



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN

DIPLOMARBEIT

Handels- und Infrastrukturpolitische Herausforderungen des europäischen Gasmarkts mit räumlichem Fokus auf Osteuropa

**ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs
unter der Leitung**

Univ. Prof. i.R. Mag. Dr. Wilfried Schönböck

Forschungsbereich Finanzwissenschaft und Infrastrukturpolitik (E280/3) im
Department für Raumplanung (E280)

**eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Architektur und Raumplanung**

von

Lukas Zink

Matr. Nr.: 01325646

Wien, am 03.04.2019

Kurzfassung

Der europäische Raum ist aufgrund seines geringen Vorkommens des essentiellen Wirtschaftsgutes Erdgas eine sehr attraktive Nachfrageregion. Aktuelle umweltorientierte Maßnahmen auf Ebene der EU veranlassen Europa zur Senkung der Produktion fossiler Energien, wodurch der Import über Erdgas-Versorgungskorridore immer wichtiger wird. Diese Korridore fungieren jedoch auch als Wirtschaftskorridore, die einen maßgeblichen Einfluss auf die umliegenden Räume bzw. Regionen haben. Aktuelle handelspolitische- aber auch Infrastrukturpolitische Entwicklungen verändern die bestehende Versorgungsstruktur. Es entstehen neue Korridore, bestehende Korridore verändern sich und neue Optionen der Erdgasversorgung wie das Flüssigerdgas „Liquified Natural Gas“ (LNG) werden attraktiver. Diese Versorgungsänderungen haben unterschiedliche Auswirkungen, besonders auf osteuropäische Staaten. Auf Basis einer Analyse des europäischen Gasmarkts wurden drei Gastransportregionen mit nahezu gleichartigen Herausforderungen und Chancen identifiziert. Des Weiteren sind sie im Bereich Energieversorgung von nur einer Angebotsregion – Russland - abhängig. Das Ziel die wirtschaftliche Abhängigkeit von Russlands Erdgas- bzw. Erdöl-Exporten aufzubrechen kann erfolgreich sein, ist jedoch mit Herausforderungen verbunden. Die Wahl liegt dabei zwischen einer sicheren und billigen jedoch abhängigen Energiewirtschaft oder einer ungewissen Energieautarkie. Eine besondere Chance für osteuropäische Staaten liegt des Weiteren in den Wirtschaftsmächten USA und China, die den osteuropäischen kontrarussischen Raum als wichtigen Handelsplatz identifizieren. Dies ist für osteuropäische Staaten eine Option die eigene Relevanz als wirtschaftlich bedeutender Raum zu steigern. Diese Handels- und Infrastrukturpolitischen Herausforderungen machen den osteuropäischen Raum zu einem spannenden Handlungsraum mit geopolitischen Einflüssen aber auch Relevanzen.

Abstract

The European region is a very attractive demand region due to its low occurrence of the essential natural gas natural gas. Current environmental measures at EU level are driving Europe to reduce fossil fuel production, which makes imports via natural gas supply corridors increasingly important. However, these corridors also function as economic corridors that have a significant influence on the surrounding areas or regions. Current trade policy and infrastructure policy developments are changing the existing supply structure. New corridors are being created, existing corridors are changing, and new natural gas supply options such as liquefied natural gas (LNG) are becoming more attractive. These supply changes have different effects, especially on Eastern European countries. Based on an analysis of the European gas market, three gas regions with almost similar challenges and opportunities were identified. Furthermore, in the area of energy supply they are dependent on only one supply region - Russia. The goal of breaking the economic dependence on Russia's gas and oil exports can be successful, but it brings challenges. The choice is between a secure and cheap but dependent energy economy or an uncertain energy self-sufficiency. A special opportunity for Eastern European states lies in the economic powers USA and China, which identify the Eastern European contrarian region as an important trading centre. This is an option for Eastern European states to increase their own relevance as an economically significant area. These trade and infrastructure challenges make the Eastern European region an exciting space for action with geopolitical influences as well as relevance.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	7
1.1	Problemstellung	7
1.2	Zielsetzung der Arbeit	8
1.3	Aufbau der Arbeit.....	8
1.4	Methodische Herangehensweise	9
2.	Überblick des erdgasbezogenen Untersuchungsraums.....	11
2.1	Weltweite Verteilung der weltweiten Erdgasreserven	11
2.2	Identifizierung von Angebots- und Nachfrageregionen für Erdgas.....	13
2.3	Gaskorridore zur Verknüpfung der Angebotsregionen mit Europa	17
2.3.1	Der Östliche Gaskorridor	18
2.3.2	Der Afrikanische Gaskorridor	18
2.3.3	Der Nördliche Gaskorridor	18
2.3.4	Flüssigerdgas (LNG) als neue Transportmöglichkeit	19
2.4	Pipelinetrassen bzw. Leitungsbündel nach Europa.....	20
2.4.1	Sibirisch-europäische Pipelines	21
2.4.2	Afrikanische Pipelines.....	22
2.4.3	Europäische Binnenpipelines	23
2.4.4	LNG-Terminals	24
2.5	Akteure und Bedingungen für die Versorgung mit Erdgas.....	26
2.5.1	Gasmarkt-Akteure	26
2.5.2	Angebots- und Nachfragebedingungen am europäischen Gasmarkt	29
3.	Untersuchte Gastransportregionen	31
3.1	Vorstellung der Gastransportregionen	32
3.1.1	Gastransportregion 1: Traditionelle sibirisch-europäische Transit- und Importregion (Gastransportregion-Zentral)	32
3.1.2	Gastransportregion 2: Benachteiligte nordosteuropäische Importregion (Gastransportregion-Nord).....	32
3.1.3	Gastransportregion 3: Bestehende Import- sowie zukunftsrelevante eurasisch-europäische Transitregion (Gastransportregion-Süd).....	32
3.2	Herausforderungen der Untersuchungsregionen	33
3.2.1	Das Untersuchungsgebiet als wirtschaftlich „schwächere“ Region	33
3.2.2	Energieabhängiger Raum Osteuropa	35
3.3	Wandlungstendenzen und machtpolitische Orientierung in den Ländern der Gastransportregionen	37

3.3.1	Machtpolitische Spannungen und Gasblockaden zwischen Gastransportregion-Zentral und Russland	38
3.3.2	Gastransportregion-Nord: Emanzipation von Russland.....	42
3.3.3	Infrastrukturprojekte zur Implementierung des Südlichen Gaskorridors in Gastransportregion-Süd	43
4.	Entwicklung der Nachfrageregion Europa mit Einfluss auf die Untersuchungsregionen	48
4.1	EU Klimaziele auf Basis des Klima und Energiepakets 2020.....	48
4.2	Relevanz des Erdgases für die wirtschaftliche Stabilität	49
4.3	Sinkende Produktion und höherer Import von Erdgas in Europa	51
4.3.1	Produktionssenkung aufgrund von Klimazielen	51
4.3.2	Sinkende Gasreserven in der EU	52
4.3.3	Steigender Erdgasimport in die EU.....	53
4.4	Einfluss der supranationalen Organisation EU auf die Nachfrageregion Europa durch Gründung einer Energieunion	56
4.4.1	Rechtliche Grundlagen und Möglichkeiten	56
4.4.2	Energiepakete und Ziele der Energie Union.....	56
4.4.3	Transeuropäische Energieinfrastrukturprojekte	57
4.5	Zukünftige Entwicklung aufgrund von Energie-Szenarien	60
5.	Handelspolitisch und infrastrukturpolitische Transportveränderungen des Gasmarkts	62
5.1	Handelspolitische Herausforderungen durch die Eurasische Wirtschaftsunion.....	62
5.1.1	Gemeinsamer Gasmarkt und Asymmetrie in der eurasischen Wirtschaftsunion	63
5.1.2	Das Seidenstraßenprinzip – Eurasien als Schnittstelle zwischen Europa und Asien	64
5.1.3	Einflussnahme auf den Kaukasus	66
5.2	Die Entstehung des Südlichen Gaskorridors	67
5.2.1	Transanatolische-Pipeline (TANAP) und die Südkaukasus-Pipeline (SCP).....	68
5.2.2	Russische Einflussnahme durch Blue Stream und Turkish Stream.....	69
5.3	Nachteile für Gastransportregion-Zentral durch Nord Stream 1 und 2	70
5.3.1	Genehmigungsprozess von Nord Stream	70
5.3.2	Politische Spannungen zwischen den Gastransportregionen und Nord Stream	72
5.3.3	Handlungsbeschränkung supranationaler Organisationen wie der EU bei Nord Stream 2	74
5.4	Einfluss des LNG als neue Versorgungsmöglichkeit	75
5.4.1	Weltweite Entwicklung des LNG	75
5.4.2	Aktuelle Unterauslastung von LNG-Terminals	78
5.4.3	Einstieg der Subangebotsregion USA in den europäischen Nachfragemarkt	80

5.4.4	Auswirkung von amerikanischem LNG auf russische Gasmonopole.....	81
6.	Optionsanalyse und Zielbestimmung der Länder der Gastransportregionen.....	83
6.1	Optionsanalyse und Zielbestimmung von Gastransportregion-Zentral.....	83
6.1.1	Optionsanalyse und Zielbestimmung der Ukraine	83
6.1.2	Optionsanalyse und Zielbestimmung Weißrusslands	89
6.1.3	Optionsanalyse und Zielbestimmung Polens	92
6.1.4	Optionsanalyse und Zielbestimmung der Slowakei	95
6.2	Optionsanalyse und Zielbestimmung von Gastransportregion-Nord	98
6.2.1	Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) zum Anschluss von Gastransportregion-Nord.....	98
6.2.2	Optionsanalyse und Zielbestimmung Lettlands	101
6.2.3	Optionsanalyse und Zielbestimmung Estlands.....	103
6.2.4	Optionsanalyse und Zielbestimmung Litauens.....	105
6.2.5	Optionsanalyse und Zielbestimmung Finnlands.....	108
6.3	Optionsanalyse und Zielbestimmung von Gastransportregion-Süd	111
6.3.1	Optionsanalyse und Zielbestimmung Bulgariens	111
6.3.2	Optionsanalyse und Zielbestimmung Rumäniens	114
6.3.3	Optionsanalyse und Zielbestimmung Ungarns.....	116
6.4	Der Einfluss des Projekts One Belt, One Road auf die Länder der Regionen	118
6.5	Handlungsoptionen der Staaten in den Gastransportregionen	120
6.5.1	Machtpolitische Optionen.....	120
6.5.2	Handelspolitische Optionen	122
6.5.3	Infrastrukturpolitische Optionen.....	123
6.5.4	Exkurs zu Österreich	125
6.5.5	Herausforderungen an die Raumplanung	126
7.	Schlussfolgerung und Ausblick	127
	Quellenverzeichnis	129
	Literaturquellen.....	129
	Onlinequellen	131
	Zeitungsartikel.....	131
	Online-Seiten.....	136
	Rechtsquellen	140
	Tabellenverzeichnis	141
	Abbildungsverzeichnis.....	141

1. Einleitung

1.1 Problemstellung

Erdgas ist aufgrund umweltschützender Klimaziele ein zukunftsrelevanter Energieträger, der eine wichtige Rolle bei der Stabilisation der Energieversorgung in Europa spielt. Aufgrund sinkender eigener Erdgasförderung, aber steigendem Bedarf, ist und bleibt Europa eine wichtige Nachfrageregion für Erdgasanbieter. Da für die Gewährleistung der europäischen Gasversorgung die Überbrückung riesiger räumlicher Distanzen –der Transportweg - zur Erlangung des relevanten Gutes essentiell ist, spielt die Dimension Raum, in dem der wirtschaftliche Austausch erfolgt, hier eine signifikante Rolle. Deshalb wird der wirtschaftsgeografische Ansatz für die Darstellung des Untersuchungsrahmens als Herangehensweise gewählt. Dabei sind verkehrsgeografische Aspekte äußerst relevant. Die Beziehung zwischen den Räumen bzw. dem dort stattfindenden „Wirtschaftsverkehr“, der in Folge durch Erdgasleitungen zum Austausch des nachgefragten Gutes Erdgas erfolgt, ist durch „Versorgungskorridore“ definiert. Zudem ist neben der wirtschaftlichen Geografie auch die politische Geografie relevant, weil deren Netzstrukturen maßgeblich entscheidend für handelsgeografische Strategien sind. Um dem wirtschaftsgeografischen Ansatz bezüglich der europäischen Erdgasversorgung gerecht zu werden, müssen unterschiedliche Regionen einer näheren Betrachtung unterzogen werden. Hierbei liegt die Schwierigkeit darin, dass Angebot- und Nachfrageregion räumlich weit voneinander entfernt liegen. Demnach erfolgt der Transport durch Drittstaaten, die durch diese Transaktionen maßgeblich beeinflusst werden. Ein wesentlicher Punkt hierbei ist, dass diese Versorgungskorridore unterschiedliche Wirtschaftsräume mit unterschiedlichen Entwicklungsstandards, unterschiedlichen politischen Zugehörigkeiten und unterschiedlichen Energieversorgungsstrukturen durchqueren, die dadurch beeinflusst werden. Die Durchquerung dieser Räume hat signifikante Auswirkungen auf deren Regionalpolitik und Regionalentwicklung, sowohl negativ als auch positiv. Im Zuge von macht-, handels-, und infrastrukturpolitischen Entwicklungen kommt es aktuell zu einer Wandlung dieser Versorgungskorridore. Diese Veränderungen sind durch Umlegung bestehender Korridorstrukturen, die einerseits auf ökonomischen Interessen und andererseits auf handels- und machtpolitischen Entscheidungen basieren, geprägt.

Beispielsweise möchte Russland die Versorgungskorridore nach Europa von bestehenden Staaten verlegen und in Zukunft einen Hauptteil seines Erdgases über die Ostsee nach Europa leiten und dabei im Wesentlichen auf Transitstaaten verzichten. Eine weitere Veränderung ist die Entstehung eines neuen Gaskorridors, der für Europa eine neue Angebotsregion erschließen soll. Des Weiteren kommt dem Flüssigerdgas LNG eine immer wichtigere Rolle zu, da nun Angebots- und Nachfrageregionen, die aufgrund ihrer räumlichen Lage und zur Verfügung stehenden Ressourcen für eine Erschließung bisher wirtschaftlich ungeeignet waren, nun attraktiver werden.

Außerdem spielt staatliches Eingreifen in den Gasmarkt zur Lenkung bzw. Koordinierung dieser wichtigen Energiequelle und zur Bekämpfung von Monopolen zum Schutz des Endnutzers eine elementare Rolle. Aufgrund von Abhängigkeiten und steigendem Bedarf wird das Erdgas zu einem politischen Machtinstrument.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es, die Strukturen und Herausforderungen osteuropäischer Regionen, die umfangreiche Auswirkungen durch die Veränderung der Erdgasversorgungskorridore zu erwarten haben, genauer zu analysieren. Auf Basis der Analyse in dieser Arbeit wurden drei Gastransportregionen mit gleichartigen Herausforderungen und Chancen identifiziert. Diese haben überwiegend eine schwache wirtschaftliche Ausprägung, weniger Innovation und sind teilweise durch schwache politische Systeme geleitet. Des Weiteren sind sie im Bereich Energieversorgung von nur einer Angebotsregion abhängig. Aktuelle Wandlungsprozesse haben auf diese Gastransportregionen negative und oder positive Effekte. Das Ziel dieser Arbeit ist es, Folgen von aktuellen Entwicklungen der Versorgungskorridore zu erkennen sowie den Wandel bzw. die Auswirkungen, die diese betroffenen Regionen als Folge dieser Veränderungen durchlaufen, zu analysieren. Auf Basis dieser sich verändernden Mechanismen am Gasmarkt werden zukünftige aber auch bestehende Herausforderungen der Regionen identifiziert sowie Lösungsoptionen in Form von Empfehlungen abgeleitet.

1.3 Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit gliedert sich in sieben Kapitel. In Kapitel 2 wird auf den globalen Untersuchungsraum für Erdgas eingegangen. Hier wird die regionale Verteilung des Erdgases nach Angebots- und Nachfrageregionen erläutert. Europa hat hier die Rolle der Hauptnachfrageregion inne, wobei die asiatische Nachfrage stetig wächst und Europa in wenigen Jahren überholen wird. Es werden bestehende Versorgungskorridore für Europa erörtert. In weiterer Folge werden die drei untersuchten Gastransportregionen vorgestellt sowie deren Merkmale und Kriterien analysiert. Außerdem werden die wichtigsten Akteure bei der Erdgasversorgung erklärt. In Kapitel 3 wird auf die Entwicklung der europäischen Gasnachfrage eingegangen. Besonders erwähnenswert ist hier der Rückgang der europäischen Gasproduktion aufgrund der Forcierung der Umsetzung umweltschutztechnischer Maßnahmen. Kapitel 4 zeigt die Entwicklung der Nachfrageregion Europa mit ihren aktuellen Zielen und Entwicklungen. In Kapitel 5 wird auf die Veränderungen der aktuellen Versorgungskorridore eingegangen - Nord Stream 2, der steigende LNG-Markt und die Entstehung des Südlichen Gaskorridors. In Kapitel 6 wird durch eine modifizierte SSCR-Analyse sowohl Stärken Schwächen, Chancen und Risiken für jedes untersuchte Land gezeigt und darauf Ziele und Herausforderungen abgeleitet. Anschließend werden diese gewonnen Erkenntnisse zusammengefasst und Handlungsoptionen erläutert. In Kapitel 7 werden eine Schlussfolgerung sowie ein Ausblick gezeigt.

