

Schlussbericht der TU Dresden

# KonStGas

Teilvorhaben:

## **Entwicklung und Herausforderungen für Gasnetze und – märkte – eine modellgestützte Analyse des Gasmarktes**

Förderkennzeichen: 0325576D

Technische Universität Dresden  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft  
Münchner Platz 3  
D-01062 Dresden

im Verbundvorhaben:

## **Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Kon- vergenz Strom- und Gasnetze**

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



# Schlussbericht der TU Dresden

## KonStGas

### Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze -

TEILPROJEKTLEITER: Herr Prof. Dr. Dominik Möst

AUTOREN Philipp Hauser, Theresa Müller, Vera Schippers,  
Dr. Daniel K. J. Schubert, Prof. Dr. Dominik Möst

AUFTRAGGEBER: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  
Förderkennzeichen 0325576D

PROJEKTPARTNER: DBI Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg  
DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut  
Gaswärme-Institut e.V. Essen  
Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung  
Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik  
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik  
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie  
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Lehrstuhl  
Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)  
Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft  
Technische Universität Berlin, Lehrstuhl Energie- und Ressourcenmanagement  
RWTH Aachen, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft  
Hochschule Regensburg, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.  
März 2017

# Inhalt

Inhalt.....	I
Abbildungsverzeichnis .....	I
Tabellenverzeichnis .....	II
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis .....	III
Zusammenfassung .....	1
1. KonStGas Projekt und Forschungsfragen.....	2
1.1 Gesamtvorhaben KonStGas.....	2
1.2 Forschungsfragen des Gesamtvorhabens KonStGas.....	3
1.3 Hintergrund, Motivation und Ziele im Teilprojekt TUD.....	4
1.4 Stand der Wissenschaft in der Gasmarktmodellierung .....	5
2. GAMAMOD, das europäische Gas Market Model.....	6
2.1 Geographischer Abbildung Europas in GAMAMOD.....	6
2.2 Europäischen Erdgasmarkt: Rahmendaten und Annahmen .....	7
2.2.1 Erdgasnachfrage in Europa.....	7
2.2.2 Biogas in Europa.....	11
2.2.3 Erdgasförderung in Europa .....	12
2.2.4 Schiefergas in Europa .....	13
2.2.5 Außereuropäische Erdgasquellen .....	13
2.2.6 Erdgasspeicher in Europa .....	13
2.2.7 Europäische Erdgasinfrastruktur .....	14
2.3 Deutscher Erdgasmarkt: Rahmendaten und Annahmen.....	15
2.3.1 Erdgasnachfrage in Deutschland.....	16
2.3.2 Biogas in Deutschland.....	16
2.3.3 Erdgasförderung in Deutschland .....	16
2.3.4 Erdgasspeicher in Deutschland.....	17
2.3.5 Importleitungen nach und Transitleitungen durch Deutschland .....	18
2.4 Optimierungsmodell GAMAMOD: Zielfunktion und Energiebilanz.....	19
2.5 Exkurs: Gaspreis-Determinanten.....	22
3. Definition und Umsetzung der Projektszenarien .....	26
3.1 KonStGas-Szenarien.....	26
3.2 Ausgestaltung der KonStGas-Szenarien im Modell GAMAMOD und Schnittstellen zu anderen Modellen im KonStGas-Projekt.....	27
4. Ergebnisse: Entwicklung des Gasmarktes bis 2050 und Implikationen für Power-to-Gas in Deutschland .....	29
4.1 Deutsche Erdgas Im- und Exporte steigen langfristig an .....	29
4.2 Erneuerbare Gase decken im 80%-EE-Szenario nur marginal (1%) die deutsche Gasnachfrage.....	33

4.3 Erneuerbare Gase decken im 100%-EE-Szenario 29% der Gasnachfrage .....	35
5. Interpretation der Modellergebnisse für den deutschen und europäischen Erdgasmarkt .....	39
6. Fazit .....	42
Literaturverzeichnis.....	44
Anlagenverzeichnis.....	48

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Themenfelder der Forschungsfragen im KonStGas Projekt.....	3
Abbildung 2: Regionale Auflösung von GAMAMOD .....	6
Abbildung 3: Entwicklung der europäischen Erdgasnachfrage .....	9
Abbildung 4: Erdgasnachfrage in europäischen Ländern in TWh <sub>th Hi</sub> /a in 2011 und 2050 .....	11
Abbildung 5: Biogaseinspeisung 2011 und 2050 in Deutschland und Europa .....	12
Abbildung 6: Kapazität europäischer Erdgasspeicher in Europa je Land.....	14
Abbildung 7: Ein- und Ausgangsdaten GAMAMOD.....	20
Abbildung 8: Regionale vs. Lokale Erdgasmärkte .....	22
Abbildung 9: Determinanten des Erdgaspreises .....	23
Abbildung 10: Klassifizierung wichtiger Erdgaspreis Determinanten .....	25
Abbildung 11: Prinzipielle Szenarienarchitektur für das Stromversorgungssystem .....	26
Abbildung 12: Datenaustausch zwischen der TUD und den KonStGas-Projektpartnern .....	28
Abbildung 13: Deutsche Erdgasimporte im Jahr 2011 und 2050 .....	30
Abbildung 14: Deutsche Erdgasexporte im Jahr 2011 und 2050 .....	31
Abbildung 15: Deutschland vollzieht bis 2050 den Wandel zu einem Gas-Transitland .....	32
Abbildung 16: Deckung der Nachfrage in Deutschland im 80%-EE-Szenario mit PtG.....	33
Abbildung 17: Deckung der Nachfrage in Deutschland im 100%-EE-Szenario mit PtG.....	35
Abbildung 18: Gasnetzebenen und technische Herausforderungen der Integration von EE- Gasen .....	36
Abbildung 19: Entwicklung der LNG-Importkapazitäten in der EU28.....	38
Abbildung 20: Durchschnittliche Produktionskosten von erneuerbarem Methan unter verschiedenen Rahmenparametern .....	41

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Rahmenannahmen zur Entwicklung des Erdgasmarktes in Europa.....	7
Tabelle 2: Treiber und Hemmnisse für einen weiteren Anstieg der Erdgasnachfrage in Europa..	8
Tabelle 3: Rahmenannahmen bezogen auf Deutschland.....	16
Tabelle 4: Übersicht der Ergebnisse des 80%- und 100%-EE-Szenarios.....	39
Tabelle 5: Datentabelle GAMAMOD.....	50

# Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

## Abkürzungsverzeichnis

AEL	Alkalische Elektrolyse
AT	Österreich
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BASF	Badische Anilin- & Soda-Fabrik
BE	Belgien
BGR	
BP	British Petroleum
CARMEN	Centrales Agrar- Rohstoff- Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.
CH	Schweiz
CZ	Tschechische Republik
DK	Dänemark
EE	Erneuerbare Energien
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas)
EUGAL	Europäische Gasanbindungsleitung
EUROSTAT	Statistische Amt der Europäischen Union
FENES	Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher
FR	Frankreich
GAMAMOD	Gas Market Model
GIE	Gas Infrastructure Europe
GP	Gaspool
IAEW	RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
IEA	International Energy Agency (Internationale Energieagentur)
KIT-IIP	Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Lehrstuhl Energiewirtschaft am Karlsruher Institut für Technologie
KonStGas	Konvergenz Strom- und Gasnetze
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LNG	Liquefied Natural Gas (Flüssiggas)
LU	Luxemburg
NBP	National Balancing Point (virtueller Punkt für den Gashandel in UK, seit 1996)
NCG	Net Connect Germany

NEP	Netzentwicklungsplan
NL	Niederlande
NO	Norwegen
OPAL	Ostsee-Pipeline Anbindungsleitung
PEM	Protonen-Austausch-Membran
PtG	Power-to-Gas
RU	Russland
SNG	Synthetisches Erdgas
TUB	Technische Universität Berlin, Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement
TUD	Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft
UK	United Kingdom / Vereinigtes Königreich
WEG	Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.

### Formelzeichen-, Einheiten- und Indexverzeichnis

a	Jahr
bcm	billion cubic meter (Milliardenkubikmeter)
BTU	British Thermal Unit
CH <sub>4</sub>	Methan
co, cco	Land (Index)
$Cost^{prod}$	Produktionskosten
$Cost^{StorageIn}$	Kosten der Einspeicherung von Erdgas
$Cost^{StorageOut}$	Kosten der Ausspeicherung von Erdgas
$Cost^{StorageDuration}$	Kosten der Erdgaslagerung in Speichern
$Cost^{LNG}$	Kosten für den Transport von Flüssiggas
$Cost^{Pipeline}$	Kosten für den Transport von Erdgas durch Pipelines
$Cost^{ValueOfLostLoad}$	Kosten für die Abschaltung von Erdgasnachfragern
ct	Euro-Cent
<i>demand</i>	Nachfrage (Demand) - Parameter
EURO	Euro (Währungseinheit)
GWh	Gigawattsunde
kWh	Kilowattstunde
<i>level</i>	Förderlevel (Index)
LNG	LNG-Handel - Variable
Nm <sup>3</sup>	Norm-Kubikmeter
PRODUCTION	Produktion - Variable
STORAGE	Ein- und Ausspeicher - Variable
t	Zeitschritt (Index)

<i>TotalCost</i>	Systemkosten
toe	Tons of oil equivalent (Äquivalent in Tonnen Öl)
<i>TRADE</i>	Handel (Im- und Exporte) - Variable
TWh <sub>th HI</sub>	Terawattstunde (thermischer Heizwert)
<i>VOLL</i>	Value of Lost Load (Kosten der Lastabschaltung) - Variable

## Zusammenfassung

Das Projekt „*Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze*“ (KonStGas) untersucht die Schnittstellen zwischen dem Strom- und Gassystem. Dabei werden sowohl technische als auch ökonomische Konvergenzen beider Systeme in einem zukünftigen Energiesystem mit 80%- bzw. 100%-EE Anteilen untersucht.

Das Teilprojekt des Lehrstuhls für Energiewirtschaft an der Technischen Universität Dresden untersucht dabei die Entwicklungen des europäischen Erdgasmarktes und die Auswirkungen auf Deutschland. Anschließend werden die Auswirkungen auf die deutsche Erdgasinfrastruktur und Implikationen für PtG abgeleitet. Im Rahmen des KonStGas-Projektes wurde das Fundamentalmodell *Gas Market Model* (GAMAMOD) entwickelt, mit dessen Hilfe Gashandelsflüsse zwischen europäischen Marktgebieten analysiert werden können.

### Zentrale Ergebnisse des Teilprojektes sind:

1. Die westeuropäische Erdgasproduktion sinkt von 2011 bis 2050 um 52 %. Aufgrund sich wandelnder europäischer Importrouten übernimmt Deutschland eine stärkere Transitrolle für Erdgas aus Osteuropa, insbesondere aus Russland, zu Nachfragezentren nach Westeuropa. In diesem Zusammenhang steigen die Importe nach Deutschland um 63% vor allem an den Grenzübergängen zu Russland, Österreich und der Tschechischen Republik (Vgl. Abb.7).
2. Im Zusammenhang mit der verstärkten Transitrolle des deutschen Erdgasnetzes steigen die deutschen Importen und die Exporte verfünffachen sich von 2011 bis 2050. Vor allem nach Westen an den Grenzübergängen zu den Niederlanden, Belgien und Frankreich ist eine Zunahme der Exporte im Vergleich zu 2011 zu erkennen.
3. Der stark steigende Export führt zu einer Erhöhung der deutschen Erdgastransitmengen von 2011 bis 2050 auf bis zu 740 TWh<sub>th Hi.</sub>. Aufgrund der Charakteristik des Modells stellt dieser im Modell ermittelte Wert eine obere Grenze für den Transit dar, da insbesondere in der Realität die im Modell nicht berücksichtigten politischen Restriktionen den im Modell erzielten Gasbezug aus Russland eher verringern sollten.
4. Deutschland vollzieht bis 2050 den Wandel von einem Gasimportland zu einem Gastransitland für vornehmlich russisches Erdgas nach Westeuropa.
5. Der Anteil von Gasen aus Erneuerbaren Energien deckt im Szenario 80%-EE-Anteil<sup>1</sup> mit Power-to-Gas mit lediglich 9 % (8 % Biogas, 1 % Wasserstoff) nur einen geringen Teil der deutschen Erdgasnachfrage.
6. Im Szenario 100%-EE-Anteil mit Power-to-Gas beträgt der Anteil an Gasen aus Erneuerbaren Energien 37 % (29 % Wasserstoff, 8 % Biogas). Wenn die Wettbewerbsfähigkeit von PtG in zukünftigen Jahren gegeben sein sollte, kann sich global auch eine Wasserstoffwirtschaft durchsetzen, so dass dieser hohe Wert durch in Deutschland produzierte erneuerbare PtG hohen Unsicherheiten unterliegt.
7. Sowohl in 2011 als auch in 2050 sind Erdgasimporte die wichtigste Quelle zur Deckung der deutschen Erdgasnachfrage. Um neben dem Stromsektor zusätzlich den Erdgassektor zu dekarbonisieren, müssten deutlich mehr EE-Anlagen installiert werden, als es das derzeitige Ziel der Bundesregierung im Energiekonzept vorsieht.

---

<sup>1</sup> Die EE-Anteil Szenarien unterstellen jeweils die Annahme, dass bilanziell 80% bzw. 100% der Bruttostromnachfrage aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden.

# 1. KonStGas Projekt und Forschungsfragen

## 1.1 Gesamtvorhaben KonStGas

Die Energiewende ist geprägt durch den Ausbau Erneuerbaren Energien, die bei Wind- und Photovoltaik-Anlagen eine volatile Erzeugungsscharakteristik aufweisen. Die führt im Stromsektor zu einer zunehmenden Entkopplung von Stromproduktion und -verbrauch. Mit dem anvisierten Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland vergrößert sich zudem die Schere zwischen der steigenden Erzeugung fluktuierender Erneuerbarer Energiequellen und der verminderten Kapazität zur Deckung von Lücken durch konventionelle Kraftwerke.

In diesem Zusammenhang werden vor allem auf der Stromseite Speichertechnologien diskutiert, die dem energiewirtschaftlichen Zieldreieck der Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit genügen. Als ein weiterer Lösungsansatz wird in den letzten Jahren auch vermehrt der Beitrag der bestehenden und ggf. partiell auszubauenden Gasinfrastruktur als Teil des Energiesystems diskutiert. Dabei ergeben sich neue Chancen, die sich aus der Kopplung von Strom- und Gasnetzen ergeben. Mithilfe der Power-to-Gas Technologie ist eine Umwandlung von regenerativem Strom in chemische Energieträger möglich. Dieses Gas aus Erneuerbaren Energien kann in die Gasinfrastruktur eingespeist werden, die neben einer Speicherfunktion auch eine Transportfunktion übernehmen kann. Erneuerbare Gase können in Biogas, Wasserstoff, oder synthetisches Erdgas sein.

Das Projekt KonStGas untersucht nimmt vor dem Hintergrund des Ausbaus fluktuierender regenerativer Erzeuger die Kopplung von Strom- und Gassystem in den Fokus und konzentriert sich dabei auf die Langzeitspeicherung elektrischer Energie. Die Bewertung dieser Idee erfordert eine gemeinsame Analyse beider gegenwärtig existierender leitungsgebundener Energieversorgungsstrukturen – den Strom- und den Gasnetzen. Daraus lassen sich folgende Ziele für das Gesamtprojekt ableiten:

- Ermittlung des Potenzials zur Aufnahme, Speicherung und Verteilung von Erneuerbaren Energien durch die Zusammenführung von Strom- und Gasnetzen
- Modellierung der dynamischen Energieströme aus Angebot und Nachfrage in der gesamten Energieversorgungsstruktur von Strom- und Gasnetzen unter Berücksichtigung einer effizienten Umwandlung und Speicherung der Energieformen.
- Volkswirtschaftliche Analyse im Kontext der gesamten Energieversorgung unter Berücksichtigung der Senkung von Treibhausgas-Emissionen, der Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Minimierung des volkswirtschaftlichen Aufwandes
- Ableitung von Handlungsempfehlungen für den Ausbau der Netzinfrastruktur und die Entwicklung eines zukünftigen Energiemarktes aus der Zusammenarbeit von Strom- und Gasnetzen.

Das Projekt gliedert sich in vier Teilprojekte (TP), nämlich in das *TP A Stromnetze*, das *TP B Gasnetze*, das *TP C Energieversorgungssystem* und das *TP D Bewertung der Modellergebnisse und Handlungsempfehlungen*.

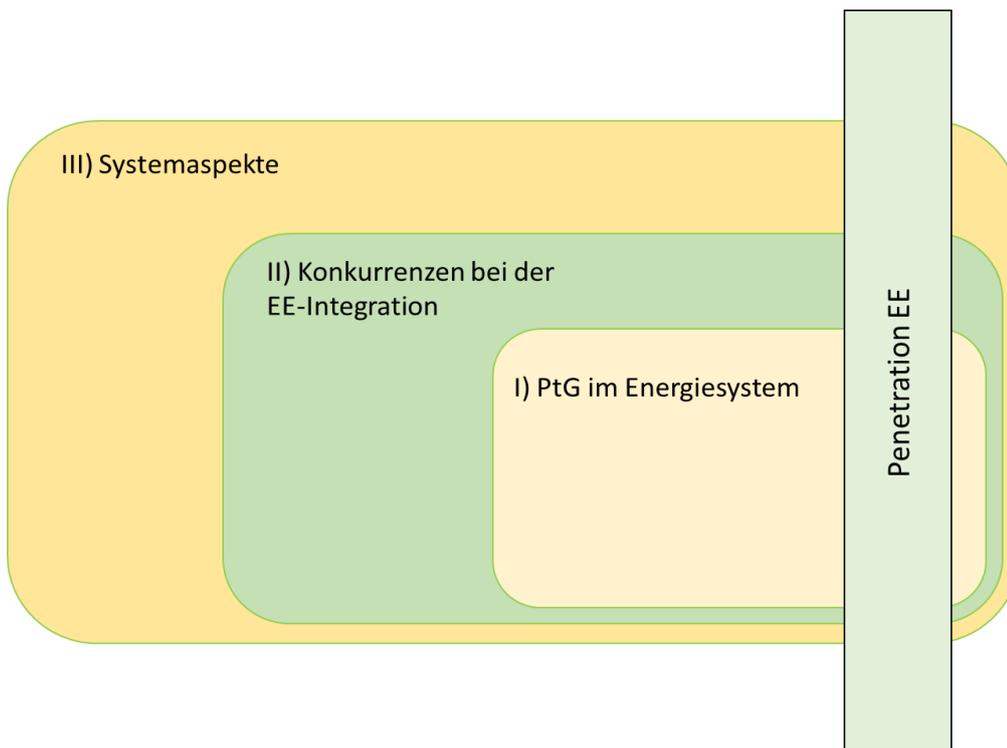
## 1.2 Forschungsfragen des Gesamtvorhabens KonStGas

Zu Beginn des Projektes wurden gemeinsame, übergreifende Forschungsfragen mit allen Partnern entwickelt, die die Ziele des KonStGas-Projektes aufgreifen.

Die TUD forcierte im Verlauf des Projektes eine Weiterentwicklung der erarbeiteten Forschungsfragen<sup>2</sup> mit dem Ziel, einen gemeinsamen Rahmen für die Vielzahl an Modellergebnissen zu geben und die Ergebnisse der Teilprojekte miteinander zu verknüpfen. In der Folge regten diese Fragen einen starken inhaltlichen Austausch und eine produktive Diskussion zwischen den Partnern an.

Der Rahmen der Forschungsfragen (Vgl. Abbildung 1) basiert auf Themenfeldern, die zum einen durch die Durchdringung der EE getrieben sind und sich andererseits in drei Dimensionen aufteilen. Die Dimension *PtG im Energiesystem (I)* betrachtet dabei zunächst die Technologie und Potentiale isoliert. In der zweiten Dimension *Konkurrenz bei der EE-Integration (II)* werden Fragen der PtG-Technologie in Bezug auf andere Technologien adressiert. Die dritte Dimension *Systemaspekte (III)* nimmt das gesamte Energiesystem in den Blick.

**Abbildung 1: Themenfelder der Forschungsfragen im KonStGas Projekt**



(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Markewitz et al. (2014))

<sup>2</sup> Die Forschungsfragen im Projekt KonStGas wurden auf dem 1. öffentlichen Workshop am 30.01.2014 in Berlin vorgestellt (Markewitz et al. (2014)) „Szenariodefinition, Rahmendaten und -annahmen“

Für jede Dimension wurden innerhalb des Konsortiums Forschungsfragen identifiziert und definiert:

**I) Power-to-Gas im Energiesystem**

1. Welche Überschussstrommengen sind zukünftig zu erwarten unter besonderer Berücksichtigung von sonstigen Randbedingungen (z.B. Must Run Kapazitäten für Systemdienstleistungen, Demand Side Management, steuerbare Verbraucher, Import/Export etc.)?

**II) Konkurrenzen bei der EE-Integration**

2. Welche Technologien stehen mit P2G in Konkurrenz und welchen Beitrag kann P2G zur Integration erneuerbarer Energien leisten?
3. Welchen Beitrag können Kurz- und Langzeitspeicher im Zusammenspiel mit flexiblen Kraftwerken und dem Einsatz Erneuerbaren Energien (volatil und nicht volatil) bezüglich Last und Stromerzeugungsmengen leisten?
4. Wo werden P2G-Anlagen installiert und welche Leistung können diese Anlagen umsetzen (viele kleine Anlagen in Verteilnetzen versus einige große Anlagen in Transportnetzen)?
5. Welche Alternativen (z.B. Power to Heat, Export) bestehen neben PtG, um die erwarteten Überschussstrommengen zu nutzen? Stellen diese Maßnahmen eine Konkurrenz oder eine Ergänzung dar?
6. Welche Rolle können Gas- und Stromnetze beim Transport von Energie einnehmen, wenn bei hohen EE-Penetrationen Angebot und Nachfrage sowohl räumlich als auch zeitlich auseinanderfallen?

**III) Systemaspekte**

7. Welchen Beitrag leistet PtG zur EE-Integration durch die kombinierte Nutzung von Gas und Strom und welche Restriktionen sind zu beachten?
8. Welche Auswirkungen ergeben sich aus dem Einsatz von Kurz- und Langzeitspeichern im Hinblick auf Stromerzeugung, Gestehungskosten, Speicherkosten, Gaspreise und Emissionen?
9. Welche gas- und stromnetzseitigen Implikationen sind zu erwarten (Netzausbau, Speicherbedarf und –auslegung, Gaszusammensetzungen, CO<sub>2</sub>-Quellen für die Methanisierung etc.)?
10. Welche kostenseitigen Auswirkungen auf das Energiesystem sind aus volkswirtschaftlicher Sicht durch den Ausbau von PtG zu erwarten?
11. Unter welchen Szenarien (Kraftwerksausbau, Gasengpässe im Upstream Markt) sind in Deutschland Engpässe in der Gasversorgung zu erwarten?

### 1.3 Hintergrund, Motivation und Ziele im Teilprojekt TUD

Der Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Technischen Universität Dresden ist im KonStGas-Projekt im *TP B: Gasnetze* eingebunden. Der Hintergrund für die Betrachtung des Gassektors ist die begrenzte Integrationsfähigkeit des Elektrizitätssektors für Strom aus EE. In Zeiten von hoher Wind- und Photovoltaik-Einspeisung und geringer Nachfrage treten im Stromnetz Engpässen auf, die aus Sicherheitsgründen immer häufiger zu Abschaltungen von EE-Anlagen führen können. Power-to-Gas (PtG) bietet die Möglichkeit, (überschüssigen) EE-Strom für die Elektrolyse zu nutzen und so Wasserstoff oder Methan herzustellen. Diese EE-Gase können wiederum direkt stofflich genutzt werden oder in das Erdgasnetz integriert werden. Die Motivation für die Kopplung von Strom- und Gassystem rührt daher vorrangig von der stärkeren Nutzung und Integration von EE in das Energiesystem. Darüber hinaus kann das Erdgasnetz auch Transportaufgaben übernehmen, wo heute Engpässe im Stromnetz auftreten. Schließlich bietet die Wandlung von EE-Strom in EE-Gase auch die Möglichkeit der Langzeitspeicherung. Dem gegenüber stehen hohe Umwandlungsverluste bei einer

Wandlung von EE-Strom zu EE-Gas und einer anschließenden Rückverstromung sowie standortabhängige technische Restriktionen für die Errichtung von PtG-Anlagen und deren Anbindung an das Strom- und Gasnetz. Aus diesem Grund wird im KonStGas-Projekt ein zukünftiges Energiesystem mit hohen Anteilen EE untersucht und die Restriktionen und gegenseitigen Abhängigkeiten des Strom- und Gassektors analysiert. Für den Gassektor in Deutschland ist zusätzlich die europäische Entwicklung maßgeblich. Während auf der Angebotsseite europäische Produktion in den Niederlanden aber auch in Norwegen zurückgeht, treten mit dem Ausbau der Infrastruktur für Flüssiggas (LNG) und dem Bau neuer Pipelines (z.B. Nord Stream II, Turkish Stream) neue Akteure in den Erdgasmarkt ein. Die Entwicklung der Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2050 unterliegt zusätzlich Unsicherheiten. Der im Rahmen des KonStGas-Projektes entwickelte Modellansatz greift diese Entwicklungen im europäischen Gassektor auf und ermöglicht eine Analyse der Rahmenbedingungen für den deutschen Erdgasmarkt auf Basis von Fundamentaldaten. Vor diesem Hintergrund leiten sich für die TUD folgende Teilprojektziele ab:

- Entwicklung eines techno-ökonomischen Modells für den europäischen Erdgasmarkt
- Analysen wesentlicher Rahmenbedingungen für den deutschen Erdgasmarkt bis 2050
- Implikationen für die Einspeisung von Erneuerbaren Gasen in das deutsche Gassystem

Neben diesen spezifischen Teilprojektzielen ergibt sich eine Vielzahl von Schnittstellen zum technischen Gasnetzmodell (TUB), dem Energiesystemmodell (IEK-STE) und den Modellen des Stromsystems (KIT-IIP und IAEW). Ein Zusammenwirken der Modelle ist in Abschnitt 3.2 genauer erläutert.

