des neuen Entry-Exit-Systems der Abruf von Ausgleichsenergie über die Merit Order List nahezu nicht mehr stattfindet. Es zeigt sich also, dass die Änderung des Abrufmechanismus, wie bereits in Kapitel 4.7.1 beschrieben vollzogen wurde und der Abruf über die Merit Order List nur mehr in Ausnahmen erfolgt. Der Großteil des Erdgases wird mittlerweile, gemäß den Marktbedingungen des Bilanzgruppenkoordinators, über die Börse im Intraday-Markt beschafft bzw. veräußert. Bedingt durch den Mechanismus, das Erdgas mit einem 10 %-igen Auf- bzw. Abschlag zu ordern und bei Nichterfüllung dieser Order der Auf- bzw. Abschlag auf 20% zu erhöhen ist, können Preisvorteile erzielt werden. Dabei muss allerdings berücksichtigt werden, dass die technischen Gegebenheiten zur physischen Lieferung bzw. Entnahme der geordneten Menge vorhanden sein müssen.

6.2 Industriestandorte ohne Stromsubstitutionsmöglichkeit

In Industrieunternehmen ohne Möglichkeit einer eigenen Stromerzeugung kommt der Energieträger Erdgas vornehmlich als Wärmelieferant für thermische Prozesse und zur Beheizung von Gebäuden zum Einsatz. Es kann somit ein Zusammenhang zwischen der Produktionsauslastung, der Außentemperatur und dem Erdgasverbrauch hergestellt werden. Die Anforderungen an ein Beschaffungskonzept beinhalten dabei verschiedene Kriterien. Das wichtigste Kriterium ist dabei die Versorgungssicherheit in allen Situationen zu garantieren um Produktionsausfälle zu vermeiden. Weitere Kriterien wären der Aufwand für die Beschaffung, der erzielte Preis oder die Zuverlässigkeit des Lieferanten.

Bei einer guten Kenntnis der Verbrauchsdaten ist das Fahrplanrisiko und das Mengenrisiko gut steuerbar. Somit sind hinsichtlich der Flexibilität der Beschaffungsmenge an den Vertrag keine hohen Anforderungen gestellt. Damit lassen sich Strategien entwickeln die mithilfe von offenen Verträgen oder Residualverträgen eine Höchstmenge definieren. Bei der Ermittlung der Höchstmenge sollte eine Art Worst-Case Szenario zur Bewertung herangezogen werden. Dieses Szenario wäre eine maximale Produktionsauslastung bei niedrigen Außentemperaturen. Der Vertrag sollte unter Berücksichtigung dieses Höchstwert abgeschlossen werden um das Mengenrisiko gering zu halten.

Nach Erfüllung aller Anforderungen sollte jedes Beschaffungskonzept es zulassen die gewünschte Menge an Erdgas zu einem möglichst niedrigen Preis und einen damit gering verbundenen Aufwand zu beschaffen. Dieser Ansatz stellt eine Grundlage für alle hier beschriebenen Beschaffungsmodelle dar.

6.2.1 Beschaffungsmodelle

Alle folgenden Beschaffungsmodelle wurden mithilfe des Simulationsmodells berechnet. Dabei wurden nur die reinen Energiepreise berücksichtigt. Es wurden keine Gebühren für Entry/Exit oder sonstige Kosten wie Börsenzugang, Speicherkosten etc. eingerechnet. Die Modelle wurden für das Jahr 2012 berechnet. Die Jahresausgaben in den Tabellen beziehen sich somit auf die reinen Energieausgaben für das Jahr 2012.

Modell 1

Da die Anforderungen an die Mengenflexibilität für Industriestandorte ohne Stromerzeugung eher gering sind wurde in einem ersten Schritt ein Beschaffungsmodell entwickelt welches nur aus einem offenen Vertrag bzw. einen klassischen Vollversorgungsvertrag besteht. Diese Verträge werden in der Regel gebunden an bestimmte Indizes oder als Fixpreis ausgestaltet. Da der Abschluss mit einem Fixpreis ein hohes Marktpreisrisiko mit sich bringt, welches schwer steuerbar ist wurden verschiedene Modelle mit Preisbindung berechnet. Hier wurde, einhergehend mit dem allgemeinen Markttrend, auf eine Bindung an Heizöl verzichtet und stattdessen verschiedene Marktanbindungsmodelle für Erdgas kalkuliert. Es wurden dabei jeweils für die Hubs NCG und CEGH die Anbindungsmodelle:

- 6/3/3
- 3/1/3
- 1/0/1

berechnet. Dies sind gängige Modelle welche von verschiedenen Anbietern angeboten werden. Natürlich sind auch andere Kombinationen denkbar. Die Festlegung der Berechnungsmethode erfolgt in der Regel direkt mit dem jeweiligen Versorger.

Durch die Anbindung an den Erdgasmarkt mit Quotierung kann man das Marktrisiko erheblich streuen, und die Beschaffung orientiert sich an den Preisniveaus der ausgewählten Börsen. In der Regel legen diese Verträge wählbare Referenzzeiträume von z.B. 1-6 Monaten zugrunde, in welchen der arithmetische Mittelwert berechnet wird. Dieser Wert kommt nach einem vereinbarten Time Lag als Beschaffungspreis zum Einsatz. Darüber hinaus lässt sich die Preisgültigkeit vertraglich regeln.

Im ersten Modell wurde eine Anbindung an den CEGH-Baumgarten mit einem 6/3/3 Modell gewählt. Dabei werden 6 Monate als Durchrechnungszeitraum für die Preisbildung verwendet. Der Time Lag, also die Verzögerungszeit beträgt 3 Monate und der ermittelte Preis behält seine Gültigkeit für 3 Monate. Die Vergütung für Erdgasgroßhändler, welche solche Verträge im Angebot haben, wird in der Regel über einen Aufschlag pro bezogene MWh berechnet.

Alle hier vorgestellten Modelle wurden mit einem Pauschalaufschlag von 3€/MWh²³² für die Dienstleistung des Großhändlers berechnet. Abbildung 33 zeigt dabei beispielhaft die Auswertung für Juni 2012.

Dem Vertrag liegt eine Mindestabnahmemenge von 600 MWh pro Tag zugrunde, die Höchstabnahmemenge beträgt 5200 MWh pro Tag.

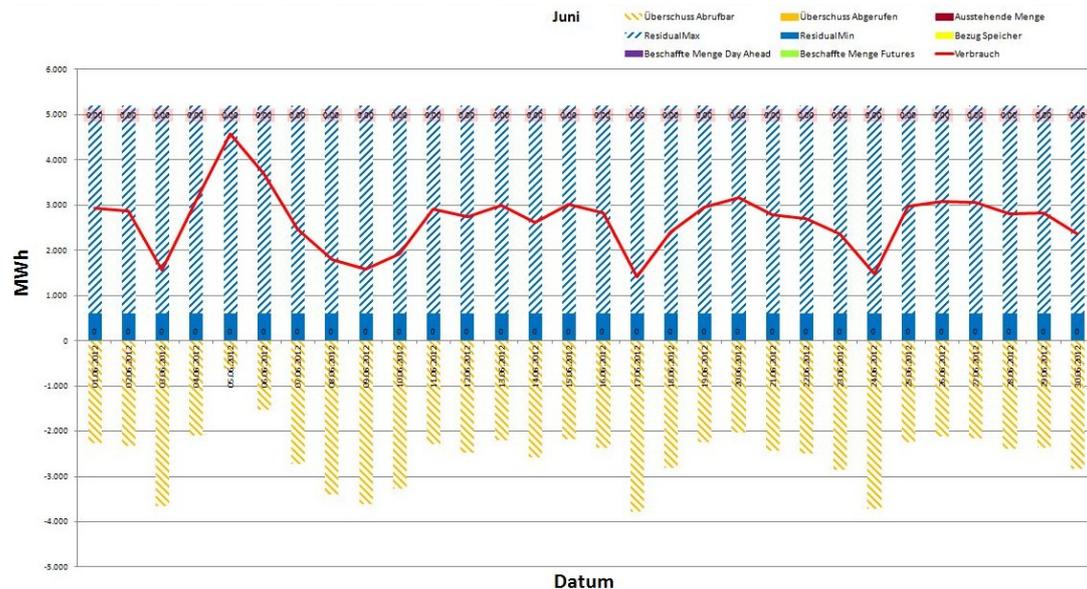


Abbildung 33: Auswertung Modell 1, Juni 2012

Die Auswertung dieses Modells für das Jahr 2012 ergab Jahresausgaben von 24.899.198,77 € bei einer beschafften Menge von 904.919,54 MWh. Dies entspricht einem Durchschnittspreis von 27,57 €.

In weiterer Folge wurden mehrere Gasmarktanbindungsmodelle kalkuliert mit verschiedenen Durchrechnungszeiträumen und Time Lags. Die Berechnung erfolgte dabei nach dem gleichen Schema wie in Kapitel 6.1.2 beschrieben. Folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die verschiedenen Modelle und die damit verbundenen Jahresausgaben.

²³² 3€/MWh basierend auf einem Produktblatt der Deutschen Industriegas. Darauf angeführte Servicegebühren bewegen sich zwischen 0,30 ct/kWh bis 0,66 ct/kWh

Hub	Modell	Jahresausgaben [€]	Differenz [€]
CEGH	"6/3/3"	24.899.198,77	
NCG	"6/3/3"	23.869.181,62	-1.030.017,15
CEGH	"3/1/3"	25.651.986,60	
NCG	"3/1/3"	24.587.285,51	-1.064.701,09
CEGH	"1/0/1"	26.062.014,75	
NCG	"1/0/1"	25.121.890,45	-940.124,30

Tabelle 3: Auswertung Gasmarttanbindungsmodelle

Die Differenzen werden durch Abzug der geringeren Jahresausgaben von den höheren Jahresausgaben für den jeweiligen Hub und das Modell gebildet. Wie in Tabelle 3 ersichtlich, weist eine Anbindung an den NCG-Hub einen wesentlichen Preisvorteil gegenüber den CEGH auf. In den drei berechneten Modellen konnte jeweils ein Preisvorteil des NCG gegenüber dem CEGH von ca. 1 Mio. € erzielt werden. Außerdem ist ersichtlich, dass sich die Durchrechnung über einen längeren Zeitraum (6 Monate gegenüber 1 Monate) und damit verbundenen längeren Time Lags als durchaus vorteilhaft erwiesen hat. Dieser Umstand hat seinen Ursprung in der Streuung des Marktpreisrisikos. Kommt es zum Beispiel durch den Einfluss eines äußerst kalten Winters zu sehr hohen Preisen im Monat Februar wird durch die Wahl eines Month-Ahead Modells bzw. 1/0/1 Modells dieses hohe Preisniveau direkt weitergereicht. So muss bei diesem Modell das komplette Erdgas für März zu dem hohen Februarpreis bezogen werden. Bei einem 6/3/3 Modell hingegen ist der Durchrechnungszeitraum und die Dauer der Gültigkeit des Preises größer und es kommt dadurch zu einer Vermischung von teureren und günstigeren Erdgasmonaten und damit verbunden zu einem geringeren durchschnittlichen Beschaffungspreis.

Eine weitere Möglichkeit der Anbindung wäre die Gasmarttanbindung ohne Quotierung, also eine Anbindung an den Day Ahead oder Weekend Preis. Hierbei wurde der jeweilige Tagesverbrauch mit dem Day-Ahead-Preis der Börse multipliziert und so die Tagesausgaben ermittelt. Anschließend werden die Tagesausgaben über das Jahr aufsummiert. Dieses Modell wurde ebenfalls für die Hubs NCG und CEGH berechnet. Die Jahresausgaben betragen hierbei 25.622.094,14 € für den NCG sowie 26.510.207,26 € für den CEGH und können somit keinen Preisvorteil gegenüber den Modellen mit Quotierung erzielen.

Modell 2

Als Grundlage für Modell 2 dienen die Berechnungen von Modell 1. Dabei kommt das Modell mit den geringsten Kosten, Anbindung an NCG-6/3/3, zum Einsatz und wird mithilfe von einer Bandlieferung diversifiziert. Mithilfe der Bandlieferung sollen die Kosten für die Jahresausgaben weiter gesenkt werden. Die festgelegte Tageshöchstmenge beläuft sich dabei auf 4500 MWh. Bedingt durch den geringen Flexibilitätsbedarf und der Bemühung, den Ressourcenaufwand für die Beschaffung innerhalb des Unternehmens möglichst gering zu halten, kommt ein Jahresfuture zum Einsatz. Der Vorteil hierbei ist die Planbarkeit des finanziellen Einsatzes sowie der geringe administrative Aufwand bei der Beschaffung eines Jahresfutures. Verschiedene Erdgasgroßhändler bzw. –dienstleister haben die Beschaffung von Futures in ihrem Angebot. Ebenfalls können solche Produkte selbst über die EEX bezogen werden. Die Analyse der Jahresfutures von 2011 und 2012 zeigt, dass die Preise teils zwischen 3-4€ bezogen auf den Durchschnittspreis schwanken.

Die Analyse der Futures zeigte dabei, dass die günstigsten Zeitpunkte für einen Kauf eher zu Beginn des Handels bzw. kurz vor Beendigung des Handels gewesen wären. Natürlich hängt der erzielte Preisvorteil stark von dem Kaufpreis der Jahresfutures ab. Bei der Berechnung der Modelle, wurde hierbei darauf geachtet Preise zu verwenden, die nahe an dem arithmetischen Mittelwert liegen. Der Grund hierfür ist, dass der erzielte Preis wesentlich von der Erfahrung und dem Geschick des Erdgashändlers abhängt. Da es sehr unwahrscheinlich ist, immer die günstigsten Kontrakte zu kaufen erfolgte die Berechnung des Mittelwertes und anschließende Orientierung an diesem. Des Weiteren wurde darauf geachtet nur dann Futures zu verwenden, wenn auch eine dementsprechende Marktbewegung an der EEX festgestellt werden konnte.

Die bei diesem Modell verwendeten Jahresfuture wurden über die EEX gehandelt. Die geordnete Menge orientiert sich an dem kleinsten Tagesverbrauch für das Jahr 2012. Dieser belief sich auf 670 MWh und wurde am 26.7.2012 verbraucht. Das daraus berechnete Grundlastband beläuft sich auf 244.550 MWh (670 MWh x 365 Tage). Durch dieses Grundlastband werden ca. 27 % des Jahresbedarfs an Erdgas abgedeckt. Zum Einsatz kam ein Jahresfuturepaket zu einem Preis von 25,38 € welches am 21.11.2011 gehandelt wurde. Die dabei erzielten Jahresausgaben beliefen sich auf 23.610.589,58 € was einem Preisvorteil von ca. 260.000 € gegenüber Modell 1 entspricht.

Modell	Jahresausgaben [€]	Differenz [€]
Bindung NCG "6/3/3"	23.869.181,62	
Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture	23.610.589,58	-258.592,04

Tabelle 4: Gegenüberstellung Modell 1/Modell 2

Die Gegenüberstellung der Modelle macht noch einmal den erzielten Preisvorteil deutlich. Die Beschaffung eines Grundlastbandes mithilfe von Futures ist dabei eine Möglichkeit mit der ein signifikanter Preisvorteil ohne großen Ressourcenaufwand generiert werden kann. Ein weiterer Vorteil ist die Planbarkeit der finanziellen Ausgaben für Erdgas. In diesem Szenario sind die Ausgaben für ca. ein Drittel des zu beschaffenden Portfolios bereits Ende November des Vorjahres bekannt. Abbildung 34 zeigt nochmal deutlich den Einsatz des Grundlastbandes (grünes Band) für das Jahr 2012.