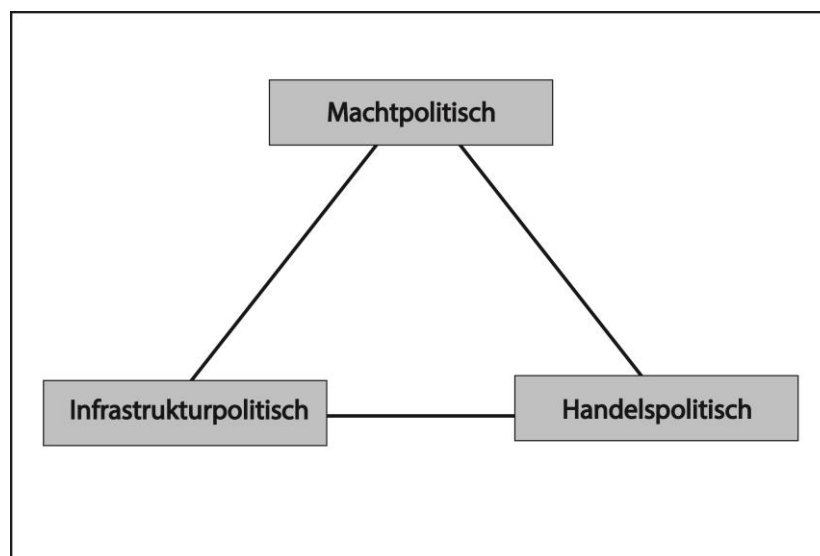
1.4 Methodische Herangehensweise

Im ersten Schritt dieser Arbeit erfolgt eine methodische Literaturrecherche aktueller Jahresberichte, Daten und Planungen, als auch Zeitungsartikel zu aktuellen Entwicklungen der europäischen sowie globalen Erdgasversorgungsstruktur. Zur näheren Betrachtung einer sich verändernden Gaskorridorstruktur, mit hohem Einfluss auf europäische Staaten, wird durch Experteninterviews versucht, einen tieferen Einblick in diese Versorgungsstruktur zu gewinnen. Gesprächspartner waren:

- DI Helmut Wernhart: Austrian Gas Grid Management (AGGM), bei einem Expertengespräch über langfristige Planungen im europäischen Gasnetz
- Mag. Albert Schuch: Österreichische Energie Agentur (AEA), bei einem Expertengespräch zu Vertiefung bzw. zum Verständnis des europäischen Gasnetzes sowie osteuropäischer Handlungsweisen im Bereich Energieplanung

Hervorgehend aus der Literaturrecherche werden Regionen mit hohem analytischem Potenzial definiert, um diese anschließend empirisch zu untersuchen. Diese Regionen sind als Ländergruppen definiert, die ähnliche Merkmale bzw. Gemeinsamkeiten im Sektor der Erdgasversorgung aufweisen. Sie spielen hinsichtlich des interkontinentalen Erdgastransports von Angebots- und Nachfrageregionen eine tragende Rolle, da sie als „Übergangsregion“ zwischen Anbieter und Nachfrager liegen. Neben ihren gemeinsamen Merkmalen haben diese Regionen jedoch unterschiedliche, standortspezifische Relevanzen für den Erdgastransport. Nähere Beschreibung der Gastransportregionen erfolgt in Kapitel 3. Die empirischen Analysen beziehen sich zum einen auf die Analyse des wirtschaftsgeografischen Raums. Neben der wirtschaftsgeografischen Analyse stützt sich diese ebenfalls auf politische Untersuchungen. Hier wurden drei wichtige Eckpfeiler definiert: Macht-, infrastruktur-, und handelspolitische Perspektiven (Abbildung 1).

Abbildung 1: Perspektiven der Analyse

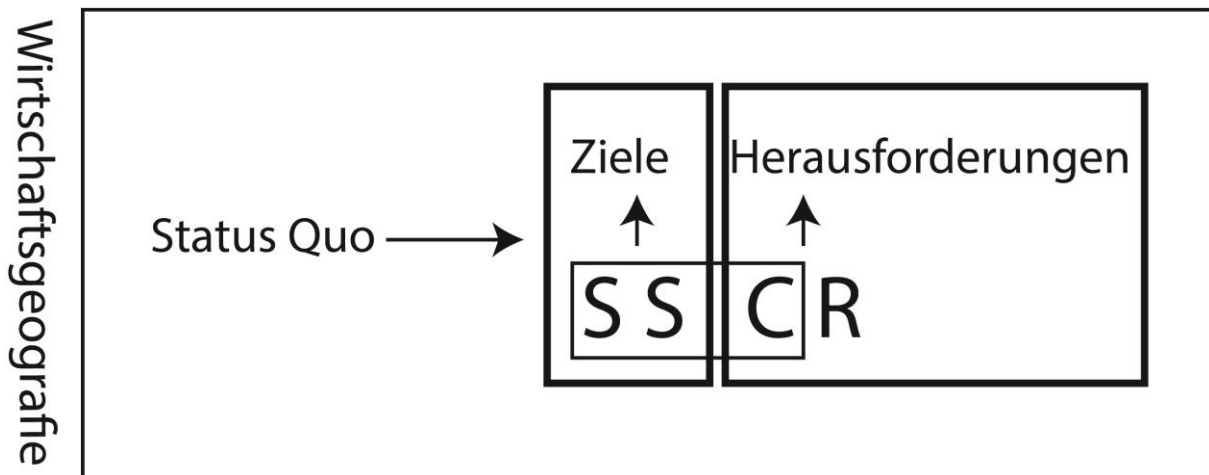


Quelle: eigene Darstellung

Zum zweiten umfasst die Analyse produktionstheoretische, handelstheoretische und politikwissenschaftliche Abhängigkeitstheorien. Diese beruhen auf bestimmten Standortvoraussetzungen wie z.B. einem zwingenden Importbedarf aufgrund fehlender Ressourcen, der Rolle als Transitregion und politischen Altlasten. Die untersuchten Ländergruppen, mit teilweise ähnlichen Herausforderungen, aber auch Möglichkeiten, werden anschließend mittels einer modifizierten SSCR-Analyse betrachtet. Dabei werden sie im Bereich ihrer Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken analysiert. Diese beziehen sich auf energiewirtschaftliche Faktoren wie Vorhandensein von Erdgaslagern, der Qualität des Versorgungsnetzes, die Optionen ihre Energieversorgung zu verbessern und bestehende Ängste wie wirtschaftliche oder machtpolitische Abhängigkeit. Aus den Stärken, Schwächen und Chancen können Ziele abgeleitet werden sowie Herausforderungen durch bestehende Risiken aber auch Chancen identifiziert werden (Abbildung 2). Diese modifizierte SSCR wird vom Autor als „Optionsanalyse und Zielbestimmung“ definiert. Abschließend werden Handlungsoptionen für jede Gastransportregion, basierend auf den zuvor gewonnenen Erkenntnissen ausgesprochen.

Abbildung 2: Schemaskizze der Optionsanalyse und Zielbestimmung

Optionsanalyse und Zielbestimmung



Quelle: eigene Darstellung

2. Überblick des erdgasbezogenen Untersuchungsraums

Zur Festlegung der Untersuchungsregion bedarf es der Ermittlung aller relevanten Akteure sowie Faktoren. Zuerst müssen Angebots- sowie Nachfrageregionen für das Gut Erdgas ermittelt werden. Darauf aufbauend sind die zum Gastransport zwischen diesen Regionen relevante Versorgungskorridore zu ermitteln, die durch Pipelinestränge definiert sind. Neben den Korridoren und Pipelines sind die Betreiber - also die supranationalen Organisationen, die staatlichen und privaten Akteure - relevant, die den marktconformen Austausch zwischen Angebots- und Nachfrageregionen gewährleisten.

2.1 Weltweite Verteilung der weltweiten Erdgasreserven

In Tabelle 1 wird ein Überblick über die Verteilung der Erdgasreserven gezeigt. Die USA spielen noch eine untergeordnete Rolle, da in den angeführten Statistiken keine Schiefergasquellen angeführt sind (in den USA wird mittels Frackings gefördert, weswegen diese als Sub-Angebotsregion definiert werden). Sobald diese Reserven identifiziert sind und relevant werden, wird der Anteil der USA doch deutlich steigen. Zu den größten Gasfeldern der Welt zählen:

Tabelle 1: Die zehn größten Erdgasvorkommen weltweit nach Menge und Staaten

Platz	Name	Staat	Erdgasreserven in Mrd. m ³
1	South Pars	Katar/Iran	35.000
2	Urengoi	Russland	6.300
3	Jamburg	Russland	3.900
4	Hassi R'Mel	Algerien	3.500
5	Stockmann	Russland	3.100
6	Galkynysch	Turkmenistan	2.800
7	Sapoljarnoje	Russland	2.700
8	Hugoton	USA	2.300
9	Slochteren-Groningen	Niederlande	2.100
10	Bowanenko	Russland	2.000

Quelle: <https://www.worldatlas.com/articles/the-largest-natural-gas-fields-in-the-world.html>

Die Liste zeigt deutlich, dass vor allem im sibirisch-asiatischen bzw. arabischen Raum gewaltige Mengen an Erdgasreserven vorhanden sind.¹

Tabelle 2 gibt einen Überblick über globale Erdgasressourcen nach Staaten. Die Ressourcen beziehen sich auf alle Vorkommen eines Landes, auch jene die aus technischen oder

¹ Vgl.: BP Energy Economics (2018): Statistics Review of World Energy, Juni 2018, S. 26-35

wirtschaftlichen Gründen noch nicht verfügbar sind sowie prognostizierte (geschätzte), noch nicht nachgewiesene Vorkommen, die erst erschlossen werden müssen.²

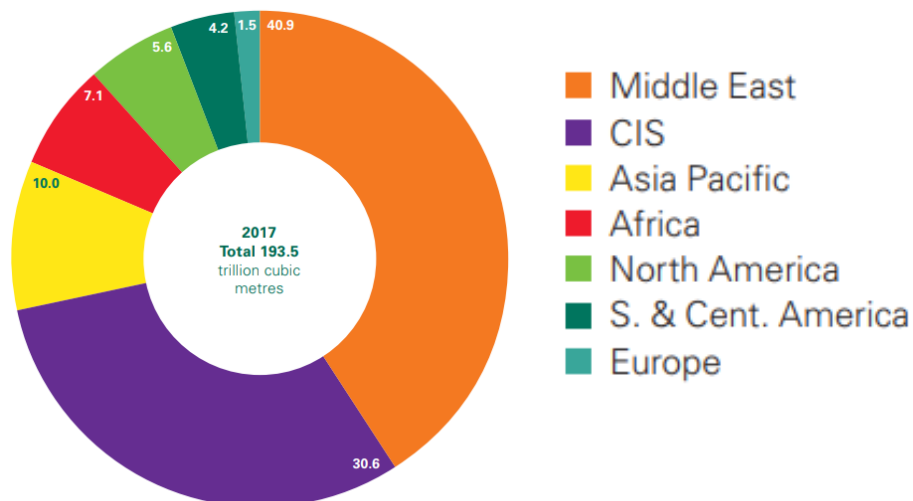
Tabelle 2: Erdgasressourcen nach Menge und Staaten im Jahr 2016

Platz	Staat	Erdgasressourcen in Mrd. m ³
1	Russland	152.050
2	China	64.900
3	USA	53.246
4	Kanada	37.901
5	Australien	35.085
6	Algerien	26.720
7	Saudi Arabien	24.664
8	Argentinien	23.710
9	Brasilien	18.446
10	Mexiko	17.770

Quelle: BGR (2017): Energiestudie 2017, S. 130

In Abbildung 3 werden nochmals nachgewiesene Erdgasreserven nach Wirtschaftsraum zusammengefasst. CIS ist die Abkürzung von Gemeinschaften Unabhängiger Staaten in Eurasien.

Abbildung 3: Nachgewiesene weltweite Erdgasreserven nach Wirtschaftsräumen im Jahr 2017



Quelle: BP Energy Economics (2018): BP Statistical Review of World Energy 67th Edition. June 2018, S. 27

² Vgl.: BGR (2017): Energiestudie 2017, S.130

2.2 Identifizierung von Angebots- und Nachfrageregionen für Erdgas

Nach der Darstellung, welche Regionen über die größten konventionellen Erdgaslagern verfügen wird nun gezeigt, welche Regionen die höchsten Erdgasbedarfe haben, bzw. welche Regionen Erdgas exportieren. Ein Blick auf die Staaten mit den höchsten Fördermengen zeigt (Tabelle 3), dass die USA, auch wenn sie kaum konventionelle Erdgaslager haben, mit ihrer Schiefergasproduktion das Ranking anführen.

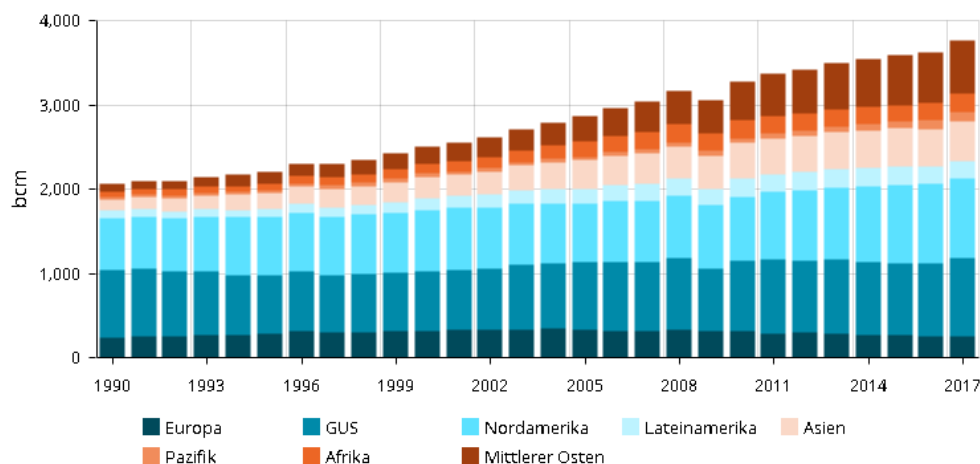
Tabelle 3: Jährliche Erdgasfördermenge nach Staaten im Jahr 2017

Platz	Staat	Jährliche Fördermenge in Mrd. m ³
1	USA	734,5
2	Russland	635,6
3	Iran	223,9
4	Kanada	176,3
5	Katar	175,7
6	China	149,2
7	Norwegen	123,2
8	Australien	113,5
9	Saudi Arabien	111,4
10	Algerien	91,2

Quelle: BP Energy Economics (2018): Statistics Review of World Energy, Juni 2018, S.28

Abbildung 4 zeigt, dass die Fördermengen global gesehen kontinuierlich steigen. Während jedoch die Förderkapazitäten in Europa abnehmen, sind sie in den GUS (Gemeinschaft unabhängiger Staaten) gleichbleibend, in Nordamerika leicht steigend und im Mittleren Osten stark steigend.³

Abbildung 4: Weltweite Erdgasförderung - Verteilung erfolgt nach Wirtschaftsräumen von 1990 bis 2017 in Mrd.³



Quelle: <https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/welt-erdgas-produktion-statistik.html>

³ Vgl.: Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Erdgasförderung

In Tabelle 4 ist der jährliche Erdgasverbrauch pro Staat ersichtlich. Länder wie Australien und China, können trotz großer Ressourcen ihren Eigenbedarf durch Förderungen noch nicht decken und sind daher auf Importe angewiesen. Der gesamte asiatische Gasmarkt holt in den letzten Jahren stark im Bereich Erdgasförderung und Verbrauch auf.⁴

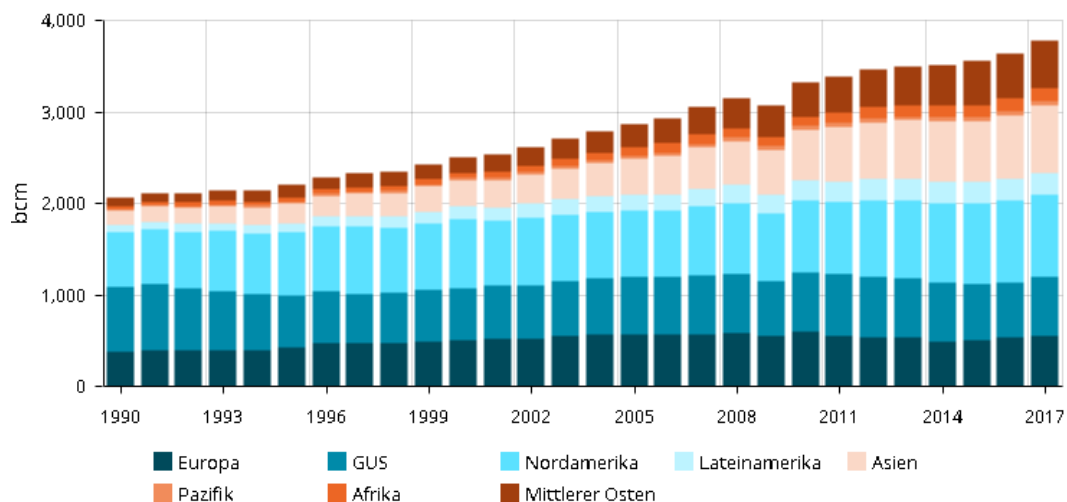
Tabelle 4: Jährlicher Erdgasverbrauch nach Menge und Staaten im Jahr 2016

Platz	Staat	Jährlicher Erdgasverbrauch in Mrd. m ³
1	USA	778,6
2	Russland	437,9
3	China	204
4	Iran	200,8
5	Japan	111,2
6	Saudi Arabien	109,4
7	Deutschland	101,5
8	Kanada	99,9
9	Mexiko	89,5
10	Großbritannien	81,4

Quelle: BGR (2017): Energiestudie 2017, S. 133

In Abbildung 5 ist ersichtlich, dass vor allem im asiatischen Wirtschaftsraum sowie Mittleren Osten der Erdgasverbrauch überdurchschnittlich ansteigt, während er in Europa, Nordamerika und den GUS nur leicht steigend ist.⁵

Abbildung 5: Weltweiter Erdgasverbrauch - Verteilung erfolgt nach Wirtschaftsräumen von 1990 bis 2017 in Mrd. m³



Quelle: <https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/erdgas-verbrauch-data.html>

In Tabelle 5 sind die jährlichen Erdgasimporte nach Staaten gelistet. Diese zeigt, dass sowohl europäische, als auch asiatische Staaten und die USA zu den größten Gasimportnationen

⁴ Vgl.: BP Energy Economics (2018): Statistics Review of World Energy, Juni 2018, S. 29

⁵ Vgl.: Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Heimischer Erdgasverbrauch

zählen. Interessant ist hier, dass vor allem europäische Staaten, die über keine bzw. nur geringe Erdgaslager verfügen, den größten Importbedarf haben.⁶