## 1.4 Stand der Wissenschaft in der Gasmarktmodellierung

Mit der Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes seit den 1990er Jahren vollzog sich ein Anstieg der Gasmarktmodelle in Europa. Zuvor existierten diese partiellen Energiesysteme vor allem für den nordamerikanischen Raum. Mit dem Aufbruch vertikal integrierter Unternehmen in Europa, die bis dato die gesamte Wertschöpfungskette der Förderung, des Transportes, der Verteilung und des Vertriebes von Erdgas übernahmen, ist auch die Zahl der Akteure im europäischen Erdgasmarkt angewachsen. Getrieben durch die Fragen nach der Entwicklung des Erdgaspreises und einer gesicherten Erdgasversorgung, bieten Gasmarktmodelle die Möglichkeit mittels Szenarien Ursache-Wirkungsbeziehungen abzubilden und Empfehlungen für Entscheidungsträger aus Politik und Wirtschaft abzuleiten.

Gasmarktmodelle unterscheiden sich in ihrem technischen Detaillierungsgrad, z.B. in der Abbildung einzelner Erdgasleitungen, und der Abbildung von Marktstrukturen. Technische Gasmarktmodelle weisen oftmals einen hohen räumlichen Detaillierungsgrad auf, vernachlässigen hingegen das Verhalten einzelner Akteure. Oftmals sind die Optimierungsprobleme linear formuliert und stellen somit Fundamentalmodelle dar (Lochner and Bothe, 2007). Marktmodelle, die das strategische Verhalten von Erdgasfördernden Ländern oder Regionen, Transporteuren und Verbrauchern in den Mittelpunkt rücken verwenden oftmals den Ansatz eines nicht-kooperativen Cournot-Spiels (Chyong and Hobbs, 2014; Egging et al., 2010; Hecking and Panke, 2012; Holz et al., 2008). Neuere Modelle konzentrieren sich auf die Kopplung von Strom- und Gassektor, um die Auswirkungen der Sektorenkopplung zu untersuchen (Abrell and Weigt, 2016; Chaudry et al., 2008, 2014).

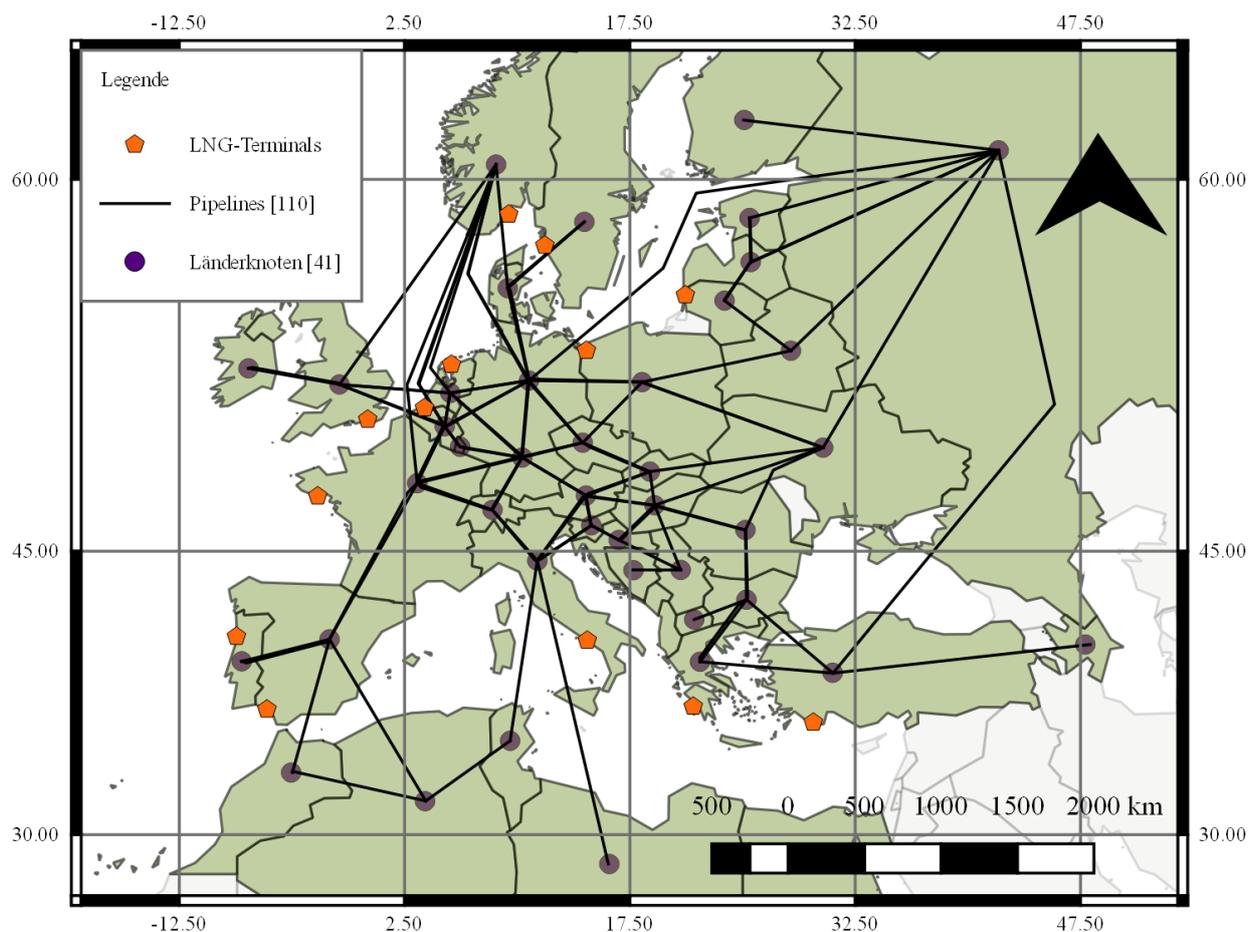
## 2. GAMAMOD, das europäische Gas Market Model

Um die Auswirkungen der Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz in Deutschland zu betrachten ist es notwendig, den europäischen Erdgasmarkt und seine Entwicklung zu untersuchen. Vor diesem Hintergrund wurde das europäische Gasmarktmodell GAMAMOD am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TUD entwickelt und in die Modelliteration im KonStGas-Projekt eingebunden.

### 2.1 Geographischer Abbildung Europas in GAMAMOD

Das Gas Market Model GAMAMOD beschreibt den europäischen Erdgasmarkt. Jedes Land in Europa wird durch ein Marktgebiet bzw. Länderknoten abgebildet. Da im Projekt der Fokus auf der Betrachtung Deutschlands liegt, werden für Deutschland die beiden Marktgebiete Gaspool (GP) und NetConnect Germany (NCG) separat modelliert. Aggregierte Gasübertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten werden durch repräsentative Leitungen dargestellt. Abbildung 2 gibt einen Überblick über den geographischen Umfang des Modells.

**Abbildung 2: Regionale Auflösung von GAMAMOD**



(Quelle: Eigene Darstellung)

Zusätzlich werden für den europäischen Erdgasmarkt die wichtigen Gasförderländer Russland, Algerien und Katar sowie Nigeria und Trinidad und Tobago abgebildet. Auf der Angebotsseite berücksichtigen

sichtig das Modell Produktionskapazitäten, die sich nach Förderlevel und Angebotsland unterscheiden. Im Modell wird der Transport von Erdgas über Pipelines und LNG abgebildet. Für den Transport von LNG werden Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten in Angebots- und Nachfrageländern berücksichtigt.

## 2.2 Europäischen Erdgasmarkt: Rahmendaten und Annahmen

Der Erdgasmarkt in Europa befindet sich im Wandel. Neben einer rückläufigen Erdgasförderung, vor allem in den Niederlanden und einer unsicheren Entwicklung der Nachfrage stellt sich auch ganz grundsätzlich die Frage, welche Rolle Erdgas im zukünftigen Energiemix in Europa spielt. Mittelfristig kann der Einsatz als Alternative zu Erdöl und Kohle zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen. Langfristig besteht allerdings auch die Gefahr, dass der Ausbau der Erdgasinfrastruktur zu einem Lock-in-Effekt führt, der das Erreichen zukünftiger ambitionierter CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erschwert.

Im Rahmen des KonStGas Projektes wurden für die Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes die in Tabelle 1 aufgelisteten Annahmen getroffen. In den nachfolgenden Abschnitten werden die Überlegungen zu einzelnen Annahmen erläutert und diskutiert.

**Tabelle 1: Rahmenannahmen zur Entwicklung des Erdgasmarktes in Europa**

Parameter	Annahme
Erdgasnachfrage (Europa)	moderat steigende Erdgasnachfrage von jährlich 0,13% in Europa bis 2050
Biogas (Europa)	geringe bis keine Biogaseinspeisung ins Gasnetz in anderen europäischen Ländern
Erdgasförderung (Europa/Welt)	Erdgasförderung in Europa sinkt und Förderung in Russland steigt, neue Anbieter für den europäischen Markt aus dem Nahen Osten (Iran, Turkmenistan, Aserbaidschan) keine US-amerikanischen LNG Lieferungen im europäischen Markt
Erdgasspeicher (Europa)	keine Veränderung zum Basisjahr
Infrastruktur (Europa)	Ausbau der Nord Stream I Pipeline In Sensitivitäten betrachtet: Ausbau des südlichen Gaskorridors, Stopp eines russischen Gastransits über die Ukraine Ausbau der LNG-Import Infrastruktur
Schiefergas (Europa)	keine relevante Schiefergasförderung in Europa bis 2050

(Quelle: Eigene Annahmen)

### 2.2.1 Erdgasnachfrage in Europa

Erdgas ist eine der wichtigsten Energieressourcen in Europa und kommt in der Strom- und Wärme-Produktion, in der chemischen Industrie, Produktionsprozessen und in der Mobilität zum Einsatz. Die

aktuelle Umgestaltung des Energiesystems mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, stellt eine Unsicherheit für die zukünftige Entwicklung der Erdgasnachfrage dar. Tabelle 2 listet Treiber und Hemmnisse für einen zukünftigen Anstieg der Erdgasnachfrage auf:

**Tabelle 2: Treiber und Hemmnisse für einen weiteren Anstieg der Erdgasnachfrage in Europa**

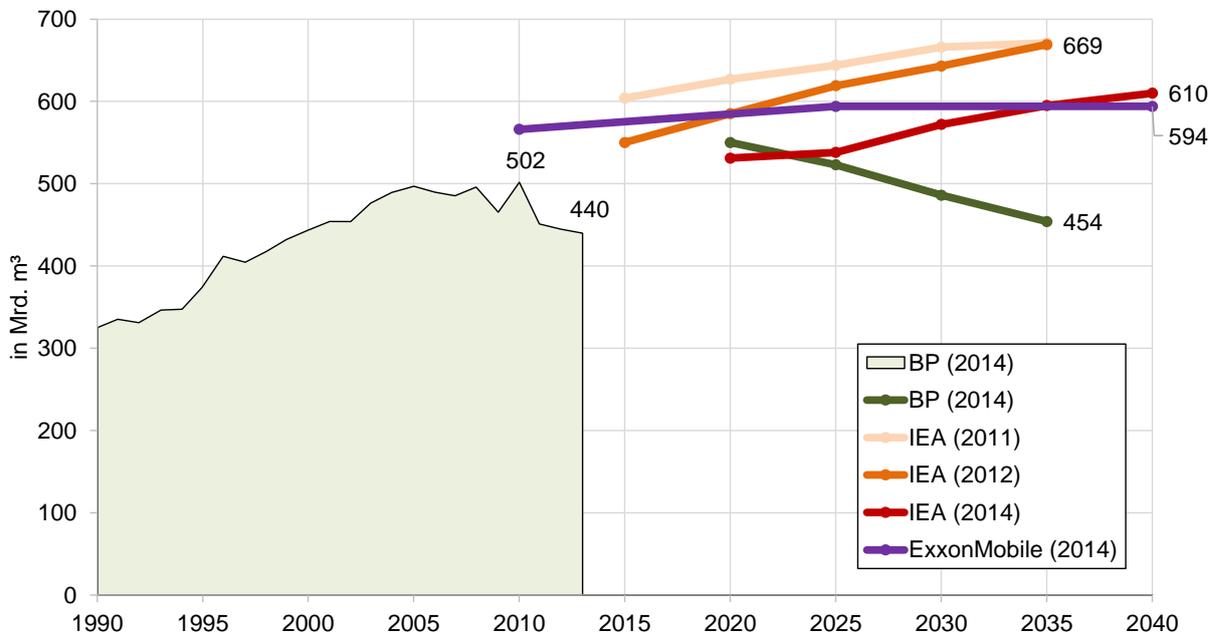
<i>Entwicklung der Erdgasnachfrage</i>		
Kategorie	Treiber für einen Anstieg der Erdgasnachfrage	Hemmnisse für einen Anstieg der Erdgasnachfrage
Technisch: Ressource und Einsatz	<b>Flexibler Einsatz</b> von Gaskraftwerken zum Ausgleich fluktuierender Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien Anlagen	<b>Sinkende europäische Erdgasfördermengen</b> – die Erdgasvorkommen in Groningen, dem größten europäischen Erdgasreservoir, sind bereits soweit erschöpft, dass die Niederlande bis zum Jahr 2030 die Erdgasexporte einstellen.
	<b>Hoher Wirkungsgrad</b> moderner Gaskraftwerke (bis zu 60%) in Kombination mit Dampfturbinen (GuD) und bei Auskopplung von Wärme (KWK)	
	<b>Relativ geringe CO<sub>2</sub>-Emissionen</b> Im Vergleich zu anderen fossilen Erzeugungstechnologien, die auf Kohle und Erdöl basieren	
Technisch: Infrastruktur	<b>Vorhandene Infrastruktur</b> – das Erdgasnetz ist in Europa gut ausgebaut	<b>Ausbau und Weiterentwicklung der Erdgasinfrastruktur</b> – z.B. in LNG-Import-Häfen, Reverse-Flow Kapazitäten um einen Fluss von West- nach Ost-Europa zu ermöglichen, neue Importleitungen, z.B. Nord Stream II
	<b>Speicherfähigkeit</b> der Erdgasinfrastruktur, Sektorenkopplung	
	Möglichkeit einer <b>Dekarbonisierung</b> des Gassektors: durch den Einsatz von Biogas und synthetischem Gas auf Basis Erneuerbarer Energien	
Ökonomisch	Aktuell relativ <b>niedriger Erdgaspreis</b> – durch Überkapazitäten im Weltmarkt und Schiefergas Boom in den USA	Schwieriges <b>Marktumfeld für Gaskraftwerke</b> Stromsektor: derzeit sind bspw. in Deutschland geringe Einsatzstunden von Gaskraftwerken aufgrund niedriger Strompreise auf dem Großhandelsmarkt zu beobachten
	Bildung von <b>Gas-to-Gas Handel</b> Hubs in Europa, sorgen für mehr Wettbewerb, mildern Ölpreisbindung und die Dominanz von Langfristverträgen	

Kategorie	Treiber für einen Anstieg der Erdgasnachfrage	Hemmnisse für einen Anstieg der Erdgasnachfrage
CO <sub>2</sub> -Preis	<b>moderater CO<sub>2</sub>-Preis</b> erhöht Wirtschaftlichkeit von Erdgasanwendungen gegenüber Anwendungen basierend auf anderen fossilen Energieträgern	sehr <b>niedriger CO<sub>2</sub>-Preis</b> hemmt Nachfrage nach emissionsarmen, erdgasbasierten Anwendungen
		<b>sehr hoher CO<sub>2</sub>-Preis</b> treibt Innovationsdruck zu nicht-fossilen (auch nicht erdgasbasierten) Anwendungen
Politisch	<b>Technologische Diversifizierung</b> auf Strom- und gasbasierte Anwendungen erhöht die Versorgungssicherheit und mindert die Abhängigkeit von einem Energieträger	<b>Abhängigkeit von Erdgasimporten</b> aus (teilweise) politisch instabilen Regionen, wie Nordafrika bzw. Potential geopolitischer Konflikte mit Russland oder der Türkei, die Versorgungssicherheit gefährden

(Quelle: Eigene Annahmen)

In Tabelle 2 wird ersichtlich, dass eine Reihe von Unsicherheiten und Abhängigkeiten die Entwicklung der Erdgasnachfrage beeinflussen. In der wissenschaftlichen Literatur werden daher Szenarien gebildet, um den Einfluss unterschiedlicher Ereignisse auf die Gasnachfrage zu untersuchen. Die Entwicklung der europäischen Erdgasnachfrage von 1990 bis 2013 und der Ausblick bis zum Jahr 2040 in verschiedenen Szenarien sind in Abbildung 3 dargestellt.

**Abbildung 3: Entwicklung der europäischen Erdgasnachfrage**



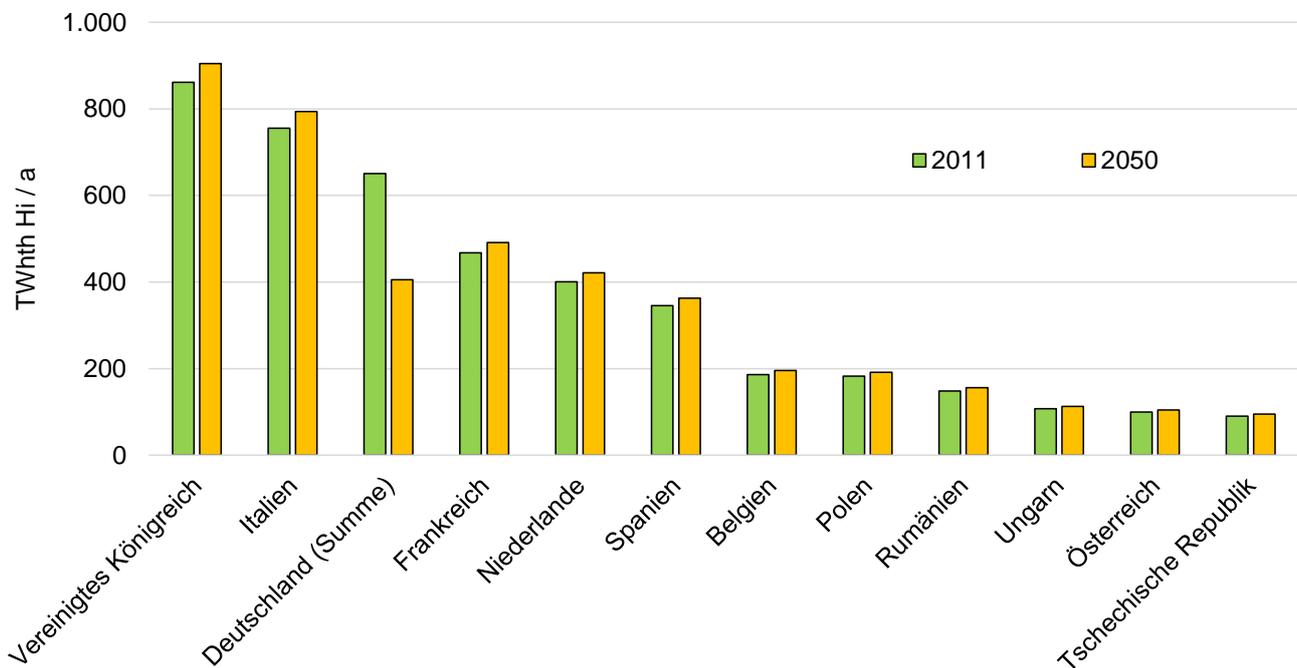
(Quelle: Eigene Darstellung (BP, 2014; Exxon Mobil, 2014; IEA, 2011, 2012, 2014))

Die Erdgasnachfrage ist zuletzt in Europa zwischen 1990 (325 bcm) und 2010 (502 bcm) stark angestiegen (BP, 2014). In der Folge der Finanzkrise und der Abkühlung der europäischen Konjunktur

sank danach die Erdgasnachfrage zunächst wieder bis 2013 (440 bcm). Für die Entwicklung der Erdgasnachfrage ist ein wesentlicher Treiber, welche Bedeutung Erdgas im zukünftigen Energiesystem unter Einbezug von Klimaschutzziele und CO<sub>2</sub>-Minderungszielen einnimmt. Der World Energy Outlook der IEA von 2011, 2012 und 2014 entwirft ein „New Policy Scenario“ unter dessen Annahmen die Erdgasnachfrage im Vergleich zu 2013 deutlich ansteigt. Demgegenüber steht der BP Energy Outlook 2035, der im Vergleich zur Spitzennachfrage aus 2010 für das Jahr 2035 einen Rückgang prognostiziert. Zwischen beiden Szenarien ist der Bericht von Exxon Mobile einzuordnen, der einen leichten Anstieg der europäischen Erdgasnachfrage bis zum Jahr 2040 erwartet. Der Vergleich der verschiedenen Szenarien ist nur bedingt möglich, da:

- Unterschiedliche Definitionen von „Europa“ verwendet werden, z.B. EU28, geographisches Europa oder Eurasien
- Unterschiedliche Stützjahre verwendet werden (5-Jahresschritte, 15-Jahresschritte etc.) und unterschiedliche Zieljahre (bis 2035, bis 2050)
- Eine Umrechnung der Werte nötig ist, da die Nachfrage zum einen in Energieeinheiten (z.B. *BTU*, *GWh* oder *toe*) bzw. in Volumeneinheiten (z.B. *bcm*) angegeben werden

Es wurden keine Studien gefunden, die die Erdgasnachfrage in Europa bis zum Jahr 2050 betrachten. Auf Basis der vorgestellten Studien wird für das Gasmarktmodell im KonStGas Projekt einem mittleren Szenario gefolgt. Für das Jahr 2050 wird somit ein linearer moderater Anstieg der europäischen Erdgasnachfrage von jährlich 0,13 % angenommen und basierend auf der Erdgasnachfrage 2011 die Erdgasnachfrage für 2050 des jeweiligen Landes berechnet. Die jährlichen Nachfragen für die Jahre 2011 und 2050 sind in Abbildung 4 für die zwölf nachfragestärksten Länder im dargestellt. Die Nachfragewerte aller Länder im Modell sind in der Anlage in Tabelle 5 aufgeführt.

**Abbildung 4: Erdgasnachfrage in europäischen Ländern in TWh<sub>th Hi</sub> /a in 2011 und 2050**


(Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf IEA, BP und Modellergebnissen aus dem Energiesystemmodell IKARUS der Projektpartner IEK-STE)

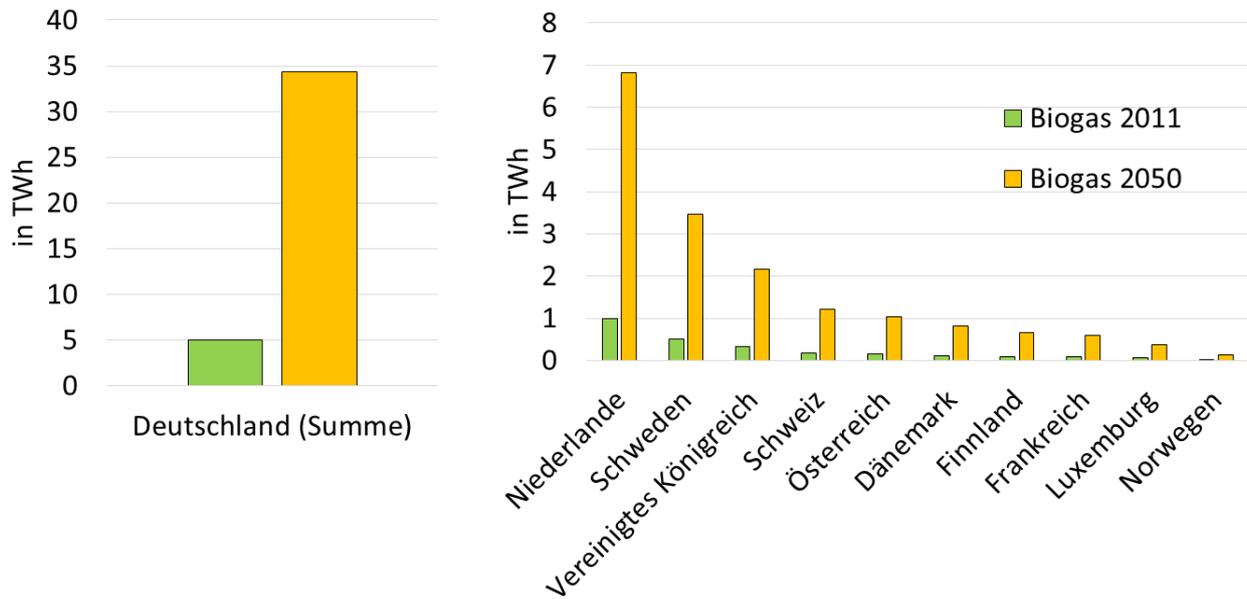
Neben dem Vereinigten Königreich (UK) und Italien (IT) weist Deutschland (DE) die größte Erdgasnachfrage 2011 in Europa auf. Durch den oben beschriebenen Ansatz erhöht sich die Nachfrage in allen europäischen Ländern gleichmäßig in Relation zur Nachfrage 2011. Eine Ausnahme bildet die Nachfrage in Deutschland. Diese Werte basieren auf Modellergebnissen aus dem Energiesystemmodell IKARUS, sodass in 2050 von einer niedrigeren deutschen Erdgasfrage als im Basisjahr 2011 ausgegangen wird. Die gegenläufige Annahme für die europäische Erdgasnachfrage determiniert somit einen Teil der Modellergebnisse bezogen auf Erdgastransite, Importe und Exporte.