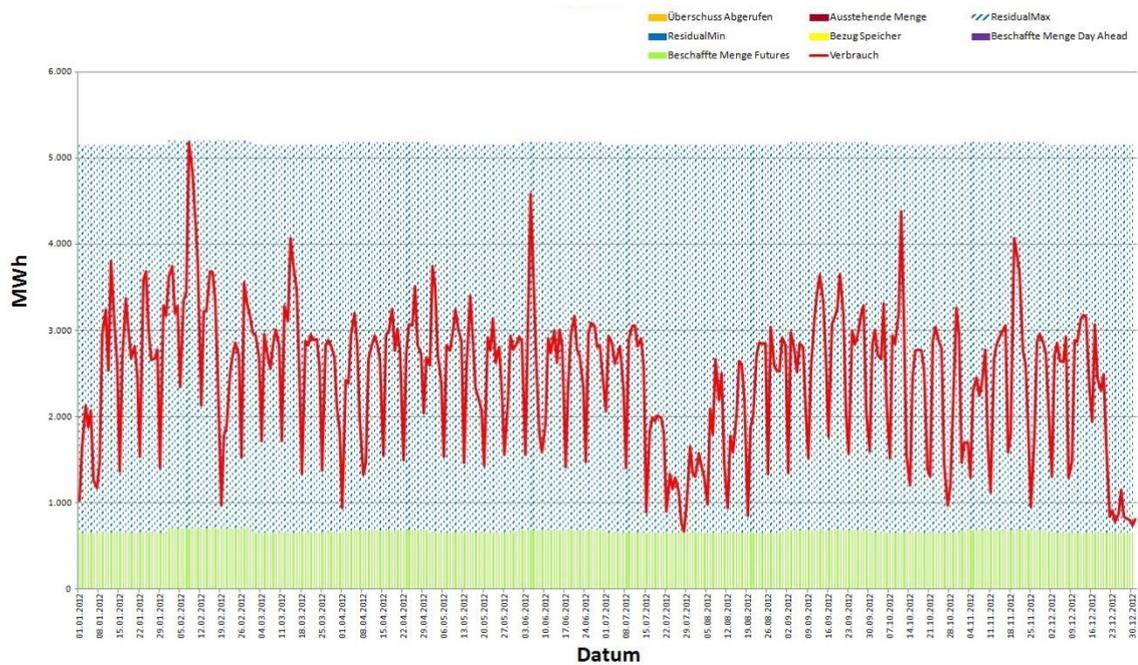


Abbildung 34: Bandleistung Jahresfuture

Modell 3

Nachdem der Einsatz eines Jahresfutures zur Abdeckung eines Grundlastbandes einen nicht unerheblichen Preisvorteil generiert hat soll diese Idee weiter verfolgt werden. In einem nächsten Schritt wird nun, wie in Modell 2, ein Grundlastband mit der Hilfe eines Jahresfutures abgedeckt. Zusätzlich kommen noch verschiedene monatliche Bänder zum Einsatz die mithilfe von Monatsfutures realisiert werden. Der Einsatz von Monatsfutures und Jahresfutures bedürfen etwas mehr Ressourcen innerhalb des Unternehmens. Auch spielt die Gewichtung der eingesetzten Mengen eine entscheidende Rolle, da die Preisentwicklung der Monatsfutures nur schwer voraussehbar ist. In diesem Modell wurden zwei Varianten für die Gewichtung der einzelnen Futures durchkalkuliert.

In der ersten Variante wurde das Grundlastband von Modell 2 mit einer Menge von 244.550 MWh übernommen und um ein Band für jedes Monat ergänzt. So wird der Bedarf an Erdgas zu 27 % durch den Jahresfuture gedeckt, die Monatsbänder decken ca. 14% und der Rest entfällt auf den Vertrag mit der Gasmarkanbindung. Da gerade in den ersten Paar Monaten die Monatsfutures einen deutlichen Preisvorteil gegenüber den Jahresfutures aufwiesen, konnte mit dieser Variante ein Preisvorteil generiert werden. Die gesamten Jahresausgaben beliefen sich dabei auf 23.308.025,17 €.

In einer zweiten Variante wurde die Gewichtung der Jahresfutures zugunsten der Monatsfutures zurückgenommen. Hier wurde mithilfe der Jahresfutures ca. 11% des Jahresbedarfs gedeckt und die Monatsbänder deckten ca. 30% des Jahresbedarfs. In beiden Varianten wurden somit ca. 40% des Gesamtbedarfs mit der Hilfe von Futures gedeckt. Durch den schon erwähnten Preisvorteil einiger Monatsfutures gegenüber den Jahresfutures konnte in diesem Modell ein noch höherer Einsparungseffekt erzielt werden. Die Gesamtausgaben für diese Variante betragen 23.147.713,00 €.

Nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die bisher kalkulierten Modelle.

Modell	Jahresausgaben [€]	Differenz [€]
Modell 1 - Bindung NCG "6/3/3"	23.869.181,62	
Modell 2 - Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture	23.610.589,58	-258.592,04
Modell 3 Variante 1 - Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture 27% und Monatsbänder 14%	23.308.025,17	-302.564,41
Modell 3 Variante 2 - Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture 11% und Monatsbänder 30%	23.147.713,00	-160.312,17

Tabelle 5: Übersicht 1 Kalkulierte Modelle

Wie aus Tabelle 5 ersichtlich konnte mithilfe von Futures eine Einsparung von ca. 720.000€ realisiert werden. Da die Beschaffung von Monatsbändern mehr Aufwand ist als eine Beschaffung von Jahresbändern muss hier berücksichtigt werden dass ein erhöhter Ressourcenaufwand für die Energiebeschaffung besteht je höher die realisierten Einsparungen sind. Folgende Abbildung zeigt nochmal deutlich den Einsatz der einzelnen Futureprodukte. Die grüne Linie innerhalb der grünen Balken stellt dabei die Abdeckung durch die Jahresfuture dar.

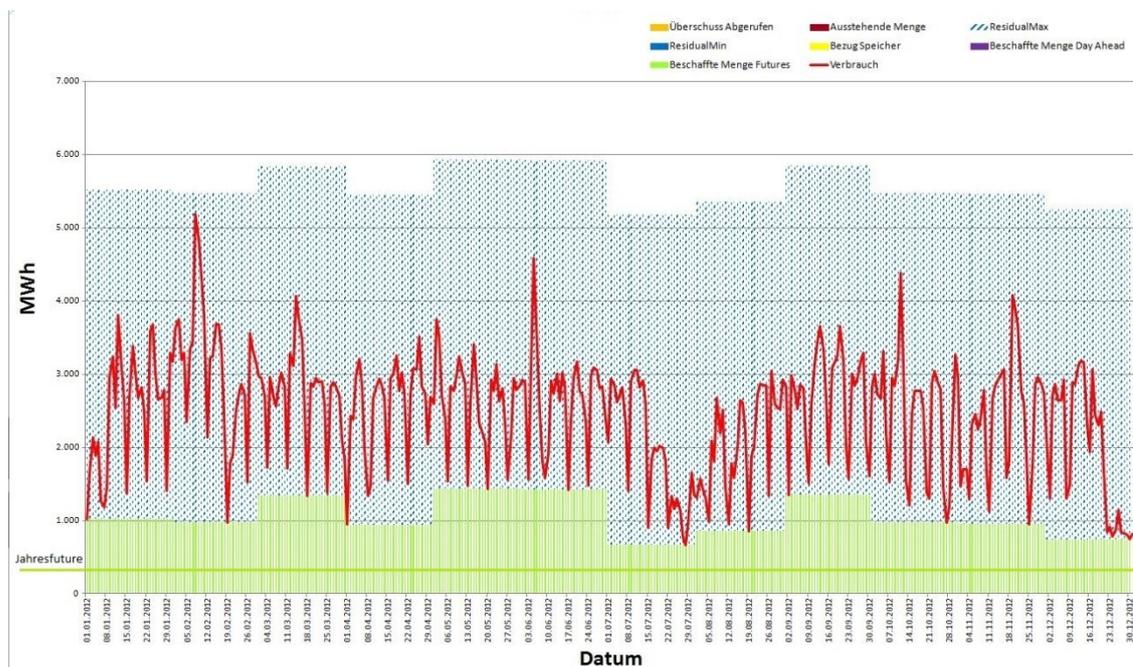


Abbildung 35: Bandleieferung Jahres- und Monatsfuture

6.2.2 Risikomanagement

Jede Beschaffungsstrategie bedarf Überlegungen hinsichtlich des Risikos, das von der gewählten Strategie ausgeht. Da der Flexibilisierungsbedarf für Unternehmen ohne eigene Stromsubstitutionsmöglichkeit gering ist und damit der Ressourcenaufwand auf einem minimalen Maß gehalten werden soll, sind auch die auftretenden Risiken für die zuvor vorgestellten Modelle eher gering.

Das Marktpreisrisiko für Modell 1 ist am höchsten, da hier bedingt durch die Bindung an den Erdgasmarkt, die Gefahr finanzieller Verluste aufgrund unerwarteter und nicht abschätzbarer Entwicklungen auf den Energiemärkten am höchsten ist. Eine Diversifizierung mit Hedgingprodukten bzw. Terminmarktprodukten, wie in Modell 2 und 3 gezeigt, ist hier die beste Methodik um das Marktpreisrisiko einzudämmen. Alternativ könnte eine Fixpreisbindung einzelner Tranchen erfolgen. Hier ist jedoch zu beachten, dass der Erfolg wesentlich von dem verhandelten Preis sowie dem Zeitpunkt abhängt.

Ein Mengen- oder Volumenrisiko sowie auch ein Fahrplanrisiko besteht bei den vorgestellten Modellen nur bedingt. In Modell 1 ist ein Mengen- oder Volumenrisiko nur dann vorhanden wenn der Verbrauch unter eine allfällige Take-or-Pay Regelung fällt. Tritt dieser Fall ein, muss die vertraglich geregelte Menge abgenommen werden, egal ob ein Verbrauch besteht oder nicht. Ebenfalls kann dieser Fall in Modell 2 und 3 auftreten. Sinkt der Verbrauch durch ein unvorhergesehenes Ereignis unter die Menge die mittels der Futures beschafft wurde, muss das Erdgas kurzfristig veräußert werden. Dieses Risiko lässt sich jedoch durch die Festlegung auf eine konkrete Höchstmenge deutlich reduzieren. Als Grundlage sollten dabei eine genaue Dokumentation und die Implementierung eines entsprechenden Energiedatenmanagementsystems dienen. Ein weiteres Risiko geht von einem unvorhergesehenen Mehrverbrauch aus. Doch auch dieses Risiko lässt sich mittels Prognosen, welche mit Hilfe eines Energiedatenmanagementsystems erstellt wurden, kontrollieren. Die Datenbasis des Energiedatenmanagementsystems sollte dabei möglichst umfassend sein um gute Vorhersagen treffen zu können.

6.3 Industriestandorte mit Stromsubstitutionsmöglichkeit

In Industrieunternehmen mit Stromsubstitutionsmöglichkeit kommt dem Energieträger Erdgas neben seinen klassischen Rollen der Erzeugung, der Prozesswärme und der Beheizung von Gebäuden eine weitere hinzu, nämlich die der Erdgasverstromung. Somit erweitern sich die Einflussfaktoren auf den Erdgasverbrauch um jene Komponente, die für die Stromerzeugung benötigt werden. Natürlich ist diese Komponente von dem erzielbaren Strompreis bei Vermarktung der erzeugten Mengen bzw. der Einsparungen durch Eigenerzeugung, abhängig.

Die Anforderungen an ein Beschaffungskonzept werden für diesen Standorte erhöht. Der Mehrverbrauch von Erdgas, der abhängig vom Kraftwerkseinsatz und in weiterer Folge von der Entwicklung der Strompreise ist, muss mit geeigneter Flexibilität begegnet werden. Der liberalisierte Erdgasmarkt verfügt dabei über verschiedene Produkte mit denen eine Flexibilisierung des Portfolios ermöglicht wird. In den folgenden Modellen werden dabei neben den bereits verwendeten Produkten, Residualvertrag inkl. ToP und Bandlieferung mit Futureprodukten schrittweise die Produkte Day-Ahead-Markt, Speichernutzung und der Ausgleichsenergiemarkt zum Einsatz kommen.

Verfügt ein Industriestandort über diese Flexibilisierungsinstrumente ist die Möglichkeit gegeben, an kurzfristigen Entwicklungen auf den Energiemärkten teilzunehmen und daraus Vorteile generieren zu können.

Die nachfolgenden Beschaffungsmodelle verwenden verschiedenste Instrumente des liberalisierten Erdgasmarktes. Es kommen dabei:

- Futureprodukte
- Residualverträge
- Day-Ahead-Markt
- Ausgleichsenergiemarkt
- Speicherprodukte

zum Einsatz. Eine solche strukturierte Beschaffung bedarf bestimmter Ressourcen innerhalb eines Unternehmens. Die Handelsaktivitäten können dabei selbst übernommen werden oder über Dienstleister abgewickelt werden. Natürlich ist die Beschaffung mit diversen Risiken verbunden die bei Abwicklung über einen Dienstleister von diesem übernommen und in Rechnung gestellt werden. Falls die Handelsaktivitäten selbst übernommen werden, ist eine eigene Bilanzgruppe notwendig. Eine Abschätzung der Kosten für den Aufbau einer eigenen Handelsabteilung sowie die Vor- und Nachteile der Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe wird in Kapitel 6.6 durchgeführt.

6.3.1 Einsatz von Speichern

Der Einsatz von Speichermöglichkeiten zur Flexibilisierung des Beschaffungsportfolios ist mittlerweile ein gängiges Instrument des liberalisierten Erdgasmarktes. In den folgenden Modellen kommt ein Produkt der OMV Gas Storage GmbH zum Einsatz. Dieses Produkt erlaubt eine flexible Ein- und Ausspeisung. Die Einspeicherrate für eine Einheit beträgt dabei 8,96 MWh/h, die Ausspeicherrate 11,2 MWh/h und das Arbeitsgasvolumen beträgt 22,40 GWh.

Als Grundlage zur Ermittlung des Speicherbedarfs dient dabei die Verbrauchscharakteristik des vorhandenen Kraftwerksparks. Der Kraftwerkspark der voestalpine Stahl Donawitz GmbH besteht dabei aus einer GuD-Turbine sowie zwei Dual-Fuel Maschinen die zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Der maximal stündliche Erdgasverbrauch beläuft sich dabei auf ca. 115 MWh/h. Dies stellt die Grundlage für die Auswahl des Speicherproduktes dar, da die Ausspeicherrate der limitierende Faktor ist. Wie bereits erwähnt beträgt die Ausspeicherrate für eine Einheit 11,2 MWh/h. Um auf die gewünschten 115 MWh/h zu kommen bedarf es 11 Einheiten. Somit ist eine Versorgung des Kraftwerksparks nur durch den Speicher möglich.