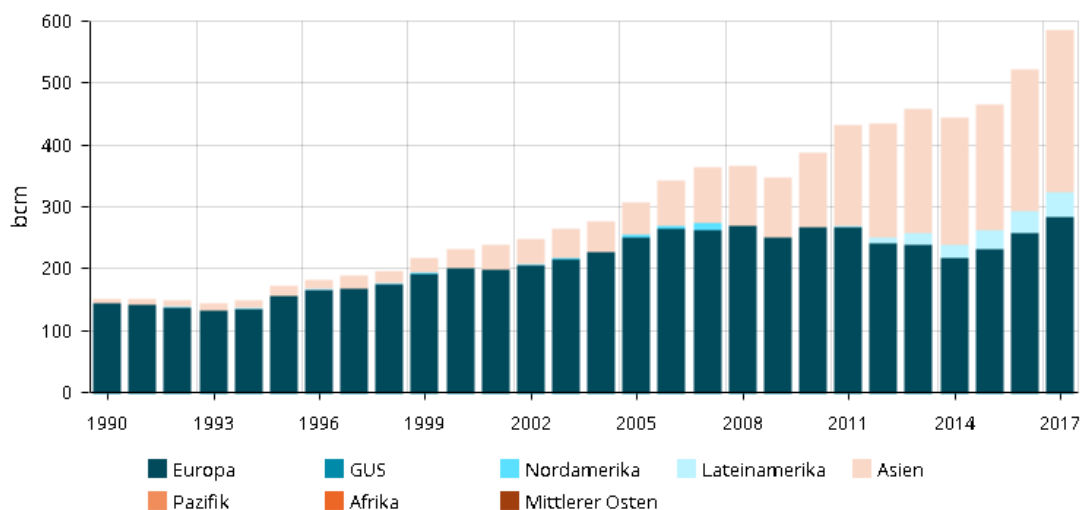
Tabelle 5: Jährlicher Erdgasimport nach Menge und Staaten im Jahr 2016

Platz	Staat	Jährlicher Erdgasimport in Mrd. m ³
1	Deutschland	112
2	Japan	108,5
3	USA	85,1
4	China	72,4
5	Italien	65,1
6	Großbritannien	48,5
7	Frankreich	46,4
8	Türkei	46,3
9	Südkorea	44,2
10	Mexiko	43,1

Quelle: BGR (2017): Energiestudie 2017, S.135

In Abbildung 6 ist ersichtlich, dass Europa bis vor 20 Jahren noch die alleinige Nachfrageregion für den weltweiten Erdgashandel war. Seit den 2000er Jahren holt der asiatische Markt gewaltig auf. Somit verändern sich die Marktverhältnisse zugunsten der Erdgasförderländer.⁷

Abbildung 6: Weltweite Erdgasimporteure - Verteilung erfolgt nach Wirtschaftsräumen von 1990 bis 2017



Quelle: <https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/bilanz-handel-welt-data.html>

Zur Identifizierung einer Angebotsregion wird noch ein Blick auf die Liste der größten Erdgasexporteure geworfen (Tabelle 6). Diese zeigen ebenfalls ein interessantes Bild.

⁶ Vgl.: BP Energy Economics (2018): Statistics Review of World Energy, Juni 2018, S. 30

⁷ Vgl.: Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Bilanz des Erdgashandels

Russland ist das Top Exportland und hat einen Anteil von etwa 19 % am gesamten Erdgasexport.⁸

Tabelle 6: Jährlicher Erdgasexport nach Menge und Staaten im Jahr 2016

Platz	Staat	Jährlicher Erdgasexport in Mrd. m ³
1	Russland	208,6
2	Katar	124,5
3	Norwegen	115
4	Kanada	82,4
5	USA	66,1
6	Australien	56,8
7	Algerien	53
8	Niederlande	52,3
9	Turkmenistan	47,2
10	Malaysia	32,2

Quelle: BGR (2017): Energiestudie 2017, S.134

Als „Angebotsregionen“ werden daher vom Autor folgende Regionen identifiziert:

- **Sibirien** (Russland)
- **Europa** (Niederlande, Norwegen und Großbritannien)
- **Arabischer Raum** (Katar, Iran, Saudi Arabien)
- **Kaukasischer Raum** (Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan)
- **Afrikanischer Raum** (Algerien und Libyen)
 - **Nordamerikanischer Raum** (USA, Kanada): ist aufgrund seines geografischen Nachteils im Hinblick auf die Nachfragerregionen Asien und Europa noch als Sub-Angebotsregion definiert

Als Nachfragerregionen werden daher vom Autor folgende Regionen identifiziert:

- **Europa**
- **Asien**

⁸ Vgl.: BP Energy Economics (2018): Statistics Review of World Energy, Juni 2018, S. 30

2.3.1 Der Östliche Gaskorridor

Der sibirisch-europäische Versorgungskorridor ist der Hauptversorgungskorridor für den europäischen Erdgasbezug. Die Ursprünge entstanden zur Zeit des Kalten Krieges. Das ursprüngliche Ziel dieses Versorgungskorridors war es, die westliche Grenze des sowjetischen Reiches mit Erdgas zu versorgen, was zur Zeiten des Kalten Krieges die russische Stellung vor allem in Ostdeutschland festigen sollte. Dabei handelte es sich um die Ukrainische Sozialistische Sowjetrepublik (USSR), die Tschechoslowakische Sozialistische Republik (CSSR) und die Deutsche Demokratische Republik (DDR). Diese Zeit stellt auch den Grundpfeiler der europäisch/deutsch-russischen Erdgashandelspolitik dar. Aufgrund des durch die USA durchgesetzten „Röhren-Embargos“, fehlten der Sowjetunion (UDSSR) die Expertise als auch die baulichen Mittel, zur Errichtung des Korridors. Durch die deutsch-sowjetischen Erdgastransportröhren-Geschäfte von 1970 sprach sich Deutschland für Lieferungen von Erdgasröhren gegen die Zusicherung zur Lieferung von Erdgas in den Westen aus. Es galt damals als das größte deutsch-sowjetische Finanzgeschäft. Somit wurde durch die Ruhrgas AG ein Abkommen mit dem russischen Unternehmen Gazprom geschlossen, wodurch dieser Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr durch den Eisernen Vorhang nach Deutschland geliefert wurde.⁹

2.3.2 Der Afrikanische Gaskorridor

Der afrikanische Gaskorridor verbindet afrikanische Angebotsregionen mit Südeuropa. Exportstaaten sind in diesem Korridor: Algerien, Libyen und Nigeria. Algerien als größtes afrikanisches Exportland liefert etwa 12 % der EU-Gasimporte. Derzeit (2017) liegt die algerische Gasproduktion bei etwa 143 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr, die bis 2020 auf 165 Mrd. m³ erhöht werden soll. Hier entsteht bereits Druck seitens der USA, die mit ihrem Fracking-Gas nach Europa drängen wollen und aktuelle Lieferverträge zwischen afrikanischen Staaten mit Italien und Spanien 2021 auslaufen werden. Libyen hat mit etwa 2 % nur einen kleinen Anteil am europäischen Gasmarkt, Nigeria hat etwa einen Anteil von 3 %. Das nordafrikanische Erdgasnetz ist für die Gasversorgung Südeuropas bzw. Länder wie Italien, Frankreich, Spanien und Portugal der Hauptlieferant. Durch Afrikanischen Gaskorridor erhalten diese Staaten etwa 60 % ihres Gasimports. Die Stabilität dieses Versorgungskorridors ist für Südeuropa im Bereich Energieversorgung äußerst wichtig.¹⁰

2.3.3 Der Nördliche Gaskorridor

Dieser Versorgungskorridor ist ein Binnenkorridor (innereuropäisch). Die wichtigsten Erdgasproduzenten in Europa sind Norwegen, die Niederlande und Großbritannien. Im aktuellen Weltranking der Gasproduzenten belegt Großbritannien den 18. Platz und produzierte 2017 etwa 42 Mrd. m³ Erdgas. Die Produktion stagniert jedoch seit dem Jahr 2000. Damals waren es noch 108,4 Mrd. m³ Erdgas, womit Großbritannien Platz 4 belegt

⁹ Vgl.: WDR (2005): Vor 35 Jahren: Unterzeichnung des Erdgases-Röhren-Vertrags in Essen

¹⁰ Vgl.: Finkenzeller (2016): Algerien – Abhängig von Öl- und Gasexport

hat.¹¹ Über 90 % der britischen Gasproduktion verläuft Offshore über Gasfelder im Meer. Diese Vorkommen stagnieren jedoch und die Förderung tieferer Vorkommen wird immer kostenintensiver. Daher geht die Produktion jährlich zurück und wird zunehmend unwirtschaftlicher. Für die Briten wird der Import von Gas dadurch attraktiver, auch wenn die Abhängigkeit steigt.¹²

Die Niederlande produzierten 2017 etwa 36,6 Mrd. m³ Erdgas und belegen damit aktuell den 23. Platz weltweit. Wie in Großbritannien stagniert seit etwa 2000 die Produktion. Damals betrug sie noch zwischen 60 und 70 Mrd. m³ Erdgas.¹³ Grund für den Förderrückgang sind einerseits die schwindenden Gasvorkommen wie auch in Großbritannien. Andererseits liegen jedoch die meisten Vorkommen in den Niederlanden auf dem Festland. Das Problem ist, dass die Gasförderungen speziell in Loppersum bei Groningen zu seismischen Aktivitäten führen. In Folge der Gasförderungen kam es zu Erdbeben in der Region, die zu Rissen im Boden führten. Es folgten Bürgerproteste, wodurch die Niederlande die Förderung von Erdgas jährlich reduziert.¹⁴

Die Gaslieferungen von Norwegen nach Europa steigen stetig und drängen Russland im Bereich Gasversorgung von Westeuropa etwas zurück. Anfang 2017 wurden demnach 117,4 Mrd. m³ Erdgas in die EU gepumpt, was einen Rekord in der etwa 40-jährigen Exportpolitik bedeutete.¹⁵ Mittlerweile hat Norwegen sogar die Oberhand bei der Gasversorgung Westeuropas übernommen. Nach aktuellen Plänen plant Norwegen, noch weit nach dem Jahr 2035 Erdgas nach Europa zu liefern, da erst ein Drittel der förderbaren Mengen gefördert wurden.¹⁶

2.3.4 Flüssigerdgas (LNG) als neue Transportmöglichkeit

Das Flüssigerdgas LNG oder auch genannt wird durch starke Komprimierung bzw. Abkühlung von Erdgas erzeugt. Da es durch den Prozess nur noch ein Sechshundertstel des Volumens im Vergleich zum gasförmigen Zustand erlangt, kann es in Tanks gelagert und transportiert werden. Bezogen auf die Wirtschaftlichkeit dieses Transportverfahrens liegt die Wirtschaftlichkeitsgrenze bei etwa 2.500 Beförderungskilometern. Durch technologischen Fortschritt sinken die Produktionskosten andauernd, wodurch LNG zu einem immer attraktiveren Konkurrenten zum herkömmlichen Erdgas wird. Das Gas wird im gasförmigen Zustand vom Gasfeld zum Hafen geleitet, dort verflüssigt, in Behälter gefüllt und weiter transportiert.¹⁷

¹¹ Vgl.: British Petroleum (2018): BP Statistical Review of World Energy, S. 28

¹² Vgl.: Fraser (2013): Worrying Decline in oil and gas production

¹³ Vgl.: British Petroleum (2018): BP Statistical Review of World Energy, S. 28

¹⁴ Vgl.: Reuter (2015): Europa geht das Erdgas aus

¹⁵ Vgl.: Business Portal Norwegen (2018): Rekord bei norwegischen Gaslieferungen nach Europa

¹⁶ Vgl.: Energate Messenger (2017): Norwegen will noch für Jahrzehnte Erdgas nach Europa liefern

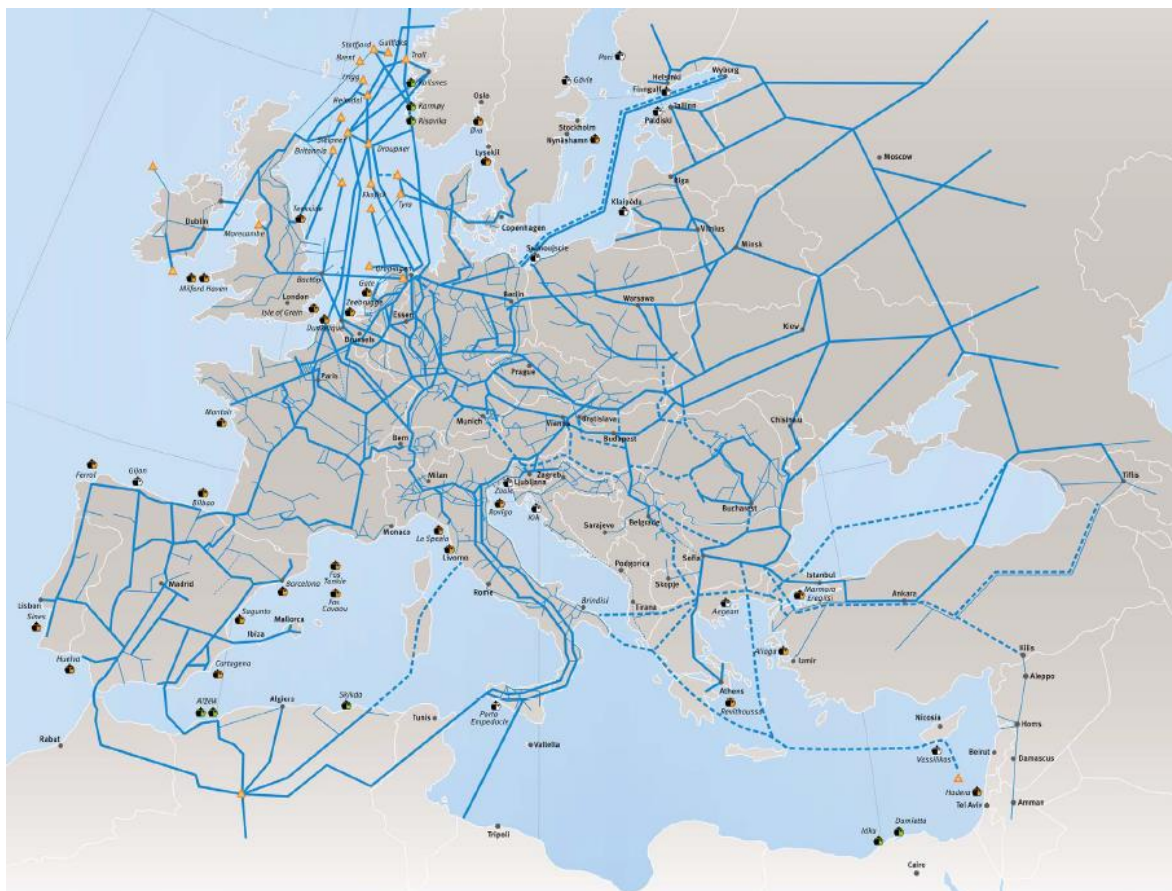
¹⁷ Vgl.: DVGW (2018): Was ist Liquefied Natural Gas (LNG)?

Hauptbezieher von LNG sind Länder, die selber über geringe Gasvorkommen verfügen und aufgrund ihrer geografischen Lage für Pipelines unattraktiv sind. Besonders Japan, Südkorea und Taiwan beziehen derzeit etwa 80 % des weltweiten LNG-Exports. Auch in Europa steigen die Importe. Länder wie Belgien, Großbritannien und Italien beziehen bereits LNG. Der weltweite Hauptexporteur von LNG ist Katar. Durch die Umwandlung von Erdgas in Flüssiggas entstand für das Gas ein globaler Markt, da es auch komprimiert rund um die Welt mittels Schiff transportiert werden kann. Dadurch wurde eine Möglichkeit zur Diversifizierung des Gasangebots in Ländern, die bisher vor allem durch einen Anbieter bedient wurden, ermöglicht.¹⁸

2.4 Pipelinetrassen bzw. Leitungsbündel nach Europa

Diese Versorgungskorridore sind durch Pipelines bzw. Leitungsbündel desselben Ziel- und Ursprungslands definiert. Nachfolgend wird auf die wichtigsten Erdgaspipelines für die europäische Erdgasversorgung eingegangen. Abbildung 8 zeigt eine Übersicht von Erdgaspipelines in Europa und dem Nahen Osten

Abbildung 8: Erdgaspipelines in Europa und dem Nahen Osten



Quelle: Ruble (2017): European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean, S. 350

¹⁸ Vgl.: Franza (2016): Outlook for long imports into the EU to 2025 , S. 12

2.4.1 Sibirisch-europäische Pipelines

Transgas-Pipeline

Die Transgas-Erdgasleitung verläuft von Russland durch die Ukraine, Slowakei, Tschechien, Deutschland und Österreich. Sie wurde als Versorgungsleitung in der damaligen Sowjetzeit errichtet. Sie dient als primäre sibirisch-europäische Erdgasleitung und liefert mit 120 Mrd. m³ Erdgas/Jahr etwa zwei Drittel des russischen Erdgases nach Europa (Die Jamal-Europa Leitung, die unten angeführt ist, liefert hingegen lediglich 33 Mrd. m³/Jahr und Nord Stream 55 Mrd. m³/Jahr). Die Planung und Realisierung der Pipeline erfolgte in den 1960er Jahren und zog sich bis 1970. Sie stellte alleine etwa 25 Jahre die Versorgung von Ost- und Westeuropa durch russisches Erdgas sicher.¹⁹

Erdgasleitung Jamal-Europa

Die russische-deutsche Erdgasleitung, die von der russischen Halbinsel Jamal über einer Distanz von 4.196 km bis nach Deutschland führt, wurde 1999 errichtet. Sie ist wie die Transgas-Pipeline eine Überland-Pipeline (Onshore), die Weißrussland und Polen durchquert.²⁰