Für die Berechnung in GAMAMOD werden die Eingangsdaten für die deutsche Erdgasnachfrage auf die beiden Marktgebiete Net Connect Germany (NCG) und Gaspool (GP), gewichtet nach ihren Marktanteilen im Jahr 2011, aufgeteilt.

Für die unterjährige Verteilung der jährlichen Gesamtnachfrage wird ein länderspezifisches Monatsprofil, basierend auf monatlichen Nachfragemengen in 2011 (EUROSTAT, 2014) entwickelt, das für die Modelljahre 2011 und 2050 unverändert bleibt.

### 2.2.2 Biogas in Europa

Die Einspeisung von Biogas liegt in Deutschland im Jahr 2011 bereits bei ca. 5 TWh jährlich. Für 2050 wird eine Einspeisung von bis zu 35 TWh erwartet. Im Vergleich zu Deutschland ist die Einspeisung von Biogas in anderen europäischen Ländern gering. Auf Basis von nationalen Aktionsplänen ist zu erwarten, dass größere Mengen an Biogas in den Niederlanden (7 TWh/a), Schweden (3,5 TWh/a) und im Vereinigten Königreich (2 TWh/a) eingespeist werden (Vgl. Abbildung 5).

**Abbildung 5: Biogaseinspeisung 2011 und 2050 in Deutschland und Europa**


(Quelle: Eigene Darstellung (Green Gas Grid, 2014; OECD, 2010))

Insgesamt ist der Anteil an Biogas, das in das Gasnetz eingespeist wird, im Vergleich zu konventionellem Erdgas gering. In einigen europäischen Ländern, z.B. in Deutschland, Frankreich, Österreich und den Niederlanden, gibt es bereits größere Biogasproduktionskapazitäten, sodass bereits eigenständige Märkte etabliert sind. Andere Länder planen einen Markt für Biogas zu schaffen, z.B. Italien, Kroatien, Ungarn, Polen, Slowakei und das Vereinigte Königreich (Green Gas Grid, 2014). Mit dem Ziel, den Erdgasmarkt perspektivisch ebenfalls zu dekarbonisieren, gewinnt der Beitrag von Biogas eine Bedeutung für die Erdgaswirtschaft.

### 2.2.3 Erdgasförderung in Europa

Die konventionelle **Erdgasförderung** ist in Europa bereits seit einigen Jahren rückläufig. Die größten Erdgasförderländer in der EU sind Großbritannien und die Niederlande. Norwegen als nicht EU-Mitglied stellt einen Großteil der europäischen Erdgasförderung zur Verfügung. In den Niederlanden ist zu erwarten, dass der Export von Erdgas bis zum Jahr 2030 eingestellt wird. Die Produktionsdaten für einzelne Erdgasanbieter basieren auf: (BGR, 2013; ENTSOG, 2012; EUROSTAT, 2016; Möst and Perlwitz, 2009). Die Abschätzung von Erdgasförderkosten unterliegt großen Unsicherheiten, da diese für einzelne Fördergebiete nicht veröffentlicht sind. Die Erdgasförderkosten in GAMAMOD basieren auf Daten von Möst & Perlwitz (2009). Mit dem Rückgang der innereuropäischen Erdgasförderung steigt die europäische Abhängigkeit nach Erdgasimporten. Im Zusammenhang mit der Energiesicherheit aller europäischen Länder strebt die EU daher den Ausbau des Energiebinnenmarktes an. Ziel ist ein freier Handel aller europäischen Länder, um zum einen die nationalen Energiebezugswege zu diversifizieren und zum anderen gegenüber außereuropäischen Erdgasexporteuren eine bessere Verhandlungsposition zu erzielen.

## 2.2.4 Schiefergas in Europa

Im Gegensatz zum US-amerikanischen Erdgasmarkt zeigen wissenschaftliche Untersuchungen, dass **Schiefergas** in Europa eine geringere Wirtschaftlichkeit besitzt (Pearson et al., 2012). Aus diesem Grund wurde für Europa ein Schiefergas-Boom nicht in die Betrachtung einbezogen. Stattdessen unterliegen die Berechnungen der Annahme, dass eine Förderung von Schiefergas in Europa die schwindenden konventionellen Reserven nicht ersetzen kann.

## 2.2.5 Außereuropäische Erdgasquellen

Außereuropäische Erdgasquellen befinden sich für Europa in Russland und Nordafrika, die über Pipelines mit den Nachfragezentren verbunden sind. In den letzten Jahren wurde der Ausbau des südlichen Gaskorridors vorangetrieben mit dem Ziel, Erdgas aus der kaspischen Region aus Aserbaidschan und Turkmenistan und perspektivisch aus dem Iran nach Südeuropa zu importieren. Daneben steigt die Bedeutung von Importen von Flüssiggas (LNG), die den Zugang zu Erdgasquellen im mittleren Osten (Katar), Afrika (Nigeria) und auch aus den USA ermöglichen. Der Import von LNG bietet Europa einerseits die Möglichkeit, die Angebotsstruktur zu diversifizieren. Da die Marktpreise für Erdgas in den asiatischen Märkten über dem europäischen Niveau liegen, ist zu erwarten, dass vor allem LNG nach Asien transportiert wird.

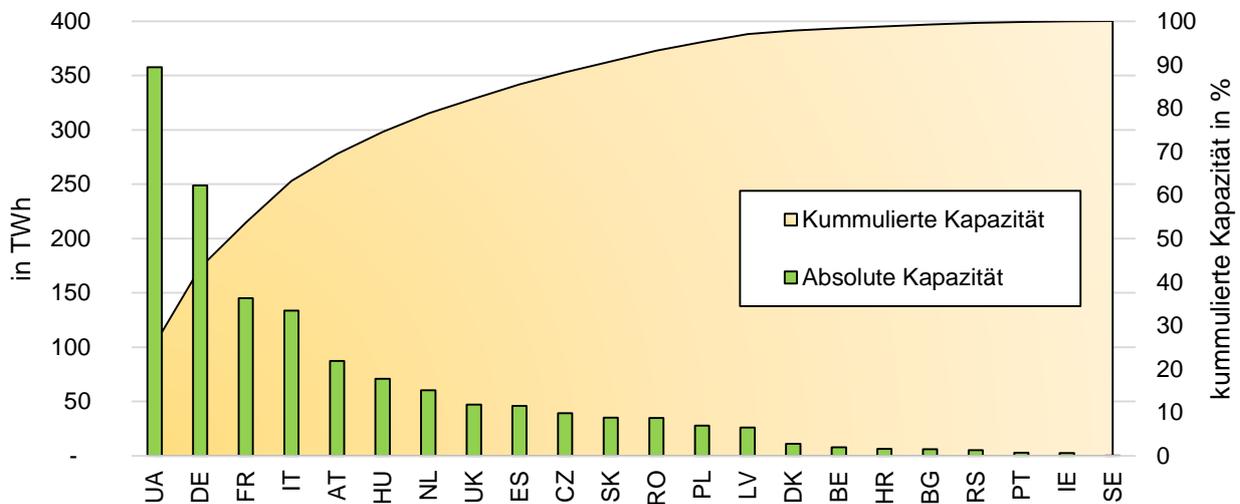
## 2.2.6 Erdgasspeicher in Europa

Erdgasspeicher liefern einen wichtigen Beitrag zur Erdgasversorgungssicherheit. Vor dem Hintergrund saisonaler Nachfrageschwankungen und dem Ziel, die Förder- und Importinfrastruktur über den Jahresverlauf gleichmäßig zu nutzen, stellen Erdgasspeicher eine Flexibilitätsoption zu zeitlichen Entkoppelung von Angebot und Nachfrage dar.

Erdgasspeicher unterscheiden sich in ihrer geologischen Form, die sich wiederum auf Speichercharakteristik auswirkt:

- Kavernenspeicher,
- Porenspeicher
- Ausgeförderte Gasfelder
- Aquifers

Während Porenspeicher Erdgas in einem natürlichen, porösen Gestein speichern, stellen Kavernenspeicher künstliche Hohlräume dar, die beispielsweise in Salzstöcken zu finden sind. Aquifer sind unterirdische Schichten, aus denen durch die Einspeicherung von Erdgas Grundwasser verdrängt wird. Ebenso können ausgeförderte Gaslagerstätten als Gasspeicher verwendet werden. Ein Gasspeicher kann nicht vollends entleert werden, da ein Teil des Gases zur Gewährleistung des benötigten Gasdruckes zur Ein- und Ausspeicherung benötigt wird. Dieses Gas wird auch als Kissengas bezeichnet. Das zu speichernde Gas wird als Arbeitsgas bezeichnet. Die Art des Speichers beeinflusst die Speicherkapazität, die Ein- und Ausspeichergeschwindigkeit und die Fähigkeit, z.B. Wasserstoff in Verbindung mit Erdgas aufzunehmen. So ist die maximale Ein- und Ausspeichergeschwindigkeit vom Füllstand des Speichers abhängig. Je nach Ausgestaltung eignen sich Gasspeicher daher eher zum Ausgleich saisonaler Nachfrageschwankungen oder zur Bereitstellung kurzfristiger Flexibilität, z.B. für Handelsgeschäfte. Modellierungsansätze zur Abbildung von verschiedenen Speichern und ihrer jeweiligen Charakteristik sind in Lochner (2012, S. 39) beschrieben.

**Abbildung 6: Kapazität europäischer Erdgasspeicher in Europa je Land**

(Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der GSE Storage Map (GIE, 2014))

In Abbildung 6 ist ersichtlich, dass die Ukraine über die größten Erdgasspeicher verfügt. Innerhalb der EU hat Deutschland die größten Speicherkapazitäten. Eine Übersicht über aktuelle Füllstände in Speichern ist in der Transparenzplattform AGSI ersichtlich (GIE, 2017). Im Rahmen des KonStGas Projektes wurden die Speicherkapazitäten aller europäischen Länder nach ihrer Speicherart ermittelt. Sowohl für Deutschland, als auch für Gesamteuropa sind keine Änderungen der Speicherkapazitäten zwischen 2011 und 2050 im Modell hinterlegt.

## 2.2.7 Europäische Erdgasinfrastruktur

Die Entwicklung der europäischen Erdgasinfrastruktur unterliegt großen Ungewissheiten, besonders für die Betrachtung eines langfristigen Zeithorizonts bis 2050. Die Ungewissheiten sind zu einem großen Teil auf wechselnde geopolitische Interessen und die Unsicherheit in der Entwicklung der Erdgasnachfrage zurückzuführen. Für das KonStGas-Projekt wurden daher im Bau befindliche Ausbauprojekte betrachtet. Konkret wurde der Ausbau der Nord Stream I Pipeline angenommen, die den wesentlichen Unterschied zwischen den Gegebenheiten in der Infrastruktur zwischen 2011 und 2050 darstellt. Das Pipelinennetz basiert auf der „System Development Map“ der (ENTSOG, 2016). Ein Ausbau des südlichen Gaskorridors für russisches und kaspisches Erdgas aus könnte den Transitweg für russisches Gas über die Ukraine nach 2019 kompensieren. Ebenso ist ein Ausbau von LNG-Import Häfen eine mögliche Strategie, die zur Wahrung der Versorgungssicherheit durch einen diversifizierten Bezug von Erdgas beiträgt (Vgl. Infobox und Hauser & Möst (2016)).

### Infobox: Ausbauprojekte zu Pipelineprojekten in Europa

Ein Ziel der europäischen Energiepolitik ist die Wahrung der Versorgungssicherheit. Für die Erdgaswirtschaft stehen hier unterschiedliche Maßnahmen zur Verfügung: (I) Ausbau von Pipelinekapazitäten für den Import und die Verteilung von Erdgas, (II) Erhöhung von Flüssiggasimporten durch den Bau neuer LNG-Import-Terminals sowie (III) Förderung nichtkonventioneller Erdgasvorkommen wie Schiefergas (Vgl. Hauser & Möst, 2015).

Abbildung 1: Ausgewählte Pipelineprojekte für die Europäische Importinfrastruktur

Pipeline-Projekt		Ursprung des Erdgases	Pipelineabschnitt und beteiligte Länder	Kapazität Ausbau [in Mrd. m <sup>3</sup> ]	(Baubeginn) Betrieb
Turkish Stream		Russland	Russland Türkei	63	(2015) offen
Südlicher Gaskorridor	SCP Süd-Kaukasus Pipeline	Aserbaidschan Turkmenistan	Aserbaidschan Georgien	14	(2013) 2018
	TANAP (Trans Anatolien Pipeline)	Aserbaidschan Turkmenistan (Iran)	Türkei	16 - 31	(2015) 2018
	TAP (Trans-Adriatic Pipeline)	Aserbaidschan Turkmenistan Russland	Griechenland Albanien Italien	10 - 20	(2016) 2020
Nord Stream II		Russland	Russland Deutschland	55	(2018) 2019

(Quelle: entnommen aus Hauser & Möst, 2016)

Darüber hinaus gibt es eine Reihe von innereuropäischen Ausbauprojekten (Projects of Common Interests, PCI), die die Verteilung von Erdgas innerhalb der EU flexibilisieren sollen (EC, 2017).

## 2.3 Deutscher Erdgasmarkt: Rahmendaten und Annahmen

Im Fokus des KonStGas Projektes steht die Konvergenz der Strom- und Gasnetze in Deutschland. Der deutsche Erdgasmarkt ist in den europäischen Gasmarkt stark integriert. Mit dem Ausbau grenzüberschreitender Transport- und Transitleitungen und der Ausbildung von liberalisierten Märkten ist die Betrachtung des deutschen Erdgasmarktes im europäischen Kontext sinnvoll. Erdgas ist ein wichtiger Energierohstoff in der deutschen Energieversorgung. Aufgrund geringer deutscher Reserven ist Deutschland auf Importe angewiesen. Die Daten für die Modellberechnung basieren auf öffentlich zugänglichen Daten sowie auf Ergebnissen der KonStGas-Projektpartner. Das Basisjahr ist 2011. Tabelle 3 gibt einen Überblick, welche auf Deutschland bezogenen Annahmen und Rahmenparameter in das Modell GAMAMOD einfließen.

**Tabelle 3: Rahmenannahmen bezogen auf Deutschland**

Parameter	Annahme
Erdgasnachfrage (DE) <sup>3</sup>	sinkende Gasnachfrage um 38% bis 2050
Biogas (DE) <sup>2</sup>	steigende Biogaseinspeisung um ca. 3 Mrd. Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> Gaseinspeisung 2050 zu Kosten von 5,7 Euro Cent/kWh
Erdgasförderung (DE) <sup>2</sup>	keine konventionelle Erdgasförderung in DE im Jahr 2050
Erdgasspeicher (DE) <sup>1</sup>	kein Speicherausbau in DE zwischen 2011 und 2050
Infrastruktur (DE) <sup>1</sup>	Ausbau der Nord-Stream I Pipeline von 23 bcm/a auf 55 bcm/a
Schiefergas (DE) <sup>1</sup>	Keine nennenswerte Schiefergasförderung in DE bis 2050

(Quelle: <sup>1</sup>Eigene Annahmen und Teilergebnisse der Projektpartner <sup>2</sup>DBI, <sup>3</sup>IEK-STE)

### 2.3.1 Erdgasnachfrage in Deutschland

Die Erdgasnachfrage für Deutschland entstammt aus den Rahmendaten und Berechnungen des TP C des Energiesystemmodells IKARUS vom Projektpartner IEK-STE. Unter Beachtung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 ergibt sich ein Rückgang der Erdgasnachfrage im 80-%-EE-Anteil Szenario um 38% im Vergleich zu 2011. Im Vergleich dazu geht die Studie „Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose“ von einem Rückgang der Erdgasimporte von ca. 20% vom Jahr 2011 bis zum Jahr 2050 aus (Schlesinger et al., 2014, S. 83).

### 2.3.2 Biogas in Deutschland

Die Daten der Biogaseinspeisung basieren auf einer Daten- und Literaturanalyse der Projektpartner des DBI. In der vermehrten Biomethaneinspeisung wird in wissenschaftlichen Studien ein großes Potential gesehen, den Erdgassektor zu dekarbonisieren. Nitsch et al. (2012) beschreibt für das Jahr 2030 sogar einen Zielwert von bis zu 10 Mrd. m<sup>3</sup> Jahresarbeit. Für das Jahr 2050 wird im KonStGas-Projekt von einer Biomethaneinspeisung von 3 Mrd. Nm<sup>3</sup> in das Erdgasnetz ausgegangen. Unter Beachtung einer sinkenden Erdgasnachfrage in Deutschland leistet Biogas mit einem Anteil von 8% einen wesentlichen Beitrag zur Deckung der Erdgasnachfrage. Die Bedeutung der Biomethaneinspeisung untersuchen Rieger et al. (2011) und zeigen, dass eine vermehrte Biomethaneinspeisung zwar die Importabhängigkeit verringert. Langfristig ist jedoch zu erwarten, dass aufgrund des geringen CO<sub>2</sub>-Preises Biomethan nicht konkurrenzfähig gegenüber konventionellem Erdgas wird. Ein Übersicht über Biogasanlagen in Deutschland wird durch die DENA (2015) und die Plattform Biogaspartner bereitgestellt.

### 2.3.3 Erdgasförderung in Deutschland

Der Anteil der deutschen Erdgasförderung an der Deckung der Erdgasnachfrage beträgt aktuell etwas mehr als 10%. Die größten Vorkommen befinden sich in Niedersachsen (LBEG, 2008). Basierend auf wissenschaftlichen Studien (FNB Gas, 2013, 2014; Sieber, 2012; WEG, 2012) ist davon

auszugehen, dass ab dem Jahr 2030 in Deutschland die konventionelle Erdgasförderung zum Erliegen kommt. Anfängliche Untersuchungen ergaben, dass auch in Deutschland eine Schiefergasförderung möglich ist. Die unkonventionelle Methode zur Förderung von Schiefergas wird auch als Fracking bezeichnet und ist bei Umweltschützern aufgrund der möglichen Verunreinigung von Grundwasser umstritten. Nach Bürgerprotesten in betroffenen Regionen wurde die Forderung eines Verbotes laut. Mit dem Beschluss von Bundestag und Bundesrat ist seit 2016 die Schiefergasförderung und im speziellen Fracking in Deutschland unbefristet untersagt (Bundesregierung, 2016).

### 2.3.4 Erdgasspeicher in Deutschland

Deutschland besitzt die größten Erdgasspeicherkapazitäten innerhalb der EU. Im Vergleich zu Frankreich basiert ein Großteil der Wärmeerzeugung auf Erdgas, sodass Erdgasspeicher die Schwankungen zwischen hohen Nachfragen im Winter und geringen Nachfragen in den Sommermonaten ausgleichen und eine gleichmäßige Nutzung der Importpipelines ermöglichen. Im Gegensatz zu Erdöl, gibt es für Erdgas keine staatliche Reserveverordnung in Deutschland. Vielmehr werden Erdgasspeicher wirtschaftlich betrieben, indem sie Arbitragegeschäften zwischen hohen Erdgaspreisen im Winter und niedrigen Erdgaspreisen im Sommer nutzen. Teilweise werden Speicher zum Ausgleich kurzfristiger Handelsgeschäfte auf Spotmärkten eingesetzt werden. Der Verfall des Ölpreises und die Ausbildung von Spotmärkten für Erdgas wirken sich auf die Wirtschaftlichkeit von Erdgasspeichern aus. In diesem Zusammenhang wird in Deutschland immer wieder über die Stilllegung von Gasspeichern nachgedacht. Der Ausbau des europäischen Gasverbundnetzes bietet darüber hinaus zusätzliche Versorgungssicherheit, die das wirtschaftliche Umfeld von nationalen Gasspeichern erschwert. Im KonStGas-Projekt wurde für das Modell GAMAMOD für deutsche Erdgasspeicher kein Ausbauszenarien angenommen und die Speicherkapazität im Jahr 2050 im Vergleich zu 2011 unverändert belassen.

Auch wenn das wirtschaftliche Umfeld für Gasspeicher risikobehaftet ist, rückten in 2015 und 2016 deutsche Gasspeicher im Zusammenhang mit Überlegungen zur Versorgungssicherheit stärker in den Fokus öffentlichen Interesses<sup>3</sup> und auch ein vereinzelter Ausbau zusätzlicher Gaskapazitäten ist, anders als in den Modellannahmen hinterlegt, wahrscheinlich. Mit Blick auf die Ergebnisse würde eine erhöhte Speicherkapazität zum einen die Möglichkeit eröffnen, mehr EE-Gas zu speichern und so die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Da es in Deutschland derzeit aber keine strategische Gasreserve gibt und Speicher wirtschaftlich betrieben werden, ist ein Ausbau von Speichern derzeit vor allem durch eine Optimierung von Handelsgeschäften motiviert. Eine Übersicht über das deutsche Speicher- und Transportpotential der deutschen Erdgasinfrastruktur wird in Zapf (2017) gegeben. Erste Untersuchungen für den Wettbewerb von Erdgasspeichern im deutschen Markt wurden bereits von Stronzik et al. (2008) vorgestellt.

---

<sup>3</sup> Im Oktober 2015 tauschte BASF seine Erdgasspeicher gegen Anteile an Erdgasfeldern in Sibirien mit Gazprom (BASF, 2015).

### 2.3.5 Importleitungen nach und Transitleitungen durch Deutschland

Durch die hohe Erdgasnachfrage und die geringen nationalen Reserven ist Deutschland von Erdgasimporten abhängig. Deutschland besitzt keinen Flüssiggashafen<sup>4</sup>, sodass ein Import ausschließlich durch Pipelines erfolgt. Der zweite Strang der Nord Stream I Pipeline ist in 2012 in Betrieb gegangen, sodass die Importpipeline zwischen Russland und Deutschland jährlich bis zu 55 bcm russisches Erdgas nach Deutschland und Europa transportiert. Der Bau zweier weiterer Stränge, der Nord Stream II Pipeline wurde im Jahr 2016 stark vorangetrieben und diskutiert, sodass nach heutiger Einschätzung eine Ausweitung der Kapazitäten zwischen Russland und Deutschland auf bis zu jährlich 110 bcm wahrscheinlich ist, im KonStGas-Projekt allerdings nur die Nord Stream I Pipeline betrachtet wurde.

Innerhalb Deutschlands gibt es eine Reihe von Transitleitungen, die den Transport von Erdgas von Osteuropa nach Westeuropa gewährleisten. Mit dem Ausbau der Nord Stream II Pipeline wird auch der Ausbau dieser Transitleitungen vorangetrieben. In diesem Zusammenhang gibt es aktuell eine Diskussion über die Notwendigkeit eines Ausbaus der europäischen Gasanbindungsleitung (EU-GAL), da die Nachfrage nach Übertragungskapazitäten via der bestehenden Transitleitung Ostseepipeline Anbindung (OPAL) gering ist (Bundesregierung, 2017).

Eine Übersicht des deutschen Fernleitungsnetzes wird regelmäßig mit dem Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht. Aktuell liegt der Entwurf zum Netzentwicklungsplan Gas für 2016 – 2026 zur Diskussion vor (FNB Gas, 2017).

---

<sup>4</sup> Ein möglicher deutscher LNG-Hafen wird bereits seit den 1970er Jahren in Wilhelmshafen diskutiert. Nach einer Ausschreibung der E.ON Energie Deutschland GmbH im Jahr 2007 war die Nachfrage nach Regasifizierungskapazitäten allerdings zu gering, sodass das Vorhaben nicht realisiert wurde (Bundesregierung, 2014).

## 2.4 Optimierungsmodell GAMAMOD: Zielfunktion und Energiebilanz

Die Nachfrage wird exogen und unter Berücksichtigung der unterjährigen Schwankung vornehmlich aufgrund von Wärmeprofilen für jedes betrachtete Land im Modell abgebildet. Dies ermöglicht die Analyse von Handelskapazitäten zwischen einzelnen Ländern. Durch begrenzte Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten können regionale Engpasssituationen und die Auswirkungen von Lieferausfällen bewertet werden.

Innerhalb eines Marktgebietes treten hingegen im Modell keine Engpässe auf. Außerdem werden im Modell verschiedene Gasspeicher betrachtet, die im europäischen Gasmarkt eine entscheidende Rolle für die unterjährige Versorgungssicherheit spielen.