Der Tarif für die Speicherdienstleistungen bestimmt sich dabei aus den gewählten Produkt sowie der Vertragslaufzeit. Das hier gewählte Produkt ist ein Bundled Service flexibel. Bundled steht hierbei für die Bündelung der Aus- und Einspeicherleistung in einem Paket. Als Vertragsdauer werden 3 Jahre angenommen. Die Kosten für den Speicher werden in EUR/Einheit/Monat angegeben. Die Preisliste weist für eine Vertragsdauer von drei Jahren sowie flexible Einpress- und Entnahmepersistenzen 9.165 EUR/Einheit/Monat aus. Somit ergeben sich für den Speicher folgende Gesamtkosten:

$$9165 \text{ EUR} * 12 \text{ Monate} * 11 \text{ Einheiten} = 1.209.870 \text{ €}$$

6.3.2 Beschaffungsstrategie

Die zuvor bereits erläuterten Beschaffungsmodelle haben deutlich den Vorteil durch den Einsatz von Futures gezeigt. Diese sind auch in den folgenden Modellen ein zentraler Bestandteil. Um jedoch eine zusätzliche Flexibilisierung zu erreichen und von günstigen Day-Ahead Preisen profitieren zu können wird das folgende Modell um den Day-Ahead Markt erweitert.

Modell 4

Die Basis für dieses Modell bildet wieder die günstigste Variante des Modells 3. Es kommt also zu einer Abdeckung eines Grundlastbandes durch einen Jahresfuture ergänzt durch Monatsfutures sowie einen Residualvertrag welcher eine Gasmarktbindung an den NCG-Hub mit der Quotierung 6/3/3 aufweist. Zusätzlich wird nun Marktrational auf dem Day-Ahead Markt agiert. Das bedeutet, ist der Preis am Day-Ahead Markt günstiger als durch den Residualvertrag wird eine bestimmte Menge über den Day-Ahead Markt bezogen. Liegt der Day-Ahead Markt über dem Niveau des Residualvertrages wird das Erdgas über diesen abgerufen. Durch ein zusätzliches Agieren am Day-Ahead-Markt kann die Flexibilität signifikant gesteigert werden. Außerdem ist die Teilnahme an günstigen Preisphasen möglich. Dadurch besteht die Möglichkeit einen Einsparungseffekt zu erzielen. Ebenfalls entfallen allfällige Gebühren für Versorger, falls der Day-Ahead-Handel mit einer eigenen Bilanzgruppe bewerkstelligt wird. Der Aufschlag für den Residualvertrag wurde dabei wie bisher mit 3€/MWh berechnet. Der Mengenbereich für den Residualvertrag liegt zwischen 0-4500 MWh/d.

Nach Auswertung der Ergebnisse beliefen sich die gesamten Jahresausgaben auf 22.492.733,10 € was einer Einsparung gegenüber den bisher günstigen Modell von 654.979.90€ entspricht. Das Portfolio setzt sich dabei aus ca. 42% Future, 42% Day-Ahead und 15 % Residual zusammen. Diese Zusammensetzung wurde mithilfe der Jahresübersicht berechnet. Es zeigte sich, dass ein marktraditionales Agieren am Day-Ahead-Markt, wesentlich zur Versorgung des Portfolios beitragen kann. Diese prozentuale Zusammensetzung lässt sich natürlich auch als Grundlage für zukünftige Strategien verwenden. Unter ähnlichen Marktbedingungen und Entwicklungen ist eine Anwendung dieser Zusammensetzung des Portfolios für das Folgejahr anwendbar.

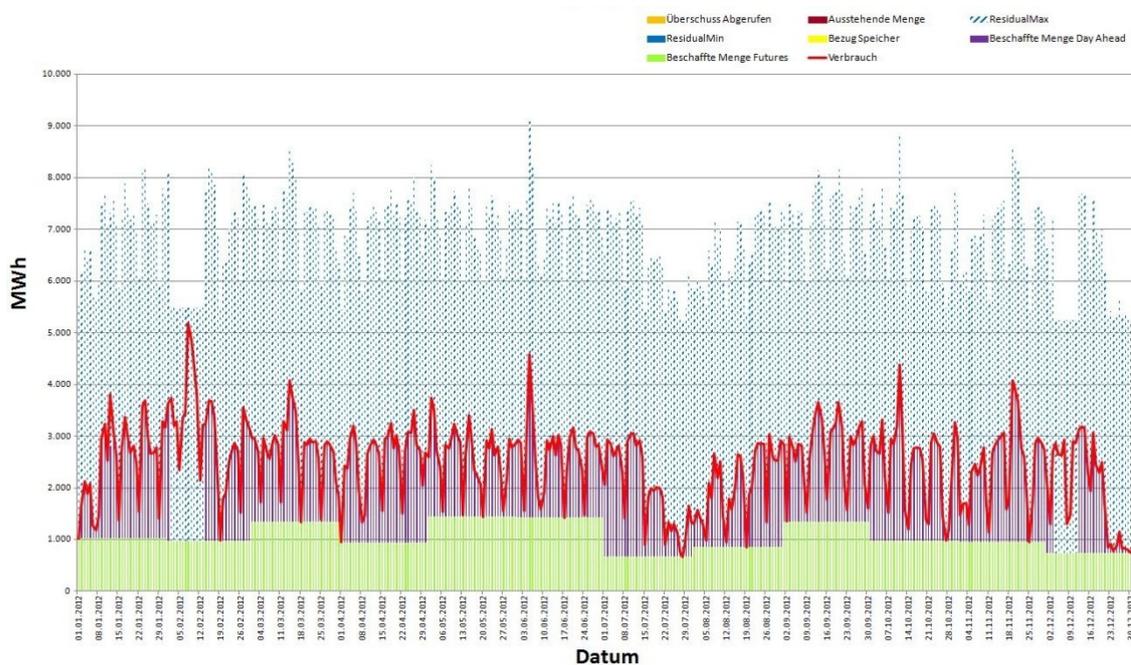


Abbildung 36: Bandlieferung Jahres- und Monatsfuture + Day Ahead Markt

Modell 5

In einem weiteren Modell wird nun auf den Einsatz eines Residualvertrages zugunsten der Verwendung eines Erdgasspeicherproduktes verzichtet. Neben der bereits bekannten Beschaffung von Futureprodukten und agieren am Day-Ahead Markt sieht diese Strategie vor, an besonders günstigen Erdgastagen, mehr Erdgas als benötigt zu beschaffen und dieses zu speichern. Die technischen Reglementierungen werden dabei berücksichtigt. Durch das vorher beschriebene Speicherprodukt ist es möglich pro Tag 2.365 MWh einzuspeichern. Das speicherbare Höchstvolumen beträgt 246.400 MWh.

In einer ersten Variante wurde an Tagen, an denen der Börsenpreis unter den Mischpreis der Futures lag, Erdgas eingespeichert. An besonders teuren Erdgastagen wurde das Erdgas ausschließlich aus dem Speicher bezogen. Der Erdgasspeicher war dabei zu Jahresbeginn leer. Dieser Vorgang führt zu einer Glättung der Preisvolatilität und in weiterer Folge zu einem Preisvorteil. Die Jahresausgaben für dieses Modell betragen 21.726.866,99 was einer Ersparnis gegenüber dem bisher vorteilhaftesten Modell von 765.866,11 € entspricht. Es muss allerdings beachtet werden dass durch den Einsatz eines Speichers zusätzlich Kosten in der Höhe von 1.209.870 € entstanden sind. Somit lohnte sich der Einsatz eines Speicherproduktes für dieses Modell nicht, jedoch ermöglicht der Speicher eine vollkommene Flexibilisierung des Erdgaseinsatzes. Mithilfe dieser Flexibilisierung lassen sich möglicherweise Wettbewerbsvorteile in der Stromerzeugung realisieren die den Einsatz eines Speichers wirtschaftlich machen. Folgende Abbildung zeigt nochmal deutlich den Speichereinsatz. Die gelben Areale sind dabei der Speicherabruf. Die violetten Säulen stellen den Bezug vom Day-Ahead Markt dar. Die orangen Säulen im negativen Bereich zeigen die Einspeichermengen.

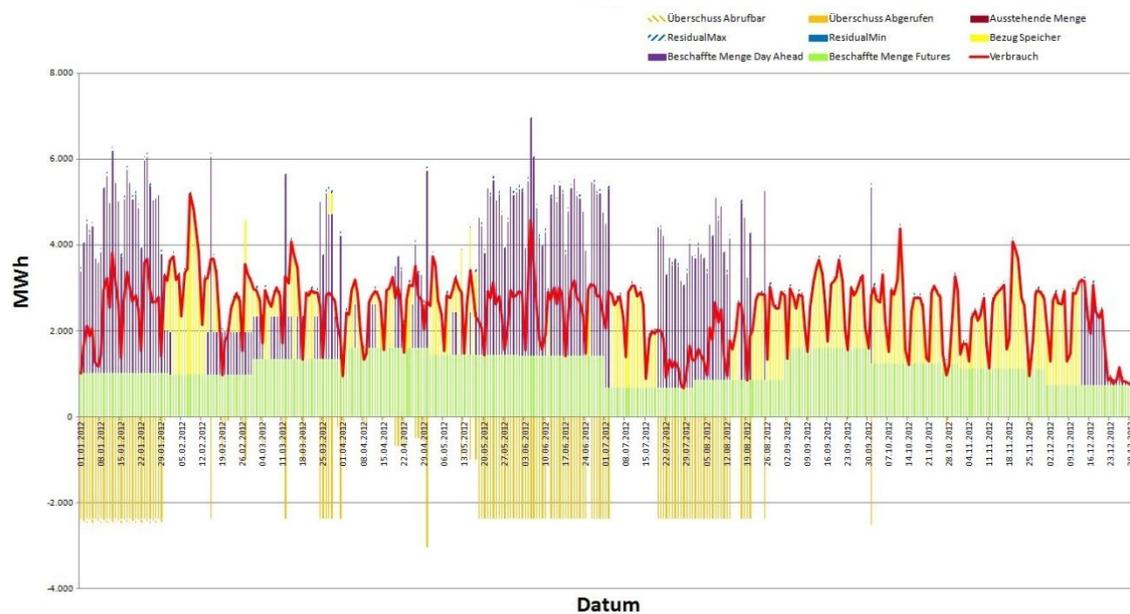


Abbildung 37: Speichereinsatz

Bei der zuvor beschriebenen Variante mit Speichermöglichkeit muss beachtet werden, dass der Erdgasspeicher zu Beginn des Jahres leer war. Da dieses Vorgehen eher unwirtschaftlich ist und die Erdgasspeicher in der Regel in den Sommermonaten befüllt werden wurde nun in einer weiteren Variante ein Modell kalkuliert in welchem der Speicher zu Beginn des Jahres zur Hälfte befüllt ist. Das Erdgas in dem Speicher wurde dabei mit dem durchschnittlichen Preis für das Jahr 2011 berechnet. Zusätzlich wurde die

Beschaffung der Futures optimiert, um in den Sommermonaten ausreichend Erdgas einspeichern zu können. Diese Variante ergab Gesamtausgaben von 21.395.732,37 € was eine weitere Ersparnis von 331.134,62 € bedeutet. Nachfolgende Abbildungen, zeigen das Beschaffungsprofil sowie die Speicherkurve.

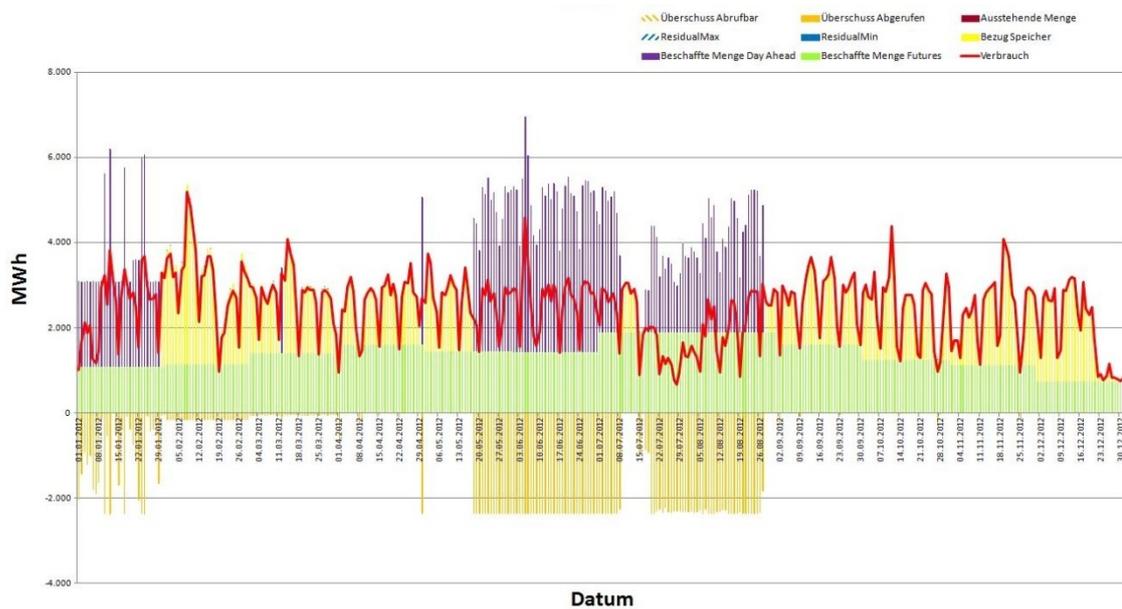


Abbildung 38: Speichereinsatz Saisonal

Durch die Optimierung mittels Futures besteht dieses Beschaffungsportfolio aus ca. 60% Futures. Die restlichen 40% wurden über den Day-Ahead Markt beschafft. Über den Speicher gingen dabei ca. 36% des Jahresbedarfs an Erdgas. Zu Jahresende weist der Speicher einen Wert von 1.955.238,62 € auf was einer Menge von ca. 74.000 MWh zu einem Preis von 26,39 €/MWh entspricht.

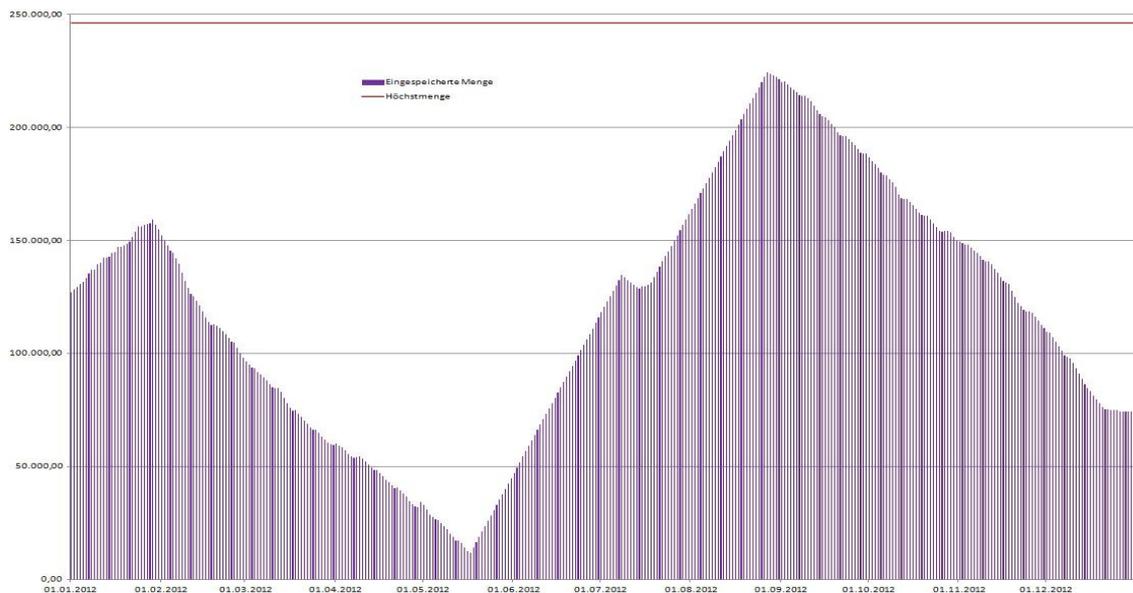


Abbildung 39: Speicherkurve

Wie aus der Speicherkurve ersichtlich kam der Speicher vorwiegend für den saisonalen Ausgleich zum Einsatz. Da die Börsenpreise bis ca. Mitte Jänner äußerst niedrig waren kam es neben der Einspeicherung ab Juni auch zu einer Einspeicherung zu Beginn des Jahres.