Nord Stream

Im Jahre 1997 erfolgten die ersten relevanten Schritte zur Errichtung einer Gaspipeline von Russland nach Europa ohne Transitstaaten. Diesbezüglich untersuchte das Konsortium, bestehend aus dem russischen Unternehmen Gazprom und den finnischen Unternehmen Fortum Oil und Gas Oy, ob es möglich ist, mehr russisches Erdgas wirtschaftlich lukrativ nach Europa zu leiten. Zwei Jahre später kam das Konsortium zu dem Entschluss, dass die Errichtung einer zwei-strängigen Offshore-Pipeline - also einer unter Wasser verlaufenden Pipeline - durch die Ostsee sowohl aus ökonomischer als auch ökologischer Sicht die beste Lösung ist. Der Bau begann 2005 und wurde 2011 abgeschlossen (Abbildung 9). Die Transportkapazität beträgt 55 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr. Die Baukosten betrugen etwa 7,4 Mrd. Euro.²¹

¹⁹ Vgl.: Stewart (2010): Das Erdgasgeschäft mit der Ukraine – Russland Analysen Nr. 204, S. 2-10

²⁰ Vgl.: Stewart (2010): Das Erdgasgeschäft mit der Ukraine – Russland Analysen Nr. 204, S. 2-10

²¹ Vgl.: Nord Stream (2013) Sicher Energie für Europa – Das Nord Stream Pipelineprojekt, S. 15-17

Abbildung 9: Trasse der Nord Stream Pipeline von Russland nach Deutschland durch die Ostsee

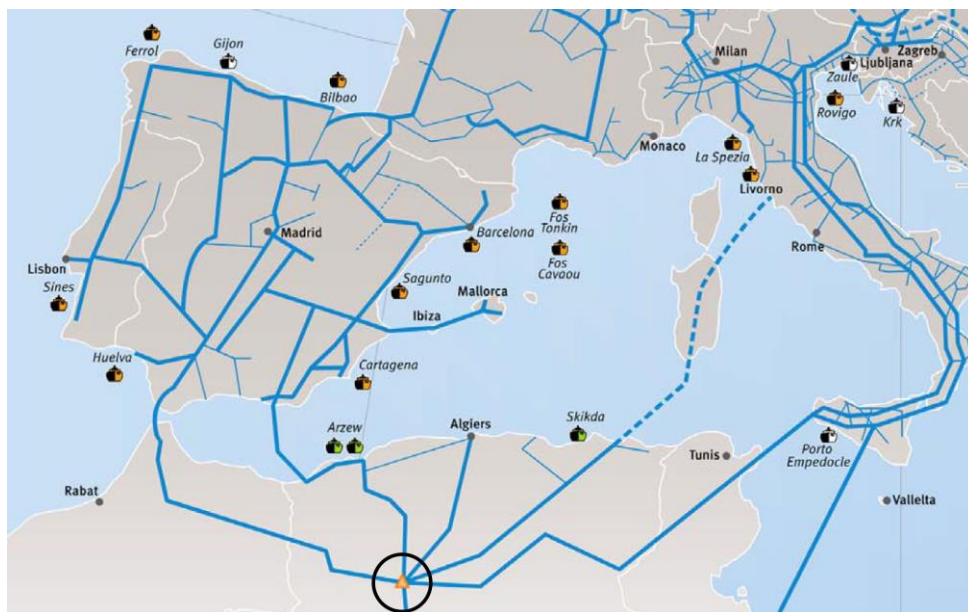


Quelle: <https://european.expert/2018/04/04/nord-stream-2-eine-pipeline-die-nur-einer-braucht-7-gruende-gegen-das-projekt/>

2.4.2 Afrikanische Pipelines

Die Verteilung des Erdgases und auch Rohöls aus Afrika erfolgt über die algerische Wüstenstadt Hassi R'Mel (Abbildung 10), in der das größte afrikanische und das weltweit viert größte Gasfeld situiert ist. Durch seine immense Größe von etwa 70 km mal 50 km dient es als Knotenpunkt für das afrikanisch-europäische Pipelinennetzwerk. Die Lagergröße an Erdgas dort beläuft sich auf etwa 3.000 Mrd. m³. Pro Jahr werden rund 100 Mrd. m³ gefördert.²²

Abbildung 10: Afrikanisch-europäischer Erdgaskorridor über Italien und Spanien mit Pipelinesträngen



Quelle: Ruble (2017): European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean, S. 350

²² Vgl.: Revolvly (2019): Hassi R'Mel gas field

Von Westen nach Osten angeführt gibt es vier Pipelines, die den afrikanischen Korridor konstruieren:

Maghreb Europa ist eine afrikanische Pipeline, die Erdgas von Algerien über Marokko nach Spanien leitet. Die Transportkapazität beläuft sich auf etwa 12 Mrd. m³ pro Jahr. Die Eröffnung erfolgte 1996 und eine zusätzliche Anbindung an Portugal 1997.²³

Medgaz ist eine algerische Pipeline, die Erdgas von Algerien nach Spanien leitet. Sie befördert etwa 8 Mrd. m³ pro Jahr nach Spanien und wurde 2011 eröffnet.²⁴

GALSI (Gasleitung Algerien Sardinien Italien) ist eine im Bau befindliche Erweiterung der Transmed-Pipeline. Sie wird Sardinien mit Gas versorgen, weiter ans italienische Festland verlaufen und dort an die Transmed-Pipeline angebunden. Zwischenzeitlich wurde der Bau der Pipeline eingestellt, im Jahr 2015 verkündete die algerische Regierung, dass der weitere Bau der Pipeline durch italienische Investoren realisiert werden soll. Bei einer Fertigstellung werden etwa 8 Mrd. m³ Erdgas über Sardinien nach Europa strömen.²⁵

Transmed (Trans – Mediterrane Gasleitung) befördert afrikanisches Erdgas vom Knotenpunkt Hassi R'Mel über Tunesien an die sizilianische Küste und weiter bis in den Norden Italiens. Betrieben wird die Pipeline seit 1983. Die Transportkapazität beläuft sich auf etwa 33 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.²⁶

2.4.3 Europäische Binnenpipelines

Deutsches Verteilernetzwerk

Über die Anschlüsse Nord Stream in der Ostsee, der Jamal-Pipeline über Weißrussland bzw. Polen und der zweiten russischen Onshore-Pipeline Transgas gelangt das Erdgas zum europäischen Hauptverteiler Deutschland. Von hier aus wird das Erdgas weiter in Europa verteilt und zwar über die vier Hauptleitungen **MIDAL** (Mittel Deutschland Anbindungsleitung), **WEDAL** (Westdeutschland Anbindungsleitung), **MEGAL** (Mittel europäische Gasleitung) und **STEGAL** (Sachsen Thüringen Erdgasleitung) (Abbildung 11). MIDAL und WEDAL beliefern die Benelux Staaten und werden über die Interconnector-Leitung weiter nach Großbritannien geleitet. STEGAL ist eine Verteilungsleitung in Deutschland selbst. MEGAL verläuft von der tschechischen Grenze quer durch Deutschland und befördert russisches Gas weiter nach Frankreich.²⁷

²³ Vgl.: EMPL (2019): Europe Maghreb pipeline limited

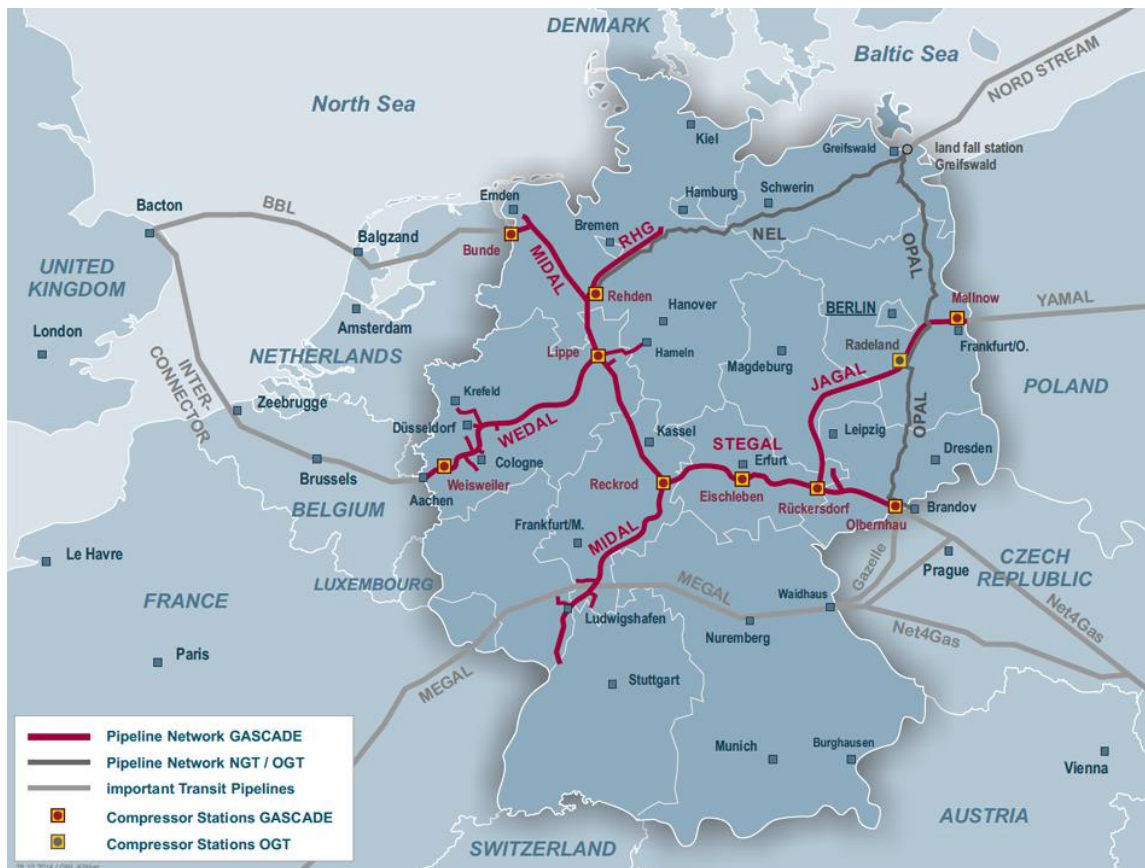
²⁴ Vgl.: MEDGAZ (2019): Medgaz Pipeline

²⁵ Vgl.: Edison (2019): GALSI Pipeline

²⁶ Vgl.: Transmed (2019): Gas Transportation System

²⁷ Vgl.: Fernleitungsnetzbetreiber FNB Gas

Abbildung 11: Pipelines in Deutschland als zentraleuropäischer Erdgasverteiler



Quelle: <https://www.gascade.de/netzinformationen/>

Norwegische Leitungen

Norwegen verfügt über enorme Gasreserven in der Form von Gasfeldern in der Nordsee. Jährlich fördert das Land rund 123 Mrd. m³ Erdgas. Die Gaslieferungen von Norwegen nach Europa steigen stetig zu Lasten der russischen Transportleistungen nach Westeuropa. Anfang 2017 wurden 117,4 Mrd. m³ norwegisches Erdgas in die EU gepumpt, was einen Rekord in der etwa 40 jährigen Exportpolitik bedeutete.²⁸ Mittlerweile hat Norwegen sogar den Hauptanteil bei der Gasversorgung Westeuropas übernommen. Nach aktuellen Plänen wird Norwegen noch weit nach dem Jahr 2035 Erdgas nach Europa liefern, da erst ein Drittel der förderbaren Mengen gefördert wurde.²⁹

2.4.4 LNG-Terminals

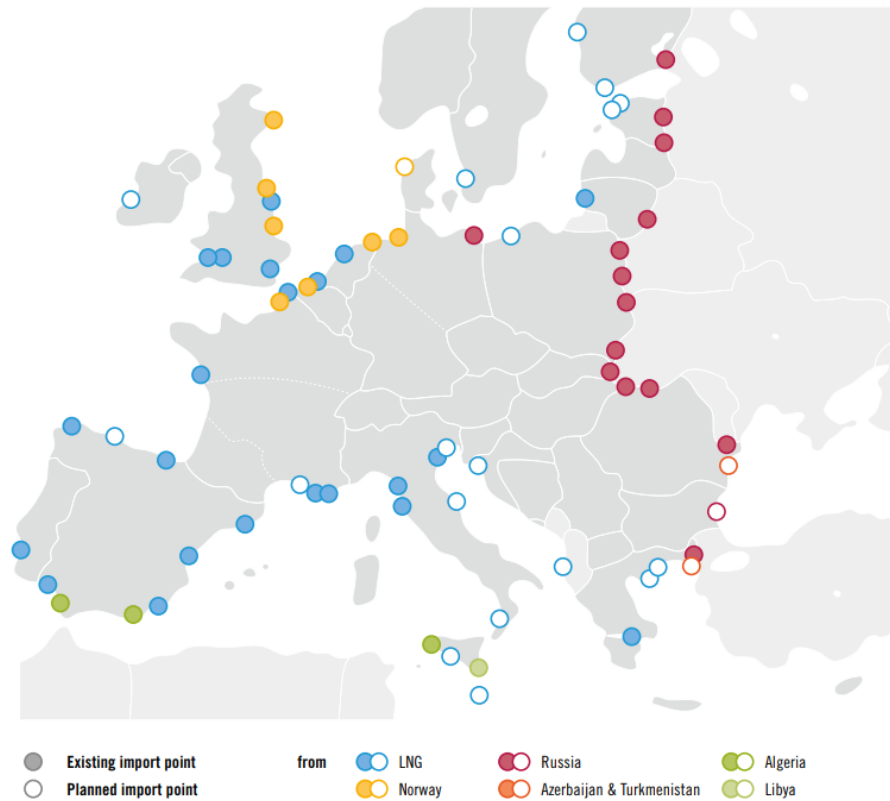
LNG-Terminals, die zur Einspeisung von Flüssigerdgas benötigt werden (Abbildung 12), wurden bereits durch die EU mit 638 Mio. Euro kofinanziert und weitere Projekte sind geplant. Derzeit haben die Terminals eine Speicherkapazität von etwa 150 Mrd. m³ Erdgas. Bis 2021 ist eine Erweiterung um 15 Mrd. m³ geplant, was zeigt, dass sich Europa hinsichtlich einer Erhöhung des LNG-Imports vorbereitet. Experten gehen davon aus, dass der LNG-

²⁸ Vgl.: Business Portal Norwegen (2018): Rekord bei norwegischen Gaslieferungen nach Europa

²⁹ Vgl.: Energate Messenger (2017): Norwegen will noch für Jahrzehnte Erdgas nach Europa liefern

Markt über Jahrzehnte weiter zunehmen wird. Zwischen 2017 und 2023 wird der Handel voraussichtlich um 100 Mrd. m³ zunehmen und dabei auf 505 Mrd. m³ erhöht werden. Aus Sicht der Internationalen Energiebehörde (IEA) wird der Import von LNG in der EU bis 2040 um etwa 20 % steigen.³⁰

Abbildung 12: LNG-Terminals und Erdgaspipelineanschlüsse in Europa



Quelle: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S. 7

LNG in Frankreich (Importe 2017: 9,3 Mrd. m³) Frankreich liegt somit auf Platz 2 der europäischen LNG-Importeure; der LNG-Import nahm Vergleich zu 2016 um 32,4 % zu.³¹

LNG in Italien (Importe 2017: 7.6 Mrd. m³) Italien liegt hinter Frankreich auf Platz 3 der europäischen LNG-Importeure; der LNG-Import stieg damit im Vergleich zu 2016 um 30 %. Das in Italien bezogene LNG kommt größtenteils aus dem arabischen Raum (Katar). In Zukunft sind drei weitere LNG-Terminals in Italien geplant sowie Erweiterungen der bestehenden Terminals.³²

LNG in den Niederlanden (Importe 2017: 0,98 m³) Das ist eine Steigerung von 108,3 % zu 2016. Das Gate Terminal ist das einzige LNG-Terminal in den Niederlanden, weitere sind derzeit nicht geplant. Es soll jedoch bis 2019 eine Aufstockung des Terminals erfolgen.³³

³⁰ Vgl.: Europäische Union (2018): Liquefied Natural Gas

³¹ Vgl.: King & Spalding (2018): An Overview of LNG Import Terminals in Europe, S. 10-12

³² Vgl.: King & Spalding (2018): An Overview of LNG Import Terminals in Europe, S. 14-15

³³ Vgl.: King & Spalding (2018): An Overview of LNG Import Terminals in Europe, S. 18

LNG in Spanien (Importe 2017: 15,39 m³) Spanien ist somit das europäische Land mit den höchsten LNG-Importen. Im Vergleich zu 2016 wurde eine Steigerung von 19 % verzeichnet. Spanien verfügt derzeit über sieben LNG-Terminals (wobei derzeit nur sechs genutzt werden) und ist damit Spitzenreiter in Europa. Die Kapazität der Terminals liegt bei aktuell 60 Mrd. m³ Erdgas. Derzeit sind zwei weitere Terminals sowie eine Aufstockung der Kapazitäten der bereits errichteten Terminals geplant.³⁴

LNG in Großbritannien (Importe 2017: 6,17 Mrd. m³) Im Vergleich zu 2016 bedeutet dies jedoch eine Senkung um 34,7 %. Aktuell sind drei LNG-Terminals in Großbritannien verfügbar, wobei diese in den nächsten Jahren ausgebaut werden.³⁵

LNG in Polen und Litauen (Importe 2017: Litauen 1,1 Mrd. m³ und Polen 1,6 Mrd. m³) Litauen verzeichnete eine Reduktion von 15 % im Vergleich zu 2016, Polen jedoch eine Steigerung um etwa 50 % im Vergleichszeitraum. In Polens einzigem LNG-Terminal können derzeit 5 Mrd. m³ Erdgas eingespeist werden, die Kapazität wird bis 2020 auf 7,5 Mrd. m³ erweitert und es ist ein zweites Terminal geplant.³⁶

LNG in Deutschland: Deutschland hat derzeit noch kein LNG-Terminal. Grund dafür könnte die hohe Vernetzung mit russischen Erdgaspipelines sein, die auch ausgebaut werden.