Das Fundamentalmodell GAMAMOD basiert auf einer linearen Kostenoptimierung mit der Zielfunktion der Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemkosten (Vgl. Gleichung 2.1). Alle monetären Größen sind in EURO und alle Energiegrößen in GWh im Modell erfasst.

$$\begin{aligned}
 \min! TotalCost & \\
 &= Cost^{prod} + Cost^{StorageIn} + Cost^{StorageOut} \\
 &+ Cost^{StorageDuration} + Cost^{LNG} + Cost^{Pipeline} \\
 &+ Cost^{ValueOfLostLoad}
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

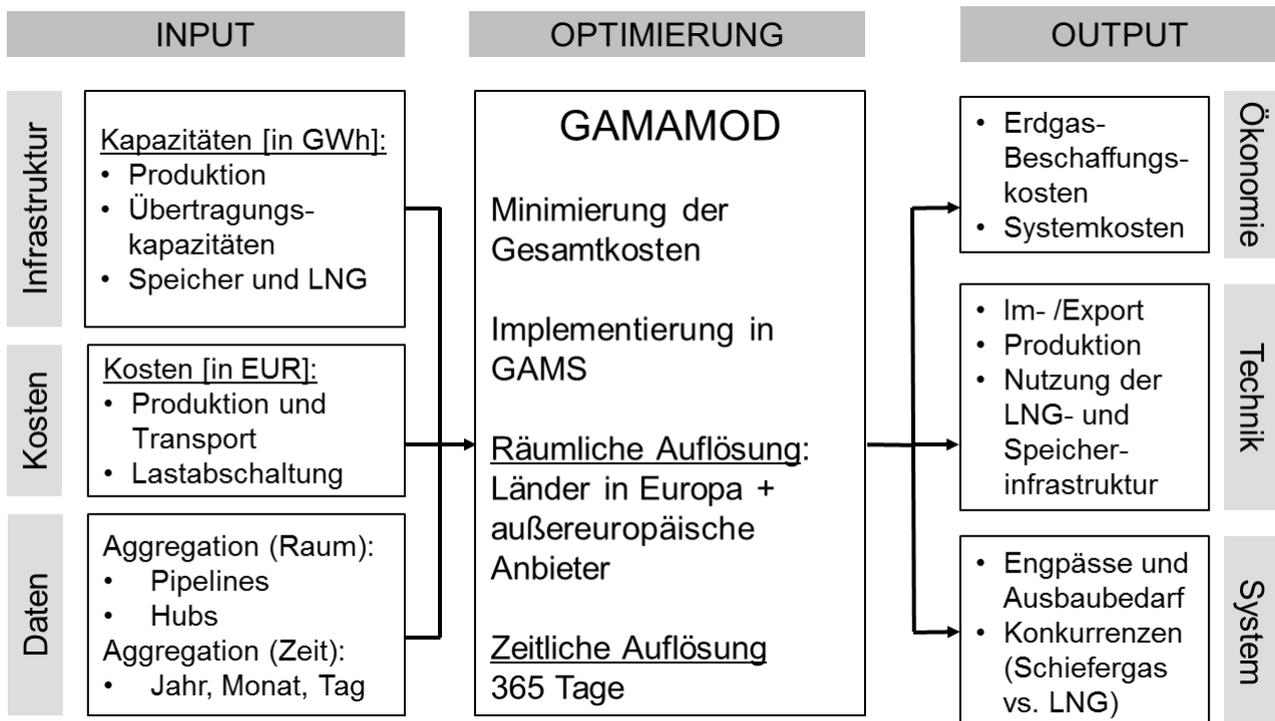
Die zentrale Nebenbedingung ist die Energiebilanz, die an jedem Modellknoten  $co$  zu jedem Zeitschritt  $t$  erfüllt sein muss (Vgl. Gleichung 2.2). Die Energiebilanz stellt sicher, dass auf der einen Seite die Summe aus Nachfrage ( $demand$ ), Pipelineimporten ( $TRADE_{cco,co,t}$ ) Flüssiggasimporten ( $LNG_{cco,co,t}$ ), und Einspeicherung ( $STORAGE^{inject}_{co,t}$ ) gleich der Summe aus Produktion, Pipelineexporten ( $TRADE_{co,cco,t}$ ), Flüssiggasexporten ( $LNG_{co,cco,t}$ ), der Ausspeicherung ( $STORAGE^{withdraw}_{co,t}$ ) und der Lastabschaltung ( $VOLL_{co,t}$ ) ist.

$$\begin{aligned}
 0 = & demand_{co,t} + \sum_{cco} TRADE_{cco,co,t} + \sum_{cco} LNG_{cco,co,t} + STORAGE_{co,t}^{inject} \\
 & - \sum_{level} PRODUCTION_{co,level,t} - \sum_{cco} TRADE_{co,cco,t} - \sum_{cco} LNG_{co,cco,t} \\
 & - STORAGE_{co,t}^{withdraw} - VOLL_{co,t}
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Die Optimierung unterliegt außerdem technoökonomischen Nebenbedingungen. Die Fördermöglichkeiten auf der Angebotsseite sind durch die Charakteristika des Betriebes wie z. B. die maximale tägliche Förderrate oder die maximalen Ein- und Ausspeichergeschwindigkeiten von Speichern limitiert. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung von 365 Tagen eines Jahres können Speicheraktivitäten und systemkritische Situationen tagesscharf abgebildet werden. Das Entscheidungskalkül beruht auf vollständigem Wettbewerb und perfekter Information und entspricht somit einem anonymen und diskriminierungsfrei organisierten Markt. Aspekte des strategischen Verhaltens werden in der Basisversion vernachlässigt. Die Annahmen können für den Gasmarkt durchaus kritisch hinterfragt werden, dennoch lassen sich Infrastrukturentscheidungen, die hier im Modell im Vordergrund stehen, an dieser Idealabbildung orientieren.

Abbildung 7 gibt einen Überblick über zentrale Eingangsdaten und Ergebnisse von GAMAMOD.

Abbildung 7: Ein- und Ausgangsdaten GAMAMOD



(Quelle: Eigene Darstellung)

Basierend auf den zuvor erläuterten europäischen und deutschen Rahmendaten berechnet das Modell GAMAMOD die Handelsströme zwischen europäischen Ländern, jeweils für die Jahre 2011 und 2050. Vor dem Hintergrund einer sinkenden europäischen Erdgasproduktion konzentrieren sich die Analysen der Modellergebnisse auf die Entwicklung des Im- und Exportbedarfs in Europa.

Mit Blick auf Deutschland determiniert der starke Ausbau an Biogasanlagen bereits eine steigende Einspeisung an EE-Gasen in das Gassystem. Welchen Beitrag zusätzliche Wasserstoff und synthetische Erdgase (SNG) zur Deckung der Erdgasnachfrage leisten können, kann nur unter Zuhilfenahme von Modellen beantwortet werden.

Das Fundamentalmodell GAMAMOD berechnet Gashandelsströme auf Basis fundamentaler Gasmarktdaten und der Minimierung der Gesamtkosten. Strategisches Verhalten, wie es im europäischen Gasmarkt mit wenigen Anbietern und vielen Nachfragern auftritt, wird nicht explizit abgebildet. Die Modellergebnisse stellen somit ein volkswirtschaftliches Optimum dar, das im realen Erdgasmarkt nur bedingt erreicht werden kann. Da im KonStGas-Projekt der Fokus auf den techno-ökonomischen Auswirkungen einer stärkeren Kopplung des Strom- und Gassystems in Deutschland liegt, ist der hier gewählte Ansatz trotz dieser Vereinfachung geeignet. Der größte Vorteil dabei ist, dass eine Linearisierung des Modells GAMAMOD gewahrt wird, die die Lösung mit einer höheren räumlichen und zeitlichen Auflösung in einer akzeptablen Berechnungszeit ermöglicht. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass diese das volkswirtschaftliche Optimum unter Einhaltung technischer Restriktionen widerspiegeln. Ziel einer Regulierungsbehörde könnte es beispielsweise sein, mittels Bestimmungen und Regularien das Marktergebnis an dieses Optimum anzunähern und somit eine mögliche marktbeherrschende Position einzelner Akteure zu beschränken. Eine weitere entscheidende Einschränkung ist die exogen integrierte Gasnachfrage in GAMAMOD. Einerseits ermöglicht dieser Ansatz die Integration der Ergebnisse des Energiesystemmodells IKARUS und

ermöglicht so die Ergebnisse des Gasmarktmodells in die Szenarien des Projektes einzuordnen. Ein Nachteil der exogenen Erdgasnachfrage wiederum ist es, dass im Modell so keine Nachfragereaktion von Konsumenten auf Preise möglich. Es ist zu erwarten, dass Biogas (5,7 ct/kWh<sup>5</sup>) aber auch Gas auf der Basis von Erneuerbaren Energien<sup>6</sup> (Wasserstoff: 10,8 ct/kWh, Methan: 14,1 ct/kWh<sup>7</sup>) zunächst höhere Gestehungskosten aufweist, als konventionelles Erdgas (2,57 ct/kWh<sup>7</sup>) und gleichzeitig ein Einspeise-Privileg erhält, sodass durch eine Umlage, ähnlich wie bei der EEG-Umlage, der Erdgaspreis sich für Endkunden erhöht. Auch wenn die Erdgasnachfrage kurzfristig als unelastisch angesehen werden kann, ist im Erdgasmarkt langfristig eine Substitution verbunden mit einem Technologiewechsel bei entsprechender Preisentwicklung durchaus vorstellbar. Beispielsweise könnten bei weiter sinkenden Strompreisen Haushaltskunden auf eine strombasierte Wärmeerzeugung wechseln. Da die einzuspeisenden Mengen an Wasserstoff und SNG gemessen an der insgesamt transportierten Energiemenge im Erdgasnetz eher gering erwartet wird, sind diese Nachfragereaktionen in diesem Kontext zu vernachlässigen.

Die mit GAMAMOD ermittelten Gaspreise stellen eine Untergrenze für reale Gaspreise dar und sind entsprechend als unterer Grenze der Gasbezugskosten zu interpretieren. Da GAMAMOD auf die Abbildung des europäischen Erdgasmarktes ausgerichtet ist, werden Abhängigkeiten zu anderen Energieträgern, wie Erdöl, vernachlässigt. Die Abhängigkeit des Erdgaspreises vom Erdöl ist noch heute in vielen Langfristverträgen verankert, verliert jedoch mit der Ausprägung von Spotmärkten zukünftig an Bedeutung.

Unter gastechnischen Gesichtspunkten behandelt GAMAMOD Erdgas als homogenes Gut im europäischen Erdgasnetz. Tatsächlich ist die Erdgasqualität für Endverbraucher entscheidend –da gastechnische Anlagen für einen optimalen Betrieb noch nicht immer an die Schwankung der Erdgasqualität angepasst werden können. Mit der Einspeisung von Biogas und Wasserstoff, aber auch eines wachsenden Anteils an LNG aus unterschiedlichen Fördergebieten, gewinnt die Schwankungsbreite von Erdgasqualitäten an Bedeutung (Krause et al., 2016). Im KonStGas-Projekt wurde daher das technische Gasnetz von den Projektpartnern der TU Berlin separat modelliert.

---

<sup>5</sup> Die Gestehungskosten für Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen lagen 2011 zwischen 6,9 und 7,4 ct/kWh (CARMEN e.V., 2013). Für das Jahr 2050 wurden Gestehungskosten von 5,7 ct/kWh in GAMAMOD hinterlegt.

<sup>6</sup> In einem dezentralen, gasseitigen Einsatz von PtG sind diese Werte im günstigsten Fall zu erzielen (Brunner et al., 2015).

<sup>7</sup> Durchschnittlicher Einfuhrpreis für Erdgas 2011 (BAFA, 2017).

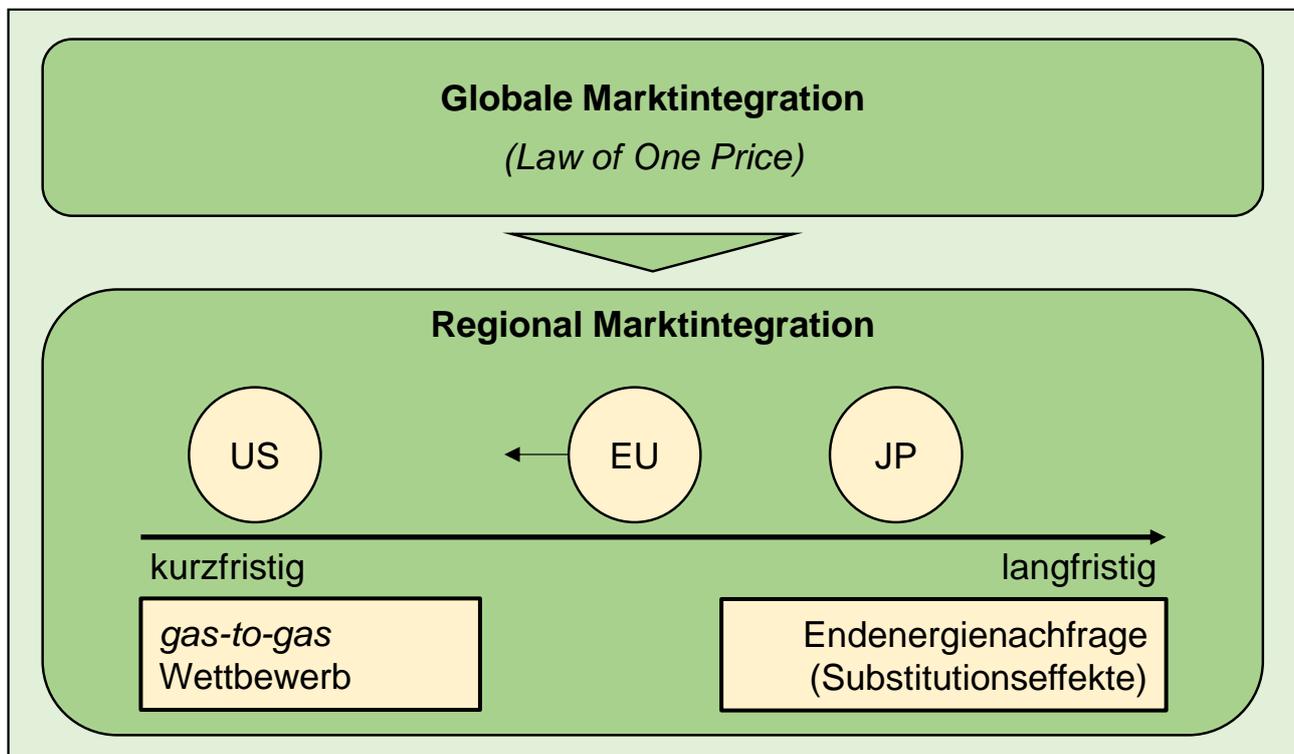
## 2.5 Exkurs: Gaspreis-Determinanten

Das Fundamentalmodell GAMAMOD ermittelt die kostenminimale Erdgasversorgung unter Betrachtung der Förder-, Transport-, Speicher- und Lastabschaltungskosten. Dabei wird die Energiebilanz an jedem Modellknoten erfüllt (Vgl. Gleichung 2.1). Die Grenzwerte der Energiebilanz können als Erdgaspreise am jeweiligen Modellknoten interpretiert werden. Da GAMAMOD die systemoptimale Erdgasversorgung unter der Annahme eines zentralen Planers mit vollständiger Information und ohne strategisches und gewinnmaximierendes Verhalten einzelner Akteure ermittelt, werden historische Gaspreise systematisch unterschätzt.

Im Verlauf des KonStGas Projektes stellte sich daher die Frage, welche Einflussparameter neben den fundamentalen Kostenparametern den Gaspreis beeinflussen. Auf Basis einer umfassenden Literaturanalyse wurden wissenschaftliche Arbeiten zum Gaspreis analysiert und die jeweils untersuchten Determinanten extrahiert und klassifiziert (Hauser et al., 2016).

Erdgas ist auf fast allen Kontinenten der Erde verfügbar und wird vor allem in Europa, Nordamerika und Asien als Energieressource im Strom- und Wärmesektor eingesetzt. Im Gegensatz zu Erdöl, wird in der Literatur diskutiert, ob für Erdgas ein Weltmarkt mit einem Preis oder lokale Erdgasmärkte existieren (Olsen et al., 2015; Robinson, 2007; Siliverstovs et al., 2005). Bisher wurden vor allem Nachfragezentren (z.B. in Europa) mit Pipelines aus Förderländern (z.B. Russland) direkt verbunden und die Investitionen in die Transportinfrastruktur über feste Verträge refinanziert, die das Preisniveau langfristig festlegen. Mit dem Ausbau der LNG-Infrastruktur, dem Schiefergas-Boom in den USA und der Ausbildung von Gas-Hubs, wie z.B. dem National Balancing Point (NBP) in Großbritannien oder dem Henry Hub in den USA wurden die Voraussetzungen für Arbitragegeschäfte geschaffen, die eine Konvergenz von regionalen Märkten erhöhen.

**Abbildung 8: Regionale vs. Lokale Erdgasmärkte**

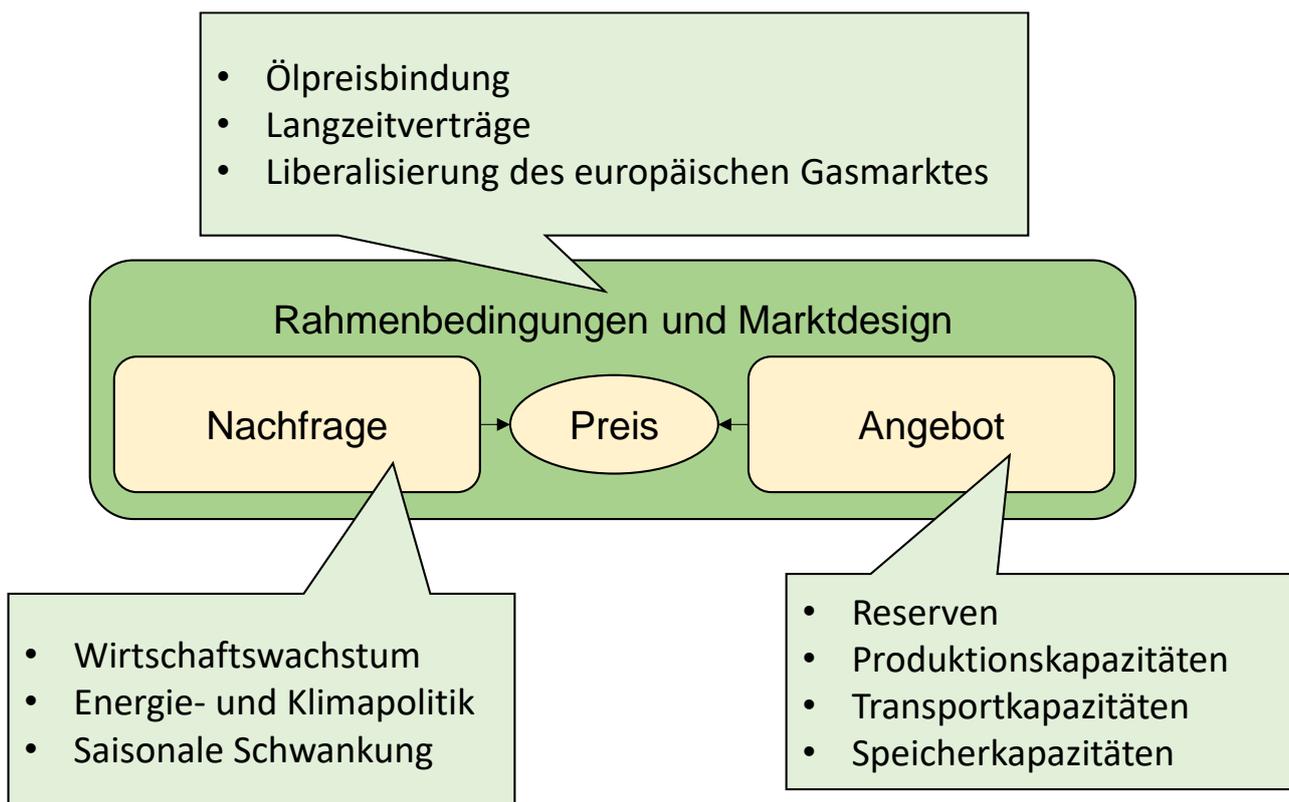


(Quelle: Eigene Abbildung, basierend auf (Hauser et al., 2016))

Abbildung 8 stellt beide Preistheorien gegenüber und klassifiziert wichtige regionale Erdgasmärkte bezüglich des vorherrschenden Preismechanismus zwischen kurzfristigem Handel und langfristigem Handel ein. Während in den USA schon seit den 1990er Jahren standardisierte gasbezogene Gasverträge gehandelt werden, gewinnen in Europa mit dem NBP und TTF erst allmählich Gashandelsplätze für die Preisbildung an Bedeutung. In Japan bestimmen Langfristverträge für LNG den Erdgaspreis, die an die Entwicklung des Ölpreises gekoppelt sind. Aufgrund der geographischen Lage als Insel und verstärkt durch die erhöhte Nachfrage nach der Fukushima-Katastrophe im Jahr 2011 ist das Preisniveau in Japan, aber auch im asiatischen Raum insgesamt, höher als in Europa.

In der Literatur gibt es eine Vielzahl von Ansätzen, um den Gaspreis zu erklären. Mit Blick auf die historische Entwicklung gibt es eine Reihe von Regressionsanalysen, die die Korrelation des Gaspreises zu verschiedenen Einflussparametern untersuchen (Erdős, 2012; Mu, 2007; Nick and Thoenes, 2014). Basierend auf der fundamentalen Abbildung des Gasmarktes haben Erdgasmodelle das Ziel Preistrends zu ermitteln und Ursache-Wirkungs-Mechanismen zu untersuchen (Egging and Gabriel, 2006; Holz et al., 2008; Möst and Perlwitz, 2009; Seeliger, 2006; Zwart and Mulder, 2006). Abbildung 9 stellt einen Analyserahmen vor, der die wichtigsten Einflussfaktoren auf Gaspreis klassifiziert. Im Mittelpunkt der Betrachtung steht der (Gas-) Preis, der zum einen von Angebot und Nachfrage determiniert ist.

**Abbildung 9: Determinanten des Erdgaspreises**



(Quelle: Eigene Abbildung, basierend auf (Hauser et al., 2016))

Die **Nachfrage** nach Erdgas rührt von Anwendungen aus Industrie, wo Erdgas als Prozessgas benötigt wird und aus dem Wärme- und Elektrizitätssektor, wo Erdgas als Brennstoff zum Einsatz kommt, her. In der Literatur untersuchte Einflussgrößen auf die Nachfrage sind das *Wirtschafts-*

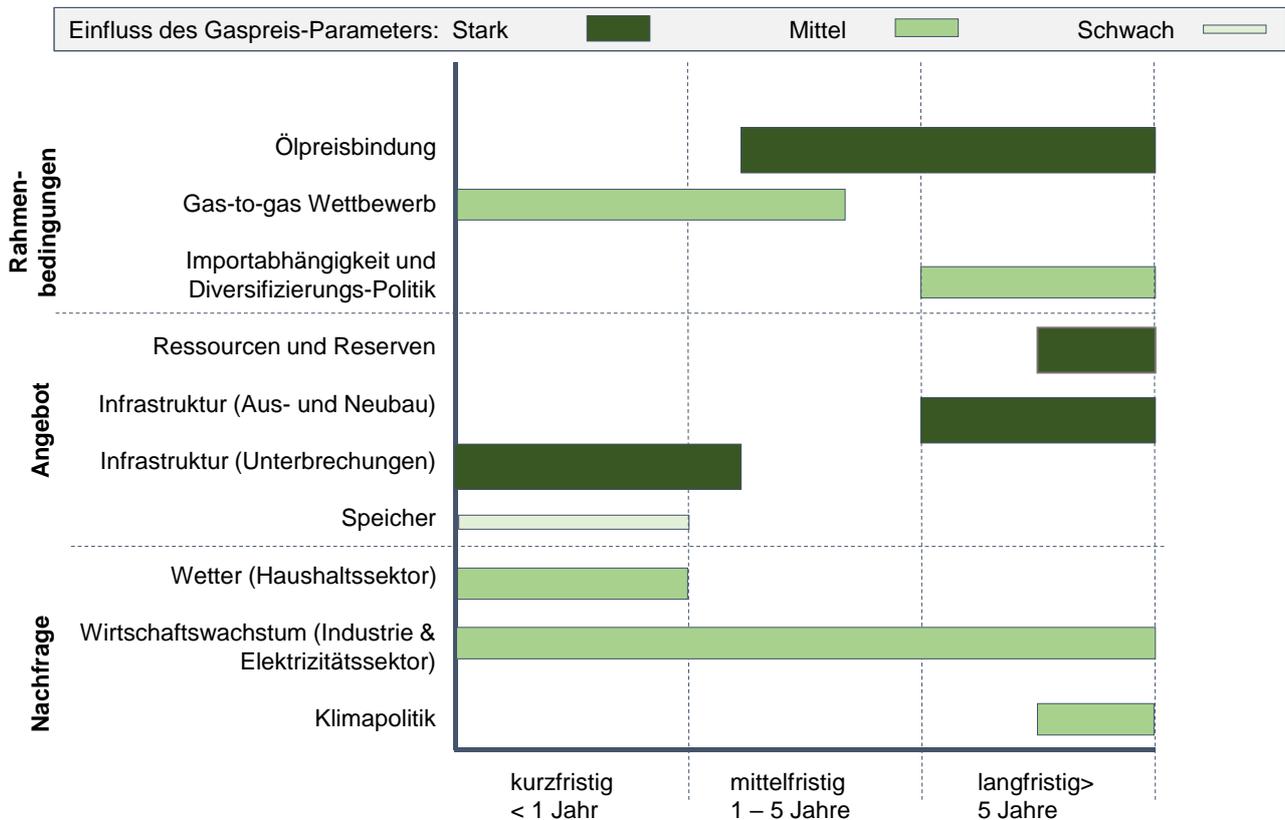
*wachstum*, die konsequente Umsetzung von *Energie- und Klimapolitik* sowie *saisonale Schwankungen*, beispielsweise indirekt basierend auf einer temperaturabhängigen Wärmenachfrage (Borovkova and Geman, 2006).