Modell 6

In einem sechsten und letzten Modell wurde nun das bestehende Modell um den Einsatz von Ausgleichsenergie ergänzt. Da jedoch, wie bereits beschrieben, das Anbieten bzw. Abrufen von Ausgleichsenergie an gewisse Bedingungen gekoppelt ist wurden dabei folgende Reglementierungen getroffen. Da die voestalpine Stahl Donawitz GmbH über keine eigene Erdgasproduktion oder größere Speichermöglichkeiten verfügt wurde das Anbieten von Ausgleichsenergie nicht berücksichtigt. Somit bleibt das Abrufen von Ausgleichsenergie, sprich die Entnahme aus dem Leitungsnetz. Hier wurde als Mengenmaßstab die maximale Einspeicherleistung des Speichermodells bzw. der durchschnittliche stündliche Verbrauch herangezogen. Dieser beläuft sich auf ca. 100 MWh. Zusätzlich wurde nur dann Ausgleichsenergie abgerufen wenn der Börsenpreis des NCG-Hubs über den Preis der Ausgleichsenergie lag.

Die Erfüllung dieser Bedingungen kam im Jahr 2012 nur an 39 Tagen vor. Somit kam es zu einem Bezug über den Ausgleichsenergiemarkt von ca. 42.000 MWh und einem vernachlässigbaren Einsparungseffekt.

Der Markt für Ausgleichsenergie kam jedoch bedingt durch die Umstellung auf das Entry-Exit-System im Jahr 2013 zunehmend in Schwung. Das Volumen im ersten Halbjahr 2013 betrug bereits 803.009 MWh wohingegen das Volumen für das Gesamtjahr 2012 563.050 MWh betrug. Eine Analyse der Daten unter denselben Bedingungen die zuvor beschrieben wurden zeigten, dass allein im ersten Halbjahr 2013 ca. 95.000 MWh abrufbar waren. Auch lagen die Preis-Spreads zwischen Börse und Ausgleichsenergiemarkt deutlich größer.

Eine Kalkulation, die nach demselben Schema erfolgte wie die Berechnung der bisher präsentierten Modelle, ergab ein Einsparungspotential von ca. 200.000 € bei Bezug über den Ausgleichsenergiemarkt gegenüber dem Bezug über den Day-Ahead Markt für das erste Halbjahr 2013. Hierbei wurden jedoch die Verbrauchsdaten des ersten Halbjahres 2012 verwendet da für das Jahr 2013 keine Verbrauchsdaten vorhanden waren. Es muss jedoch beachtet werden, dass ein Abrufen der Ausgleichsenergie über die Merit Order List im Jahr 2013 bisher fast nicht mehr stattfand. Der Großteil des Erdgases wird über den Intraday-Handel an der Börse bezogen bzw. veräußert. Um an diesem Intraday-Handel teilzunehmen bedarf es einiger Ressourcen innerhalb des Unternehmens. Eine Abschätzung des Ressourcenaufwandes und den damit verbundenen Kosten erfolgt in Kapitel 6.6.

6.3.3 Risikomanagement

Die in diesem Abschnitt beschriebenen Modelle weisen eine zunehmende Komplexität auf. Mit dem Einsatz neuer Elemente des liberalisierten Erdgasmarktes werden die Anforderungen an ein Risikomanagement zunehmend erhöht. Eine optimierte Beschaffungsstrategie die ein voll flexibles agieren an den Erdgasmärkten ermöglicht, eröffnet neue Chancen und Potentiale. Diese können jedoch nur mit einem dementsprechenden Risikomanagement ausgeschöpft und beherrscht werden.

Das Marktpreisrisiko lässt sich mit dieser Art von Beschaffung relativ gut kontrollieren, vor allem der Einsatz eines Erdgasspeichers ermöglicht ein marktrationales Verhalten. Somit kann immer dann Erdgas eingekauft werden wenn der Preis als günstig erscheint.

Der erhöhte Einsatz von Terminmarktprodukten hilft ebenfalls dabei dem Marktpreisrisiko zu begegnen, es muss allerdings beachtet werden, dass bei dem Kauf von Futureprodukten finanzielle Sicherheiten hinterlegt werden müssen. Da bei dem Erwerb von Futures Gewinne und Verluste in der Regel täglich realisiert werden und bei einem allfälligen Verlust die hinterlegten Sicherheiten erhöht werden müssen, kann es zu einem

Liquiditätsrisiko kommen. Diesem begegnet man mit einer dementsprechenden finanziellen Ausstattung der Handelsabteilung.

Für die zuvor beschriebenen Modelle ohne Residualvertrag besteht ein Mengen- oder Volumenrisiko. Durch eine vollständige Übernahme der Handelsaktivitäten besteht das Risiko, auf kurzfristige Änderungen des tatsächlich verbrauchten Volumens nicht mehr rechtzeitig reagieren zu können. Dies kann die kurzfristige Beschaffung von Erdgas zu überhöhten Preisen, oder die Veräußerung von nicht benötigtem Erdgas zu niedrigen Preisen zur Folge haben.

Bei den Modellen die eine eigene Bilanzgruppe erfordern besteht auch ein Fahrplanrisiko. Mit der Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe ist ein Unternehmen dazu verpflichtet den Datenaustausch mit dem Marktgebietsmanager selbst zu bewerkstelligen. Dies geschieht in der Form von Nominierung der Bezüge inklusive des Speichers, der Kontrolle des Bilanzkontos und die Verwaltung der Ausgleichsenergie. Kommt es hier zu starken Abweichungen kann ein erhebliches finanzielles Risiko entstehen. Auch hier ist das Vorhandensein eines adäquaten Energiedatenmanagementsystems unumgänglich, da hiermit zeitgerechte Verbrauchsprognosen erstellt werden können, und in weiterer Folge die Nominierungen nachgebessert werden können.

6.4 Interpretation der Ergebnisse

Nachfolgende Tabelle gibt nochmals eine Übersicht über die kalkulierten Beschaffungsmodelle. Wie aus der nachfolgenden Tabelle ersichtlich, ist die Anbindung an den NCG-Hub gegenüber den CEGH von Vorteil.

Modell	Jahresausgaben [€]	Differenz [€]	Summe Differenz [€]
Modell 1 - Bindung CEGH "6/3/3"	24.899.198,77		
Modell 1 - Bindung NCG "6/3/3"	23.869.181,62	-1.030.017,15	-1.030.017,15
Modell 2 - Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture	23.610.589,58	-258.592,04	-1.288.609,19
Modell 3 Variante 1 - Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture 27% und Monatsbänder 14%	23.308.025,17	-302.564,41	-1.591.173,60
Modell 3 Variante 2 - Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture 11% und Monatsbänder 30%	23.147.713,00	-160.312,17	-1.751.485,77
Modell 4 - Bindung NCG "6/3/3" + Grundlastband Jahresfuture 11% und Monatsbänder 30% + Day Ahead Markt	22.492.733,10	-654.979,90	-2.406.465,67
Modell 5 Variante 1 - Future +Day-Ahead mit Speichereinsatz	21.726.866,99	-765.866,11	-3.172.331,78
Modell 5 Variante 2 - Future optimiert + Day Ahead mit Speichereinsatz Saisonal	21.395.732,37	-331.134,62	-3.503.466,40
Modell 6 - Future optimiert + Day Ahead mit Speichereinsatz Saisonal und Ausgleichsenergie	21.373.675,38	-22.056,99	-3.525.523,39

Tabelle 6: Übersicht 2 Kalkulierte Modelle

Der Einsatz von Terminmarktprodukten, insbesondere standardisierten Futureprodukten zeigte, dass mithilfe dieser Produkte ein wesentlicher Einsparungseffekt erzielt werden kann. Die Analyse der Marktdaten für Futureprodukte der letzten Jahre hat dabei ergeben, dass eine Übergewichtung von Monatsfutures vorteilhafter ist. Im Jahr 2012 wurde der durchschnittliche Preis des Jahresfutures nahezu von jedem Monatsfuture unterboten. Im Jahr 2013 kann dieser Trend ebenfalls festgestellt werden, jedoch mit kleineren Spreads als im Jahr 2012.

Mittels eines zusätzlichen marktrationalen agieren am Day-Ahead-Markt können weitere Einsparungseffekte erzielt werden. Jedoch werden hier der Ressourcenaufwand sowie die Anforderungen an das Risikomanagement erhöht. Die Analyse der Marktdaten des Day-Ahead-Marktes zeigte, dass der NCG-Hub meist niedriger notiert als der CEGH. Dies kann einerseits an der höheren Liquidität des NCG-Hubs liegen als auch an der unterschiedlichen Bedeutung der beiden Hubs für die Europäische Erdgaswirtschaft.

Das Potential, welches durch volatile Bewegungen des Erdgasmarktes entsteht, vollständig ausschöpfen zu können, bedarf es Speichermöglichkeiten. Die berechneten Modelle mit Speichereinsatz liefern weitere Preisvorteile gegenüber den anderen Modellen.

Durch die Möglichkeit der Speicherung von Erdgas kann an besonders günstigen Erdgastagen mehr Erdgas beschafft werden als benötigt wird. Dieses „billige“ Erdgas wird eingespeichert und an „teuren“ Erdgastagen abgerufen. Zusätzlich können mithilfe eines Speichers eventuell vorhandene Volatilitäten im Lastprofil geglättet werden und in weiterer Folge die Bandbezüge optimiert werden. Natürlich entstehen mit dem Einsatz von Speichern nicht unerhebliche Zusatzkosten und ein administrativer Mehraufwand, die durch die oben genannten Vorteile abgedeckt werden müssen. In den kalkulierten Modellen konnten diese Kosten nicht vollständig gedeckt werden, es blieb eine Restdifferenz von ca. 500.000 €.

Das agieren am Markt für Ausgleichsenergie konnte für das Jahr 2012 keine wesentliche Einsparungseffekte aufweisen. Jedoch ist mit der Einführung des neuen Marktmodells 2013 dieser Markt erheblich gewachsen. Durch die Abwicklung des Bezugs bzw. der Lieferung über den VHP und damit den Intra-Day-Handel an der Börse ergeben sich durchaus günstige Möglichkeiten für den Bezug von Erdgas.

6.5 Beschaffungsstrategie

Nachdem die verschiedensten Beschaffungsmodelle kalkuliert und beschrieben wurden sowie deren Ergebnisse präsentiert wurden, werden nun konkrete Strategien für eine strukturierte Erdgasbeschaffung vorgestellt.

Generell ist festzustellen, dass eine strukturierte Beschaffung, die sich verschiedenster Produkte des liberalisierten Erdgasmarktes bedient, nur mit einer möglichst genauen Kenntnis des Verbrauchsprofils bzw. des Lastganges bewerkstelligen lässt. Dazu bedarf es innerhalb des Unternehmens eines geeigneten Energiedatenmanagementsystem welches möglichst detaillierte Prognosen über den zukünftigen Verbrauch zur Verfügung stellt.

Zusätzlich bedarf es der Analyse verschiedenster Marktdaten. Neben den Börsenpreisen des Day-Ahead und Intra-Day Handels sollten zusätzlich die Märkte für Futures und Forwards, als auch der Preis für Ausgleichsenergie beobachtet werden. Zusätzlich empfiehlt sich die Beobachtung der Haupteinflussfaktoren für den Erdgaspreis. Dazu zählen Temperatur, wirtschaftliche Lage, Import von LNG, politische Konflikte, Höhe der Speicherstände etc.

6.5.1 Standorte ohne Stromsubstitutionsmöglichkeit

Für Standorte ohne Stromsubstitutionsmöglichkeit ist das Ziel der Beschaffungsstrategie den Bedarf an Erdgas bei gegebener Versorgungssicherheit zu möglichst niedrigen Kosten zu decken. Dazu soll der Ressourcenaufwand innerhalb des Unternehmens möglichst gering bleiben. Es bieten sich hierbei klassische Versorgungsverträge mit Bindung von Dienstleistern an, die über klar verhandelte Mindest- und Höchstabnahmemengen verfügen. Diese Verträge sollen dabei eine Bindung an einen möglichst liquiden Hub z.B. NCG aufweisen, um an eventuellen Preisschwankungen partizipieren zu können. Zusätzlich zu diesem Bezug soll das Beschaffungsportfolio mit Bandbezügen optimiert werden. Dies geschieht mithilfe von Terminmarktprodukten. Diese Futures oder Forwards können dabei vom selben Dienstleister als auch von anderen bezogen werden. Freigestellt bleibt die physische oder rein finanzielle Abwicklung dieser Terminmarktprodukte. Die Menge und Art der Bandbezüge bzw. Terminmarktprodukte orientiert sich dabei an dem Lastprofil, sollte jedoch einen Anteil von ca. 30-40% nicht überschreiten. Bei geringer Verfügbarkeit von Ressourcen innerhalb des Unternehmens soll eine einmalige Position von Jahresfutures erworben werden.

Bei mehr verfügbaren Ressourcen bietet sich der Erwerb von einem Jahresfutureband sowie der Erwerb diverser Quartals- und Monatsfutures an. Grundsätzlich sollte der Terminmarkt ständig beobachtet und analysiert werden um den Markt kennenzulernen und Know-How aufzubauen. Dadurch wird auch ein kurzfristiges reagieren auf unvorhersehbare Marktentwicklungen ermöglicht.

6.5.2 Standorte mit Stromsubstitutionsmöglichkeit

Für Standorte mit Stromsubstitutionsmöglichkeit bekommt die Zielsetzung für eine Beschaffungsstrategie eine weitere Dimension. Neben der Beschaffung des für die Produktionsanlagen und Gebäudeheizungen benötigten Erdgases zu möglichst geringen Kosten bei gegebener Versorgungssicherheit, muss zusätzlich Erdgas in Abhängigkeit der Entwicklung des Strommarktes beschafft werden. Dies erfordert eine Flexibilisierung des Portfolios um die Möglichkeit zu bewahren, kurzfristig Erdgas zur Verstromung einzukaufen oder eventuell vorhandene Übermengen abzustößen.

Um eine erfolgreiche Beschaffungsstrategie umsetzen zu können bedarf es hierbei, neben einer möglichst detaillierten Verbrauchsprognose der Produktionsanlagen und Gebäudeheizungen, zusätzlich eines detaillierten Einsatzplanes der Kraftwerke. Diese Einsatzpläne sind in der Regel vom Strommarkt abhängig der eine hohe Volatilität aufweisen kann.

Dieser Umstand rückt die Flexibilität der Beschaffungsstrategie in den Vordergrund. Um dieses Kriterium erfüllen zu können bietet sich einerseits das zuvor beschriebene Modell 4 an. Also eine Anbindung an einen Erdgashub mit dem gleichzeitigen Einsatz von Jahres- und Monatsfutures sowie ein marktraditionales Handeln am Day-Ahead-Markt. Jedoch müssen hier die Mindest- und Höchstabnahmemengen an die Anforderungen des Kraftwerkparks angepasst werden. Zusätzlich können bei starken Schwankungen des Verbrauchsprofils höhere Gebühren vonseiten des Dienstleisters verlangt werden. Zur Vermeidung dieser bietet sich der selbstständige Handel am Day-Ahead Markt an. Dadurch können kurzfristige Positionen erworben oder veräußert werden.