2.5 Akteure und Bedingungen für die Versorgung mit Erdgas

2.5.1 Gasmarkt-Akteure

Supranationale Organisationen als treibende Akteure im Bereich Energie

Treibende Akteure des Gashandels sind die nationalen und viel mehr supranationalen Organisationen, die die Energiewirtschaft maßgeblich definieren und lenken. Staatengemeinschaften bündeln meist ihre wirtschaftlichen Möglichkeiten und treten als eine Organisation gegenüber ihren Handelspartnern auf. Dabei wird ein teilweiser Verzicht auf einzelstaatliche Souveränität in Kauf genommen.³⁷ Supranationale Organisationen mit dem Ziel einen gemeinsamen Binnenmarkt zu gründen sind z.B. die EU, die eurasische Wirtschaftsunion (EAWU), der Verband südostasiatischer Nationen (ASEAN), die Afrikanische Union (AU) oder die Arabische Liga (LAS). Es gibt auch kleinere supranationale Organisationen wie die Russisch-Weißrussische Union, die als Idee einer Verteidigungsgemeinschaft mit wirtschaftlichem Interesse entstanden ist. Auch militärische supranationale Organisationen wie die NATO beeinflussen den Energiemarkt. Besonders die USA als wichtigste Stütze der NATO haben durch ihre militärische Präsenz in Europa, die in die Zeiten des Kalten Kriegs zurückreicht, maßgeblichen Einfluss auf die europäische Politik

³⁴ Vgl.: King & Spalding (2018): An Overview of LNG Import Terminals in Europe, S. 21-24

³⁵ Vgl.: King & Spalding (2018): An Overview of LNG Import Terminals in Europe, S. 27-28

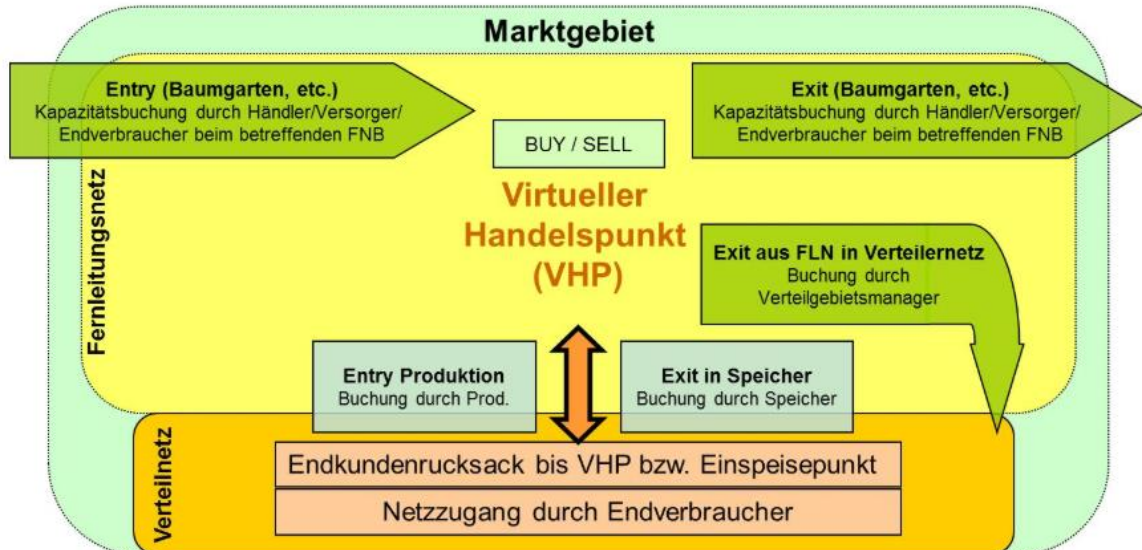
³⁶ Vgl.: King & Spalding (2018): An Overview of LNG Import Terminals in Europe, S. 21

³⁷ Vgl.: Schneider (2019): Supranationalität

und damit auf deren Wirtschaftsbeziehungen mit Russland.³⁸ Aus Sicht des Autors sehen die USA als derzeit noch Sub-Angebotsregion im Bereich Erdgas hier Möglichkeiten, durch politisches Einflussnahme künftig ihr LNG besser etablieren und verkaufen zu können.

Neben der EU als gemeinschaftliche Institution, die auch im Energiesektor Maßnahmen koordiniert und als Regulator agiert, sind die Akteure auf staatlicher Ebene maßgebend. Essentiell für das Geschehen im Erdgassektor sind schließlich die Gasproduzenten, in Form von Konzernen. Weiters gibt es die Fernleitungsnetzbetreiber, die die Gasnetze (Infrastruktur) überregional betreiben und die Verteilernetzbetreiber, die das Gas zu den Kunden direkt leiten. Zur Bedarfsabschätzung für eine Region gibt es noch die Marktgebietsmanager, die Empfehlungen für nötige Erweiterungen bzw. Veränderungen in den Regionen aussprechen bzw. die Voraussetzungen für die ideale Nutzung der Endverbraucher ermittelt. Die überwachenden Organe sind die staatlichen Regulierungsbehörden, die eine freie, nichtdiskriminierende Versorgung im Gasnetz gewährleisten sollen, damit alle Wettbewerbsregeln, die in der Europäischen Energiecharta (4.4.2) festgesetzt sind, eingehalten werden. Gashandelsfirmen handeln mit Erdgas an den Gasbörsen, genannt Hub oder Virtuelle Handlungspunkte. In Österreich befindet sich das Central European Gas Hub. In Abbildung 13 ist die schematische Darstellung eines Erdgasmarktmodells ersichtlich.³⁹

Abbildung 13: Schemadarstellung wichtiger Akteure in einem Gasmarktgebiet



Quelle: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/marktmodell>

³⁸ Vgl.: Dr. Thimm (2018): Die USA wollen die NATO dominieren – und müssen dafür die ungleiche Belastung akzeptieren

³⁹ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

Gasfernleitungsnetzbetreiber und ihr Verband ENTSOG (European Network for Transmission System Operator for Gas)

Ein Fernleitungsnetzbetreiber ist für das Betreiben eines überregionalen Gasnetzanschlusses in einem Staat verantwortlich, sprich er betreibt den physischen nationalen Teil einer transnationalen Pipeline und muss allen Händlern und Lieferanten einen freien, nichtdiskriminierenden Zugang zum Netz ermöglichen. Im Rahmen des 3. Energiepakets aus dem Jahre 2009 wurde durch die EU beschlossen, einen Verband aller europäischen Fernleitungsnetzbetreiber aufzubauen, was als wichtiger Schritt für eine bessere Binnenvernetzung in Europa gesehen wurde. So entstand ENTSOG. Vorteile sind europaweit standardisierte Vergabe- bzw. Verwaltungsverfahren, ein besserer Informationsfluss untereinander, koordinierte Maßnahmen und die Erarbeitung gemeinsamer Zehn-Jahrespläne.⁴⁰

Verteilnetzbetreiber

Der Verteilnetzbetreiber ist für die Versorgung der Endkunden mit Erdgas (oder Strom) verantwortlich. Er bezieht das Erdgas aus dem Fernleitungsnetz und leitet es direkt zu seinen Kunden. Seine Aufgabe ist im Vergleich zum Fernleitungsnetzbetreiber rein binnenstaatlich bzw. regional, sprich die Versorgung des Staatsgebiets bzw. von Regionen eines Staates. Hier handelt es sich überwiegend um lokale bzw. kommunale Energieversorgungsunternehmen wie z.B. Stadtwerk.⁴¹

Staatliche Regulierungsbehörden für Strom und Gas in Europa

Die Regulierungsbehörden sind mit der staatlichen Aufsicht betraute staatliche Unternehmen, die den Erhalt des freien Zugangs für Händler für einen Absatzmarkt (Staat) überwachen. Der Gasmarkt ist ein Leitungsmonopol, d.h. es gibt meist nur einen Leitungsbetreiber bzw. nur eine Leitung und dadurch keine Konkurrenz. Der Regulator ist ein wichtiger Akteur gegen das Versagen eines Markts.⁴²

Gasmarktgebiete in Europa

Der europäische Gasmarkt ist in mehrere Gasmarktregionen unterteilt (siehe Abbildung 14). Diese Regionen orientieren sich an dem räumlich festgelegten Virtuellen Handelspunkt. In Europa sind die wichtigsten Regionen bzw. Handelsplätze für Erdgas der Britische National Balancing Point (NBP), die Niederländische Title Transfer Facility (TTF) und die deutschen Plätze Gaspool Hub (GPL) und NetConnect Germany (NCG Hub). In osteuropäischen Staaten

⁴⁰ Vgl.: ENTSOG (2018): Structure

⁴¹ Vgl.: E-Control (2018): Verteilernetzbetreiber

⁴² Vgl.: E-Control (2018): Die E-Control und der österreichische Energiemarkt

gibt es noch keinen wettbewerbsfähigen Gasmarkt bzw. orientieren sich diese Staaten stark an Russland. Am Baltikum dagegen entsteht derzeit ein neuer Gasmarkt.⁴³

Abbildung 14: Übersicht über die Gasmarktgebiete in Europa



Quelle: Heather / Petrovich (2017): European traded Gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration, S. 3

2.5.2 Angebots- und Nachfragebedingungen am europäischen Gasmarkt

Im Interview des Autors mit Mag. A. Schuch (Österreichische Energieagentur): Nach welchen Variablen wird beim Kauf von Erdgas bzw. beim Verkauf entschieden?

Von der Käuferseite:

Wichtige Variablen sind die Herkunftsländer des Gases und ihre Abnehmer. Mag. A. Schuch: „Der Marktgebietsmanager fragt sowohl den Netzbetreiber als auch Versorger, welche Absätze sie haben bzw. beabsichtigen zu haben und welche Gebiete neu erschlossen werden sollen“.⁴⁴ Faktoren sind hier wann, wie und woher das Erdgas kommen soll. Aktuell sind Europas Hauptbezugsquellen Russland und Norwegen. Zuerst wird das Herkunftsland aufgrund politischer und wirtschaftlicher Faktoren eruiert. Mittels Simulationsprogrammen wird ein zukünftiger Bedarf aufgrund von demografischen, ökologischen, ökonomischen und infrastrukturellen Entwicklungen eines Staates ermittelt.⁴⁵

⁴³ Vgl.: Heather / Petrovich (2017): European traded Gas hubs: an updated analysis on liquidity , maturity and barriers to market integration, S. 3-4

⁴⁴ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁴⁵ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

Bei der Abschätzung des zukünftigen Erdgasbedarfs einer Region ist die Dimensionierung des Leitungsdurchmessers wichtig. *„Der erforderliche Leitungsdurchmesser wird immer von der nachgefragten Leistung determiniert.“*⁴⁶ Schwer kalkulierbar bei der Ermittlung sind die privaten Haushalte. Menschen haben gewisse Bedarfsspitzen vor allem am Morgen und am Abend, wodurch für einen kurzen Zeitraum eines Tages wesentlich mehr Energie benötigt wird. Deswegen sind Rohrleitungen auch meist überdimensioniert, um diese Spitzen oder „Peaks“ genannt, decken zu können. In der Industrie zum Vergleich gibt es einen konstanten und daher leichter planbaren Verbrauch über den Tag.⁴⁷ *„Interessant ist, dass diese Spitzen 95 % der Kosten ausmachen, man aber gegenüber den Haushaltskunden behutsam vorgeht, da es sich um potentielle Wähler handelt und daher nur 70 % verrechnet werden, der Rest wird vom Staat subventioniert.“*⁴⁸

Ein essentieller Punkt bei der Planung von zukünftigen Versorgungsstrategien ist das Vorhandensein von Erdgasspeichern. Wenn z.B. im Winter ein Kälteeinbruch stattfindet oder es zu Versorgungsengpässen kommt und zusätzlich Erdgas benötigt wird, muss auf vorhandene Speicher zurückgegriffen werden können. Mag. A. Schuch: *„Hier sind die Dimensionen von 4.000 km für eine Erdgasleitung, bei einer Strömungsgeschwindigkeit von etwa 30 km/h zu beachten. Bis das Erdgas dann den Nutzer erreicht, ist die Kälteperiode vorbei.“*⁴⁹ Daher werden im Sommer Erdgasspeicher befüllt und zusätzlich benötigte Kapazitäten im Winter aus den Speichern eingeschleust.⁵⁰

*„Das hat Gründe für die Versorgungssicherheit, Preisgründe, da das Sommergas meist billiger ist und die Rohrleitung ist voll ausgenutzt. Daher sind Speicher entlang einer Pipeline Trasse sehr wichtig. Das Ganze passiert in jedem Land auf Transitebene und nationaler Ebene, also wieviel Erdgas weiter fließt und wieviel der Staat selber benötigt.“*⁵¹

Planungen für den Erwerb von Erdgas basieren am Beispiel Österreich anhand der „Langfristigen Planungen“ der AGGM (Austrian Gas Grid Management) rein national. Mittlerweile werden durch einen koordinierten Netzplan die Transitleistung und die nationale Versorgung ermittelt. Der Marktgebietsmanager muss daher wissen, wie der Verbrauch in seiner Region sein wird, also welche Spitzen zu erwarten und wie viele Haushalte zu versorgen sind. Auch unerwartete Spitzen in der Industrie sind in dieser Kalkulation zu berücksichtigen. Die Energiekontrollkommissionen überprüfen diese Kalkulationen und genehmigen sie gegebenenfalls.⁵²

⁴⁶ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁴⁷ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁴⁸ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁴⁹ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁵⁰ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁵¹ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁵² Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

Von der Anbieterseite:

„Der [Anbieter, Anm. d. Verf.] macht im Prinzip dasselbe wie der Käufer. Aufgrund der Zahlen, die der Marktgebietsmanager ermittelt, gelangt diese [Bedarfskalkulation, Anm. d. Verf.] ans Central European Gas Hub (CEGH). Dies ist eine Erdgashandelsplattform in Österreich. Weltweit gibt es für jede Region ein Gas Hub. Dort kannst du Erdgas kaufen oder auch verkaufen. Dieser Markt wird dann auch von Regulierungsbehörden auf Diskriminierungsfreiheit kontrolliert. Der Anbieter orientiert sich beim Verkauf genau wie der Käufer wohin man das Erdgas verkauft und welche Kapazitäten benötigt werden.“⁵³

3. Untersuchte Gastransportregionen

In Kapitel 3 werden die zu untersuchenden Gastransport-Regionen vorgestellt sowie deren geografische und infrastrukturelle Voraussetzungen, Probleme und Herausforderungen dargestellt. Abbildung 15 zeigt, welche Staaten im osteuropäischen Raum vom Autor zu Gastransport-Regionen zusammengefasst wurden.

Abbildung 15: Darstellung der untersuchten Gastransportregionen



Quelle: <https://www.europakarte.org/leere-europakarte/> eigene Darstellung

⁵³ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

3.1 Vorstellung der Gastransportregionen

3.1.1 Gastransportregion 1: Traditionelle sibirisch-europäische Transit- und Importregion (Gastransportregion-Zentral)

In Gastransportregion- Zentral wird auf Länder eingegangen, die speziell als Transitstaaten für den sibirisch-europäischen Erdgasversorgungskorridor dienen. Hier handelt es sich dabei um die Ukraine, Weißrussland, Polen und die Slowakei. Diese werden von den beiden russischen Onshore-Pipelines Transgas und Jamal-Europe auf dem Weg nach Zentraleuropa durchquert. Dadurch anfallende Transitgebühren stellen für diese Staaten eine wichtige Einnahmequelle dar. Russland verfolgt in seiner Energiepolitik das strategische Ziel durch den Bau von Nord Stream und Nord Stream 2 sowie Turkish Stream seinen Onshore-Versorgungskorridor nach Zentraleuropa durch zwei Offshore-Korridore durch die Ostsee sowie das Schwarze Meer umzulegen und dadurch Transitländer künftig zu umgehen. Dieser Versorgungskorridor wird als traditioneller Korridor mit auslaufender Relevanz aufgrund beidseitiger (russisch-osteuropäisch) Emanzipationsbestreben charakterisiert.

3.1.2 Gastransportregion 2: Benachteiligte nordosteuropäische Importregion (Gastransportregion-Nord)

Gastransportregion-Nord umfasst die Baltischen Staaten Estland, Lettland und Litauen sowie den skandinavischen Staat Finnland. Dieser Raum ist besonders interessant, da diese Region vom europäischen Energienetz und deren Vernetzung regelrecht ausgegrenzt ist. Standortlich hat diese Region keine Transiteignung und ist daher eine Importregion. Alle Staaten sind EU-Mitgliedsstaaten, aber aufgrund ihrer geografischen Lage vom EU-Energienetz ausgeschlossen und insofern benachteiligt. Es besteht eine fundamentale Abhängigkeit von Russland, das der einzige Erdgaslieferant ist. Mit Ausnahme von Finnland, das einen europäischen Spitzenwert hat, haben alle Staaten ein schwaches wirtschaftliches Entwicklungsniveau, eine schwache Innovation Raum und weniger qualitative Regierungen im europäischen Vergleich.

3.1.3 Gastransportregion 3: Bestehende Import- sowie zukunftsrelevante eurasisch-europäische Transitregion (Gastransportregion-Süd)

Gastransportregion-Süd umfasst die drei südosteuropäischen Staaten Länder Bulgarien, Rumänien und Ungarn. Diese Region bezog bisher hauptsächlich russisches Erdgas. Durch die Erschließung eines neuen Versorgungskorridors, des Südlichen Gaskorridors, kann diese von einer Importregion zusätzlich zu einer neuen relevanten Import- und Transitregion werden, durch die kaspisch/kaukasisches Erdgas in Zukunft nach Zentraleuropa geleitet wird. Für diese Region gibt es das Potential eine neue Besteignung als Onshore-Transitregion einzunehmen und dabei Gastransportregion 1 zu verdrängen. Des Weiteren nimmt diese Region die Rolle eines zukünftigen Handelskorridors zwischen Europa, dem eurasischen Raum und Asien ein, womit es zu einer Doppelfunktion kommt.