In Bezug auf das **Angebot** sind *Erdgasreserven, Produktions-, Transport- und Speicherkapazitäten* die wichtigsten Treiber für den Gaspreis. Der Schiefergas-Boom in den USA in Verbindung mit einem Ausbau von Flüssiggas (LNG) Exporten erhöht aktuell das Angebot an Erdgas weltweit. Für Europa ist ein Schiefergas-Boom wie in den USA nicht zu erwarten. Vielmehr wird der Ausbau von neuen Importleitungen, z.B. der Erweiterung der Ostseepipeline Nord Stream II und dem Ausbau des südlichen Gaskorridors durch die Türkei den Gaspreis in Europa beeinflussen. So besteht die Möglichkeit, dass die Türkei in der neuen Rolle als Transitland Marktmacht ausüben kann (Berk et al., 2017). Die Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten per Pipeline und einer Unterbrechung der Erdgaslieferungen wurde von Hecking & Weiser (2015) und Richter & Holz (2015) untersucht, die zeigen, dass ein kurzfristiger Ausfall (bis zu 3 Monate) von den meisten europäischen Ländern kompensiert werden kann. Ab einem Ausfall von 9 Monaten wären vor allem osteuropäische Länder, aber auch Deutschland, Italien und Frankreich von einer Unterbrechung der Erdgasversorgung betroffen.

Eine Preisbildung zwischen Angebot und Nachfrage ist drittens abhängig von den ökonomischen **Rahmenbedingungen** und dem **Marktdesign**. Aufgrund hoher Investitionen in die Erdgasinfrastruktur war der Gaspreis über lange Zeit an den Ölpreis gekoppelt und in Langfristverträgen, verbunden mit *take-or-pay* Vereinbarung festgelegt. Ziel war es dabei, das Investitionsrisiko zwischen Produzenten und Konsumenten aufzuteilen. Während der Produzent durch die Ölpreisbindung das Preisrisiko trägt übernimmt der Konsument durch eine *take-or-pay* Klausel das Mengenrisiko. Im Rahmen der Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes gewinnen Spotmärkte und kurzfristiger Handel an Bedeutung, sodass ein „*gas-on-gas Handel*“ in Zukunft Einfluss auf den Gaspreis gewinnt (Davoust, 2008; Stern and Rogers, 2014).

Neben dem Einfluss von Nachfrage, Angebot, Rahmenbedingungen und Marktdesign gilt es ebenso den zeitlichen Aspekt zu betrachten. Während sich Wetterkapriolen kurzfristig auf den Gaspreis auswirken, beeinflussen Infrastrukturprojekte wie der Bau neuer Pipelines oder die Exploration neuer Erdgasvorkommen den Gaspreis langfristig. Für letzteres eignen sich Fundamentalmodelle wie GAMAMOD, um eine untere Grenze – die Gasbezugskosten – für ein Marktgebiet zu bestimmen. Hauser, Schmidt & Möst (2016) ordnen die oben beschriebenen Einflussparameter auf den Gaspreis in Abbildung 10 bezüglich ihrer Relevanz und zeitlichen Wirkung auf den Gaspreis ein.

Abbildung 10: Klassifizierung wichtiger Erdgaspreis Determinanten



(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Hauser, Schmidt und Möst (2016))

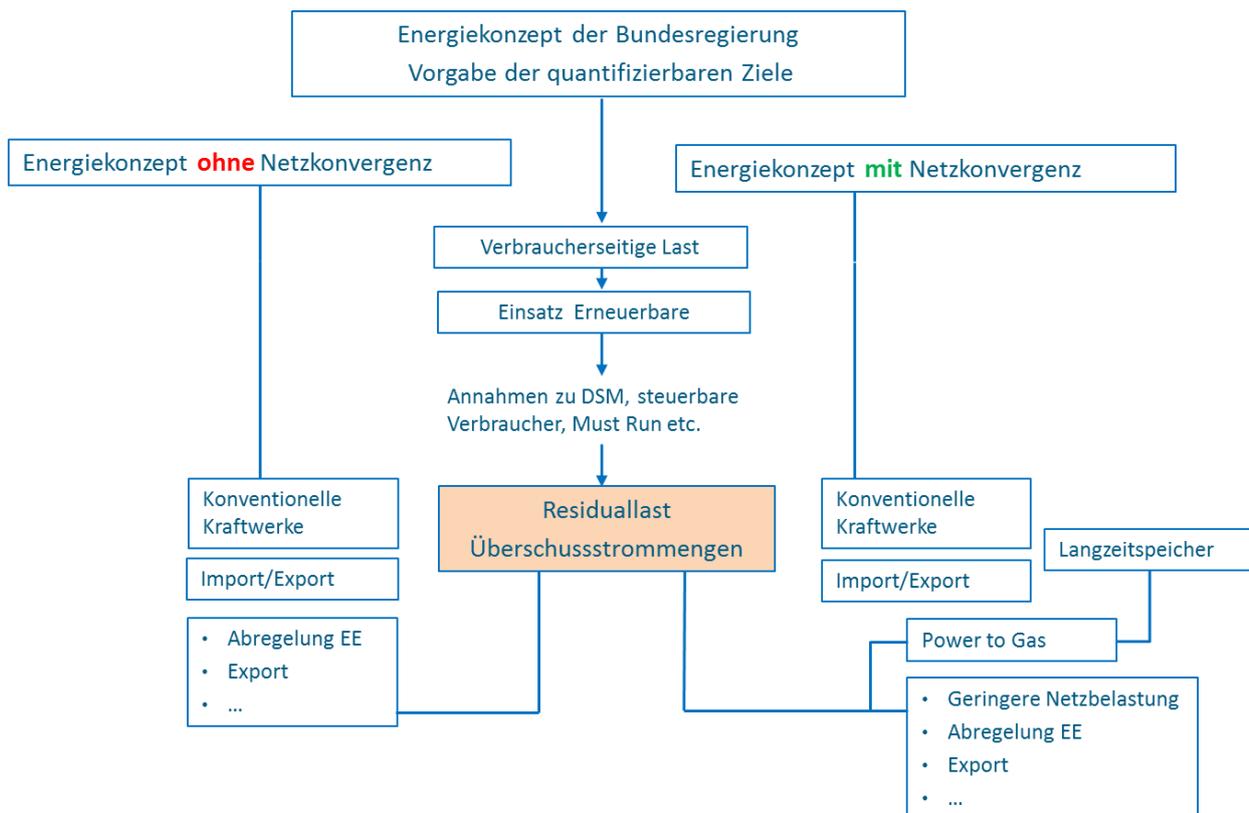
Kurzfristig, d.h. in einer Zeitspanne unter einem Jahr, werden Transportunterbrechungen von Importleitungen als stärkster Einflussfaktor auf den Gaspreis eingeschätzt. Das Wirtschaftswachstum sowie die Ausbreitung von *gas-to-gas* Handel und die Abhängigkeit von Haushalten hinsichtlich warmer bzw. kalter Winter, werden als weitere wichtige kurzfristige Einflussfaktoren identifiziert. Langfristig, d.h. für einen Zeithorizont von länger als 5 Jahren, wird die Entwicklung des Ölpreises, der Ausbau der Erdgasinfrastruktur und die Entwicklung von Reserven und Ressourcen als wichtigste Einflussparameter eingestuft. Neben dem Wirtschaftswachstum und politischen Aktivitäten zur Importabhängigkeit und Diversifizierung, sind klimapolitische Zielstellungen und deren ernsthafte Verfolgung weitere wichtige Treiber für die langfristige Entwicklung des europäischen Erdgaspreis.

### 3. Definition und Umsetzung der Projektszenarien

#### 3.1 KonStGas-Szenarien

Die Gesamtszenarien für das KonStGas-Projekt wurden unter der Federführung des IEK-STE entwickelt. Die prinzipielle Szenarienarchitektur ist in Abbildung 11 dargestellt. Basierend auf der Zielsetzung des Energiekonzeptes der Bundesregierung ermittelt das Energiesystemmodell IKARUS die Strom- und Gasnachfrage für Deutschland. Es ergeben sich zwei Stränge innerhalb der Szenarien, die sich durch die Verfügbarkeit (**mit PtG**) und nicht-Verfügbarkeit (**ohne PtG**) der PtG-Technologie unterscheiden. In beiden Strängen sind die Strom- und Gasnachfrage sowie die sich ergebende Residuallast im Stromsektor identisch, sodass sich die Szenarien lediglich die Struktur unterscheidet, wie die Nachfrage gedeckt werden kann. Für die Ermittlung der Residuallast ist der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung eine wesentliche Eingangsgröße. Im Basisjahr wird für das Jahr 2050 ein Anteil von **80%-EE-Anteil** an der Bruttostromerzeugung festgelegt. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen wurde außerdem der Anteil von **100%-EE-Anteil** an der Bruttostromerzeugung untersucht. Eine detaillierte Beschreibung der Szenarien und Rahmenparameter ist dem Gesamtbericht zu entnehmen (Hüttenrauch et al., 2017).

Abbildung 11: Prinzipielle Szenarienarchitektur für das Stromversorgungssystem



(Quelle: Abschlussbericht KonStGas (Hüttenrauch et al., 2017))

### 3.2 Ausgestaltung der KonStGas-Szenarien im Modell GAMAMOD und Schnittstellen zu anderen Modellen im KonStGas-Projekt

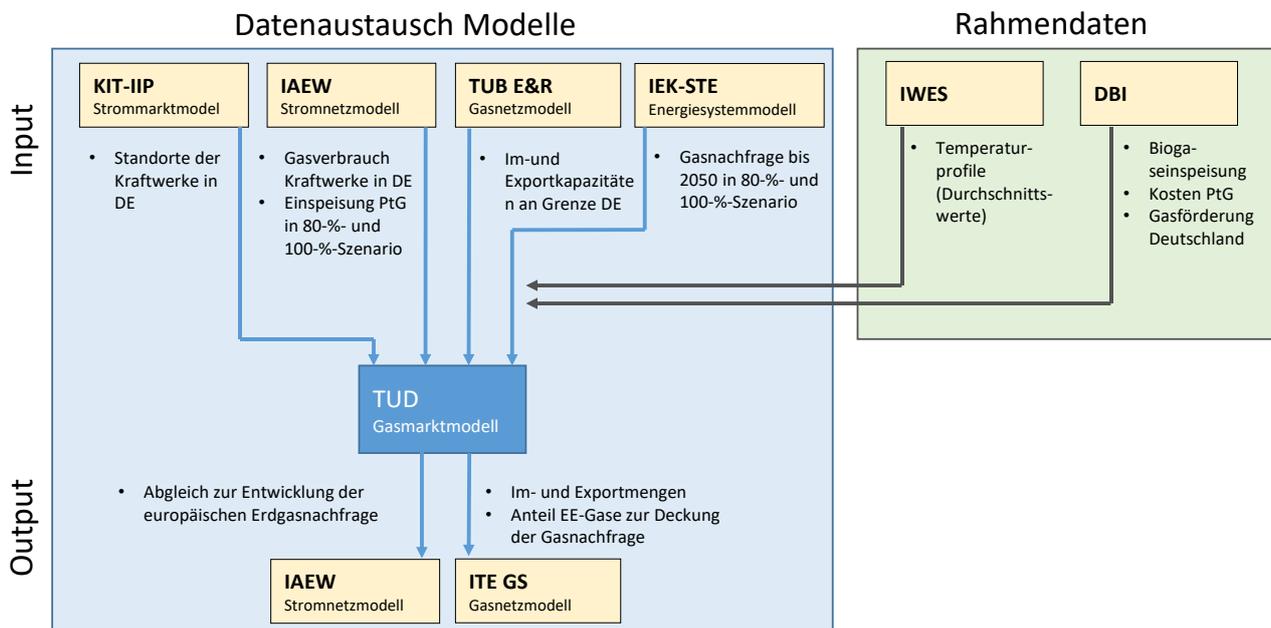
Unter der Maßgabe der beiden Szenarien 80%- und 100%-EE-Anteil am Bruttostromverbrauch wurden durch das IKARUS Modell die Strom- und Gasnachfrage ermittelt. Für das Modell GAMAMOD wurde so die jährliche Gasnachfrage im Jahr 2050 für Deutschland vorgegeben und anschließend basierend auf historischen Daten auf die beiden Marktgebiete NCG und GP täglich aufgeteilt. Im Szenario 80%-EE-Anteil am Bruttostromverbrauch ergibt sich ein Erdgasverbrauch von 405,3 TWh, der um 38% unter dem des Jahres 2011 liegt. Da durch das Energiesystemmodell IKARUS nur die Gasnachfrage für Deutschland bestimmt wurde, mussten für die Entwicklung der europäischen Gasnachfrage auf Basis von Energiestudien separate Annahmen getroffen werden.

Die Szenarienstränge „mit PtG“ und „ohne PtG“ wirken sich auf die Angebotsseite in GAMAMOD aus und wurden entsprechend berücksichtigt. Unter dem Einsatz von Power-to-Gas Anlagen stehen im Szenario „mit PtG“ zusätzliche Mengen an Wasserstoff (bzw. Methan) zur Deckung der deutschen Gasnachfrage zur Verfügung. Unter der Annahme einer vorrangigen Einspeisung dieses „erneuerbaren Gases“, reduziert sich dadurch der deutsche Importbedarf an Erdgas. Mit einem steigenden EE-Anteil erhöht sich das Überschussstromangebot für PtG-Anlagen und somit das Einspeisepotential für Wasserstoff bzw. Methan in das deutsche Erdgasnetz. Für das Modell GAMAMOD wurde bilanziell ermittelt, welche Mengen des Importes durch erneuerbares Gas (Wasserstoff) in einem 100%-EE-Anteil Szenario ersetzt werden könnten. Dieser Ergebnisse dienen den Projektpartnern der TU Berlin als Grundlage für eine technische Detailanalyse. Das technische Gasflussmodell der TU Berlin hat in einer Simulation unter Beachtung detaillierter technischer Restriktionen festgestellt, dass nicht überall der Erdgasstrom ausreicht um den produzierten Wasserstoff in das Gasnetz zu integrieren. Vereinzelt war es auch nicht möglich, nach einer nachgelagerten Methanierung das erlernbare Gas aufzunehmen, der der Volumenstrom an einzelnen Netzknoten zu gering ist.

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Daten zwischen allen Projektpartnern ausgetauscht. Die gegenseitigen Abhängigkeiten wurden durch ein iteratives Verfahren beim Datenaustausch zwischen den Modellen realisiert (Hüttenrauch et al., 2017). Die individuelle Ausgestaltung der Modelle bezogen auf die Aufbereitung der Eingangsdaten, die geographischen und zeitlichen Auflösungen innerhalb der Modelle sowie deren Lösungsalgorithmen, bedingte aufwendige Berechnungsschleifen im 80%-EE-Anteil Szenario. Aus diesem Grund wurde im Verlauf des Projektes entschieden, für das 100%-EE-Szenario modellindividuelle Sensitivitätsrechnungen durchzuführen. Basierend auf diesen Sensitivitätsergebnissen wurde abgeschätzt, welche Bedeutung ein 100%-EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Relation zu einem 80%-EE-Anteil auf das Gesamtergebnis hat.

Wie in der Modellbeschreibung in Abschnitt 2 gezeigt, basieren die Berechnungen von GAMAMOD auf einer Vielzahl von Ergebnissen und Rahmendaten der Projektpartner. Abbildung 12 gibt eine Übersicht über den Austausch zwischen der TUD und den KonStGas-Projektpartnern.

Abbildung 12: Datenaustausch zwischen der TUD und den KonStGas-Projektpartnern



(Quelle: Eigene Darstellung)

Darin sind explizit Datenaustauschflüsse zwischen der TUD und den Projektpartnern aufgelistet. In das Modell GAMAMOD sind detaillierte Daten für Deutschland zur kraftwerksseitigen Gasnachfrage und deren Zuordnung zu Marktgebieten GP bzw. NCG, Austauschmengen und Austauschkapazitäten an den Grenzkuppelstellen zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern, sowie Rahmenparameter für das 80%- und 100%-EE-Anteil Szenario, integriert worden. Im Anschluss an die Modellberechnungen wurden die Ergebnisse der Erdgashandelsflüsse an das technische Gasnetzmodell der TU Berlin weitergegeben. Die geplante Iteration der Gaspreise in das Strommodell konnte im Rahmen des Projektes aufgrund der langen Iterationsschleifen nicht realisiert werden. Der Einfluss eines sich ändernden Gaspreises aufgrund der Einspeisung von EE-Gasen im 80%-EE-Anteil-Szenario wird allerdings als gering eingeschätzt. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die eingespeiste Menge an EE-Gasen im Verhältnis zur Erdgasnachfrage sehr klein ist.

Die Erdgaspreise innerhalb der EU gleichen sich aufgrund der Liberalisierung und des angestrebten Binnenenergiemarktes immer stärker an. Somit ist zu erwarten, dass die vermehrte Einspeisung von Biogas und Wasserstoff bzw. Methan innerhalb Deutschlands, gemessen an der gesamten Erdgasnachfrage in Europa, auf den Erdgaspreis nur eine sehr geringe Auswirkung hat. Die Annahmen zur Entwicklung des europäischen Erdgasmarktes wurden zur Wahrung konsistenter Annahmen mit dem europäischen Stromnetzmodell des IAEW abgestimmt, dass wie das GAMAMOD für Erdgas, den europäischen Strommarkt abbildet. In die Ausgestaltung der Rahmenparameter sind detaillierte Datenanalysen der Projektpartner eingeflossen, für die in der Abbildung exemplarisch die Temperaturprofile des Fraunhofer IWES und die Prognosen zur Biogaseinspeisung und konventionellen Erdgasförderung in Deutschland des DBI aufgeführt sind.

Darüber hinaus gibt es in der Modellierung im KonStGas Projekt eine Vielzahl an weiteren Kopplungen und Austauschen der einzelnen Projektpartner und Energiemodelle untereinander, die im KonStGas-Gesamtbericht (Hüttenrauch et al., 2017) beschrieben werden.

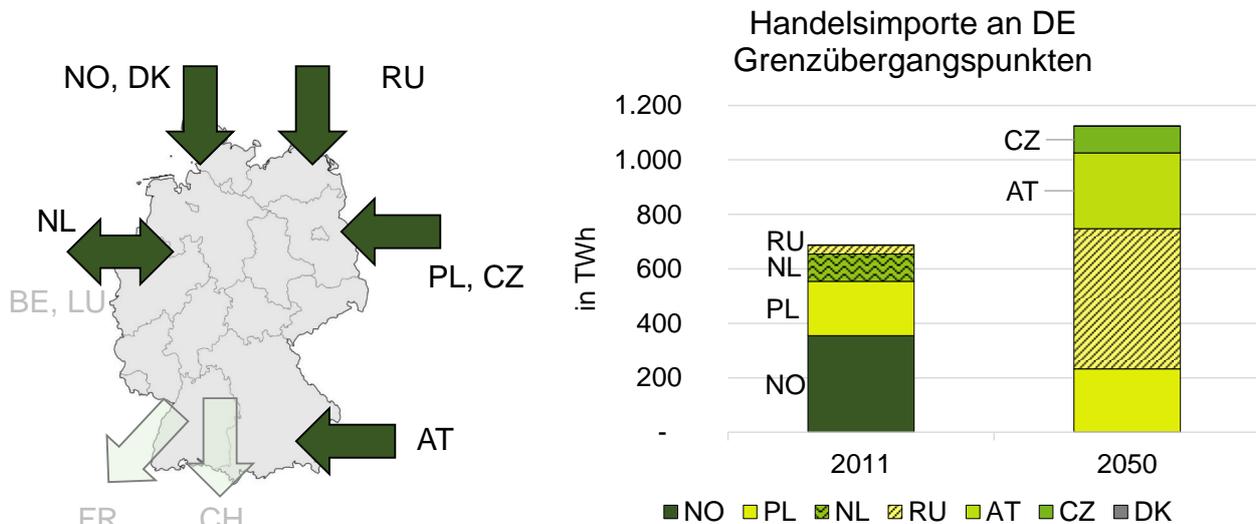
## 4. Ergebnisse: Entwicklung des Gasmarktes bis 2050 und Implikationen für Power-to-Gas in Deutschland

Mithilfe des Modells GAMAMOD wurden unter Beachtung der zuvor beschriebenen Rahmenparameter und der Vorergebnisse der Projektpartner (z.B. die Erdgasnachfrage im (80%-EE-Anteil Szenario) Modellrechnungen für das Basisjahr 2011 und das Modelljahr 2050 durchgeführt. Das Jahr 2050 beschreibt den Zeitpunkt, zu dem der je nach Szenario definierte Anteil an EE-Strom an der Bruttostromnachfrage erreicht werden soll. Die Ergebnisse konzentrieren sich dabei auf die zu erwartenden deutschen Importe und Exporte und die daraus resultierenden Erdgastransitmengen. Im Anschluss wurde für den Szenarienstrang „mit PtG“ die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgas-system für das 80%-EE Szenario und das 100%-EE Szenario hinsichtlich des Beitrages von EE-Gasen zur Deckung der deutschen Erdgasnachfrage eingeordnet und bewertet. Für das Jahr 2050 wurden zusätzlich Sensitivitäten bezüglich der Entwicklung der europäischen Importinfrastruktur berechnet. In GAMAMOD sind die Marktgebiete Gaspool und Net Connect Germany als Modellknoten abgebildet, die über aggregierte Übertragungskapazitäten verbunden sind. Nachfolgend sind die Ergebnisse beider Marktgebiete für Deutschland aggregiert dargestellt. Die Betrachtung von erneuerbaren Gasen kann somit auch nur aggregiert auf der Ebene von Marktgebieten bzw. Ländern stattfinden. Dem gegenüber können auf Grundlage der GAMAMOD Ergebnisse unter Beachtung des europäischen Umlandes Aussagen zu Importen, Exporten und Transiten getroffen werden. Diese Ergebnisse der Im- und Exporte bildeten wiederum Eingangsgrößen für das technische Gasnetzmodell der TU Berlin. Durch die hohe räumliche Auflösung und detaillierte Abbildung von nationalen Gasleitungen, Speichern und Verdichtern sind so auch regionale Betrachtungen der Folgen einer vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Gasen für das Gasnetz möglich. Mithilfe einer Gasflusssimulation werden die Auswirkungen von Erneuerbaren Gasen und sich wandelnden Import- und Exportströmen auf die deutsche Erdgasinfrastruktur untersucht.

### 4.1 Deutsche Erdgas Im- und Exporte steigen langfristig an

Die Analyse der GAMAMOD Modellergebnisse für das Jahr 2050 zeigen wesentliche strukturelle Veränderungen der deutschen Erdgashandelsströme im Vergleich zum Basisjahr 2011. Die deutschen **Erdgasimporte** steigen bis zum Jahr 2050 um 63% auf 1125 TWh im Vergleich zu 688 TWh im Basisjahr. Dieser Anstieg resultiert aus einer sinkenden Erdgasförderung in Deutschland und den europäischen Nachbarländern. Die deutsche Erdgasförderung endet im Jahr 2030. Aufgrund der sinkenden Förderung in den Niederlanden, wandelt sich das Land von einem Erdgasexporteur zu einem Importeur. All diese Effekte überlagern sich, woraus ein verstärkter Importbedarf an den Ost-deutschen Grenzübergängen im europäischen Fernleitungsnetz resultiert. Während im Jahr 2011 Deutschland noch Erdgas (100 TWh) aus den Niederlanden importiert, fallen diese Mengen im Jahr 2050 gänzlich weg. Erdgas wird vielmehr aus Tschechien (CZ) und Österreich (AT) importiert, die als Transitländer für russisches Erdgas fungieren. Ein weiterer Grund für den Anstieg der Bruttoerdgasimporte nach Deutschland ist der Ausbau der direkten Transportverbindung von Russland (RU) nach Deutschland über die Nord Stream Pipeline. Durch diese gelangt vorrangig russisches Erdgas in den deutschen Markt, welches auch an westeuropäische Nachbarn weitergeleitet wird. Die Importe aus Polen bleiben zwischen 2011 (200 TWh) und 2050 (233) nahezu unverändert. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Übertragungskapazitäten an diesem Grenzübergang unverändert bleiben. Abbildung 13 zeigt den Anstieg der Importe im Vergleich zu 2011 sowie die Verschiebung der Importströme zugunsten östlicher Produktionsquellen.