Für einen Standort der über einen eher trägen Kraftwerkpark verfügt bietet sich eine Strategie bestehend aus Terminmarktprodukten, Day-Ahead-Markt sowie einen Residualvertrag an. Das bestehende Grundlastband soll dabei durch die Terminmarktprodukte abgedeckt werden. Ein agieren am Day-Ahead-Markt findet bei günstigen Möglichkeiten oder bei erhöhten Bedarf durch den Kraftwerksbetrieb statt. Der Residualvertrag dient zur zusätzlichen Flexibilisierung und Gewährung der Versorgungssicherheit.

Generell hat die Regelbarkeit der Kraftwerke folgenden Einfluss. Da die Märkte für Ausgleichs- und Regenergie als auch der Intra-Day-Handel stundenbasiert sind, spielt es eine entscheidende Rolle wie schnell die jeweiligen Kraftwerke Erdgas verbrauchen können. Ist z.B. eine entsprechend günstige Menge an Erdgas auf dem Markt verfügbar und der Betreiber entscheidet sich diese Menge zur Verstromung zu nutzen, muss diese Entscheidung innerhalb einer halben Stunde erfolgen. Nach Erwerb dieser Menge muss diese innerhalb von einer Stunde verbraucht bzw. aus dem Netz genommen werden. Somit ergeben sich erhöhte Anforderungen an die Regelbarkeit der Kraftwerke und träge Stromerzeugungsanlagen sind für diesen Einsatz eher ungeeignet.

Standorte die über einen Kraftwerkpark verfügen der eine schnellere Regelbarkeit aufweist können ebenfalls mit dieser Strategie bewirtschaftet werden. Um jedoch auf äußerst kurzfristige Entwicklungen an den Märkten reagieren zu können bietet sich ein Ersetzen des Residualvertrags zugunsten der Bewirtschaftung eines Erdgasspeichers an. Dieser

ermöglicht die Beschaffung und Lagerung von günstigem Erdgas, welches bei adäquaten Strompreisen abgerufen und verstromt werden kann. Als Entscheidungsgrundlage für die Auswahl des Erdgasspeichers sollte dabei der maximale Stundenverbrauch liegen. Dieser muss von der Ausspeicherrate des Erdgasspeichers abgedeckt werden können. Zusätzlich besteht für diese Strategie die Möglichkeit am Intra-Day-Markt oder Ausgleichsenergiemarkt teilzunehmen.

Die Aufnahme des Handels am Day-Ahead-Markt kann mit der Hilfe eines Dienstleisters oder selbstständig durchgeführt werden. Mit der Bewirtschaftung eines Speichers wird jedoch die Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe nötig. Die Anforderungen an die Ressourcen des Unternehmens werden dadurch signifikant erhöht.

Der Beginn eines selbstständigen Handels birgt sowohl Chancen als auch Risiken, jedoch kann eine moderne strukturierte Erdgasbeschaffung in Verbindung mit einem Stromvermarktungskonzept sowie adäquaten Risikomanagementsystem einen wesentlichen Mehrwert für ein Unternehmen generieren.

6.5.3 Bündelung von Standorten

Der administrative Aufwand für die Beschaffung von Erdgas erhöht sich mit zunehmender Komplexität der Beschaffungsstrategie. Da die dabei entstehenden Kosten nur bedingt vom beschafften Volumen abhängig sind, bietet sich die Bündelung von verschiedenen Standorten bzw. Beschaffungsmengen an.

Dies birgt einige Vorteile in der Administration. Durch die Bündelung von Standorten ohne Stromsubstitutionsmöglichkeit und Standorten mit Stromsubstitutionsmöglichkeit kann eine Glättung des Gesamtlastprofils erfolgen. Hierbei wird durch Gründung einer eigenen Bilanzgruppe ein gesamter Fahrplan für alle Standorte beim VGM angemeldet. Kommt es zu Abweichungen an mehreren Standorten können diese gegenbilanziert werden. Damit verbunden ist die Reduzierung der Kosten für Ausgleichs- und Regelenergie. Außerdem wird hier ein erhöhter Bezug von Bandlieferungen, die mittels Terminmarktprodukten realisierbar sind, möglich. Auch kommt es zu einer Streuung des Fahrplanrisikos, da sich ein eventueller Mehrverbrauch des einen Standortes mit einem Minderverbrauch des anderen Standortes ausgleicht. Zusätzlich zur Streuung von Risiken können Synergieeffekte in der Administration und damit verbunden ein Einsparungspotential generiert werden.

Der Erwerb von Futureprodukten und das Agieren am Day-Ahead Markt kann einerseits über einen Dienstleister erfolgen oder mittels einer eigenen Handelsabteilung durchgeführt werden. Wird eine eigene Handelsabteilung eingerichtet ist zu prüfen ob eine zusätzliche Aufnahme des Stromhandels erfolgen soll. Da der Handel für Strom und Erdgas oftmals an derselben Börse stattfindet, z.B. der EEX in Leipzig, lassen sich hier weitere Synergieeffekte nutzen. Auch können somit die Stromerzeugungskapazitäten optimal vermarktet werden. Das folgende Kapitel soll eine grobe Abschätzung der entstehenden Kosten bei Einführung einer Handelsabteilung liefern.

6.6 Einführung einer Handelsabteilung

Mit dem Aufbau einer eigenen Handelsabteilung werden von einem Unternehmen die Funktionen Ein- und Verkauf am Markt, Analyse der Marktpreisentwicklung und Volatilität, Erstellung von Prognosen und Fahrplänen sowie die Abwicklung und Abrechnung der Geschäfte selbst ausgeführt. Zudem müssen Servicefunktionen wie IT, Buchhaltung und Risikocontrolling ausgebaut werden. Die Handelsfunktion an sich ließe sich von einer einzelnen Person abwickeln. Jedoch verfügen Händler nach einiger Zeit über ein wichtiges und spezifisches Know-How, das für andere Marktteilnehmer einen hohen Wert darstellen kann. Somit sind sie damit potenziell interessante Kandidaten am Personalmarkt. Um einen Abfluss dieses Know-Hows zu vermeiden sollte dabei eine Implementierung geeigneter Dokumentations- und Managementtools erfolgen, sowie eine ausreichende Redundanz vorzusehen ist

Die Abwicklung der Handelsgeschäfte erfordert eine entsprechende Ausstattung der IT. Neben einer allgemein üblichen Grundausstattung und der Anbindung an eine Börse, z.B. EEX für welche Gebühren entrichtet werden müssen, sollte auch eine Softwareunterstützung für den Bereich der Lastprognose, Erstellung der Fahrpläne, des Portfoliomanagements und der Risikoanalyse erfolgen.

Neben der Anbindung an eine Börse, mit deren Hilfe aktuelle Marktinformationen verfügbar sind, sollten noch weitere Kanäle zur Informationsgewinnung verwendet werden. Dazu zählen einschlägige Zeitschriften, Konferenzen, Statistiken, Temperaturwerte, Wirtschaftslage, politische Entwicklungen etc.

Das Geschäftsmodell des Energiehändlers ist primär ein Handels- und Arbitragemodell. Unter einem Arbitragemodell wird dabei das Ausnutzen von Preisunterschieden für eine Ware auf verschiedenen Märkten verstanden.²³³ Dabei versuchen Energiehändler auf Basis dieses Modells spezifische, genaue und teilweise singuläre Informationen zu nutzen, um einen Gewinn aus dem Handel mit Energie zu ziehen. Dabei nimmt das Risikomanagement sowie die Auswahl einer geeigneten Strategie eine zentrale Rolle ein.

6.6.1 Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe für Erdgas

Der Ablauf zur Einführung einer eigenen Bilanzgruppe wurde bereits in Punkt 4.5.1 näher erklärt. Neben Vertragsgebühren muss bei der Einrichtung eine Sicherheitsleistung von mind. 50.000 € hinterlegt werden.

Die Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe hat dabei verschiedenste Vorteile. Durch die Einrichtung und damit verbunden das Aktivwerden an Erdgashandelsplätzen kann eine kurzfristige Beschaffung von Erdgas bewerkstelligt werden. Zusätzlich kommt es mit der Einrichtung einer Bilanzgruppe zu einer Bilanzierung aller Standorte eines Unternehmens. Die damit verbundenen Vorteile wurden bereits in Punkt 6.5.3 beschrieben. Die beschaffte Menge kann dadurch innerhalb der Standorte autonom verteilt werden. Auch ist der Zugang zu Speicheranlagen mithilfe einer eigenen Bilanzgruppe möglich.

Der Nachteil einer eigenen Bilanzgruppe ist der erhöhte administrative Aufwand. So müssen Fahrpläne und Nominierungen selbst vorgenommen werden. Dazu muss ein entsprechendes IT-System vorhanden sein. Zusätzlich muss Personal rekrutiert werden,

²³³ Fraunhofer 2013

welches mit den Aufgaben des Erdgashandels und der Abwicklung einer eigenen Bilanzgruppe vertraut ist oder eigenes Personal ausreichend geschult werden.

Für Unternehmen die das Potential des liberalisierten Erdgasmarktes voll ausschöpfen wollen, überwiegen jedoch die Vorteile die die Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe mit sich bringt. Mithilfe dieser wird ein vollständig flexibles Partizipieren an den Märkten ermöglicht.

6.6.2 Kosten

Die nachfolgende Tabelle soll einen groben Überblick über die entstehenden Kosten geben. In der Literatur konnten für diesen Bereich leider nur wenige Informationen gefunden werden. Die hier angeführten Kosten stellen die Minimalausstattung einer Handelsabteilung dar. Für größere Abteilungen sind die Kosten entsprechend zu skalieren. Die Produktentgelte für Erdgas der EEX, welche auf der Basis €cent/MWh berechnet werden, wurden mit einer Jahresmenge von 1 TWh berechnet.

in €	Anfangsinvestition	Jährlicher Aufwand
Personal 4 Pers.		
Rekrutierung	50.000,00	
Schulungen		25.000,00
Gehälter		250.000,00
IT		
Portfoliomanagement	75.000,00	10.000,00
Prognose und Fahrplanmanagement	40.000,00	10.000,00
Marktinformationen		10.000,00
Börsenzugang EEX		25.000,00
Technisches Entgelt EEX		8.000,00
Transaktionsentgelte		20.000,00
Implementierung	40.000,00	
Wartung und Pflege		30.000,00
Administrativer Aufwand		
Organisationsaufbau	40.000,00	15.000,00
Risikomanagement	30.000,00	15.000,00
Bilanzgruppe	50.000,00	
Summe	325.000,00	418.000,00

Tabelle 7: Übersicht Kosten Handelsabteilung²³⁴

Die überschlagsmäßige Aufstellung der Kosten stellt einen einmaligen Aufwand von ca. 325.000€ zur Einführung einer eigenen Handelsabteilung dar. Die jährlichen Kosten belaufen sich auf ca. 420.000€.

Die Kosten sind nur in einem begrenzten Maß von dem Beschaffungsvolumen abhängig. Den Kosten gegenüber stehen Erlöse bzw. vermiedene Kosten die sich in dem Vergleich zu den bisherigen Aktivitäten ergeben.

²³⁴ Vgl. Schwintowski (Hrsg) (2006), S.124

7 Zusammenfassung und Fazit

Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch beläuft sich auf ca. 25 %. Dieser signifikante Anteil wird in der Zukunft gleich bleiben wenn nicht sogar leicht steigen. Der Umstand, dass Erdgas bei der Verbrennung schadstoffarmer ist als Kohle oder Öl, wird die Nachfrage nach diesem Energieträger aufrecht erhalten. Auch wird Erdgas immer wieder als wichtiger Bestandteil eines Umbaus der Energieversorgung in Europa gesehen. Der starke Ausbau von Shale-Gas Lagerstätten in den USA und der damit verbundene Preisverfall zeigen ebenfalls, dass in naher Zukunft nicht mit einer rückläufigen Nachfrage zu rechnen ist. Langfristig könnten Entwicklungen wie Power-to-Gas zwar zu einer Substitution von Erdgas führen, jedoch würde wahrscheinlich diese Technologie dieselbe Verteilerstruktur und Preisbildungsmechanismen aufweisen wie Erdgas und sich somit die Grundlegenden Marktstrukturen nicht wesentlich ändern.

Das Bekenntnis der Europäischen Union zur Einführung eines Binnenmarktes für Energie führte bisher zu drei Richtlinien die eine Neuordnung der Energiemärkte zur Folge hatten. Der Umstand, dass sich die Märkte nur langsam entwickelten und vonseiten der Europäischen Union mithilfe von neuen Richtlinien und Organisationen immer wieder nachgebessert werden mussten zeigt, dass der Binnenmarkt noch nicht vollständig funktioniert. Es wird mit Sicherheit noch einige Zeit benötigen um die Idee eines vollständigen liberalisierten Energiemarktes der in allen Mitgliedsstaaten zu implementiert ist, zu realisieren.

Die Neuordnung der österreichischen Erdgaswirtschaft wurde mithilfe des Gaswirtschaftsgesetz 2011 bewerkstelligt. Da Österreich zunächst, entgegen den meisten anderen Mitgliedsstaaten auf ein Punkt-zu-Punkt Transportsystem setzte und sich dieses System nicht bewähren konnte wurde 2013 das Entry-Exit-System eingeführt. Die Erfahrungswerte dieses neuen Marktsystems sind noch eher gering, vor allem hinsichtlich der Entwicklung des Marktes für Ausgleichsenergie.

Mit der Neuordnung des Erdgasmarktes änderten sich auch die Bedingungen für die Beschaffung von Erdgas für Industrieverbraucher. Während früher meist langjährige Verträge mit einem Versorger abgeschlossen wurden, bedient sich eine moderne Beschaffung verschiedenster Instrumente des liberalisierten Marktes. Durch die Entwicklung von Börsen und Hubs und der damit gestiegenen Transparenz kam es zu einer Verschiebung der Verhandlungspositionen. Frühere Verträge wiesen meist eine Bindung an Heizöl oder ähnliches auf, während hingegen neue Verträge meist eine Bindung an eine Börse aufweisen. Auch änderten sich die Vertragslaufzeiten signifikant. Während früher Verträge oft über 10 Jahre oder mehr abgeschlossen wurden, weisen Verträge jetzt nur mehr Laufzeiten von 1-3 Jahren auf.

Eine moderne Beschaffung von Erdgas für Industriestandorte orientiert sich dabei an verschiedenen Eckpunkten. Ein wesentlicher Aspekt stellt dabei die Flexibilität der Beschaffungsstrategie dar. Für Standorte welche über eigene Kapazitäten für die Stromerzeugung verfügen ist die Möglichkeit der kurzfristigen Beschaffung von Erdgas von zentraler Bedeutung. Dadurch kann ein Kraftwerk als Call-Option auf den Strompreis genutzt werden, d.h. es wird nur dann Strom erzeugt wenn mit dem erzeugten Strom ein Gewinn am Markt erzielt werden kann.

Um eine geeignete Beschaffungsstrategie für ein Unternehmen entwickeln zu können wurde für diese Arbeit ein Modell erstellt, welches die Kalkulation von verschiedenen Szenarien ermöglicht.