3.2 Herausforderungen der Untersuchungsregionen

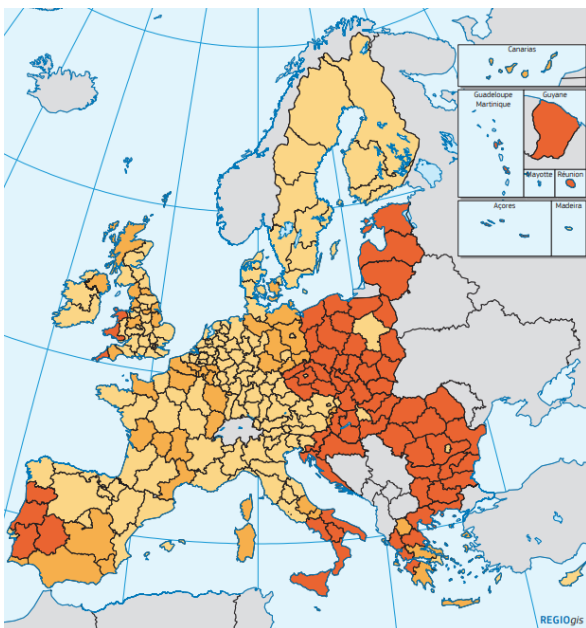
Zur Festlegung des regionalanalytischen Untersuchungsrahmens der drei Gastransportregionen, werden deren individuellen Merkmale und Herausforderungen zur Ermittlung von Lösungen herangezogen:

- Der ökonomische Entwicklungsstand
- Aktuelle Situation der Energieversorgung / Energieabhängigkeit
- Politische Orientierung
- Wille und Möglichkeit zum energiepolitischen Strukturwandel

3.2.1 Das Untersuchungsgebiet als wirtschaftlich „schwächere“ Region

Eine grundsätzliche Benachteiligung des untersuchten Raums ist seine wirtschaftliche Lage. Ein Blick auf die wirtschaftliche Situation zeigt, dass hier erhebliche regionale Unterschiede zwischen einzelnen Regionen der EU erkennbar sind. Im Bereich Regierungsqualität, Wettbewerbsfähigkeit und BIP bestehen hier regionale Nachteile, die besonders bei der Energieversorgung bzw. der Initiierung neuer Projekte eine Rolle spielen.

Abbildung 16: BIP pro Kopf Vergleich in NUTS 2 Regionen der EU

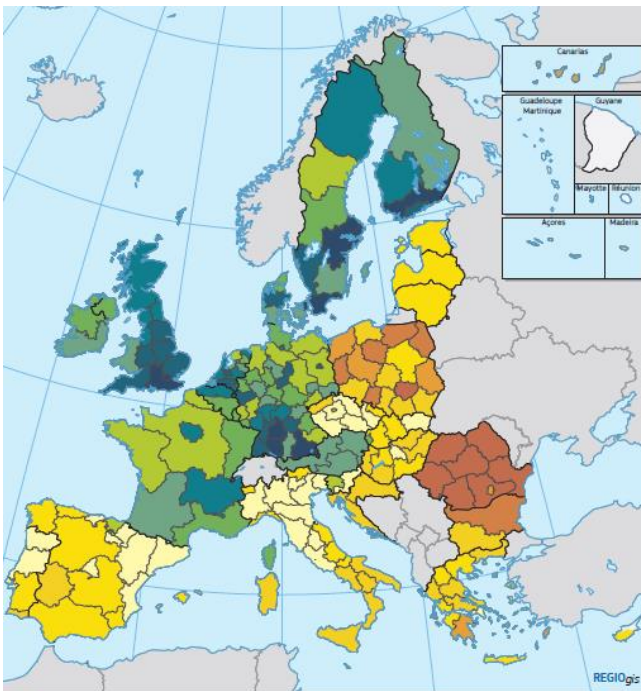


Quelle: EU Commission (2017): My Region. My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 10

Auf Basis von EU-Daten (Abbildung 16) ist ersichtlich, dass die osteuropäische Region (sowohl nordöstlich als auch südöstlich) im Vergleich zum Gesamt-EU-Standard unterdurchschnittlich performt. Rote Stellen zeigen einen BIP pro Kopf Standard unter 75 % des EU-Standards.⁵⁴ Bis auf Finnland haben alle untersuchten Staaten ein unterdurchschnittliches BIP pro Kopf.

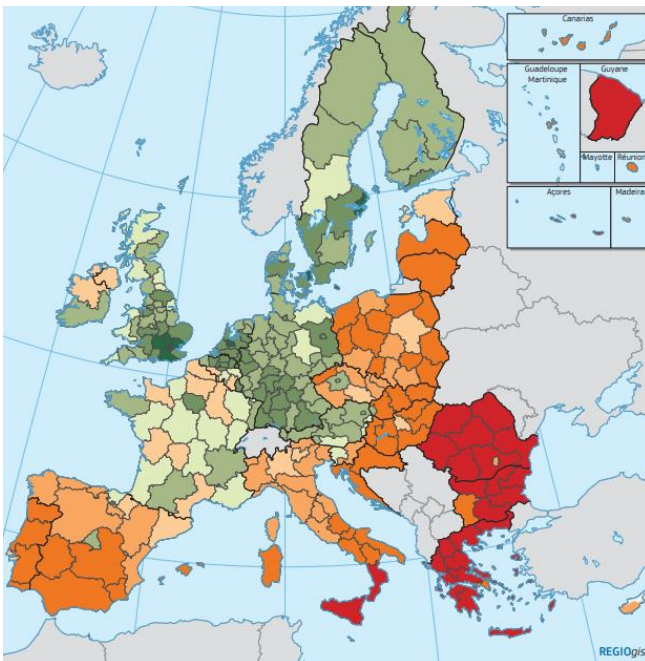
⁵⁴ Vgl.: EU Commission (2017): My Region, My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 10

Abbildung 17: Vergleich regionaler Investitionen in NUTS 2 Regionen der EU



Quelle: EU Commission (2017): My Region. My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 19

Abbildung 18: Vergleich regionale Wettbewerbsfähigkeit in NUTS 2 Regionen der EU



Quelle: EU Commission (2017): My Region. My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 48

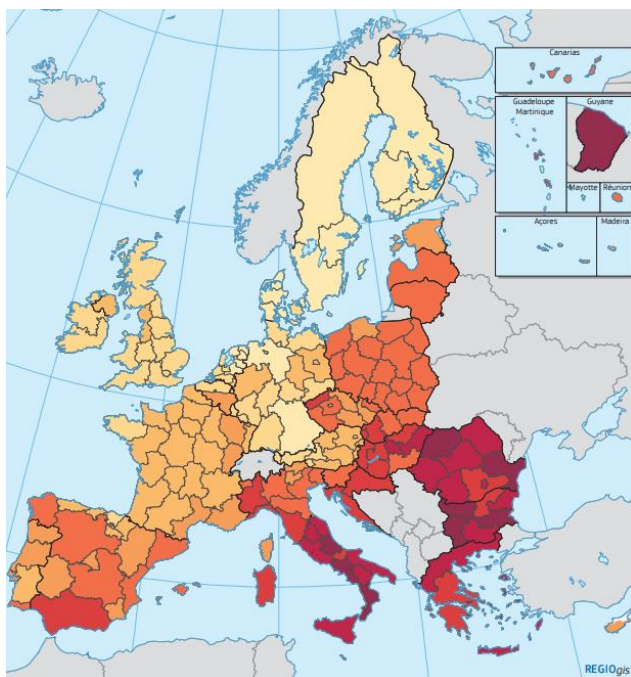
Beim Vergleich regionaler Investitionen (Abbildung 17) ist erkennbar, dass der östliche bzw. südöstliche Teil Europas auch hier deutliche Defizite aufweist. In Braun bzw. Gelb sind Staaten mit eher schwacher bzw. moderater regionaler Innovation gekennzeichnet. In Grün und Blau sind führende Regionen im Bereich Innovation dargestellt. Sowohl der Balkan als auch das Baltikum stehen hier deutlich hinter den westeuropäischen Regionen. Dies wirkt sich auch auf Infrastrukturprojekte aus.⁵⁵ Wieder sticht Finnland hier als einziges Untersuchungsland heraus und ist sogar im Bereich Innovation in der EU führend.

Abbildung 18 bietet einen Überblick bezüglich regionaler Wettbewerbsfähigkeit von NUTS 2 Regionen in Europa. In Grün sind Regionen dargestellt, die eine steigende Wettbewerbsfähigkeit haben. Negative bzw. sinkende Wettbewerbsfähigkeit ist in Orange bzw. Rot dargestellt. Analog zu Abbildung 16 und Abbildung 17 ist erkennbar, dass osteuropäische und südosteuropäische Staaten im Vergleich zu westlichen EU-Regionen weniger wettbewerbsfähig sind, bis auf Finnland, das wieder einen Spitzenplatz in der EU einnimmt. Wettbewerbsfähigkeit wird durch makroökonomische Stabilität, Infrastruktur, Wohlstand und Bildung ermittelt.⁵⁶

⁵⁵ Vgl.: EU Commission (2017): My Region, My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 18

⁵⁶ Vgl.: EU Commission (2017): My Region, My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 47

Abbildung 19: Vergleich der politischen Qualität in NUTS 2 Regionen der EU



Quelle: EU Commission (2017): My Region, My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 140

Ein weiterer entscheidender Faktor, bei der Definition einer Region als benachteiligt, ist die „politische Qualität“ (siehe Abbildung 19). Per Definition der EU ist eine schlechte Regierungsqualität eine starke Behinderung für wirtschaftliche Entwicklung. Dunkelrot und orange markierte Regionen sind durch schlechte Regierungsqualität gekennzeichnet. Probleme sind hier auch im Bereich Korruption erkennbar, die auch als Bremse der ökonomischen Entwicklung fungiert. Wieder sticht Finnland als einziges Land des Untersuchungsraums auf, das einen Spitzenplatz in der EU einnimmt.⁵⁷

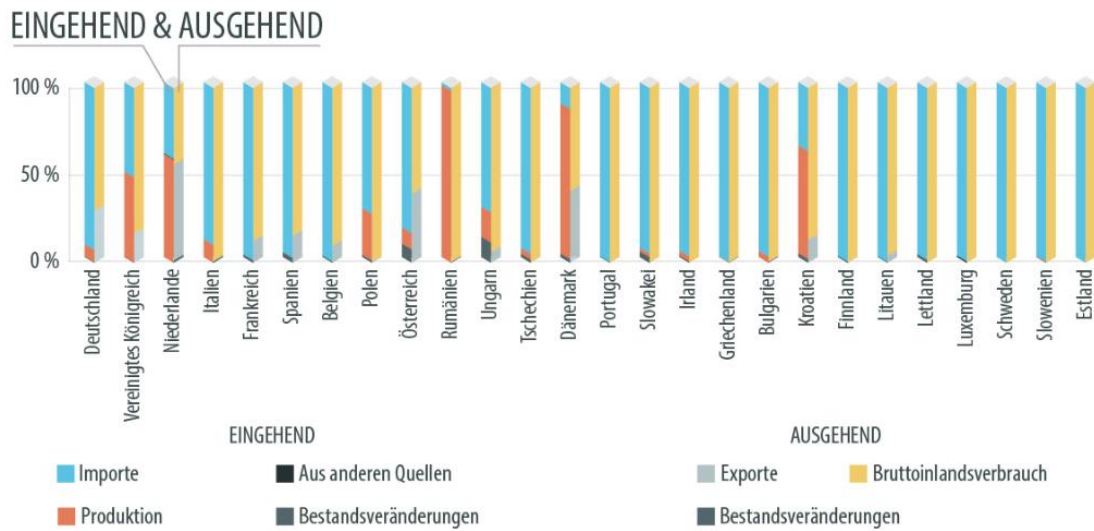
Es ist erkennbar, dass alle Staaten der Untersuchungsräume bis auf Finnland im Vergleich zu allen EU-Mitgliedsstaaten wirtschaftlich benachteiligt sind. Finnland erfüllt die Kriterien eines niedrigen wirtschaftlichen Entwicklungsniveaus nicht und ist sogar ein Spitzenreiter in der EU.

3.2.2 Energieabhängiger Raum Osteuropa

Als Nachfrageregion muss Europa den Großteil seines Erdgasbedarfs durch Importe abdecken. Der osteuropäische Raum, der als Transitregion zwischen der Angebotsregion Russland und der Nachfrageregion Zentraleuropa steht, hat bisher aufgrund seiner räumlichen Lage kaum Optionen, andere Angebotsregionen zu erreichen. Hier bestehen schwerwiegende Abhängigkeitstendenzen. In Abbildung 20 ist ersichtlich, dass besonders baltische Staaten wie Estland, Lettland und Litauen, die Slowakei, Ungarn, Bulgarien, Polen, Finnland und Tschechien nahezu keine eigene Gasproduktion haben. In diesen Staaten beträgt der Import von Erdgas nahezu 100 %.

⁵⁷ Vgl.: EU Commission (2017): My Region, My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S.22

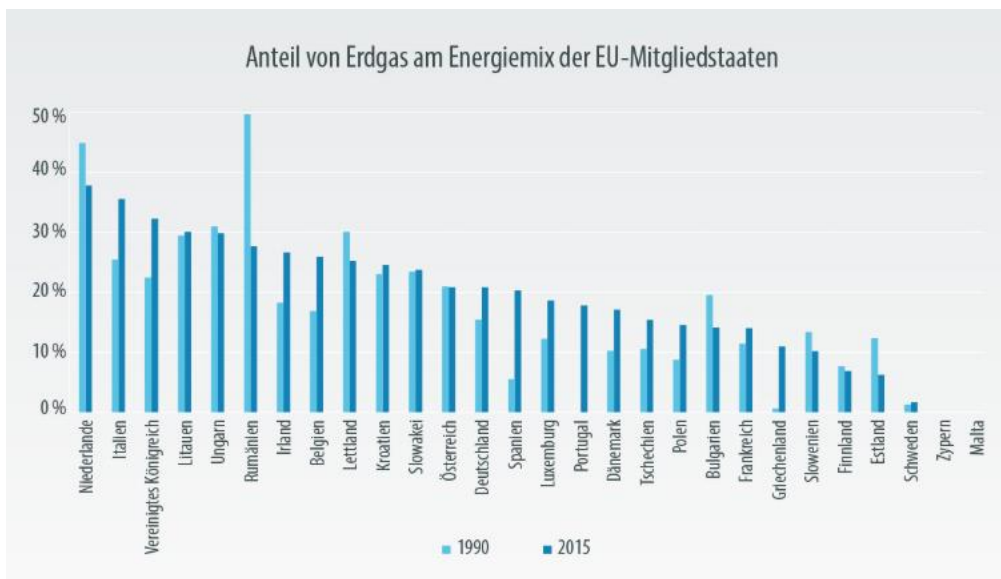
Abbildung 20: Energiebilanz für Erdgas in europäischen Staaten im Jahr 2015



Quelle: http://www.europarl.europa.eu/resources/library/images/20170912PHT83720/20170912PHT83720_original.jpg

Abbildung 21 zeigt einen Vergleich des Anteils von Erdgas an Gesamtenergieverbrauch eines Staates von 1990 und 2015. Die Bandbreite des Gasanteils liegt zwischen knapp 40 % in den Niederlanden und Malta mit 0 %. Für osteuropäische Staaten liegt der Anteil von 7 % bei Estland bis etwa 30 % bei Litauen. Jedoch haben viele osteuropäische Staaten neben Erdgas auch einen hohen Bedarf an Erdöl und Kohle. Estland z.B. bezieht 80 % seines Primärenergiebedarfs aus Kohle.⁵⁸ In Polen beträgt der Anteil von Erdöl und Kohle zusammen ebenfalls etwa 80 %.⁵⁹ In Bulgarien liegt der Wert in etwa bei 70 %.⁶⁰ Dies zeigt, dass so ziemlich alle osteuropäischen Staaten von fossilen Energien stark abhängig sind.

Abbildung 21: Anteil des Erdgases am Energiemix nach europäischen Staaten



Quelle: http://www.europarl.europa.eu/resources/library/images/20170912PHT83706/20170912PHT83706_original.jpg

⁵⁸ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Estonia

⁵⁹ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Poland

⁶⁰ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Bulgaria

Russland und versuchen, ihre Energieabhängigkeit zu verringern bzw. komplett von Russland unabhängig zu werden. Für die einzelnen Regionen ergeben sich unterschiedliche Möglichkeiten und Herausforderungen.

3.3.1 Machtpolitische Spannungen und Gasblockaden zwischen Gastransportregion-Zentral und Russland

Gastransportregion-Zentral hatte lange Zeit eine Pattstellung gegenüber Russland aufgrund gegenseitiger Abhängigkeit. Einerseits brauchen Länder dieser Gastransportregion das russische Erdgas als Energiequelle, jedoch braucht Russland ebenfalls diese Region als Transitstaaten zur Einfuhr von Erdgas nach Zentraleuropa. Durch die Initiierung von Nord Stream, können Länder der Gastransportregion-Zentral jedoch umgangen werden, wodurch nur noch eine einseitige Abhängigkeit besteht.