Abbildung 13: Deutsche Erdgasimporte im Jahr 2011 und 2050



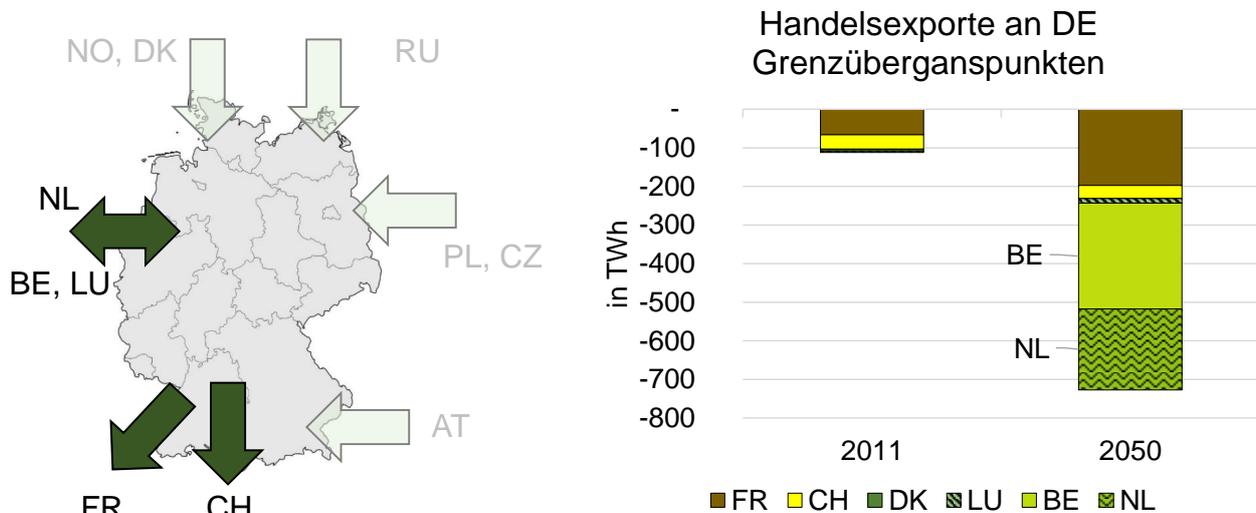
(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf GAMAMOD Modellergebnissen)

In dem betrachteten Szenario wird in 2050 kein Erdgas aus Norwegen nach Deutschland importiert. Dieses Ergebnis ist modellbedingt und der Zielfunktion, der Minimierung der gesamten Systemkosten, geschuldet. In der Modelllösung wird daher eine Belieferung Großbritanniens mit norwegischem Gas als systemoptimal gewählt. Für Deutschland sind aus Modellsicht die Produktions- und Transportkosten für russisches Erdgas (0,14 ct/kWh und 0,03 ct/kWh) günstiger als für norwegisches Erdgas (0,27 ct/kWh + 0,02 ct/kWh). Im Jahr 2011 ist Norwegen mit 355 TWh noch einer der Hauptlieferanten für den deutschen Erdgasmarkt. Es ist im Gegensatz zu den Modellergebnissen zu erwarten, dass Deutschland aus Diversifikationsgründen auch 2050 noch Erdgas aus Norwegen importiert. Die Importe aus Dänemark sind 2050 mit 8 TWh nur von untergeordneter Bedeutung für den deutschen Erdgasmarkt.

Mit Blick auf die deutschen **Erdgasexporte** ist ein Anstieg von 112 TWh in 2011 auf 727 TWh im Jahr 2050 zu beobachten. Dies entspricht mehr als einer Verfünffachung. Die Erdgasexporte im Basisjahr sind mit 112 TWh als gering einzuschätzen. Während in 2011 vorrangig kleinere Erdgas-mengen nach Frankreich (66 TWh) und in die Schweiz (37 TWh) exportiert wurden, wird im Modell-jahr 2050 zusätzlich Erdgas nach Belgien (274 TWh) und in die Niederlande (210 TWh) transportiert. Der ansteigende Export in die Niederlande steht im direkten Zusammenhang mit der rückläufigen nationalen Erdgasproduktion. Die Exporte aus Deutschland kompensieren diese fehlenden Erdgas-fördermengen. Die Erdgasexporte nach Frankreich erhöhen sich von 66 TWh im Jahr 2011 auf 197 TWh in 2050. Hingegen bleiben die Erdgasexporte aus Deutschland in die Schweiz mit 34 TWh auf einem ähnlichen Niveau wie 2011 (37 TWh). Die Exporte nach Dänemark waren mit 4 TWh bereits 2011 auf einem niedrigen Niveau und kommen 2050 zum Erliegen. Trotz der Steigerung von 4 TWh 2011 auf 12 TWh 2050 der deutschen Exporte nach Luxemburg haben diese Erdgas-mengen nur einen geringen Anteil an der deutsche Exportbilanz 2050 von 727 TWh. Abbildung 14 zeigt die Exporte<sup>8</sup> an deutschen Grenzübergangspunkten in 2011 und 2050.

<sup>8</sup> Exporte sind im Modell negativ (-) definiert, wobei dies als Richtung der Handelsströme interpretiert wird

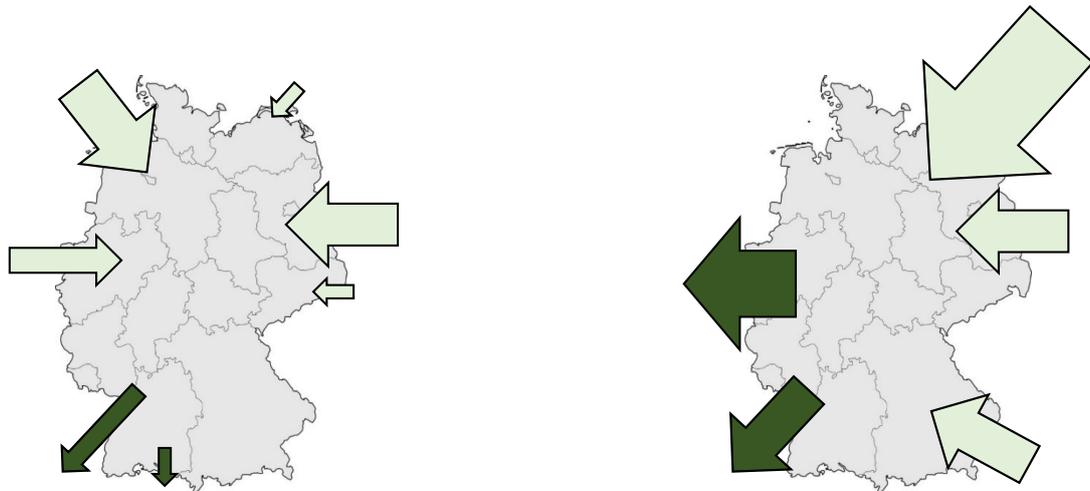
Abbildung 14: Deutsche Erdgasexporte im Jahr 2011 und 2050



(Quelle: Eigene Darstellung basierend auf GAMAMOD Modellergebnissen)

Sowohl die deutschen Erdgasimporte als auch die -exporte erleben einen deutlichen Zuwachs im Jahr 2050 gegenüber den Handelsbilanzen in 2011. Deutschland vollzieht damit einen Wandel von einem Netto-Gasimportland zu einem Gastransitland. Bedingt durch die strukturellen Änderungen der Erdgasproduktion in Westeuropa, insbesondere den Niederlanden und z.T. Norwegens und in Verbindung mit einer leicht steigenden europäischen Erdgasnachfrage implizieren die Ergebnisse eine sich wandelnde Aufgabe des deutschen Erdgasnetzes von einem Transport- und Verteilnetz hin zu einem Transitnetz. Die im Modell hinterlegte rückgängige Erdgasnachfrage von 651 TWh in 2011 auf 405 TWh in 2050 ist ein zusätzlicher Treiber für den steigenden Erdgastransit, da importierte Erdgas Mengen zu einem geringeren Teil die deutsche Nachfrage bedienen und die Import- und Exportkapazitäten verstärkt von westeuropäischen Ländern zur Deckung ihrer steigenden Erdgasnachfrage nachgefragt werden.

Die in Abbildung 15 eingezeichneten Import- und Exportpfeile stellen eine qualitative Einordnung der Verschiebung der Erdgasimporte und -exporte dar. In 2011 stellen die Transitgasmengen von 110 TWh im Verhältnis zur deutschen Erdgasnachfrage von 651 TWh nur einen kleineren Teil der Belastung der Erdgasinfrastruktur dar. Für das Jahr 2050 zeigen die Modellergebnisse, dass die Transitgasmengen mit 740 TWh die deutsche Erdgasnachfrage von 405 TWh deutlich überschreiten. Dieser Wert stellt eine szenariobedingte Obergrenze dar. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass auch, wenn weitere europäische Infrastrukturprojekte den tatsächlichen Transitfluss durch Deutschland begrenzen, das deutsche Erdgasnetz zukünftig verstärkt Transitaufgaben von Osteuropa nach Westeuropa übernehmen wird.

**Abbildung 15: Deutschland vollzieht bis 2050 den Wandel zu einem Gas-Transitland**


Jahr: 2011  
 Transitgas: **110 TWh**

2050  
**740 TWh**

(Quelle: Eigene Darstellung der Modellergebnisse aus GAMAMOD)

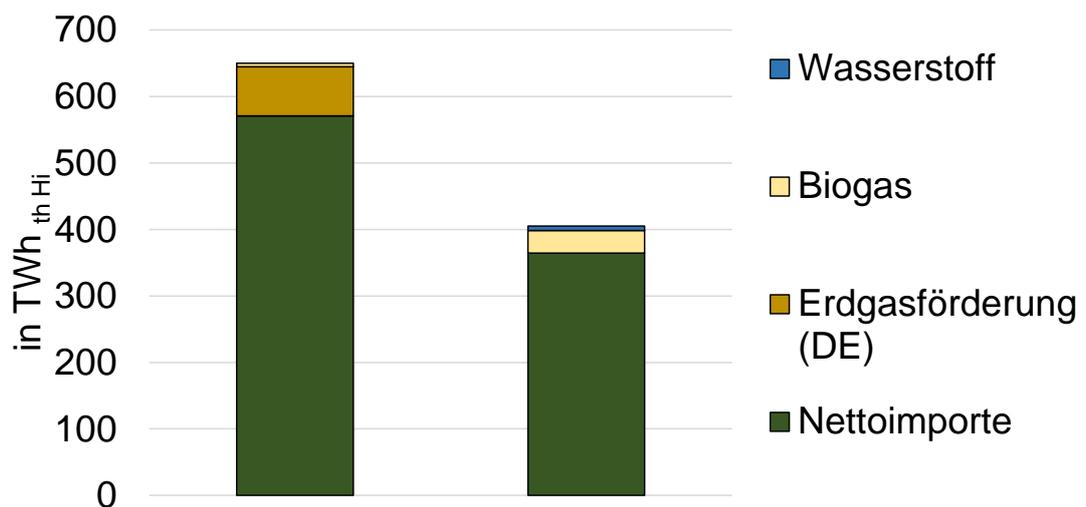
Abbildung 15 stellt die auf den Modellergebnissen basierenden Transitmengen von 110 TWh im Jahr 2011 und 740 TWh im Jahr 2050 dar, die sich aus der Differenz der deutschen Erdgas-Residualnachfrage<sup>9</sup>, den Importen und Exporten ergibt. Die Transitmengen im Jahr 2050 sind als eine obere Grenze zu interpretieren, die vor allem durch die steigende europäische Erdgasnachfrage in Westeuropa und die vorgegebenen Importmöglichkeiten (hauptsächlich über Pipelines) bedingt sind. Tatsächlich ist in Europa auch eine Vielzahl neuer Infrastrukturprojekte, z.B. der Ausbau von LNG-Terminals in Südeuropa sowie der Ausbau des südlichen Gaskorridors, geplant. Diese Projekte stellen weitere Importmöglichkeiten für russisches und kaspisches Erdgas via Pipeline bzw. Flüssiggas aus Katar, Nigeria und möglicherweise den USA nach Europa dar, die in dieser Modellrechnung explizit nicht betrachtet wurden (Hauser und Möst, 2016). Unter den aktuellen Bestrebungen der europäischen Entscheidungsträger sind eine Diversifizierung des Erdgasbezugs und eine Begrenzung der Abhängigkeit von russischem Erdgas wahrscheinlich, was in der Folge die hier berechneten Erdgastransitmengen durch Deutschland verringern würde.

<sup>9</sup> Unter der Erdgas-Residualnachfrage wird in diesem Zusammenhang die deutsche Erdgasnachfrage abzüglich der innerdeutschen konventionellen Erdgasproduktion verstanden.

## 4.2 Erneuerbare Gase decken im 80%-EE-Szenario nur marginal (1%) die deutsche Gasnachfrage

Im Szenariostrang „mit PtG“ wird die Aufnahme von Überschussstrom aus EE durch PtG-Anlagen, die Umwandlung in Wasserstoff und eine anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz betrachtet. Die Erdgasnachfrage im Projekt KonStGas ist durch das Energiesystemmodell IKARUS der Projektpartner IEK-STE für das Modelljahr 2050 mit 405 TWh<sub>th,Hi</sub> berechnet worden. Für die kostenminimale Deckung der Gasnachfrage stehen im Modell GAMAMOD für Deutschland folgende Erdgasquellen zur Verfügung: inländische Erdgasförderung, Biogas oder Erdgasimporte. Anschließend wird mittels einer ex-post Betrachtung berechnet, welchen Anteil EE-Gas<sup>10</sup> an der der Deckung der Gasnachfrage einnimmt. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass eingespeistes EE-Gas die Erdgasnettoimporte substituiert<sup>11</sup>. Die Nettoimporte sind dabei als die Differenz aus den Erdgasimporten nach Deutschland abzüglich der Erdgasexporte aus Deutschland definiert. In Abbildung 16 ist die Deckung der Gasnachfrage im Basisjahr 2011 und im Modelljahr 2050 im Szenario 80%-EE-Anteil aufgeführt.

Abbildung 16: Deckung der Nachfrage in Deutschland im 80%-EE-Szenario mit PtG



[in TWh <sub>th,Hi</sub> ]	2011		2050	
Erdgasförderung DE	74	11%	0	0%
Biogas	5	1%	34	8%
Nettoimport	571	88%	364	91%
Wasserstoff	0	0%	4	1%

(Quelle: Eigene Darstellung der Modellergebnisse GAMAMOD)

<sup>10</sup> EE-Gas bezieht sich in diesem Zusammenhang auf mittels PtG erzeugten Wasserstoff bzw. Methan. Zunächst gilt die Annahme, dass Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist wird. Die TU Berlin hat basierend auf einer Analyse des technischen Gasflusses festgestellt, dass die Konzentrationsgrenze von 15-Vol.-% Wasserstoff teilweise überschritten wird, sodass an einzelnen Einspeisepunkten eine Methanisierung notwendig ist.

<sup>11</sup> Die Gesteungskosten von EE-Gasen (minimal 6-10 ct/kWh) liegen über den zu erwartenden Importpreisen von Erdgas (3 ct/kWh) und somit sind EE-Gase voraussichtlich nicht wettbewerbsfähig. Daher wurde die Annahme getroffen, dass eine politisch motivierte, vorrangige Einspeisung von EE-Gasen erfolgt.

Die Ergebnisse des IKARUS Modell ergaben, dass die Erdgasnachfrage in Deutschland von 601 GWh im Jahr 2011 auf 405 GWh im Jahr 2050 sinkt. Im Jahr 2050 wird es in Deutschland keine Erdgasförderung mehr geben. In der Folge sinkt der Anteil der deutschen Erdgasförderung an der Deckung der Erdgasnachfrage von 11% im Jahr 2011 auf 0% in 2050. Vielmehr gewinnt Biogas als „einheimischer Gasquelle“ an Bedeutung. Der Biogasanteil an der Deckung der Nachfrage beträgt 2011 lediglich 1% und steigt bis 2050 auf 8%. Der gegenläufige Trend einer sinkenden Gesamtnachfrage und einer steigenden Biogaseinspeisung begünstigt diesen Anstieg.

Im Szenario 80%-EE an der Bruttostromnachfrage, wird nur ein geringer Teil der Energie aus erneuerbaren Quellen über PtG-Anlagen in den Erdgassektor integriert. Mit einem Anteil von 1% an der Deckung der gesamten Erdgasnachfrage in 2050, kann der regenerativ erzeugte Wasserstoff nur einen geringen Teil der Erdgasimporte substituieren. Es wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgassystem Vorrang gegenüber Methan hat, da die Umwandlungsverluste und Kosten geringer sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in einzelnen Netzabschnitten Methan eingespeist wird, da die Einspeisung von Wasserstoff technischen Grenzwerten unterliegt. Dieser liegt derzeit bei 5-Vol.-% und wenn Erdgastankstellen im nachgelagerten Netz angeschlossen sind bei 2-Vol.-%. Zukünftig sollen die Grenzwerte für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz auf 10-15% angehoben werden. Die gasnetztechnische Ausgestaltung und die detaillierten Einspeisemengen zum Erreichen der Wasserstofftransportmengen ist regional aufgelöst vom Gasflussmodell der Projektpartner der TU Berlin berechnet worden.

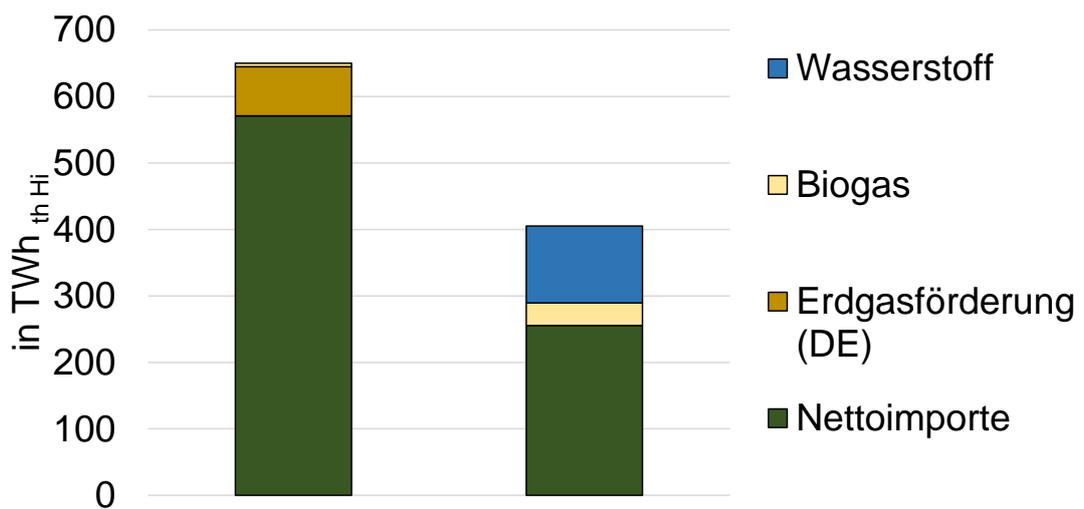
Im 80%-EE-Anteil Szenario übersteigt die Einspeisung von Biogas mit einem Anteil von 8% an der Erdgasnachfrage deutlich die des Wasserstoffs, der lediglich 1% der Nachfrage deckt. Insgesamt kann so die Größenordnung des relativen Anteils der inländischen Erdgasproduktion von 11% in 2011 durch die Ersetzung von EE-Gasen mit 9% in 2050 an der Deckung der Erdgasnachfrage aufrechterhalten werden. Bezogen auf die absoluten Gasmengen sinkt der Anteil inländischer Gase von 74 TWh /a (konventionelle Erdgasförderung) in 2011 auf 38 TWh /a (Biogas und EE-Gase) in 2050.

### 4.3 Erneuerbare Gase decken im 100%-EE-Szenario 29% der Gasnachfrage

Das Szenario 100%-EE-Anteil an der Bruttostromnachfrage im Szenariostrang „mit PtG“ ergab deutlich größere Mengen an EE-Gasen als im zuvor betrachteten 80%-EE Anteil Szenario „mit PtG“. Um diesen Anteil bilanziell zu erreichen muss die installierte Leistung an EE-Anlagen deutlich größer sein, als im 80-% Szenario. Für den Fall einer dunklen Flaute<sup>12</sup> werden weiterhin Gaskraftwerke als Back-up Kapazitäten benötigt. Um ein 100%-EE-Anteil Szenario zu erreichen, müssen diese mit Gas aus PtG-Anlagen betrieben werden. Dementsprechend ist im 100%-Szenario die Einspeisung an EE-Gasen in das Erdgasnetz deutlich höher als im 80%-EE-Szenario. In Analogie zum vorangegangenen Szenario wurde die Bedeutung dieser EE-Gasmengen im deutschen Erdgasmix untersucht.

Abbildung 17 zeigt die Anteile zur Deckung der Erdgasnachfrage in 2050 im Vergleich zu 2011. Der absolute Anteil der Erdgasnachfrage sowie die Einspeisung des Biogases ist zum 80%-EE-Anteil Szenario unverändert. Allerdings wird in diesem Szenario 29% des Nettoerdgasimports durch EE-Gase substituiert.

Abbildung 17: Deckung der Nachfrage in Deutschland im 100%-EE-Szenario mit PtG



[in TWh <sub>th Hi</sub> ]	2011		2050	
Erdgasförderung DE	74	11%	0	0%
Biogas	5	1%	34	8%
Nettoimport	571	88%	255	63%
Wasserstoff	0	0%	116	29%

(Quelle: Eigene Darstellung der Modellergebnisse GAMAMOD)

Im vorherigen Kapitel wurde bereits angemerkt, dass es lokal zu Situationen kommen kann, in denen technische Restriktionen eine komplette Einspeisung von Wasserstoff aufgrund der einzuhaltenden

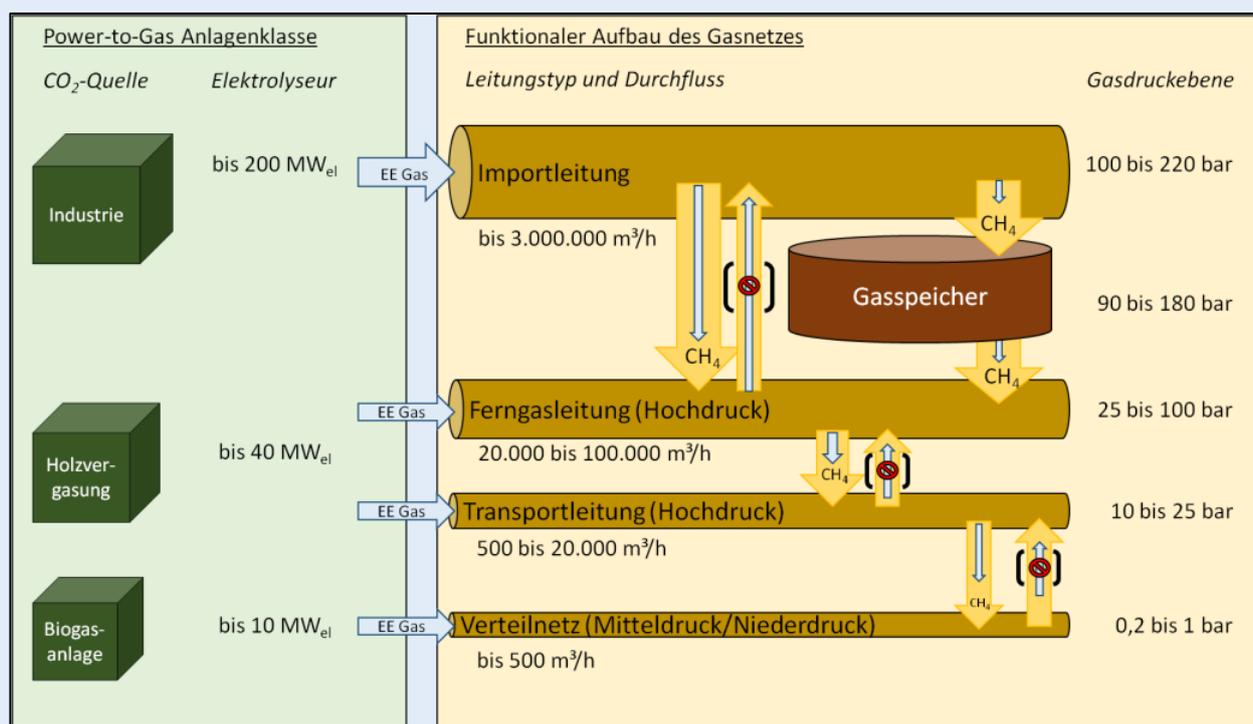
<sup>12</sup> Eine „dunkle Flaute“ beschreibt die Situation, dass in einzelnen Stunden die Einspeisung aus EE-Anlagen aufgrund von zu geringer Sonneneinstrahlung und zu wenig Wind nicht durch regenerative Energieanlagen gedeckt werden kann und Back-up Kapazitäten, z.B. Gaskraftwerke auf Basis von EE-Gasen, diese Versorgungslücke schließen müssen.

Grenzwerte verhindern. In diesen Fällen besteht dann die Alternative mittels einer Methanisierungsstufe und unter Einsatz von CO<sub>2</sub> synthetisches Erdgas zu produzieren. Dieses kann konventionellem Erdgas gleich gesetzt werden und unterliegt somit keinen Zumischraten bei der Einspeisung. Die Überschreitung von Einspeisegrenzwerten stellt insbesondere auch im 100%-EE-Anteil Szenario eine Herausforderung für die Einspeisung von Wasserstoff dar. Hier besteht ein deutlich höherer Integrationsbedarf an EE-Gasen in das Erdgasnetz, als im zuvor betrachteten 80%-EE-Anteil Szenario.