Mithilfe des Modells wurden unterschiedliche Varianten kalkuliert. Die Berechnungen zeigten dabei, dass der Preis wesentlich von dem gewählten Modell zur Anbindung an einen Index abhängt. Als vorteilhaft erwiesen sich Modelle welche einen langen Durchrechnungszeitraum als Grundlage haben. In den Modellen kamen auch verschiedenste Terminmarktprodukte zum Einsatz. Hier zeigte sich, dass die Abdeckung eines Grundlastbandes durch Monats- und/oder Jahresfutures einen wesentlichen Preisvorteil generieren. Die Analyse der Futures der letzten drei Jahre zeigte, dass eine Übergewichtung der Monatsfuture vorteilhafter gegenüber einer Übergewichtung von Jahresfuture wäre. Das Agieren am Day-Ahead Markt kann für ein Unternehmen ebenfalls wesentliche Preisvorteile mit sich bringen. Hier muss allerdings berücksichtigt werden, dass damit der Ressourcenaufwand für ein Unternehmen signifikant steigt. Die Modellberechnungen zeigten jedoch, dass ein marktrationales Agieren am Day-Ahead Markt einen wesentlichen Preisvorteil generiert. Der Einsatz von Speicherprodukten zur weiteren Flexibilisierung konnte einen weiteren Preisvorteil erzeugen. Da hiermit mehr Erdgas an besonders günstigen Tagen beschafft wird und sozusagen ins „Lager“ geht. Hierbei muss jedoch beachtet werden, dass in den berechneten Modellen der Preisvorteil unter den Ausgaben für den Speicher lagen, der Speichereinsatz sich in der reinen Erdgasbeschaffung also nicht lohnte. Jedoch kann die Flexibilisierung des Portfolios und das Vorliegen eines „Erdgaslagers“ sich positiv auf andere Unternehmensbereiche wie die Vermarktung der Stromkapazitäten auswirken und somit den Speichereinsatz wirtschaftlich machen. Die Vermarktung der Ausgleichsenergie erfolgt seit Einführung des neuen Marktmodells fast ausschließlich über den VHP. Ebenfalls unterliegt der Abruf von Ausgleichsenergie gewisser technischer Regulierungen. So muss das nominierte Erdgas innerhalb einer Stunde aus dem Leitungsnetz genommen bzw. eingespeist werden. Auch sollte, um an diesem Markt partizipieren zu können, die Umstellung der Beschaffung von einer täglich-basierten auf eine stündlich-basierte Beschaffung erfolgen. Der dadurch resultierende erhöhte Aufwand bedarf meist der Einführung einer eigenen Handelsabteilung.

Die Modelle zeigten, dass eine Anbindung an den NCG von Vorteil ist. Auch die Abdeckung von einem Grundlastband mithilfe von Futureprodukten ist von Vorteil. Diese beiden Maßnahmen sind mit einem relativ geringen Ressourcenaufwand verbunden und lassen sich auch von kleineren Industriestandorten realisieren. Der Erwerb von Terminprodukten kann dabei über einen Dienstleister, welcher über einen eigenen Zugang zur EEX verfügt, geschehen. Ein Agieren am Day-Ahead Markt ermöglicht weitere Preisvorteile und ist insbesondere für Industriestandorte interessant welche kurzfristige Verbrauchsschwankungen aufweisen. Da hiermit eine Flexibilisierung des Portfolios stattfindet, bietet sich diese Strategie auch für Standorte mit eigenen Stromerzeugungskapazitäten an. Eine vollständige Flexibilisierung mithilfe des Einsatzes eines Erdgasspeichers kann einen weiteren Preisvorteil generieren. Der Einsatz eines Speichers bedeutet jedoch einen erhöhten Ressourcenaufwand und die Einrichtung einer eigenen Bilanzgruppe. Dies führt zu einem nicht unerheblichen Mehraufwand. Dieser Mehraufwand kann jedoch durch Einführung einer eigenen Handelsabteilung, welche neben der Erdgasbeschaffung, auch die Strombeschaffung und –vermarktung übernimmt, kompensiert werden.

Bei der Einführung einer strukturierten Beschaffung ist zu beachten, dass unabhängig der Komplexität der Strategie, eine erfolgreiche Beschaffung nur mithilfe einer detaillierten Verbrauchsprognose bewerkstelligt werden kann. Des Weiteren ist es unumgänglich, parallel zur Einführung der strukturierten Beschaffung, ein adäquates Risikomanagementsystem zu implementieren.

7.1 Empfehlungen

Die zukünftige Versorgung von Industrieunternehmen welche einen hohen Verbrauch an Energie aufweisen kann zunehmend dezentral organisiert sein. Neben der Installation von Eigenerzeugungskapazitäten verändert sich auch der Beschaffungsvorgang. Während früher meist ein Versorger für die Lieferung von Strom und/oder Erdgas zuständig war, ergeben sich mit der Liberalisierung der Energiemärkte neue Möglichkeiten für Verbraucher und Versorger. Der Handlungsspielraum der Energiebeschaffung wurde dadurch wesentlich erweitert. Die Grenzen dieses Handlungsspielraums lassen sich dabei folgendermaßen definieren. Auf der einen Seite besteht die Möglichkeit alle Verfahren und Prozesse die mit Energie zusammenhängen vollständig an ein darauf spezialisiertes Unternehmen auszulagern (Stichwort Energie-Contracting), und auf der anderen Seite ist ein vollständig selbständiges Agieren an den Märkten möglich. Damit verbunden ist natürlich die Übernahme aller administrativen Aufgaben und Risiken. Gleichzeitig ergeben sich damit auch wesentliche Chancen die Energiebeschaffung mit verbesserter Effizienz und Kostenoptimierung zu betreiben.

Betrachtet man den Handlungsspielraum als Wertschöpfungskette versteht sich von selbst, dass mit einer zusätzlichen Übernahme von Tätigkeiten diese Wertschöpfungskette erweitert werden kann. Gleichzeitig muss man allerdings auch bedenken, dass mit zunehmenden Tätigkeiten in Geschäftsfeldern (Energiehandel, Energievermarktung, Finanzieller Handel etc.) mehr und mehr Risiken übernommen werden, denen mit einer adäquaten Strategie begegnet wird. Im Gegensatz dazu ist die Auslagerung von Risiken mit dementsprechenden Kosten für den Dienstleister verbunden. Die Entscheidung in welche Richtung sich ein Unternehmen bzw. in welchem Bereich des Handlungsspielraumes sich ein Unternehmen ansiedeln will, unterliegt dabei neben verschiedenen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auch unternehmenspolitischen Grundsätzen. Ebenfalls spielen Faktoren wie vorhandenes Wissen oder der Wille zum Aufbau von Kompetenz in einem Bereich eine entscheidende Rolle. Ein Unternehmen welches sich für eine aktive Teilnahme an den Energiemärkten entschließt und damit verbunden seine Kompetenzen erweitern will muss dabei zwei wichtige Faktoren beachten:

- Der mitunter wichtigste Faktor ist der Verbrauch an Energie. Eine genaue Kenntnis des Verbrauchs an Erdgas und Strom sowie detaillierte Prognosen ermöglichen dem Einkauf eine punktgenaue Beschaffung. Risiken wie Fahrplanabweichungen oder Mehr- oder Mindermengen lassen sich dadurch ebenfalls kontrollieren bzw. vermeiden.
- Als nächstes muss im Unternehmen die Kompetenz für das Agieren auf den Energiemärkten aufgebaut werden. Dazu sollte eine ständige Beobachtung der Energiemärkte sowie der wesentlichsten Einflussfaktoren auf diese (politische Ereignisse, rechtliche Rahmenbedingungen, wirtschaftliche Entwicklung etc.) stattfinden. Dieser Aufbau an Kompetenz sollte dabei nicht durch eine einzige Person erfolgen sondern im Rahmen eines adäquaten Berichtswesens und Dokumentation erfolgen.

Nach Vorhandensein eines entsprechenden Verbrauchsprognosesystems und dem Aufbau fundierter Marktkenntnisse können diese Faktoren miteinander verknüpft werden und der Handel an den Energiemärkten kann stattfinden. Langfristig sollte das Ziel sein eine Verbrauchsprognose mit einer stündlichen Granularität zu Verfügung zu haben.

Der Grundbedarf an Energie sollte zu einem bestimmten Prozentsatz über Bandlieferungen mittels Future abgedeckt werden. In den berechneten Modellen zeigte sich ein Anteil von ca.40-50 % von Vorteil. Natürlich hängt die Abdeckung mittels einer Bandlieferungen stark vom jeweiligen Lastprofil des Unternehmens ab. Die restliche benötigte Energie wird kurzfristig über Börsen (Day-Ahead, Intra-Day) beschafft. Somit ergibt sich die Möglichkeit von günstigen Preisen sowie günstiger Ausgleichsenergie zu profitieren. Verfügt ein Unternehmen über Eigenerzeugungskapazitäten, die flexibel einsetzbar sind, bietet sich der Einsatz eines Speichers an. Dadurch können Schwellen definiert werden an denen Erdgas gespeichert oder veräußert bzw. Strom bezogen oder vermarktet wird. Zu einer weiteren Diversifizierung der Risiken bietet sich der Handel von Finanzprodukten an.

Literaturverzeichnis

- Achleitner, N. (2012)* Österreichisches und Europäisches Energierecht – Energierecht für Nichtjuristen; 2. Auflage, Graz: Verlag der TU Graz; ISBN 978-3-85125-206-4
- AEUV (2008)* Konsolidierte Fassung des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) – Dritter Teil: Die internen Politiken und Maßnahmen der Union – Titel 1: Art. 26 Abs. 2 EUR-Lex: ID celex 12008E026
- AGCS (2013b)* Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Verteilergesetz Ost zu den AB-BKO V9.0; Wien: AGCS Gas Clearing and Settlement AG 2013
- AGGM (2012a)* Marktmodell 2013; Wien: AGGM Austrian Gas Grid Management AG
- AGGM (2012b)* Geschäftsbericht 2012; Wien: AGGM Austrian Gas Grid Management AG
- BME e.V. (2012)* Strategischer Energieeinkauf – Der Energieeinkauf zwischen Liberalisierten Märkten und einer wechselhaften Energiepolitik in Deutschland; BME Fachgruppe „Energieeinkauf“; Frankfurt am Main: Bundesverband Materialwirtschaft, Einkauf und Logistik e.V.
- BP (2012)* BP Statistical Review of World Energy June 2012; London: BP p.l.c
- Cerbe et al. (2004)* Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung-Gasverteilung-Gasverwendung, München: Carl Hanser Verlag 2004 ISBN 978-3-446-41352-8
- CEP (2010)* Die Energiepolitik der Europäischen Union, Centrum für Europäische Politik; Hrsg.: Dr. Götz Reichert und Dr. Jan S. Voßwinkel; Freiburg: September 2010
- DERA (2012)* DERA Rohstoffinformation – Energiestudie 2012; Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe(BGR) erstellt für die Deutsche Rohstoffagentur (DERA) ISSN 2193-5319
- DVGW (2009)* Technische Regel: Arbeitsblatt G 2000, DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. Bonn, Juli 2009 ISSN 0176-3490

- E-Control (2006)* Sonstige Marktregeln Gas – Kapitel 6; Technisches Regelwerk; Wien: Energie Control Austria 2006
- E-Control (2011a)* 10 Jahre Energiemarkt- Liberalisierung; Wien: Energie-Control Austria 2011; www.e-control.at/de/publikationen
- E-Control (2011b)* Jahresbericht 2011 – Arbeiten voller Energie; Wien: Energie Control Austria 2011; www.e-control.at/de/publikationen
- E-Control (2013)* Marktbericht 2013 – Nationaler Bericht an die Europäische Kommission; Wien: Energie- Control Austria 2013
- EEX(2012)* EEX Produktbroschüre Erdgas; Leipzig: European Energy Exchange 2012
- Eurogas (2009)* Eurogas Long Term Outlook for Gas Demand and Supply 2007-2030; Brüssel: Eurogas – The European Union of Natural Gas Industry 2009
- Eurogas (2012)* Eurogas Statistical Report 2012; Brüssel: Eurogas – The European Union of Natural Gas Industry 2012
- Europäische Kommission (1988)* Der Binnenmarkt für Energie; (KOM (88)238; Brüssel: 1988
- Europäische Kommission (2007)* DG Competition Report on Energy Sector Inquiry; Brüssel: 2007
- European Comission (2012)* Quarterly Report on European Gas Markets; Brüssel: European Comission, Directorate-General for Energy 2012
- FGW(2012)* Erdgas in Österreich – Zahlenspiegel 2012; Wien: FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen www.gaswaerme.at
- Gas Connect Austria (2013)* Schritt für Schritt zur BGV Registrierung, Dokument verfügbar auf www.gasconnect.at; Wien: 2013
- Gaswirtschaftsgesetz (2011)* *Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG (2011) BGBl. I Nr. 107/2011 idF BGBl. II Nr. 474/2012*
- Heather, P. (2012)* Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?; Working Paper, Oxford Institute for Energy Studies; ISBN 978-1-907555-59-6
- Jensen, J. (2004)* The Development of a Global LNG Market: Is it Likely? If so, When? Oxford: Oxford Institute for Energy Studies 2004

- Konstantin, P. (2006)* Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt; Berlin, Heidelberg: Springer Verlag 2007; ISBN 978-3-540-35377-5
- Lapuerta, C. und Moselle, B.* Convergence of Non-Discriminatory Tariff and Congestion Management Systems in the European Gas Sector; London: The Battle Group 2012
- Lohmann, H.* The German Path to Natural Gas Liberalisation: is it a special case?; Oxford: Oxford Institute for Energy Studies 2006
- Melling, A.* Natural Gas Pricing and its Future – Europe as the Battleground; Washington: Carnegie Endowment for International Peace 2010
- Niggemann, M. (2013)* Steuerung von Gaspreissrisiken – Konzeption eines Preisrisikomanagements für Gasversorger; Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden 2013; ISBN 978-3-658-00482-8
- NORM EN 437:2009* Prüfgase-Prüfdrucke-Gerätekategorien, Ausgabe 01.07.2009; Wien: Austrian Standards Institute 2009
- ÖNORM EN ISO 6976:2005* Erdgas – Berechnung von Brenn- und Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex aus der Zusammensetzung Ausgabe 01.10.2005; Wien: Austrian Standards Institute 2005
- Perner, J. (2002)* Die langfristige Erdgasversorgung Europas – Analysen und Simulationen mit dem Angebotsmodell EUGAS; München: Oldenburg Industrieverlag 2002; ISBN 3-486-26536-9
- Rojey, A. et al. (1997)* Natural Gas – Production, Processing, Transport; Paris: Éditions Technip 1997 ISBN 2-7108-0693-2
- RWE AG (2011)* Energy Trading and Gas Supply in Europe; Präsentation Januar 2011; URL:<http://www.europeangashub.com/reports-presentations/energy-trading-and-gas-supply-in-europe.html>
- Schwintowski, H.P. (2006), Hrsg.* Handbuch Energiehandel, Berlin: Erich Schmidt Verlag 2006 ISBN: 978-3-503-09376-1
- Schuler, B. und Borowka, J.* Netzzugang in der deutschen Gaswirtschaft – das EFET Deutschland Entry/Exit Modell Zeitschrift für Energiewirtschaft; Wiesbaden: Springer Vieweg Vol. 27.2003

- Ströbele, W. et al. (2012)* Energiewirtschaft – Einführung in Theorie und Politik; München: Oldenburg Verlag 2012; ISBN 978-3-486-70905-4
- WEG – Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2008a)* Erdgas – Erdöl Entstehung – Suche – Förderung, Hannover 2008 www.erdoel-erdgas.de
- WEG – Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2008b)* Hydraulic Fracturing Broschüre, Hannover 2012 www.erdoel-erdgas.de
- WEG – Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2008c)* Seismik – Auf der Suche nach Erdgas, Hannover 2008 www.erdoel-erdgas.de
- Zander, W. und Riedel M.(2012)* Praxishandbuch Energiebeschaffung; Berlin: Beuth Verlag GmbH 2012 ISBN 978-3-410-22628-4