Gasblockaden zwischen Russland und Ukraine

In Folge dieser wichtigen Transportkooperation zur Betreibung dieses Versorgungskorridors für Europa zwischen Ländern der Gastransportregion-Zentral und Russland kam es immer wieder zu Komplikationen, was auch als ein Grund gesehen wird, wieso Russland diesen Versorgungskorridor von Transitstaaten künftig ausgliedern möchte. Die Anfänge dieses sowohl wirtschaftlichen als auch politischen Themas sind bis in die Zeiten der Sowjetära zurück erkennbar. Die Ukraine, die damals noch Teil der Sowjetunion war, wurde durch den Bau von Erdgaspipelines wie Jamal-Europa und die Transgas-Pipeline mit Erdgas versorgt. Nach dem Zerfall der Sowjetunion im Jahre 1991 wurde aus der Ukraine ein eigenständiger Staat und somit ein Transitland für den Export von nun russischem Erdgas nach Europa. Dadurch war Russland verpflichtet, für den Handel von Erdgas durch die Ukraine Transitgebühren zu zahlen. Im Jahr 2005 liefen die bis dato sowjetischen Gasverträge aus, wodurch Russland den neuen Preis für Erdgas marktorientiert an hob. Bis dahin war der Erdgaspreis für die Ukraine im Vergleich mit anderen europäischen Staaten verhältnismäßig niedrig. Der Streit schaukelte sich hoch, da etwa 50-65 % des russischen Gasexports an die EU damals durch die Ukraine geleitet wurden.⁶² Weigerungen seitens der Ukraine führten dazu, dass kein neuer Vertrag unterzeichnet wurde und Russland am 1. Jänner 2006 die Gaslieferungen an die Ukraine aussetzte. Dies führte des Weiteren zu Engpässen in europäischen Staaten, wodurch für die EU eine Versorgungssicherheit im Bereich Energie nicht mehr gegeben.⁶³

Zu der Zeit war die Ukraine weltweit der viertgrößte Importeur bzw. der sechstgrößte Verbraucher von Erdgas. Von der Menge, die durch sie hindurch in den Westen geleitet wird, bekommt sie etwa 20 %. Neuverhandlungen des Gaspreises wurden von der Ukraine eher negativ aufgenommen, eine über die Jahre stetige Anhebung des Gaspreises auf ein Niveau

⁶² Vgl.: Götz / Bradshaw / Pleines (2006): Der Gipfel in Lahti Ausländische Investitionen in Sachalin Energiehandel mit der Ukraine

⁶³ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

des Weltmarktes wurde jedoch akzeptiert. Präsident Putin rechtfertigte die Anhebung damit, dass die derzeitigen niedrigen Kosten die russische Rendite deutliche schmalere und sogar manche russischen Bürger einen höheren Preis als jene der Ukrainer bezahlen würden. Durch die Aussetzung der Gaslieferung am 1.1. 2006 kam es in Folge zu Lieferengpässen in ganz Europa. Die Ukraine war vertraglich dazu ermöglicht, etwa 15 % des europäischen Exportgases aus Russland kommend zurückzuhalten und in Falle von Versorgungsengpässen selber zu verwenden, da Russland kein Gas mehr an sie direkt lieferte.⁶⁴ Nach anfänglichen Drohungen folgten immer wieder Drosselungen des Gasexports an die Ukraine, bis diese die Schulden beglich.⁶⁵

Ende 2008 kam es erneut zum Streit, da die Ukraine Russland erneut über eine Mrd. Euro schuldig war und die derzeitige internationale Finanzkrise eine Rückzahlung der Ukraine erschwerte. Am 1.1. 2009 wurden die Gaslieferungen an die Ukraine eingestellt und es kam erneut zu Ausfällen in Europa. In Österreich beispielsweise ging die Lieferkapazität von russischem Erdgas um etwa 90 % zurück. Als Gegenzug leitete die Ukraine Gasblockaden ein, das Russland etwa 120 Mio. US Dollar pro Tag kostete.⁶⁶ Die EU schaltete sich aufgrund der negativen Auswirkungen auf sie selber erneut in den Streit ein. Zu einer Klärung kam es zwei Wochen später. Durch die Blockaden kam es besonders in Ostereuropa zu enormen Problemen. Diese mussten in den kalten Wintermonaten einige Schulen schließen, da Heizen nicht mehr möglich war. Im Jahr 2010 wurde eine Einigung dahingehend geschlossen, dass Russland der Ukraine einen Preisrabatt genehmigte und dafür im Gegenzug andere politische Auseinandersetzung beispielsweise über die russische Marine auf der Krim nicht näher erörtert wurde.⁶⁷

In Folge der Krimkrise 2014 kam es zur politischen Krise zwischen Russland und der Ukraine. Die Ukraine begann damit, sich nach möglichen anderwärtigen Energieträgern besonders in den USA umzusehen, da für sie auf lange Sicht keine vernünftige Lösung mehr möglich war. Russland, das durch die Verluste in Folge von Blockaden auch bereits hohe Verluste eingefahren hatte, versuchte sich umzuorientieren, wodurch Projekte wie Nord Stream und Nord Stream 2 ins Leben gerufen wurden, die Transitländer nicht benötigen. Eine endgültige Einstellung der Gaslieferungen an die Ukraine durch Gazprom bzw. Russland wird für 2019 angestrebt, zu diesem Zeitpunkt sollte Nord Stream2 fertiggestellt sein. (Abbildung 23).⁶⁸

⁶⁴ Vgl.: BBC News (2006): Ukraine gas row hits supplies

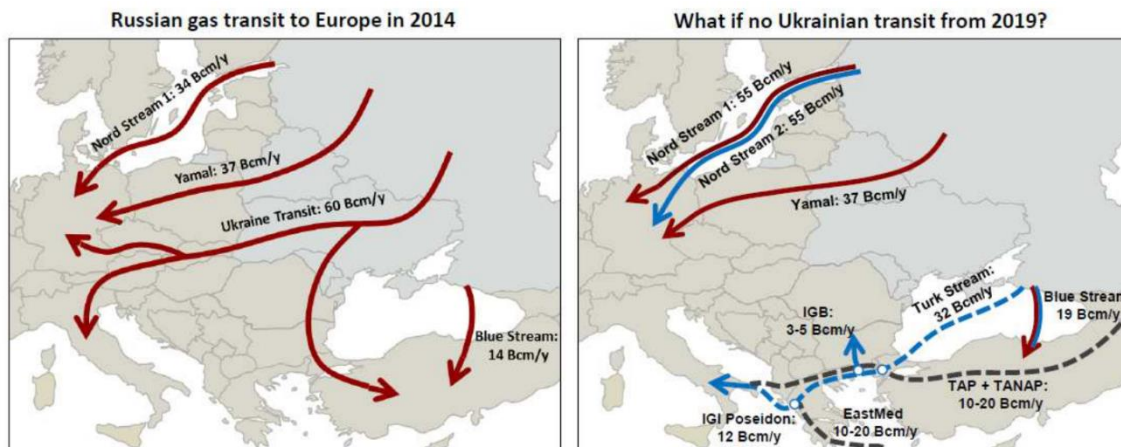
⁶⁵ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁶⁶ Vgl.: Die Presse (2009): Ukraine: Gazprom will dem Westen das Gas ganz abdrehen

⁶⁷ Vgl.: Zeit Online (2010): Energieabkommen: Russland verbilligt Gas für Ukraine

⁶⁸ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

Abbildung 23: Zukünftige Veränderung des sibirisch-europäischen Transportkorridors



Quelle: https://reencon.hse.ru/data/2018/07/13/1151669113/2018.06.05_Marco_Margheri_2nd%20RUSSIA-EUROPEAN_Transition%20conference_Fina....pdf

Der Streit zwischen der Ukraine und Russland führte in der Vergangenheit zu Verlusten bei allen Beteiligten. Darauf folgend wurde ein Schiedsgericht eingesetzt, um die rechtliche Lage zu klären. Dieses kam zu dem Entschluss, dass beide Seiten ihre Verträge, die 2009 geschlossen wurden nicht erfüllen. Demnach wurde der ukrainische Energieversorger Naftogas zu einer Strafe von zwei Mrd. Dollar verurteilt, die an Gazprom gezahlt werden muss. Gazprom wurde jedoch zu einer Zahlung von 4,6 Mrd. Dollar verurteilt, die durch ausbleibende Erdgaslieferungen entstandenen Kosten an die Ukraine zu decken. Gazprom sieht das Urteil als ungerecht an und kündigte an, alle laufenden Handelsverträge nicht fortzusetzen. Bis 2019 laufen die Verträge noch, die aber aufgrund des derzeitigen Urteils vermutlich nicht fortgesetzt werden. Aufgrund dessen wird das Nord Stream 2-Projekt von Gazprom intensiv vorangetrieben, um Transitleistungen an die EU auch ohne bestehende Leitungen durch Osteuropa zu erfüllen. Nach derzeitigem Stand werden die Bauarbeiten wohl erst im Jahr 2020 beendet.⁶⁹ Neuerliche Eskalationen zwischen der Ukraine und Russland gab es im November 2018. Russische Grenzschutzboote haben in der Nähe der Krim drei ukrainische Marineboote beschossen, wonach beide Länder mit Krieg drohten. Eine Einigung ist derzeit nicht in Sicht.⁷⁰

Gasblockade zwischen Weißrussland und Russland

Neben der Ukraine ist Weißrussland das zweite Land, das primär als Transitland für die Lieferung von russischem Gas nach Europa benötigt wird. Hier traten bereits 2002 dieselben Probleme wie auch im russisch-ukrainischen Gastreit auf. Auch hier war nach Kündigung der sowjetischen Verträge eine Neuverhandlung des Gaspreises der Gegenstand des Streits. Russland bzw. Gazprom bot Weißrussland an, russisches Erdgas weiter zum gleichen Preis wie in Russland zu verkaufen, wenn Weißrussland einem Joint Venture zustimmt, wonach Gazprom 50 % der Anteile des weißrussischen Erdgasbetreibers Beltransgaz erwerben darf,

⁶⁹ Vgl.: Ballin (2018): Darum muss sich Russland im Gastreit mit der Ukraine einigen

⁷⁰ Vgl.: Nienhuysen (2018): Eine Meerenge wird zum gefährlichen Nadelöhr

um auch auf weißrussischen Boden mehr Kontrolle über den Transport von Erdgas nach Europa zu haben. Beide Seiten konnten sich jedoch weder auf die Summe für den Verkauf der Anteile noch den zukünftigen Preis für Erdgas einigen. Da es vorerst keine Einigung gab, reduzierte Gazprom die Erdgaslieferungen an Weißrussland und stellte sie danach vorübergehend ganz ein. Da Weißrussland wie auch die Ukraine dazu berechtigt war, bestimmte Mengen an europäischem Transitgas für sich abzuzweigen, kam es in Europa zu Lieferschwankungen. Aufgrund der Sorge der EU über die Versorgungssicherheit schaltete sie sich auch hier aktiv in das Geschehen ein. In der Folge einigen sich Russland und Weißrussland darüber, die Gaspreise für Weißrussland etwas zu erhöhen und auch die Transitzkosten anzuheben. Im Jahr 2006 kam es etwa zeitgleich mit dem Geschehen in der Ukraine in Weißrussland zu erneutem Streit. Gazprom verlangte von Weißrussland eine weitere Preisanhebung, die sich am Weltmarkt orientieren sollte. Bis 2006 zahlte Weißrussland nur etwa ein Sechstel des Preises, den zentraleuropäische Staaten für Erdgas bezahlten. Weißrussland drohte, europäisches Transitgas wenn nötig abzuzapfen, falls Russland erneut die Lieferungen einstellt. Kurz vor dem Ende des bisherigen Vertrags konnte man doch noch zu einer Einigung kommen und Weißrussland stimmte zu, den Preis bis 2011 in regelmäßigen Schüben in Richtung des Weltpreises anzuheben. Der Verkauf von 50 % der Beltransgaz-Aktien durch Weißrussland konnte ebenso beschlossen werden. Im Jahre 2010 gab es erneut Streit, da Uneinigheiten bei der Bezahlung entstanden waren. Weißrussland warf Russland vor, ausständige Transitzgebühren nicht bezahlt zu haben und Russland warf Weißrussland vor, die Erdgaslieferung nicht bezahlt zu haben, worüber man sich bald darauf doch einigen konnte.⁷¹

Polens Ausstieg aus der russischen Gasabhängigkeit

Polen, als Transitland für russisches Erdgas, importiert etwa 40 % seines Bedarfs aus Russland selbst, 20 % aus Asien und etwa 40 % werden aus eigener Produktion gedeckt, die aber zurückgeht. Wie auch die Ukraine versucht Polen unabhängig von russischem Gas zu werden, besonders weil der Gesamtbedarf an Gas und damit auch der Importbedarf steigen wird.⁷² Grund dafür ist der Ausbau der Gasversorgung in Polen sowie der steigende Anteil an Gas bei der Stromerzeugung, da der Kohleanteil aufgrund von EU-Klimazielen verringert wird bzw. die Kohleförderung nicht mehr subventioniert wird.⁷³

Geplant ist ein Ausstieg aus russischen Erdgasimporten bis zum Jahr 2022. Dies soll einerseits durch die Forcierung von LNG-Terminals und andererseits durch die bessere Vernetzung mit Westeuropa durch neue Pipelineprojekte gewährleistet werden. Der polnische Energiekonzern PGNIG hat bereits Lieferverträge mit den USA über zukünftige Lieferungen von LNG geschlossen. Derzeit werden noch 10 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr aus Russland

⁷¹ Vgl.: Spiegel Online (2010): Streit beigelegt – Russisches Gas strömt wieder nach Weißrussland

⁷² Vgl.: Die Presse (2018): Polen: Ab 2022 kein russisches Gas mehr

⁷³ Vgl.: Finkenzeller (2018): Polens Kohle wird knapp und teuer

importiert. Davon sollen in Zukunft etwa 2,7 Mrd. m³ also etwas mehr als 25 % aus den USA importiert werden.⁷⁴

3.3.2 Gastransportregion-Nord: Emanzipation von Russland

Abbildung 24: Gasinfrastruktur der Gastransportregion-Nord



Das Baltikum hat keine Anschlussleitungen aus Europa und verfügt lediglich über Versorgungsleitungen aus Russland

Quelle:

<https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=true>

ähnlichen Auswirkungen wie Georgien im Georgienkrieg (2008) oder die Ukraine durch die Krimkrise (seit 2014), wodurch Russland Teile des Landes quasi okkupierte, die nun wieder unter russischem Einfluss stehen.⁷⁶

Gastransportregion-Nord: Energieabhängigkeit

Aufgrund der geografischen Lage befinden sich Länder der Gastransportregion-Nord in einer deutlichen Abhängigkeit von Russland. Bis vor noch wenigen Jahren deckten diese Länder nahezu 100 % ihres Energiebedarfs durch Gasimporte aus Russland. Gazprom hat sich massiv in den baltischen Gasmarkt eingekauft und besitzt Anteile an drei der vier größten Gasversorgungsunternehmen im Baltikum und es gab keine alternativen Versorgungsmöglichkeiten (Abbildung 24). Lettland beispielsweise verfügt über das große

Politische Spannungen und Differenzen zwischen den baltischen Staaten sowie Finnland gegenüber Russland reichen weit in das 20. Jahrhundert zurück. Diese historischen Dispute zwischen den 1940 und 1990er Jahren, den Auswirkungen des 2. Weltkrieges, des Kalten Krieges und der Zugehörigkeit zur UDSSR (Baltikum) sind der Grund für das Bestreben der Länder der Gastransportregion-Nord nach politischer und wirtschaftlicher Unabhängigkeit von Russland.⁷⁵

Mit Beitritt des Baltikums in die NATO (2004) und in die EU (Baltikum im Jahr 2004 und Finnland seit 1995) wollte man sich des russischen Einflusses entziehen. Diese ökonomischen und politischen Unabhängigkeitsbestrebungen werden verständlicherweise von Russland nicht gut geheißen. Das Baltikum fürchtet

⁷⁴ Vgl.: Die Presse (2018): Polen: Ab 2022 kein russisches Gas mehr

⁷⁵ Vgl.: Lang (2008): Die baltischen Staaten und ihr schwieriges Verhältnis zu Russland, S. 2

⁷⁶ Vgl.: Tagesschau (2018): Was vom Krieg blieb

Gas-Depot Incukalns, dieses wird jedoch auch von Russland befüllt. Der Bau von Gaskraftwerken wurde von der Bevölkerung abgelehnt, da man befürchtete, noch mehr in die Abhängigkeit von Russland zu geraten. Das Baltikum fühlte sich von der EU im Stich gelassen, da es keinen Anschluss an das nord- und westeuropäische Energienetz gab. Man bezeichnete sich als „Energieinsel“. Das Unterseekabel „Estlink“ nach Finnland galt lange Zeit als einzige Verbindung des Baltikums in ein Mitgliedsland der EU. Diese Abhängigkeit wurde evident, wenn z.B. einem russischen Unternehmen der Zugang zum Kauf von Anteilen an baltischen Firmen verwehrt wurde und es dann zu Lieferengpässen im Bereich Energie kam. Neben der Energieversorgung herrschen des Öfteren auch Probleme bei Transitgeschäften zwischen dem Baltikum und Russland. Estland, Lettland und Litauen besitzen wichtige Hafenstädte wie Ventspils, Riga und Tallinn-Muuga, die Umschlagsplätze für russische Güter sind. Um die russische Abhängigkeit gegenüber dem Handelsplatz Baltikum zu verringern baute Russland eigene Hafenterminals. Durch die Einschränkung von Gaslieferkapazitäten in das Baltikum, versuchte Russland die baltischen Verteilerterminals zu schwächen und die eigenen neuen Terminals zu forcieren. Baltische Unternehmen erlitten hohe Umsatzeinbußen und mussten teilweise vom Schiffverkehr auf die Schiene umsteigen. Die wirtschaftlichen Spannungen werden durch die russische Onshore-Pipeline, die durch Litauen in die russische Exklave Kaliningrad führt und durch Nord Stream 1 und 2 ersetzt werden soll, verstärkt. Durch Nord Stream 1 und 2 kann Kaliningrad nun ohne die Pipeline und das Transitland Litauen versorgt werden, wodurch Litauen Transitgebühren verliert. Russland versucht in der Energie- und Energietransitfrage seine eigene Abhängigkeit vom Baltikum zu reduzieren und fördert jedoch im Gegenzug die Energieabhängigkeit dieser Staaten durch massive politische und wirtschaftliche Einflussnahme.⁷⁷

3.3.3 Infrastrukturprojekte zur Implementierung des Südlichen Gaskorridors in Gastransportregion-Süd

Die Balkanregion war lange Zeit eine Importregion für Erdgas aus Russland. Durch die Implementierung eines neuen Versorgungskorridors, dem Südlichen Gaskorridor, wird zukünftig Erdgas aus dem kaukasischen und später auch kaspischen Raum nach Zentraleuropa geleitet. Der Balkan kann von diesen Entwicklungen profitieren, da sowohl die EU als auch Russland größtes Interesse an der Nutzung des neuen Korridors haben. Dadurch entwickelt sich aus einer bisherigen Importregion eine strategisch wichtige Transitregion. Politisch wird Gastransportregion-Süd ein geopolitisch, durch große Wirtschaftsmächte hart umkämpftes Gebiet bzw. „Versuchslabor“.⁷⁸

Abbildung 25 visualisiert bestehende, kürzlich realisierte und geplante Pipelineprojekte in Ländern der Gastransportregion. Von russischer Seite entsteht neben der bestehenden Blue Stream-Pipeline nun die Turkish Stream-Pipeline die in Griechenland und Bulgarien anlandet.⁷⁹ Von der EU unterstützte Projekte, die kaukasisches Erdgas nach Europa leiten