**Infobox: Die Einbindung von Power-to-Gas Anlagen in den Gassektor**

In vielen Arbeiten wird bei der Einbindung von PtG-Anlagen vor allem die Herausforderungen auf der Stromseite beleuchtet. Eine Wirtschaftlichkeit dieser stromseitig eingesetzten Anlagen ist unter heutigen Voraussetzungen oft nur schwer zu erreichen. Ein gasseitig motivierter Ansatz, der PtG-Anlagen zur Dekarbonisierung des Gassektors einsetzt, bietet hingegen die Möglichkeit, die Auslastung der PtG-Anlagen zu erhöhen. Dafür müssten die Kapazitäten für erneuerbare Energien über den Bedarf des Stromsektors hinaus ausgebaut werden. Bei einer direkten Einspeisung ins Gasnetz sind für PtG-Anlagen Standortfaktoren zu beachten, die in Verbindung mit rechtlichen, technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Das Erdgasnetz gilt als flexibles Transport- und Speichersystem, das in vielen Arbeiten als ideale Möglichkeit zur Aufnahme von EE-Gasen angeführt wird. Oftmals werden dabei technische Restriktionen bezüglich der Zumischgrenzen von Wasserstoff, des Anschlussdruckes der Anlagen und der Verteilung des Gases im nachgelagerten Netz vernachlässigt. Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über technische Parameter des Gasnetzes und möglichen PtG-Anlagengrößen.

**Abbildung 18: Gasnetzebenen und technische Herausforderungen der Integration von EE-Gasen**



(Quelle: Michaelis et al. (2016))

Für den Fall der Methanisierung gilt es zu beachten, dass diese mit einem weiteren Umwandlungsprozess und somit einem zusätzlichen Wirkungsgradverlust verbunden ist. Der Wirkungsgrad herkömmlicher Elektrolyseure lag im Jahr 2014 unter Einsatz einer alkalischen Elektrolyse (AEL) bei maximal 82% und bei einer Protonen-Austausch-Membran (PEM) Elektrolyse bei 75% (Baumann et al., 2015; Waidhas, 2013). Für die Herstellung von Wasserstoff existieren optimistische Erwartungen, die von einem technischen Fortschritt bis zum Jahr 2030 ausgehen und einen Wirkungsgrad von mehr als 92% für möglich erachten (Smolinka et al., 2011; Wenske, 2011). Für das Jahr 2050 wurde im KonStGas-Projekt ein vorsichtigerer Wirkungsgrad von 84% angenommen. PtG-Anlagen, die eine Methanisierungsstufe enthalten erreichen 2014 unter Einbezug der Wärmenutzung und einer biologischen Methanisierung einen Wirkungsgrad von bis zu 80% (Krassowski, 2012). Für das KonStGas-Projekt wurde erwartet, dass durch einen technologischen Fortschritt Wirkungsgrade bis zu 85% erzielt werden können<sup>13</sup>.

Die Einspeisung von Wasserstoff oder SNG ist durch den technischen Gasfluss der jeweiligen Einspeisestelle im Gasnetz determiniert. In einzelnen Stunden kann daher selbst bei einer Methanisierung der Lastfluss des Erdgasnetzes bereits so stark sein, dass zusätzliche EE-Gasmengen von den Pipelines nicht aufgenommen werden können. Diese Situation kann zum einen vom Standort, z.B. in der Nähe von Import- und Transitleitungen, oder von Jahreszeiten, z.B. im Winter bei einer hohen Nachfrage und hoher Pipelineauslastung, auftreten. In diesen Fällen wäre die Aufnahmekapazität von Pipelines der limitierende Faktor für die Integration von EE-Gasen. Als Lösung könnten hier Zwischenspeicher an großen PtG-Anlagen zum Einsatz kommen. Die Investitionen in Zwischenspeicher wirken sich wiederum direkt auf den wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen.

Die zu integrierten Wasserstoffmengen im 100%-EE-Anteil Szenario führen in Verbindung mit einer im Projekt angenommenen sinkenden Erdgasnachfrage zu technischen Herausforderungen für die Erdgasinfrastruktur. Ein deutsches Stromsystem, das den Bruttostromverbrauch zu 100% aus Erneuerbaren Energien deckt, muss den Ansprüchen der Wirtschaftlichkeit im europäischen Vergleich genügen, um langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben. Diese Frage hängt maßgeblich von energiepolitischen Entscheidungen der europäischen Nachbarländer und der internationalen Gemeinschaft ab. Diese Entscheidungen haben wiederum direkten Einfluss auf die Konkurrenzfähigkeit deutscher Unternehmen im internationalen Vergleich. Sollte einzig Deutschland das Ziel der 100%-EE-Anteil verfolgen, wäre die Aufrechterhaltung der Wirtschaftlichkeit womöglich nur unter dem Einsatz von Subventionen möglich. Sollte hingegen ein gemeinsames europäisches und internationales Ziel, das Energiesystem vollständig auf Erneuerbare Energien auszurichten, von vielen Ländern verfolgt werden, ist in diesem Zusammenhang der Aufbau einer globalen Wasserstoffwirtschaft sinnvoll. Ob die Produktion dieses EE-Wasserstoffs dann in Deutschland oder vielmehr an Standorten mit hohen EE-Potentialen und günstigeren Gestehungskosten geschehen sollte, hängt von den Kosten des Transportes und dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ab.

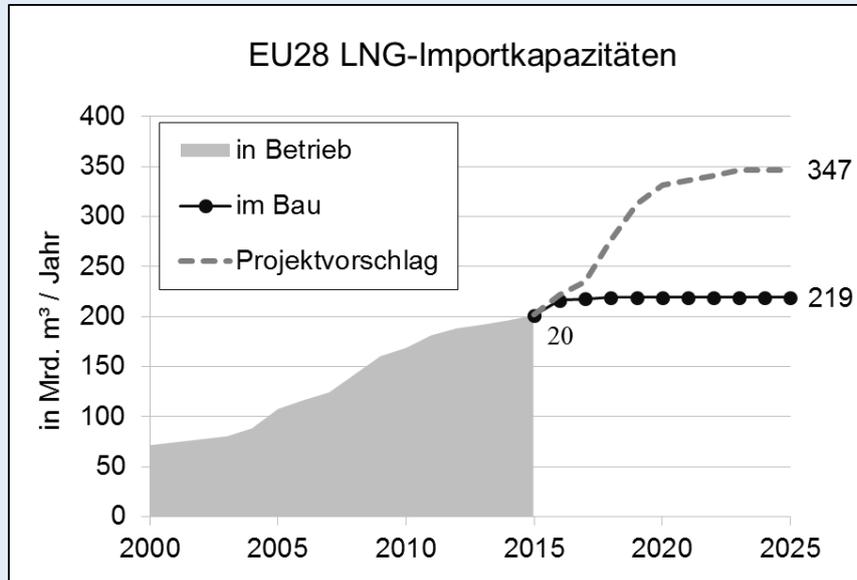
---

<sup>13</sup> Diese Einschätzung basiert auf Erkenntnissen der Projektpartner FENES der Ostbayrische Technische Hochschule Regensburg.

### Infobox: Entwicklung der Importinfrastruktur determiniert Gasbezugskosten

Der Ausbau der Importinfrastruktur unterliegt politischen und ökonomischen Ungewissheiten. Auch bei einer konstanten Erdgasnachfrage werden die Erdgasimporte nach Europa steigen (Hauser und Möst, 2016). Ungewiss hingegen ist, welche der vorgeschlagenen Ausbauprojekte tatsächlich realisiert werden. Anfang der 2010er Jahre standen zwei konkurrierende Ausbauprojekte für neue Erdgasimporte nach Europa konkurrierend gegenüber. Die von Russland und Gazprom favorisierte South Stream Pipeline sollte russisches Erdgas über das Schwarze Meer nach Europa transportieren. Demgegenüber stand das Nabucco Projekt, das Erdgas aus dem mittleren Osten für den europäischen Markt transportieren sollte und von der EU vorangetrieben wurde (Vgl. Dieckhöner, 2010). Das Nabucco-Projekt ist mittlerweile zugunsten der South Stream Pipeline gestoppt. Nach den jüngsten außenpolitischen Entscheidungen Russlands und dem Agieren in der Konfliktregionen Ukraine, Türkei und Syrien ist das Verhältnis zwischen Russland und der EU abgekühlt. In der Folge wurde das South Stream Projekt zum Turkish Stream Projekt modifiziert und so die Beteiligung europäischer Staaten limitiert. Es existieren eine Reihe weiterer Gaspipelineprojekte die das Potential besitzen, die bisherigen Importrouten für Erdgas nach Europa wesentlich zu verändern. Neben dem Ausbau der Gaspipelines bietet die Verschiffung von Flüssiggas die Möglichkeit Erdgas flexibel zu handeln. Waren bisher die meisten Flüssiggashäfen in Südeuropa (Spanien, Frankreich und Italien) verortet, existieren nun mehrere Ausbauprojekte in Nordeuropa für neue LNG-Terminals. Abbildung 19 zeigt die europäischen Importkapazitäten in aggregierter Form und schreibt Ausbauprojekte und Planungen bis 2025 fort. Auch wenn ein Ausbau aller LNG-Terminal Projekte unwahrscheinlich ist, ist ein wachsender Marktanteil an LNG im europäischen Erdgasmarkt zu erwarten.

**Abbildung 19: Entwicklung der LNG-Importkapazitäten in der EU28**



(Quell: Eigene Darstellung, (GIE, 2015))

Die Realisierung der Ausbauprojekte implizieren jeweils unterschiedliche Erdgasbezugskosten für Europa und wirken sich unterschiedlich auf den Erdgaspreis aus. Im Vergleich zu einem Status Quo Szenario ohne einem Ausbau von Importinfrastruktur zwischen 2011 und 2050, führt der Ausbau der Nord Stream II Pipeline und einer Variante der Turkish Stream Pipeline als Alternative zu ukrainischen Transportwegen im Optimierungsmodell GAMAMOD zu niedrigeren Erdgaspreisen in 2050. Demgegenüber führt ein reiner Ausbau von LNG-Terminals und ein damit verbundener höherer Import von Flüssiggas in Europa zu deutlich höheren Erdgaspreisen in 2050, da zur Deckung der Nachfrage im Modell zwangsläufig Erdgas aus Förderregionen mit hohen Produktionskosten importiert werden muss.

## 5. Interpretation der Modellergebnisse für den deutschen und europäischen Erdgasmarkt

Die Berechnung des europäischen Erdgasmarktes und die Auswirkungen auf Deutschland wurden mithilfe des europäischen Fundamentalmarktmodells GAMAMOD für die Jahre 2011 und 2050 berechnet. Nach Auswertung und Spiegelung der Modellläufe mit den Ergebnissen der Projektpartner sind folgende zentrale Ergebnisse festzuhalten:

1. Eine sinkende europäische Erdgasproduktion und eine steigende europäische Erdgasnachfrage führen zu höheren Gastransiten im Jahr 2050 durch Deutschland
2. Höhere Gastransite und eine hohe Auslastung der Fernleitungspipelines bilden die Voraussetzung dafür, dass hohe Energieströme an EE-Gasen (auch Wasserstoff) durch PtG in das Gasnetz eingespeist werden können
3. Die berechneten Mengen der Einspeisung von EE-Gasen aus PtG-Anlagen betragen im 80%-EE-Anteil Szenario 1% und spielen gemessen an der totalen Gasnachfrage nur eine untergeordnete Rolle.
4. Hingegen ist im 100%-EE-Anteil Szenario der bilanzielle Anteil an EE-Gasen an der deutschen Gasnachfrage mit 29% erheblich. Dieser Wert unterliegt der Voraussetzung, dass die EE-Gase auch technisch in das Erdgasnetz zu integrieren sind.

Ein Energiesystem, in der der Anteil am Bruttostromverbrauch durch 100% aus EE-gedeckt wird, ist durchaus kritisch zu hinterfragen, da das Erreichen dieses Ziels mit einem sehr hohen technischen und gesellschaftlichen Aufwand und sehr hohen Kosten verbunden ist. Die bilanzielle CO<sub>2</sub>-Neutralität des Stromsektors ist außerdem von den gewählten Bilanzgrenzen abhängig, die sich in dem hier gewählten Szenario auf Deutschland beziehen. Für eine erfolgreiche und sinnvolle Umsetzung müssen diese Bilanzgrenzen allerdings europäischen Kontext gedacht und gezogen werden. Vor dem Hintergrund einer konsistenten Umsetzung in allen europäischen Ländern ist daher eine 100%-EE Welt kritisch zu hinterfragen (Vgl. Abschnitt 4.3).

Die Ergebnisse für den deutschen Erdgasmarkt beider KonStGas-Szenarien sind in Tabelle 4 zusammengefasst:

**Tabelle 4: Übersicht der Ergebnisse des 80%- und 100%-EE-Szenarios**

	80%-EE-Szenario*		100%-EE-Szenario*	
	In TWh <sub>th Hi</sub>	Anteil an der Gasnachfrage in Deutschland	In TWh <sub>th Hi</sub>	Anteil an der Gasnachfrage in Deutschland
Gasnachfrage	405		405	
Biogaseinspeisung	34	8 %	34	8%
Wasserstoffeinspeisung	7	2 %	116	29%

(Quelle: Eigene Darstellung der KonStGas-Projekt Ergebnisse)

Die Daten zur Einspeisung des Wasserstoffs basieren auf den Daten der Projektpartner des IAEW, die die Bereitstellung von EE-Gasen aus PtG-Anlagen nach Betrachtung des Redispatch<sup>14</sup> ermittelt haben. Der angenommene Wirkungsgrad der PtG-Anlage in 2050 beträgt 84 %.

Die Modellergebnisse für das Jahr 2050 geben Aufschluss über die Umgestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich einer Dekarbonisierung des Gassektors. Diese werden derzeit in der öffentlichen Diskussion auch im Zuge einer Sektorenkopplung verstärkt diskutiert (enervis, 2017). Basierend auf Tabelle 4 wird ersichtlich, dass wenn durch Überschussstrom auch die konventionelle Gasnachfrage (d.h. zusätzlich zum Strom- auch im Wärme und Verkehrssektor) vollständig durch EE-Gas gedeckt werden sollte, müssten deutliche Überkapazitäten an EE-Anlagen in Deutschland aufgebaut werden. Dieses Ziel wurde nicht explizit innerhalb des KonStGAs Projektes betrachtet. Dennoch könnte die Möglichkeit, neben dem Strom- auch den Gassektor auf Basis Erneuerbarer Energien zu dekarbonisieren, ein denkbare Ziel künftiger Energiepolitik sein.

Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund einer Reihe von Annahmen und Abstraktionen zu interpretieren, die zum einen auf der Seite der zur Verfügung stehenden Daten beruhen und zum anderen durch die operative Zusammenschaltung der einzelnen Modelle bedingt ist. Ein wesentlicher Treiber der in GAMAMOD modellierten Gasflüsse sind die exogen vorgegebenen Annahmen zu Gasnachfrage in Deutschland und Europa. Die europäische Gasnachfrage ist im Modell mit einem moderaten Anstieg hinterlegt. Demgegenüber wurde für das deutsche Energiesystem eine Einhaltung von nationalen Emissionszielen bis 2050 angenommen. Die Einhaltung dieser Ziele ergab in der Modellierung des gesamten Energiesystems in IKRARUS eine sinkende deutsche Erdgasnachfrage. Ob dieser gegenläufige Trend einer sinkenden deutschen und einer steigenden europäischen Erdgasfrage tatsächlich eintritt ist unklar. Ein mögliches Szenario für weitere Untersuchungen könnte sein, dass auch in Europa der Anteil an EE in einem ähnlichen Maße steigt, was wiederum zu einer sinkenden europäischen Gesamterdgasnachfrage führen könnte. In diesem Fall stellen die hier vorgestellten Erdgastransitmengen durch Deutschland einen oberen Schwellenwert dar. Darüber hinaus sind hohe Biogasziele für das Modell hinterlegt, die der Einspeisung von EE-Gasen aus PtG-Anlagen konkurrierend gegenüber stehen könnten, da beide Gase als CO<sub>2</sub>-neutral betrachtet werden können.

Die Gaspreise für Deutschland sind modellbedingt aus den Gasbezugskosten (Produktion + Transit) unter der Annahme einer Minimierung der Systemkosten für die Versorgung Europas mit Erdgas abgeleitet. Dieser Ansatz entspricht einem zentralen Planer, der die kostenminimale (und unter Voraussetzung eines perfekten Wettbewerbs implizit wohlfahrtsmaximierende) Versorgung mit Erdgas garantiert. Im Upstream des Erdgasmarktes lässt sich tatsächlich ein Einfluss der Produzenten auf die Preise beobachten. Diese Fragen der Marktmacht werden mit dem Modellansatz systematisch unterschätzt, sodass die Gasbezugskosten eine fundamentale untere Schwelle der tatsächlich zu beobachteten Preise darstellen.

Abschließend ist die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Gasen aus PtG-Anlagen gegenüber Biogas und konventionellem Erdgas zu diskutieren. In einem freien Markt müssen diese Gase langfristige Geschäftsmodelle ermöglichen, damit private Investoren auch ohne die Hilfe von Subventionen und Förderprogrammen PtG-Anlagen errichten (siehe Infobox).

---

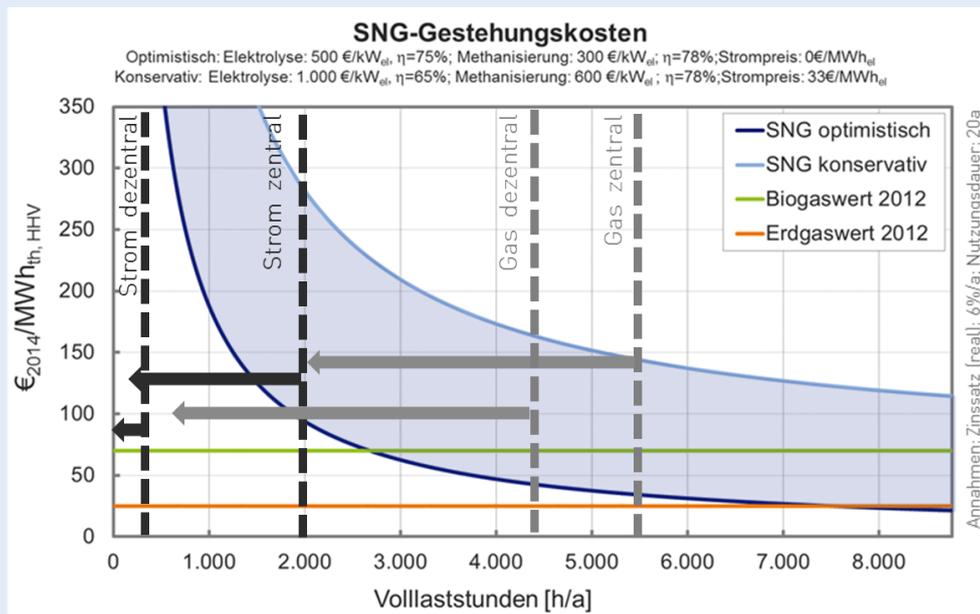
<sup>14</sup> Redispatch bezeichnet den Eingriff der Übertragungsnetzbetreiber in das Marktergebnis und die Steuerung von Erzeugungseinheiten, um einen Netzengpass zu vermeiden. Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und einer zunehmend fluktuierenden Erzeugungsstruktur sind in der Vergangenheit auch die Eingriffe der Netzbetreiber zur Sicherung des störungsfreien Netzbetriebes gestiegen.

**Infobox: Wettbewerbsfähigkeit von unterschiedlichen Einsatzkonzepten von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem**

Für die Etablierung der PtG-Technologie sind nicht nur volkswirtschaftliche, sondern auch betriebswirtschaftliche Determinanten von Bedeutung. Um Investitionen für PtG-Anlagen anzureizen, muss ein sich selbst tragender wirtschaftlicher Betrieb im Marktumfeld gegeben sein. Entscheidend dafür sind zwei Faktoren: das Gaspreisniveau und die Volllaststunden von PtG-Anlagen.

Brunner et al. (2015) zeigen in Abbildung 20, dass die Gasgestehungskosten zum einen von den spezifischen Investitionen in Elektrolyseure, dem Wirkungsgrad und dem Strompreis abhängen. Mit steigender Volllaststundenzahl einer PtG-Anlage nehmen zudem die Gasgestehungskosten ab. Im optimistischsten Fall, d.h. bei niedrigen spezifischen Investitionskosten von 500 EUR/kW für den Elektrolyseur und 300 EUR/kW für die Methanisierung, einem Gesamtwirkungsgrad von 58,5% und einem Strompreis von 0 EUR/MWh<sub>el</sub> müsste eine PtG-Anlage mehr als 2600 Stunden im Jahr in synthetisches Erdgas (SNG) produzieren, um mit Biogas zu konkurrieren. Damit das SNG mit Erdgas konkurrenzfähig wäre, müsste die Anlage mehr als 7000 Stunden pro Jahr im Betrieb sein.

**Abbildung 20: Durchschnittliche Produktionskosten von erneuerbarem Methan unter verschiedenen Rahmenparametern**



(Quelle: Brunner et al. (2015))

Brunner et al. (2015) beschreiben verschiedene Einsatzkonzepte von PtG-Anlagen, die sie zwischen strom- und gaseitig und zentral und dezentral unterscheiden. Die höchsten Volllaststunden sind in einem zentralen, gaseitigen Einsatz von PtG-Anlagen zu erwarten.

## 6. Fazit

Das Projekt „*Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze*“ (KonStGas) hat das Ziel, die Schnittstellen zwischen dem Strom- und Gassystem in Deutschland im europäischen Kontext zu untersuchen. Das Teilprojekt des Lehrstuhls für Energiewirtschaft an der Technischen Universität Dresden untersucht dabei die Entwicklungen des europäischen Erdgasmarktes und die Auswirkungen auf Deutschland. Mithilfe des Fundamentalmodells *Gas Market Model* (GAMAMOD) wurden daher Gas-handelsflüsse zwischen europäischen Marktgebieten für die Jahre 2011 und 2050 modelliert und in Bezug auf die Einspeisung von EE-Gasen in Deutschland bewertet. Konkret wurden dabei folgende Teilziele verfolgt:

- Entwicklung eines techno-ökonomischen Modells für den europäischen Erdgasmarkt
- Analysen wesentlicher Rahmenbedingungen für den deutschen Erdgasmarkt bis 2050
- Implikationen für die Einspeisung von Erneuerbaren Gasen in das deutsche Gassystem

Die zentralen Ergebnisse des Teilprojektes lassen sich in sieben Thesen zusammenfassen:

1. Die westeuropäische Erdgasproduktion sinkt von 2011 bis 2050 um 52 %. Aufgrund sich wandelnder europäischer Importrouten übernimmt Deutschland eine stärkere Transitrolle für Erdgas aus Osteuropa, insbesondere aus Russland, zu Nachfragezentren nach Westeuropa. In diesem Zusammenhang steigen die Importe nach Deutschland um 63% vor allem an den Grenzübergängen zu Russland, Österreich und der Tschechischen Republik (Vgl. Abb.7).
2. Im Zusammenhang mit der verstärkten Transitrolle des deutschen Erdgasnetzes steigen die deutschen Importen und die Exporte verfünffachen sich von 2011 bis 2050. Vor allem nach Westen an den Grenzübergängen zu den Niederlanden, Belgien und Frankreich ist eine Zunahme der Exporte im Vergleich zu 2011 zu erkennen.
3. Der stark steigende Export führt zu einer Erhöhung der deutschen Erdgastransitmengen von 2011 bis 2050 auf bis zu 740 TWh<sub>th Hi</sub>. Aufgrund der Charakteristik des Modells stellt dieser im Modell ermittelte Wert eine obere Grenze für den Transit dar, da insbesondere in der Realität die im Modell nicht berücksichtigten politischen Restriktionen den im Modell erzielten Gasbezug aus Russland eher verringern sollten.
4. Deutschland vollzieht bis 2050 den Wandel von einem Gasimportland zu einem Gastransitland für vornehmlich russisches Erdgas nach Westeuropa.
5. Der Anteil von Gasen aus Erneuerbaren Energien deckt im Szenario 80%-EE-Anteil mit Power-to-Gas mit lediglich 9 % (8 % Biogas, 1 % Wasserstoff) nur einen geringen Teil der deutschen Erdgasnachfrage.
6. Im Szenario 100%-EE-Anteil mit Power-to-Gas beträgt der Anteil an Gasen aus Erneuerbaren Energien 37 % (29 % Wasserstoff, 8 % Biogas). Wenn die Wettbewerbsfähigkeit von PtG in zukünftigen Jahren gegeben sein sollte, kann sich global auch eine Wasserstoffwirtschaft durchsetzen, so dass dieser hohe Wert durch in Deutschland produzierte erneuerbare PtG hohen Unsicherheiten unterliegt.
7. Sowohl in 2011 als auch in 2050 sind Erdgasimporte die wichtigste Quelle zur Deckung der deutschen Erdgasnachfrage. Um neben dem Stromsektor zusätzlich den Erdgassektor zu dekarbonisieren, müssten deutlich mehr EE-Anlagen installiert werden, als es das derzeitige Ziel der Bundesregierung im Energiekonzept vorsieht.