Internet

- ACER (2013)* ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators
URL: www.acer.europa.eu
 (Zugriff: 16.04.2013)
- AGCS (2013)* AGCS Gas Clearing & Settlement AG
URL: <http://www.agcs.at/de/impressum>
 (Zugriff: 19.07.2013)
- Bayern LB (2013)* Energie- und Rohstoffabsicherungen
URL: http://www.bayernlb.de/internet/de/content/unternehmen/geld_devisen_kapital_5/energie_rohstoffe_4/energie_rohstoffe.jsp
 (Zugriff: 27.08.2013)
- CEGH (2013)* ABOUT CEGH
URL: <http://www.cegh.at/about-us>
 (Zugriff: 27.08.2013)
- et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2013)* Glossar Energiehandel
URL: <http://www.et-energie-online.de/Aktuelles/GlossarEnergiehandel.aspx>
 (Zugriff: 22.06.2013)
- E-Control (2013a)* Gasmarkt – Bilanzgruppen
URL: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/bilanzgruppen>
 (Zugriff: 19.07.2013)
- E-Control (2013b)* Gasmarkt – Ausgleichsenergie
URL: <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/ausgleichsenergie>
 (Zugriff: 19.07.2013)
- E-Control (2013c)* Steuern und Abgaben
URL: <http://www.e-control.at/de/industrie/gas/gaspreis/steuern-und-abgaben>
 (Zugriff: 19.07.2013)
- Europäische Union (2013)* EU nach Thema: Energie – Wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energie
URL: http://europa.eu/pol/ener/index_de.htm
 (Zugriff: 11.04.2013)
- Europa – Zsfg. der Gesetzgebung* Einheitliche Europäische Akte
URL: http://www.europa.eu/legislation_summaries/institutional_affairs/treaties/treaties_singleact_de.htm
 (Zugriff: 11.04.2013)

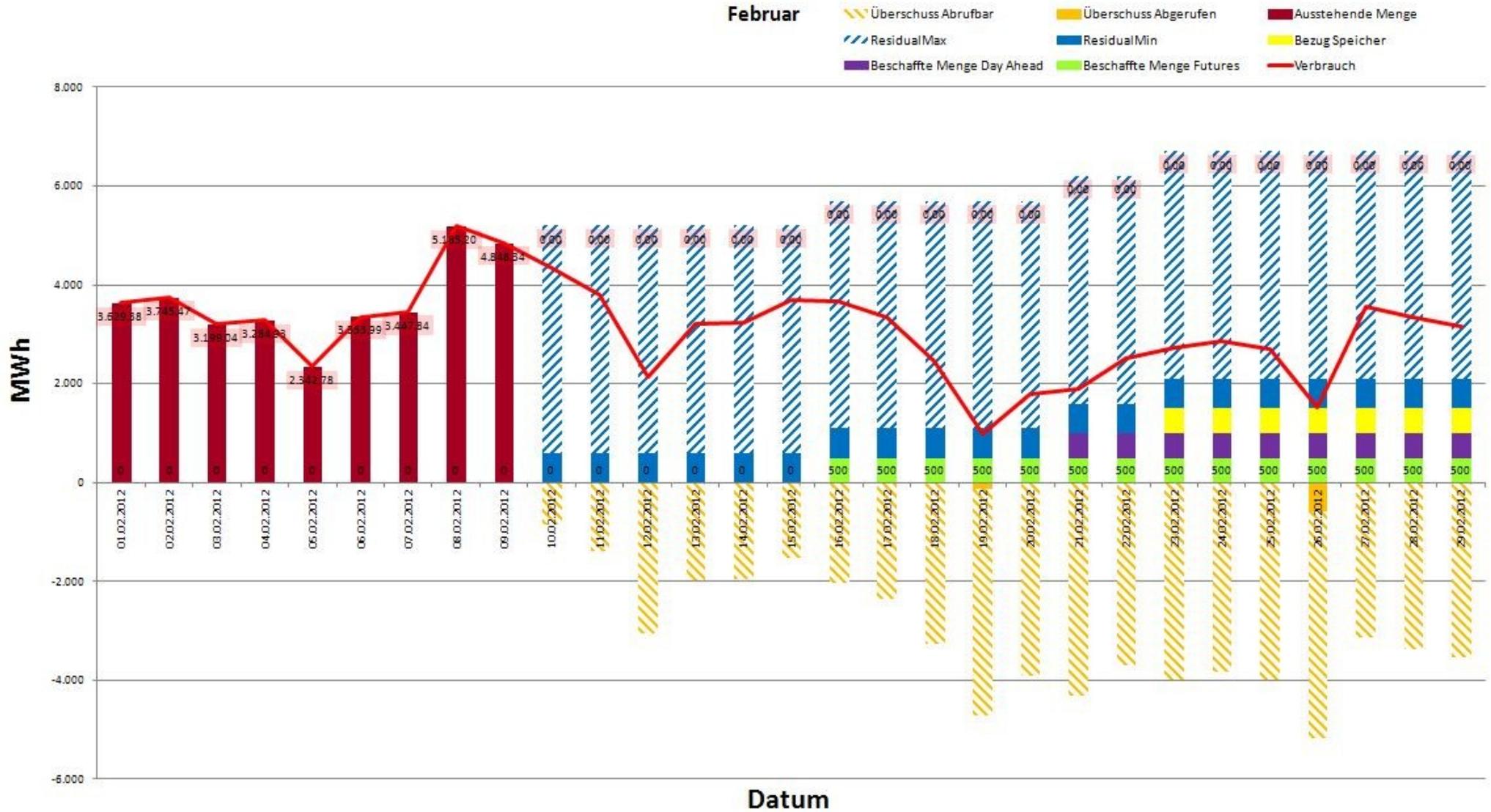
- Fraunhofer* (2013) Arbitragehandel auf Finanzmärkten
URL: <http://www.itwm.fraunhofer.de/abteilungen/finanzmathematik/projekte/arbitragehandel-auf-finanzmaerkten.html>
(Zugriff: 18.10.2013)
- FGW – Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen* (2013) Energieträger Erdgas, www.gaswaerme.at
URL: <http://www.gaswaerme.at/beg/#a1>
(Zugriff: 25.03.2013)
- Gazprom* (2013) Erdgas – sicherer, umweltverträglicher und effizienter Energieträger
URL: <http://www.gazprom-germania.at/erdgaswissen/energietraeger-erdgas.html>
(Zugriff: 29.03.2013)
- OMV AG* (2013) OMV Gasspeicher – Produkte
URL: http://www.omv.com/portal/01/com/omv/OMVgroup/Products/Natural_Gas/Gas_Storage/Storage_Austria
(Zugriff: 30.08.2013)
- Spiegelonline* (2013) *Wissenschaft* Testbohrung: Japan fördert Methanhydrat aus der Tiefsee
URL: <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/test-japan-foerdert-methanhydrat-aus-der-tiefsee-a-888348.html>
(Zugriff: 25.03.2013)
- SWT* (2013) Stadtwerke Tuttlingen- Energie Lexikon – Wetterderivate;
URL: <http://www.swtenergie.de/index.php?id=139&lid=1706>
(Zugriff: 27.08.2013)
- Naturalgas* (2013) www.naturalgas.org,
URL: <http://www.naturalgas.org/overview/history.asp>
(Zugriff: 24.03.2013)
- Wienenergie* (2013) Erdgas die Anfänge,
URL: <http://www.wienenergie-gasnetz.at/eportal/ep/contentView.do/pageTypeId/40374/programId/38968/contentTypeId/1001/channelId/-33455/contentId/36495>
(Zugriff: 24.03.2013)

Anhang

Inhalt

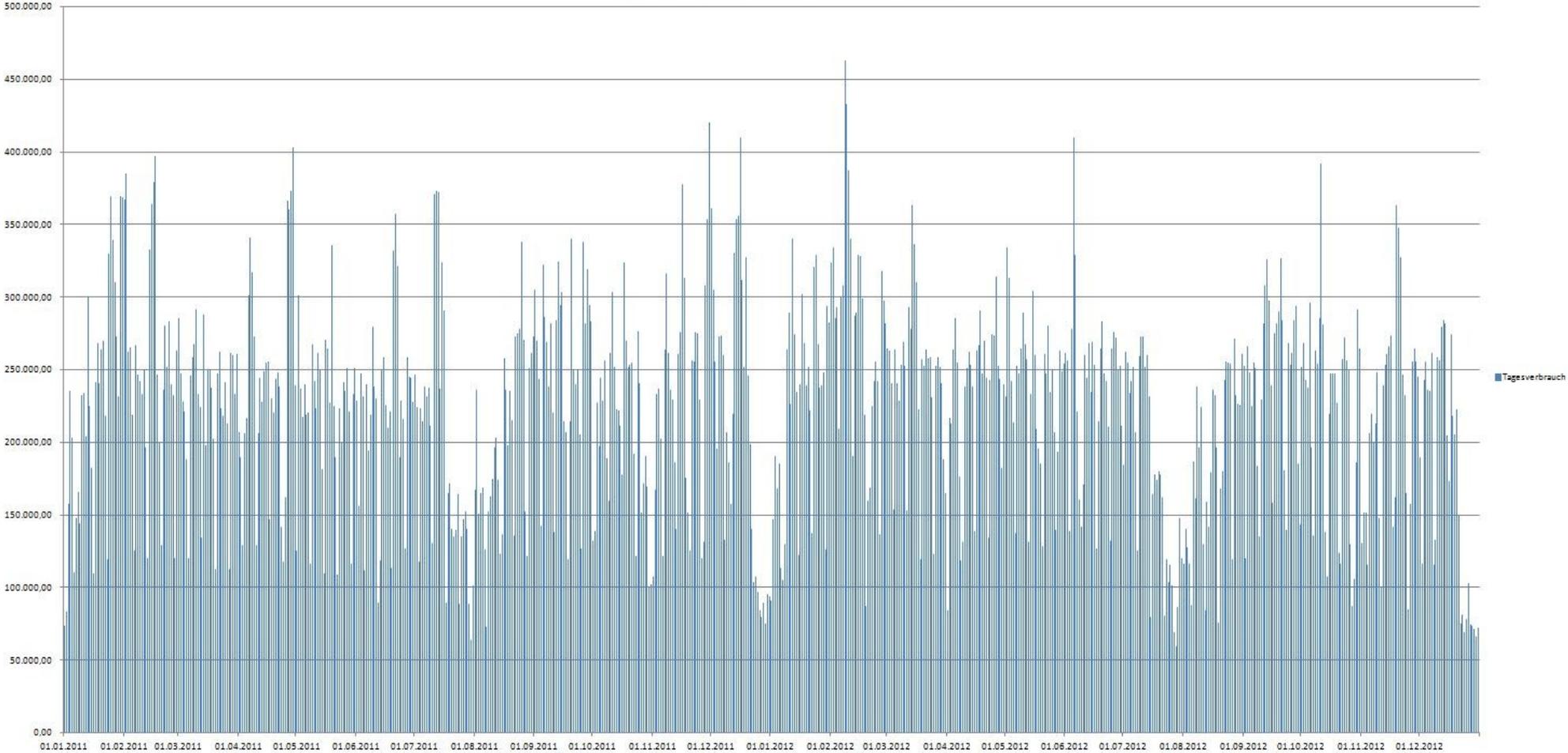
- A – Detailansicht Diagramm**
- B – Detailansicht Lastprofil**
- C - Detailansicht Verbrauch Normiert**
- D – Detailansicht Modell 1 – Juni 2012**
- E – Detailansicht Modell 2**
- F – Detailansicht Modell 3**
- G – Detailansicht Modell 4**
- H – Detailansicht Modell 5**

A - Detailansicht Diagramm



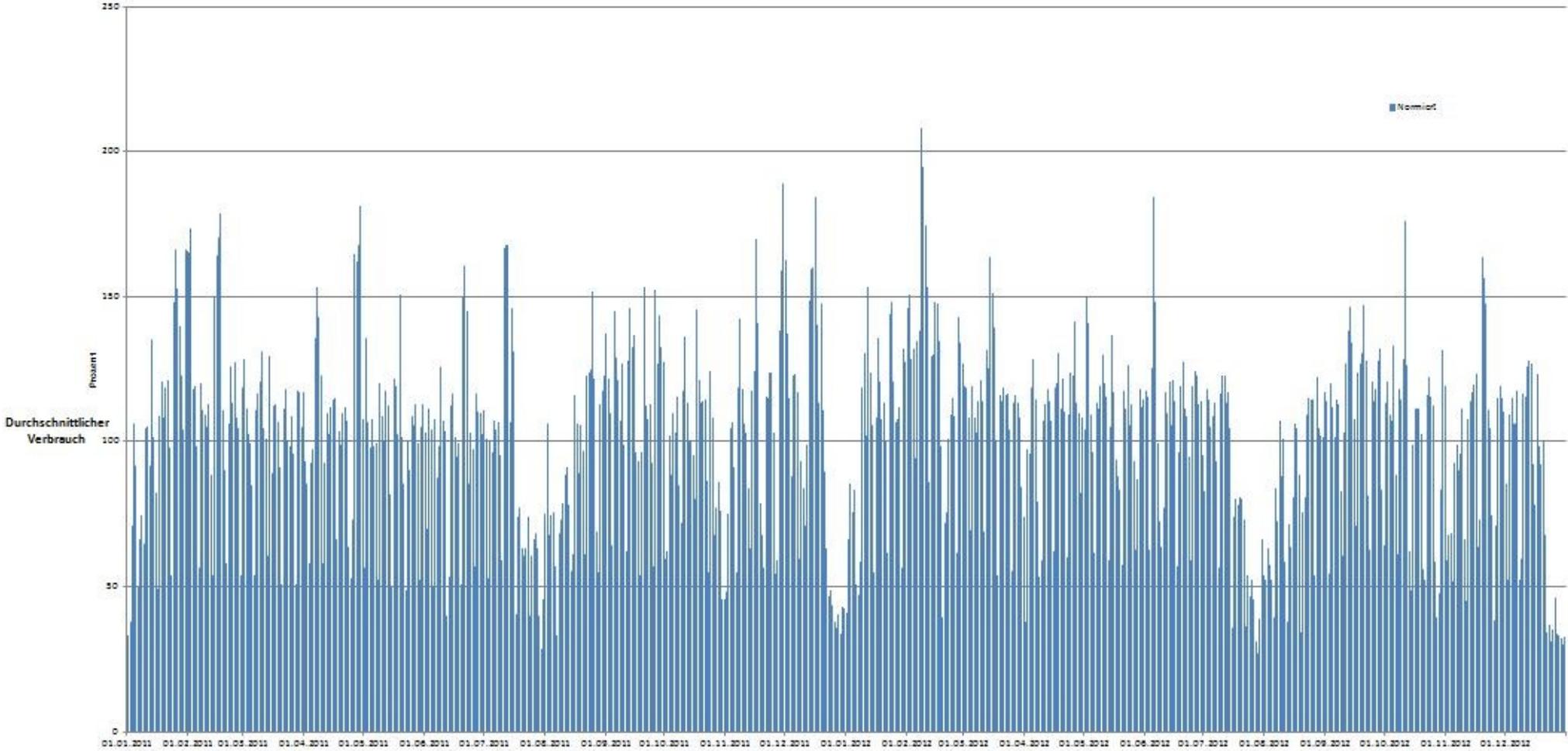
B - Detailansicht Lastprofil

Tagesverbräuche voestalpine Stahl Donawitz GmbH

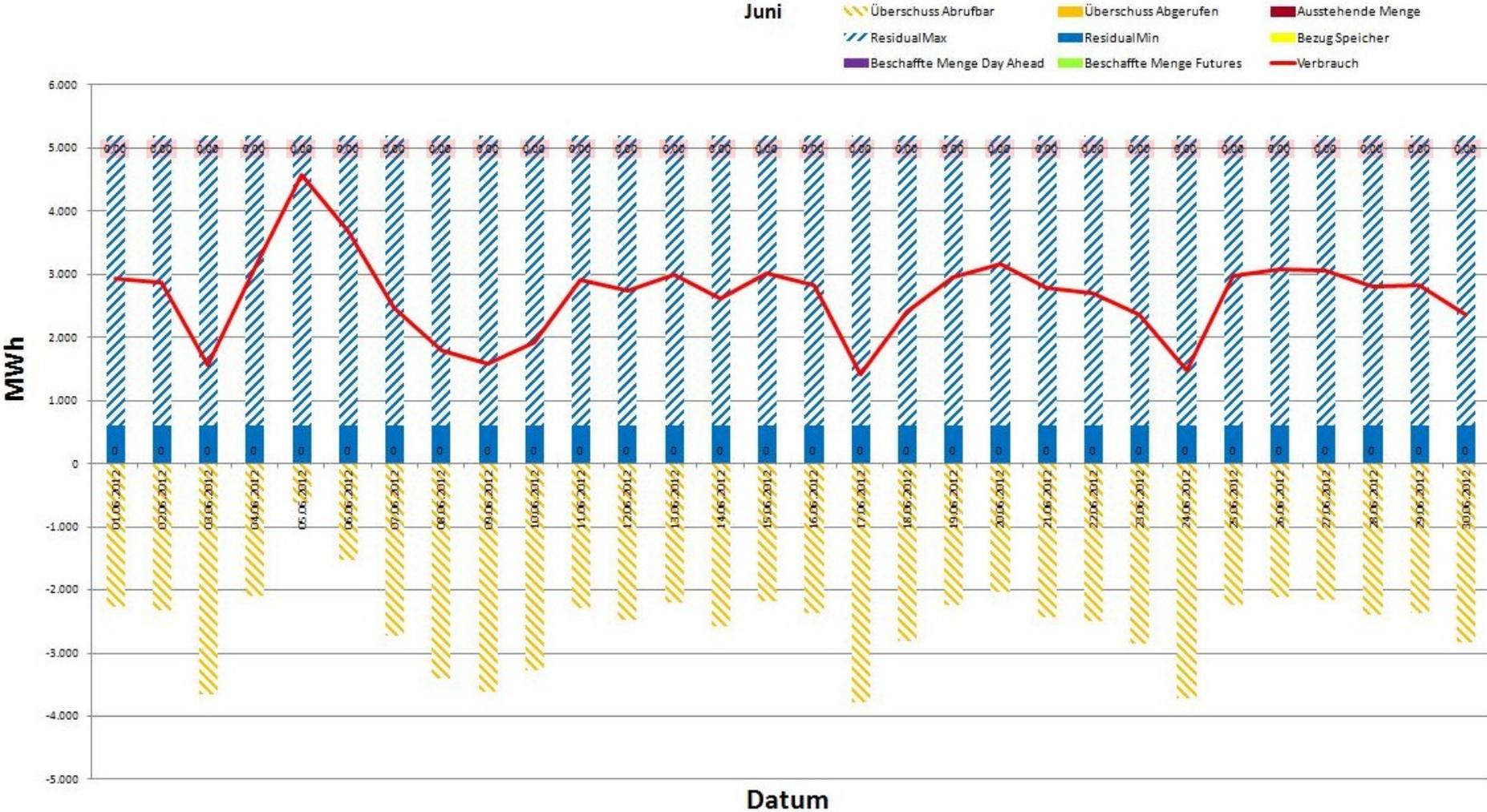


C - Detailansicht Verbrauch Normiert

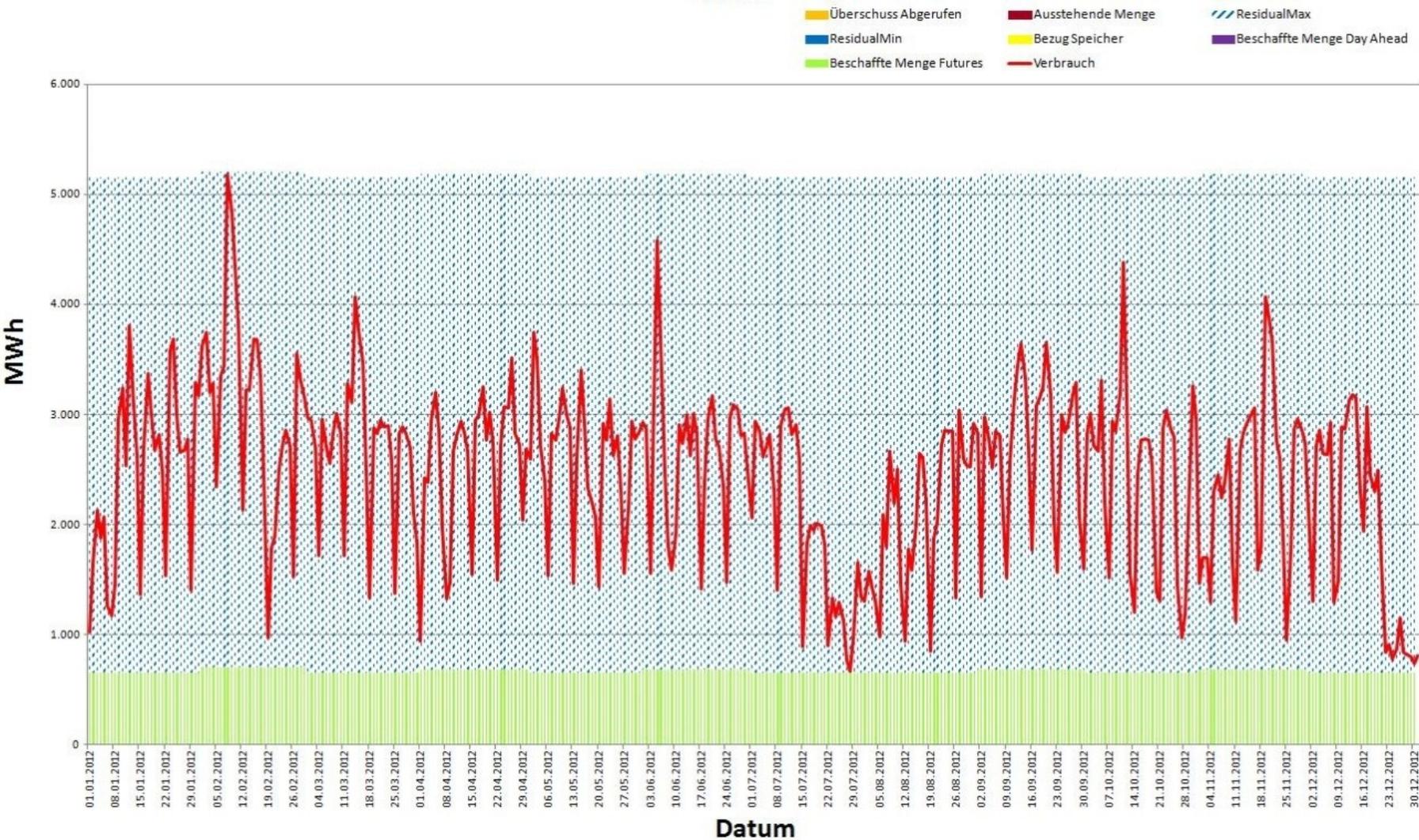
Normiert



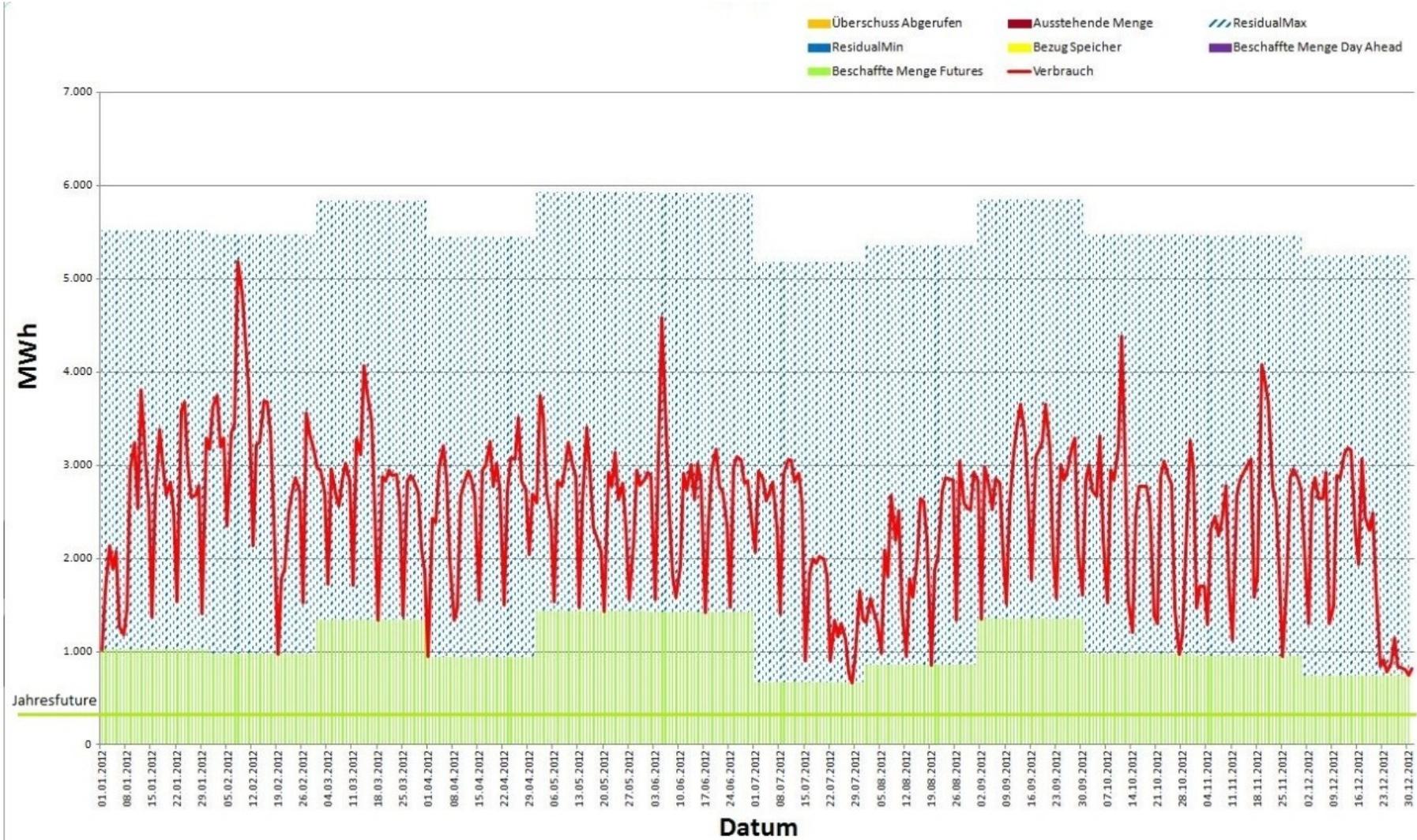
D - Detailansicht Modell 1 – Juni 2012



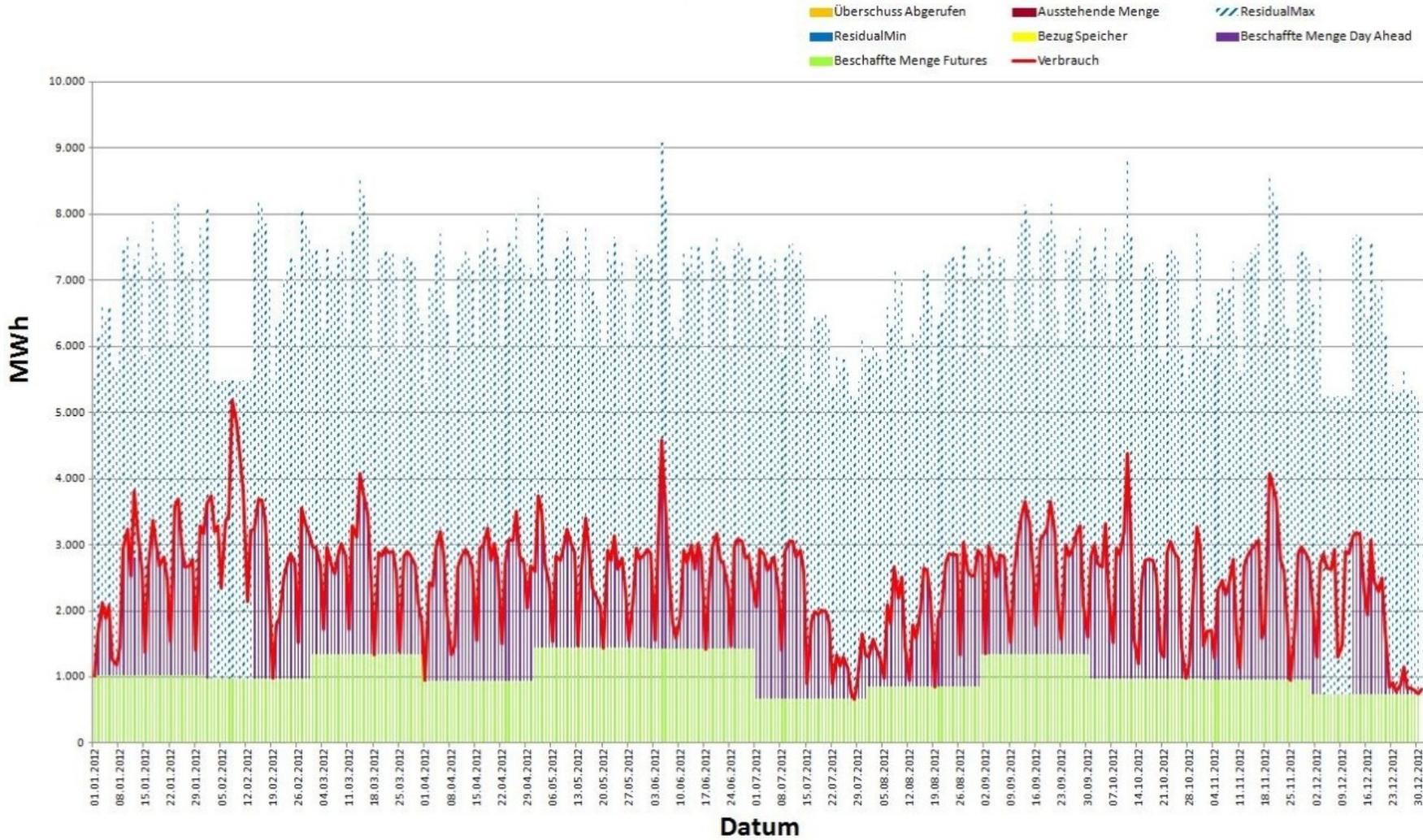
E - Detailansicht Modell 2



F - Detailansicht Modell 3



G - Detailansicht Modell 4



H - Detailansicht Modell 5