Die Analyse des europäischen Erdgasmarktes im Kontext der Konvergenz von Strom- und Gasnetzen in Deutschland hat darüber hinaus einen Bedarf an weiteren Forschungsarbeiten aufgezeigt. Mit Blick auf Deutschland besteht ein wesentlicher Forschungsbedarf in der Analyse der **Bedeutung**

**von Erdgas für die Umsetzung der Energiewende.** Während im KonStGas-Projekt vor allem technische Implikationen bei der Koppelung des Strom- und Gassektors und deren ökonomische Auswirkungen im Fokus standen, ist es zukünftig auch von Interesse, die Interdependenzen zwischen Gassektor und Wärme- und Mobilitätssektor stärker in den Fokus der Betrachtung zu rücken. Die Rolle von Erdgas im Energiemix ist zudem eine strategische und politische Entscheidung, da erdgasbasierte Technologien das Potential besitzen, als Brückentechnologie ein emissionsarmes Energiesystem zu realisieren, das die gesteckten Klimaziele erfüllt. Gleichzeitig besteht die Gefahr, mit dem Ausbau der Erdgasinfrastruktur neue Abhängigkeiten zu dem Energieträger Erdgas aufzubauen, die das Erreichen zukünftiger, noch ambitionierterer Klimaziele, erschweren. Vor dem stetigen politischen Ziel, technologieoffene Lösungen zur Erreichung von u.a. klimapolitischen Zielen zuzulassen, besteht durch die Forcierung von Erdgas und dem Ausbau der Erdgasinfrastruktur die Gefahr eines Lock-In Effektes, der die Verbreitung und Anwendung zukünftiger technischer Innovationen erschwert. Aus Investorensicht steht dem die Gefahr möglicher „*stranded assets*“ gegenüber, die wiederum hohe Abschreibungen und Verluste für privatwirtschaftliche Unternehmen bedeuten würden.

Im Rahmen des KonStGas-Projektes wurde untersucht, inwieweit das Gasnetz zusätzliche Mengen an EE-Gas integrieren kann. Mit Blick auf das 100%-EE-Szenario wurde im Gasflussmodell der TU Berlin festgestellt, dass Situationen auftreten können, in denen der erzeugte Wasserstoff und teilweise auch SNG nicht in das Erdgasnetz integriert werden können. Eine stärkere Koppelung des Strom- und Gasnetzes kann somit zu neuen Engpasssituationen führen. Auf der einen Seite muss regenerativ erzeugter Wasserstoff möglicherweise in Zeiten mit geringem Volumenstrom zwischengespeichert werden, bevor er aufgrund einzuhaltender Grenzwerte in Erdgaspipelines eingespeist werden kann. Auf der anderen Seite ist es denkbar, dass bei einer stärkeren Sektorenkoppelung die Versorgung von Gaskraftwerken aufgrund von Engpässen im Gasnetz gefährdet ist, sodass Engpässe im Gassektor Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Stromsektor haben könnten. Der Umgang mit **Unsicherheiten bei der Einspeisung von EE-Strom und EE-Gas** sollte daher für die kurzfristige Versorgungssicherheit in techno-ökonomischen Modellen stärker untersucht werden. Hier gilt es, auf Geo-Informationssystem (GIS) basierende, zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Modelle zu entwickeln.

In Bezug auf den europäischen Erdgasmarkt stellen politische Ungewissheiten eine Herausforderung für die Modellierung langfristiger Szenarien dar. Neben der Vielzahl von nationalen und europäischen Zielen zur Klimapolitik sind auch geopolitische Erwägungen zur Versorgungssicherheit einzubeziehen, die die Abhängigkeit von einzelnen Förderländern z.B. Russland oder von Transitländern z.B. Ukraine oder Türkei, betrachten. Die Auswertung der Energiestudien zur Entwicklung der europäischen Erdgasnachfrage ergab, dass mehrheitlich ein leicht steigender Trend der Erdgasnachfrage in Europa erwartet wird. Im *New Policy Scenario* der IEA, d.h. unter Beachtung der Klimaziele, wird Erdgas eine stärkere Rolle im europäischen Energiemix zugeschrieben. An dieser Stelle besteht eine **Diskrepanz in der Entwicklung der europäischen und deutschen Erdgasnachfrage**, die im KonStGas-Projekt ermittelt wurde. Hier ergaben die Berechnungen des IKARUS Modells unter Beachtung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung im Energiekonzept einen Rückgang der deutschen Erdgasnachfrage bis 2050 um 35% im Vergleich zu 2011. Hieraus lässt sich die Forschungsfrage ableiten, welche Auswirkungen die Einhaltung von klimapolitischen Zielen tatsächliche auf die Bedeutung des Energieträgers Erdgas haben und ob sich diese unterschiedlich zum einen auf die nationalen und zum anderen auf die europäische Erdgasnachfrage insgesamt auswirken.

## Literaturverzeichnis

- Abrell, J., Weigt, H., 2016. Investments in a Combined Energy Network Model: Substitution between Natural Gas and Electricity? *Energy J.* 37.
- BAFA, 2017. Erdgas [http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas\\_node.html](http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html) (accessed 3.27.17).
- BASF, 2015. BASF und Gazprom vereinbaren Vollzug des Asset-Tauschs <https://www.basf.com/de/company/news-and-media/news-releases/2015/09/p-15-330.html> (accessed 3.23.17).
- Baumann, C., Geschermann, K., Grote, F., Hüttenrauch, J., Köppel, W., Moser, A., Müller-Syring, G., Steffens, P., Stötzel, M., Zdrallek, M., Zöllner, S., 2015. Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze, Abschlussbericht der wissenschaftlichen Studie DVGW G 3/03/12-ERG. Aachen, Freiberg, Karlsruhe, Wuppertal.
- Berk, I., Schulte, S., others, 2017. Turkey's role in natural gas—Becoming a transit country? *Energie-wirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)*.
- BGR, 2013. Energiestudie 2013 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie\\_2013.pdf;jsessionid=87D763868DE00260D71BAA9876E955DB.1\\_cid321?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf;jsessionid=87D763868DE00260D71BAA9876E955DB.1_cid321?__blob=publicationFile&v=5) (accessed 3.23.17).
- Borovkova, S., Geman, H., 2006. Seasonal and stochastic effects in commodity forward curves. *Rev. Deriv. Res.* 9, 167–186.
- BP, 2014. BP energy outlook 2035.
- Brunner, C., Michaelis, J., Möst, D., 2015. Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems. *Z. Für Energiewirtschaft* 39, 275–293.
- Bundesregierung, 2017. Antwort der Bundesregierung auf kleine Anfrage der Abgeordneten Annalena Baerbock, Dr. Julia Verlinden, Oliver Krischer u.a. der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Betr.: "Erdgasinfrastruktur in Deutschland und der EU" 18/11321. Berlin.
- Bundesregierung, 2016. Eines der strengsten Fracking-Gesetze weltweit <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2015/04/2015-04-01-fracking-gesetz-kabinett.html> (accessed 3.23.17).
- Bundesregierung, 2014. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden, Annalena Baerbock, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - Durcksache 18/1145 - Flüssigerdgas als Beitrag zur Diversifizierung von Erdgasbezugsquellen <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/012/1801299.pdf> (accessed 3.23.17).
- CARMEN e.V., 2013. Biomethan-Vielseitig einsetzbar [https://www.carmen-ev.de/files/informationen/Brosch%C3%BCren/Biomethan\\_-\\_Vielseitig\\_einsetzbar\\_web.pdf](https://www.carmen-ev.de/files/informationen/Brosch%C3%BCren/Biomethan_-_Vielseitig_einsetzbar_web.pdf) (accessed 3.27.17).
- Chaudry, M., Jenkins, N., Qadrdan, M., Wu, J., 2014. Combined gas and electricity network expansion planning. *Appl. Energy* 113, 1171–1187.
- Chaudry, M., Jenkins, N., Strbac, G., 2008. Multi-time period combined gas and electricity network optimisation. *Electr. Power Syst. Res.* 78, 1265–1279. doi:10.1016/j.epr.2007.11.002
- Chyong, C.K., Hobbs, B.F., 2014. Strategic Eurasian natural gas market model for energy security and policy analysis: Formulation and application to South Stream. *Energy Econ.* 44, 198–211. doi:10.1016/j.eneco.2014.04.006
- Davoust, R., 2008. Gas Price Formation, Structure & Dynamics. *Inst. Francais Relat. Int. Bruss.*

- DENA, 2015. Plattform Biogaspartner: Projektliste Deutschland <http://www.biogaspartner.de/ein-speiseatlas/projektliste-deutschland.html> (accessed 3.28.17).
- Dieckhöner, C., 2012. Simulating Security of Supply Effects of the Nabucco and South Stream Projects for the European Natural Gas Market. *Energy J.* 33, 153–181.
- EC, 2017. Projects of common interest /energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest (accessed 3.23.17).
- Egging, R., Holz, F., Gabriel, S.A., 2010. The World Gas Model: A multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market. *Energy* 35, 4016–4029. doi:10.1016/j.energy.2010.03.053
- Egging, R.G., Gabriel, S.A., 2006. Examining market power in the European natural gas market. *Energy Policy* 34, 2762–2778. doi:10.1016/j.enpol.2005.04.018
- enervis, 2017. Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien und Kosten, im Auftrag von: DEA, EWE, Gascade, Open Grid Europe, Shell, Statoil, Thüga und VNG. Berlin.
- ENTSOE, 2016. ENTSOE / GIE - System Development Map.
- ENTSOE, 2012. ENTSOE TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN.
- Erdős, P., 2012. Have oil and gas prices got separated? *Energy Policy, Special Section: Fuel Poverty Comes of Age: Commemorating 21 Years of Research and Policy* 49, 707–718. doi:10.1016/j.enpol.2012.07.022
- EUROSTAT, 2016. Supply natural gas - short term monthly data [nrg\_343n] <http://data.europa.eu/euodp/data/dataset/7AsD1oSSo69rTFgpoxyITQ>
- EUROSTAT, 2014. Versorgung - Gas - monatliche Daten [ntg\_103m] <https://data.europa.eu/euodp/de/data/dataset/drsVOnIQkTXXePbvd0rqw> (accessed 6.30.14).
- Exxon Mobil, 2014. The Outlook for Energy: A View to 2040.
- FNB Gas, 2017. Konsultationsdokument NEP Gas 2016-2026.
- FNB Gas, 2014. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) (2014): Netzentwicklungsplan Gas 2013 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, Berlin.
- FNB Gas, 2013. Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) (2013): Netzentwicklungsplan Gas 2012 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, Berlin.
- GIE, 2017. AGSI+ Data Platform <https://agsi.gie.eu/#/> (accessed 3.23.17).
- GIE, 2015. GIE LNG Map <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map> (accessed 3.23.17).
- GIE, 2014. GIE Storage Map <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gse-storage-map> (accessed 3.23.17).
- Green Gas Grid, 2014. Final report GreenGasGrids project. Berlin.
- Hauser, P., Möst, D., 2016. Versorgungssicherheit im europäischen Erdgasmarkt und Implikationen für Power-to-Gas, in: *Kraftwerkstechnik 2016 - Strategien, Anlagentechnik Und Betrieb*.
- Hauser, P., Möst, D., 2015. Impact of LNG imports and shale gas on a European natural gas diversification strategy, in: *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*.
- Hauser, P., Schmidt, M., Möst, D., 2016. Gas markets in flux: Analysis of components and influences for natural gas pricing in Europe, in: *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*.
- Hecking, H., John, C., Weiser, F., 2015. An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe. *Z. Für Energiewirtschaft* 39, 63–73. doi:10.1007/s12398-014-0145-9

- Hecking, H., Panke, T., 2012. COLUMBUS - A global gas market model (Working Paper No. 12/06). EWI Working Paper.
- Holz, F., von Hirschhausen, C., Kemfert, C., 2008. A strategic model of European gas supply (GASMOD). *Energy Econ.* 30, 766–788. doi:10.1016/j.eneco.2007.01.018
- Hüttenrauch et al., 2017. KonStGas - Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen, Gefördert durch BMWi/PTJ, FKZ: 03255576A). Leipzig, Dresden, Karlsruhe, Aachen, Berlin, Jülich, Wuppertal.
- IEA, 2014. World Energy Outlook 2014. Paris Int. Energy Agency.
- IEA, 2012. World Energy Outlook 2012. Paris Int. Energy Agency.
- IEA, 2011. World Energy Outlook 2011. Paris Int. Energy Agency.
- Krassowski, joachim, 2012. Power - to - Gas - Technologien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem – Ansätze zur Systemintegration in der Altmark.
- Krause, H., Werschy, M., Franke, S., Schuhmann, E., Hüttenrauch, J., Giese, A., Leicher, J., Dörr, H., 2016. Erdgasbeschaffenheit in Deutschland - aktuelle Entwicklungen sowie eine Marktanalyse bei Gasverbrauchern und im Gasnetz, in: Kraftwerkstechnik 2016 - Strategien, Anlagentechnik Und Betrieb.
- LBEG, 2008. Jahresbericht "Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland." Hannover.
- Lochner, S., 2012. The Economics of Natural Gas Infrastructure Investments - Theory and Model-based Analysis for Europe (text.thesis.doctoral). Universität zu Köln.
- Lochner, S., Bothe, D., 2007. From Russia with gas: an analysis of the Nord Stream pipeline's impact on the European Gas Transmission System with the TIGER-Model (Working Paper No. 07,2). EWI Working Paper.
- Markewitz, P., Heinrichs, H., Gillessen, B., 2014. Szenariodefinition, Rahmendaten und -annahmen.
- Michaelis, J., Hauser, P., Brunner, C., 2016. Die Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor <http://et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1742/Die-Einbindung-von-PowertoGasAnlagen-in-den-Gassektor.aspx> (accessed 11.6.16).
- Möst, D., Perlwitz, H., 2009. Prospects of gas supply until 2020 in Europe and its relevance for the power sector in the context of emission trading. *Energy* 34, 1510–1522.
- Mu, X., 2007. Weather, storage, and natural gas price dynamics: Fundamentals and volatility. *Energy Econ.* 29, 46–63. doi:10.1016/j.eneco.2006.04.003
- Nick, S., Thoenes, S., 2014. What drives natural gas prices? — A structural VAR approach. *Energy Econ.* 45, 517–527. doi:10.1016/j.eneco.2014.08.010
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Luca de Tena, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B., 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global [http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare\\_energien/doc/48514.php](http://www.erneuerbare-energien.de/erneuerbare_energien/doc/48514.php) (accessed 3.23.17).
- OECD, 2010. Bioheat, Biopower and Biogas. Organisation for Economic Co-operation and Development, Paris.
- Olsen, K.K., Mjelde, J.W., Bessler, D.A., 2015. Price formulation and the law of one price in internationally linked markets: an examination of the natural gas markets in the USA and Canada. *Ann. Reg. Sci.* 54, 117–142. doi:10.1007/s00168-014-0648-7
- Pearson, I., Sorrell, S., Gracceva, F., Eriksson, A., Zeniewski, P., Speirs, J., McGlade, C., Toft, P., Schuetz, M., Alecu, C., 2012. Unconventional gas: potential energy market impacts in the European Union. *Eur. Com.*

- Richter, P.M., Holz, F., 2015. All quiet on the eastern front? Disruption scenarios of Russian natural gas supply to Europe. *Energy Policy* 80, 177–189. doi:10.1016/j.enpol.2015.01.024
- Rieger, S., Möst, D., Fichtner, W., 2011. Zur Analyse der Auswirkungen der Biomethaneinspeisung auf die Entwicklung der deutschen Erdgasversorgung. *Z. Für Energiewirtschaft* 35, 31–42. doi:10.1007/s12398-011-0043-3
- Robinson, T., 2007. Have European gas prices converged? *Energy Policy* 35, 2347–2351. doi:10.1016/j.enpol.2006.08.005
- Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Koziel, S., Ley, A., Ulrich, P., 2014. Entwicklung der Energiemärkte–Energierferenzprognose. Stud. Im Auftr. Bundesminist. Für Wirtschaft. Technol. Basel.
- Seeliger, A., 2006. Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030: eine modellgestützte Prognose der globalen Produktion, des Transports und des internationalen Handels, sowie eine Analyse der Bezugsskostensituation ausgewählter Importnationen. Oldenbourg Industrieverlag.
- Sieber, D., 2012. Erdgasförderung / Fracking in Deutschland.
- Siliverstovs, B., L'Hégaret, G., Neumann, A., von Hirschhausen, C., 2005. International market integration for natural gas? A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan. *Energy Econ.* 27, 603–615. doi:10.1016/j.eneco.2005.03.002
- Smolinka, T., Günther, M., Garcke, J., 2011. Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. Kurzfass. Abschlussberichtes -Stud. Freibg. Im Breisgau.
- Stern, J.P., Rogers, H.V., 2014. The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players.
- Stronzik, M., Rammerstorfer, M., Neumann, A., 2008. Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher. Bad Honnef.
- Waidhas, M., 2013. Potential and Challenges of PEM Electrolysers.
- WEG, 2012. WEG Jahresbericht 2011 <http://www.bveg.de/Presse/Presseinformationen/2012/WEG-Jahresbericht-2011> (accessed 3.23.17).
- Wenske, M., 2011. Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse. DBI-Fachforum Energiespeicherkonzepte Wasserst. Berl.
- Zapf, M., 2017. Power-to-Gas – Stand der Technik und Einsatzmöglichkeiten, in: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem. Springer Fachmedien Wiesbaden, pp. 165–265. doi:10.1007/978-3-658-15073-0\_3
- Zwart, G., Mulder, M., 2006. NATGAS: a model of the European natural gas market (CPB Memorandum No. 144). CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis.

## Anlagenverzeichnis

Anlage 1: ..... Liste der im Projekt erstandenen Publikationen und Vorträge der TU Dresden 49

Anlage 2: .....Datentabellen und Annahmen 50

## **Anlage 1: Liste der im Projekt erstandenen Publikationen und Vorträge der TU Dresden**

### Liste der im Rahmen des Projektes an der TUD entstandenen Publikationen und Konferenzbeiträge:

- Hauser, P.; Möst, D.: Impact of LNG Imports and Shale Gas on a European Natural Gas Diversification Strategy, 12<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market - EEM15, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa - ISEL, Lisbon(Portugal), 19-22th of May, (2015)
- Hauser, P.; Möst, D.: Versorgungssicherheit im Europäischen Erdgasmarkt und Implikationen für Power-to-Gas in Hrsg. Beckmann, M.; Hurtado, A: Kraftwerkstechnik, Band 8, 2016
- Hauser, P.; Schmidt, M.; Möst, D.: Gas Markets in Flux: Analysis of Components and Influences for Natural Gas Pricing in Europe; 13<sup>th</sup> International Conference on the European Energy Market – EEM16, INSEC TEC, University of Porto (Portugal), 6-9th of June, 2016
- Michaelis, J.; Hauser, P.; Brunner, C.: Herausforderungen bei der Einbindung von Power-to-Gas-Anlagen in den Gassektor, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Mai 2016

### Liste der von der TUD im Rahmen des Projektes gehaltenen Vorträge:

- Hauser, P.: Supply Alternatives in the European Natural Gas Market - Analysing the Contribution of LNG and Shale Gas, ENERDAY – 10<sup>th</sup> Conference on Energy Economics and Technology, Technische Universität Dresden (Germany), 17th of April, 2015
- Hauser, P.: Analysing the Contribution of Additional LNG Import Capacities to a Rising Diversification in the European Gas Market, NESS 2015 - Nordic Environmental Social Science Conference, Norwegian University of Science and Technology – NTNU, Trondheim (Norway), 9-11th of June, 2015
- Hauser, P.: Herausforderungen für den europäischen Erdgasmarkt und Implikationen für Power-to-Gas, SICK Prozessindustrietage 2016, Gelsenkirchen, 22.-23. September 2016
- Möst, D.: Künftige Herausforderung im europäischen Gasmarkt, Jahrestagung der DVGW und des BDEW 2015, Magdeburg

### Liste der Vorträge im Rahmen öffentlicher Projekt-Workshops:

- Hauser, P.: Wandel im europäischen Gasmarkt und Auswirkungen auf die Deckung der deutschen Gasnachfrage, öffentlicher Abschlussworkshop im Projekt KonStGas, Fraunhofer Forum, Berlin, 22. September 2016
- Hauser, P.: Entwicklung des europäischen Gasmarktes, 2. öffentlicher Workshop im Projekt KonStGas, Fraunhofer Forum, Berlin, 18. April 2016
- Müller, T.; Hauser, P.; Möst, D. GasModEurope Vorstellung des Europäischen Gasmarktmodells, Berlin, 30. Januar 2014

## Anlage 2: Datentabellen und Annahmen

**Tabelle 5: Datentabelle GAMAMOD**

Land	max. Produktionskapazität 2011 in GWh/a	max. Produktionskapazität 2050 in GWh/d	Nachfrage 2011 in GWh/a	Nachfrage 2050 in GWh/a	LNG Import Kapazität 2011 in GWh/a	LNG Export Kapazität 2011 in GWh/a	Speicherkapazität in 2011 in GW	Produktionskosten 2011 in Cent/kWh	Produktionskosten 2050 in Cent/kWh
Österreich	13.505	13.505	99.485	104.529	-	-	86.413	1,02	1,60
Aserbaidshon	101.105	423.035	-	-	-	-	-	0,17	0,17
Bosnien & Herzegowina	-	-	3.080	3.236	-	-	-	-	-
Belgien	-	-	186.197	195.637	100.710	-	7.669	-	-
Bulgarien	12.045	2.190	29.964	31.483	-	-	10.685	1,02	1,60
Weißrussland	3.285	3.285	204.072	214.419	-	-	-	1,02	1,60
Schweiz	-	-	35.216	37.001	-	-	-	-	-
Tschechische Republik	2.190	2.190	90.068	94.634	-	-	36.995	1,02	1,60
Deutschland (Gaspool)	75.190	-	273.282	170.230	-	-	118.315	1,02	1,60
Deutschland (Net-Connect Germany)	104.025	-	377.390	235.079	-	-	122.791	1,02	-
Dänemark	96.725	96.725	42.888	45.063	-	-	11.545	1,02	1,60
Algerien	1.219.830	2.426.155	-	-	-	714.034	-	0,19	0,19
Estland	-	-	7.370	7.744	-	-	-	-	-
Ägypten	240.170	424.860	-	-	-	42.120	-	0,21	0,21
Spanien	1.460	730	345.180	362.681	691.542	-	43.164	1,02	1,60
Finnland	-	-	33.855	35.572	-	-	-	-	-
Frankreich	8.030	6.205	467.415	491.113	265.763	-	145.519	1,02	1,60
Griechenland	-	-	46.090	48.427	59.307	-	-	1,02	1,60
Kroatien	20.075	20.075	35.739	37.551	-	-	5.804	0,17	0,17

Land	max. Produktionskapazität 2011 in GWh/a	max. Produktionskapazität 2050 in GWh/d	Nachfrage 2011 in GWh/a	Nachfrage 2050 in GWh/a	LNG Import Kapazität 2011 in GWh/a	LNG Export Kapazität 2011 in GWh/a	Speicherkapazität in 2011 in GW	Produktionskosten 2011 in Cent/kWh	Produktionskosten 2050 in Cent/kWh
Ungarn	37.595	35.770	107.205	112.640	-	-	67.187	1,02	1,60
Irland	34.310	13.140	49.110	51.599	-	-	2.546	1,02	1,60
Italien	103.660	34.675	755.484	793.787	164.605	-	175.983	1,02	1,60
Litauen	-	-	36.505	38.355	-	-	-	-	-
Luxemburg	-	-	15.500	16.286	-	-	-	-	-
Lettland	-	-	15.004	15.765	-	-	24.066	-	-
Libyen	97.820	372.665	-	-	-	80.568	-	0,17	0,17
Marokko	730	730	-	-	-	-	-	0,19	0,19
Mazedonien	-	-	1.100	1.156	-	-	-	-	-
Nigeria	250.025	486.180	-	-	-	177.289	49.845	0,21	0,21
Niederlande	720.145	-	400.810	421.131	111.240	-	-	0,27	0,27
Norwegen	1.072.005	348.575	47.975	50.408	2.205	47.775	21.867	0,27	0,27
Polen	68.985	80.665	182.304	191.547	-	-	2.693	1,02	1,60
Portugal	-	-	51.551	54.165	88.401	-	-	-	-
Katar	217.905	409.165	-	-	-	258.489	31.941	0,10	0,10
Rumänien	117.165	137.970	148.291	155.809	-	-	4.663	1,02	1,60
Serbien	5.475	5.475	31.900	33.517	-	-	-	0,17	0,17
Russland	2.164.085	3.835.420	-	-	-	-	99	0,14	0,14
Schweden	-	-	12.122	12.737	5.595	-	-	-	-
Slowenien	-	-	11.660	12.251	-	-	33.279	-	-
Slowakei	2.190	2.190	65.822	69.159	-	-	-	1,02	1,60
Turkmenistan	1.019.810	1.580.085	-	-	-	-	-	0,14	0,14
Tunesien	25.915	25.915	-	-	-	-	-	0,17	0,17
Türkei	6.935	1.095	420.000	441.294	136.518	-	-	1,02	1,60
Trinidad und Tobago	40.150	56.210	-	-	-	70.904	340.735	0,21	0,21

Land	max. Produktionskapazität 2011 in GWh/a	max. Produktionskapazität 2050 in GWh/d	Nachfrage 2011 in GWh/a	Nachfrage 2050 in GWh/a	LNG Import Kapazität 2011 in GWh/a	LNG Export Kapazität 2011 in GWh/a	Speicherkapazität in 2011 in GW	Produktionskosten 2011 in Cent/kWh	Produktionskosten 2050 in Cent/kWh
Ukraine	451.505	601.520	545.520	573.178	-	-	54.176	1,02	1,60
Vereinigtes Königreich	825.995	408.070	861.135	904.794	571.809	-		0,58	0,58

(Quelle: Eigene Darstellung)