⁷⁷ Vgl.: Lang (2008): Die baltischen Staaten und ihr schwieriges Verhältnis zu Russland, S. 4-5

⁷⁸ Vgl.: Wölfl (2018): Der Balkan wird zum Versuchslabor geopolitischer Interessen

⁷⁹ Vgl.: Industrie Magazin (2018): Ein Zweig der Pipeline Turkish Stream soll über Bulgarien führen

sind die TANAP aus Aserbaidschan, die in die TAP mündet und weiter nach Italien verläuft.⁸⁰ Ältere Pipelines wie die Trans-Balkan-Pipeline bleiben bestehen, werden aber durch die Veränderung der Transitkorridore in dieser Region umfunktioniert.⁸¹

Abbildung 25: Projekte in Gastransportregion-Süd sowie Vorderasien zur Implementierung des Südlichen Gaskorridors



Quelle: <https://www.europeangashub.com/articles/%EF%BF%BCintroduction-to-the-expanded-south-corridor>

White Stream

Mit White Stream ist eine 1238 km lange Erdgaspipeline von Georgien nach Rumänien. Das Projekt wird auch von der EU als interessant eingestuft, da es wie auch die Nabucco-Pipeline als Diversifizierungsmöglichkeit gesehen wird, den russischen Anteil an EU-Gasimporten zu verringern. Der Verlauf soll von Georgien durch das Schwarze Meer nach Rumänien führen, von wo es weiter nach Zentraleuropa geleitet werden soll (Abbildung 26).⁸²

„Die White Stream Pipeline, falls sie je in Betrieb gehen sollte (das steht noch in den Sternen) hätte einen Zugang für die Ukraine, da sie in Rumänien an Land geht und eine Verbindung durch Moldawien in die Ukraine durch die Trans Balkan Pipeline besteht.“⁸³

„Diese war dafür angedacht russisches Gas über die Ukraine und den Balkan in die Türkei bzw. Süd Europa zu leiten. Somit könnte die Ukraine wieder einen Gasanschluss bekommen.“

⁸⁰ Vgl.: Höhler (2018): Anker der Stabilität im östlichen Mittelmeer – Mittelmeerstaaten planen Super Pipeline

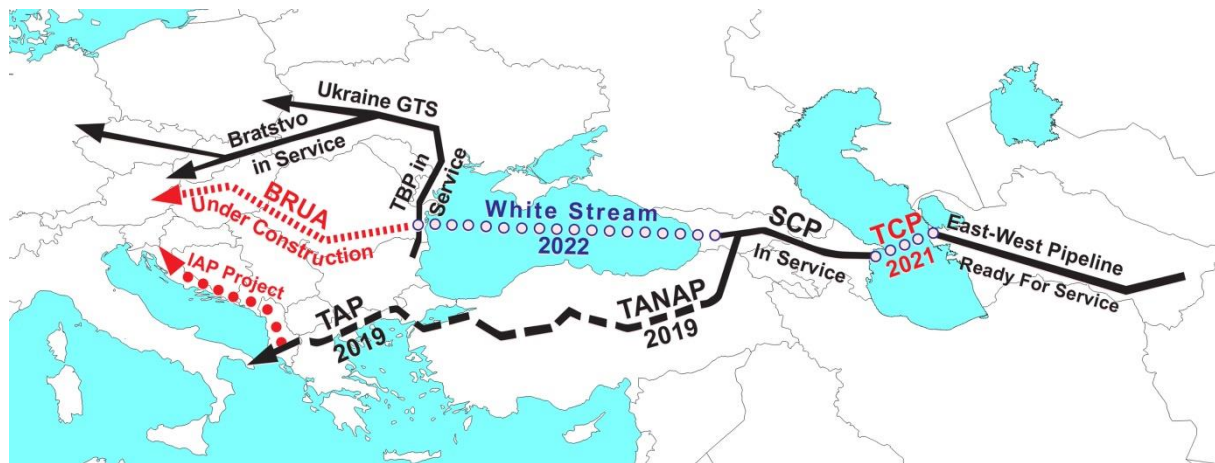
⁸¹ Vgl.: ICIS (2019): Russia unlikely to stop trans-Balkan pipeline transit in 2020, sources

⁸² Vgl.: White Stream – The Project

⁸³ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

Die Russen wissen, wenn die White Stream jemals gebaut wird, könnte dies einen Kontrollverlust bedeuten.⁸⁴

Abbildung 26: Vorläufige Trasse der White Stream Pipeline



Quelle: <http://www.white-stream.com/>

Trans-Adria-Pipeline (TAP)

An der türkischen Grenze beginnt die Trans-Adria-Pipeline, in die die TANAP einmündet und die Gas aus Aserbaidschan durch Griechenland, Albanien und schlussendlich nach Süditalien leitet. Sie stellt somit eine Erdgasbeförderung ohne Russland-Beteiligung dar. Die Kapazität wird sich auf etwa 10 bis 20 Mrd. Mrd. m³/Jahr belaufen. Sie befindet sich seit 2015 im Bau und soll bis 2020 fertiggestellt werden.⁸⁵ Projekte wie die TAP als Teil des Südlichen Gaskorridors, werden von der EU als Schlüsselrolle zur Verringerung der Abhängigkeit von russischem Gas gesehen.⁸⁶

TESLA-Pipeline

Die TESLA-Pipeline (in Planung) soll durch infrastrukturelle Aufschließung des Balkans Europa besser mit eurasischen – nicht russischen - Gasquellen vernetzen. Derzeit wird evaluiert, ob das Projekt eine Relevanz für die EU hat und damit möglicherweise gefördert werden soll. Der geplante Verlauf geht von der Türkei nach Griechenland, Mazedonien oder Bulgarien, Serbien, Ungarn bis nach Baumgarten in Österreich. Russland will jedoch auch hier Einfluss nehmen und Gazprom als einer der Hauptinvestoren plant, diese Pipeline für eigene Interessen, als Fortführung ihrer Turkish Stream-Pipeline nach Zentraleuropa zu nutzen.⁸⁷

⁸⁴ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁸⁵ Vgl.: Azertac (2016): Trans-Adria-Pipeline macht Fortschritte

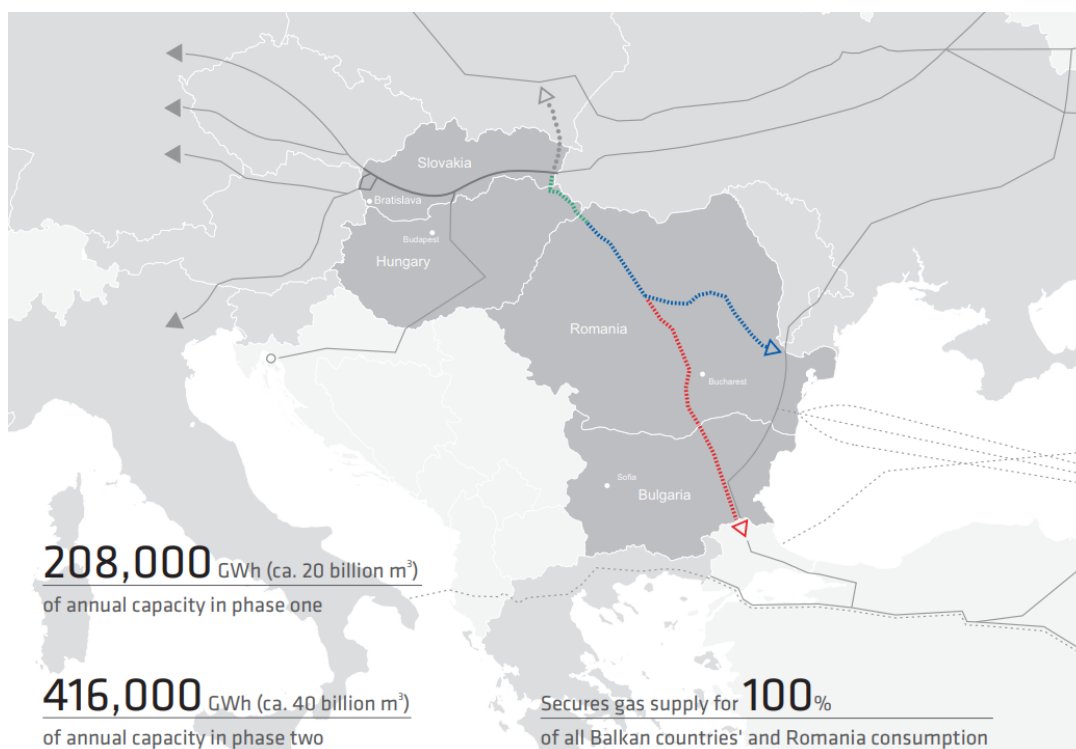
⁸⁶ Vgl.: SOCAR (2016): Erdgas aus Aserbaidschan für Europa: Südlicher Gaskorridor im Plan

⁸⁷ Vgl.: Industrie Magazin (2019): Gazprom baut Gasleitung durch Serbien – Baustart in wenigen Tagen

EASTRING

Die Eastring-Pipeline (in Planung) ist ein PCI (Project of Common Interest) der EU zur Umsetzung einer Energie-Union und soll Lücken im europäischen Gas- bzw. Energienetz schließen. Primär soll die Pipeline Südosteuropa besser vernetzen und eine Erweiterung des Südlichen Gaskorridors zum Transport kaukasischen Gases und Gas aus möglichen rumänischen Erdgaslagern nach Mitteleuropa gewährleisten. Geplant ist eine Durchflusskapazität von 20 Mrd. m³ mit einer Option zur Aufstockung auf 40 Mrd. m³. Die Slowakei soll mit Ungarn, Rumänien und Bulgarien verbunden werden (Abbildung 27) und die Eastring-Pipeline an der bulgarisch-türkischen Grenze an die TAP anschließen. Als PCI wurden Machbarkeitsstudien von der EU mit 1 Mio. Euro gefördert.⁸⁸

Abbildung 27: Geplanter Verlauf der Eastring-Pipeline



Quelle: <https://www.eastring.eu/>

Transbalkan-Pipeline

Die Trans-Balkan-Pipeline ist eine Erdgaspipeline, die von der Ukraine über Moldawien, Rumänien, Bulgarien in die Türkei verläuft. Sie dient der Versorgung des Balkans sowie der Türkei mit russischem Erdgas, das über die Ukraine geleitet wird. Aufgrund aktueller Projekte wie Turkish Stream und Blue Stream und der politischen Spannungen zwischen der Ukraine und Russland verliert die Pipeline ihre Relevanz und wird für Gazprom unrentabler.⁸⁹

⁸⁸ Vgl.: Eastring – New Pipeline Project for Central and South-Eastern Europe

⁸⁹ Vgl.: ICIS (2019): Russia unlikely to stop trans-Balkan pipeline transit in 2020, sources

„Die Transbalkan-Pipeline war bzw. ist eine Abzweigung der russischen Onshore-Pipeline welche durch die Ukraine verläuft und maßgeblich daran beteiligt ist, Moldawien, Rumänien, Bulgarien, Teile der Türkei und Teile von Griechenland mit russischem Erdgas zu versorgen.“⁹⁰

Wenn Russland den Erdgasexport über die Trans-Balkan-Pipeline einstellt, verlieren Länder wie Moldawien seinen einzigen aktuellen Erdgasanbieter. *Im Gasstreit 2009 war Moldawien der Hauptbetroffene.*⁹¹ Bisher war die Transbalkan-Pipeline nur von der Ukraine nach Süden befahrbar war. Nun wurde bereits ein Reverse Flow System eingebaut, wonach auch Erdgas zurück gepumpt werden kann. Diese Kapazitäten werden in Zukunft ausgebaut, wonach die Versorgung nun von Süden nach Norden möglich wird. Damit könnte Moldawien aber auch die Ukraine durch den Südlichen Gaskorridor versorgt werden oder auch durch griechische LNG-Terminals. Eine Möglichkeit wäre auch eine Vernetzung durch die White Stream-Pipeline mit der Trans-Balkan-Pipeline, jedoch befindet sich White Stream nur in der Planung.⁹²

⁹⁰ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁹¹ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

⁹² Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

4. Entwicklung der Nachfrageregion Europa mit Einfluss auf die Untersuchungsregionen

Nach Identifizierung des Untersuchungsraums, in dem Erdgas gehandelt wird, der Versorgungsstruktur und der Auswahl der drei Untersuchungsregionen, wird nun ein Blick auf die Nachfrageregion Europa geworfen. Entwicklungen in diesem Raum, die stark durch die supranationale Organisation EU und ihrer Ziele geprägt sind, haben direkten Einfluss auf die untersuchten Länder der Gastransportregionen. Ein Haupteinflussfaktor ist die EU-Klimapolitik mit Fokus auf die Bekämpfung des Klimawandels durch stetige Reduktionen des Verbrauchs fossiler Energien und die Stärkung erneuerbarer Energien.

4.1 EU Klimaziele auf Basis des Klima und Energiepakets 2020

Aktuelle Zielvorgaben der Klimapolitik der EU lassen sich aus den „20-20-20“ Zielen herleiten. Dabei verpflichten sich die EU Mitgliedsstaaten bis zum Jahr 2020, die Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren, eine Energieeffizienzsteigerung um 20 % anzustreben und einen Anteil von mindestens 20 % an erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch zu erlangen.⁹³ Langfristigerer Ziele der EU sind die Senkung der Treibhausgasemission bis zum Jahr 2030 um mindestens 40 % im Vergleich zu Jahr 1990, die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch auf 27 % und die Steigerung der Energieeffizienz um 27 %.⁹⁴ Aufbauend darauf, soll bis zum Jahr 2050 gemäß Mitteilung der EU-Kommission, dem europäischen Parlament, dem europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und dem Ausschuss der Regionen eine Treibhausgassenkung um 80 - 95 % im Vergleich zum Jahr 1990 erfolgen.⁹⁵ Im aktuellen Energiemix der EU haben fossile Energien (mit einem Anteil von 75 % am Gesamtenergieverbrauch) einen sehr hohen Stellenwert. Ein Blick auf Prognosen zeigt, dass vor allem der Verbrauch von Erdöl, Kohle und Kernenergie stetig zurückgehen wird, wonach diese bis zum Jahr 2040 um etwa 37 %, 64 % und 31 % sinken könnten. Verbrauchssteigerungen wird es im Bereich erneuerbarer Energien geben. Hier sind Anstiege bis zu 160 % zu erwarten. Der Erdgasverbrauch wird entgegen der EU-Ziele zur Reduktion von fossilen Energien und im Gegensatz zum Erdöl- und Kohleverbrauch nicht sinken, es wird sogar eine Steigerung um 1 % bis zum Jahr 2040 prognostiziert (Abbildung 28).⁹⁶

⁹³ Vgl.: Europäische Union (2018): Klima und Energiepakete 2020

⁹⁴ Vgl.: Europäische Union (2018): Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030

⁹⁵ Vgl.: Europäische Kommission (2011): Energiefahrplan 2050

⁹⁶ Vgl.: BP (2018): Energy Outlook –European Union, S. 2

Abbildung 28: Abschätzung des zukünftigen Primärenergieverbrauchs in der EU

	Level		Shares		Change (abs.)		Change (%)		Change (annual)*	
	2016	2040	2016	2040	1990-2016	2016-2040	1990-2016	2016-2040	1990-2016	2016-2040
Primary energy consumption (units in Mtoe unless otherwise noted)										
Total	1642	1460			-30	-182	-2%	-11%	-0.1%	-0.5%
Oil† (Mb/d)	13	8	37%	26%	-1	-5	-9%	-37%	-0.4%	-1.9%
Gas (Bcf/d)	41	42	24%	27%	9	0	29%	1%	1.0%	0.0%
Coal	238	85	15%	6%	-219	-154	-48%	-64%	-2.5%	-4.2%
Nuclear	190	132	12%	9%	10	-58	6%	-31%	0.2%	-1.5%
Hydro	79	84	5%	6%	13	5	19%	7%	0.7%	0.3%
Renewables (including biofuels)	149	388	9%	27%	145	239	>1000%	160%	>10%	4.1%

In der Grafik sind der Primärenergieverbrauch aus dem Jahr 2016 und die Abschätzung des zukünftigen Verbrauchs im Jahr 2040 in EU-Ländern dargestellt. Erdgas hat aktuell einen Anteil von 24 % und wird nach Prognosen einen Anteil von 27 % haben. Es ist die einzige nicht erneuerbare Energie, für die ein Zuwachs erwartet wird.

Quelle: BP Energy Economics (2018): BP Energy Outlook – Country and regional insights – European Union, S. 2

Die Steigerung des Erdgasanteils als Energieträger ist u.a. darauf zurückzuführen, dass es als Ersatz für Kernenergie, Erdöl und Kohle in der Energieproduktion immer relevanter wird.⁹⁷

4.2 Relevanz des Erdgases für die wirtschaftliche Stabilität

Im World Energy Outlook 2017 der IEA wurde prognostiziert, dass der weltweite Primärenergiebedarf bis 2040 um 30 % im Vergleich zum Jahr 2018 steigen wird. Dies liegt vor allem an dem stark wachsenden Energiemarkt in Asien. In Europa und den USA dagegen wird ein leichter Rückgang im Primärenergieverbrauch prognostiziert. Der Bedarf an Kohle und Öl wird in der EU sinken, der Gasbedarf jedoch leicht steigen. Der Bedarf an Kohle wird sich weltweit jedoch jährlich um etwa 0,2 % erhöhen, Öl um 0,4 % und Erdgas sogar um etwa 1,6 %. Die größten Steigerungen gibt es jedoch im Bereich der erneuerbaren Energien, die etwa ein jährliches Wachstum von 7 % laut Prognose haben werden. Es ist jedoch zu beachten, dass deren Anteil am Energiemix noch gering ist und daher hohe Steigerungspotentiale möglich sind. Der Anteil an fossilen Energieträgern am Weltenergiemix wird durch die Forcierung von erneuerbaren Energien bis 2040 von 81 % auf 75 % zurückgehen.⁹⁸

⁹⁷ Vgl.: Honoré (2018): Natural gas demand in Europe in 2017 and short-term expectations, S. 11-12

⁹⁸ Vgl.: Guensberg (2018): Analyse zum IEA-World Energy Outlook 2017 im Kontext der klimapolitischen Herausforderungen

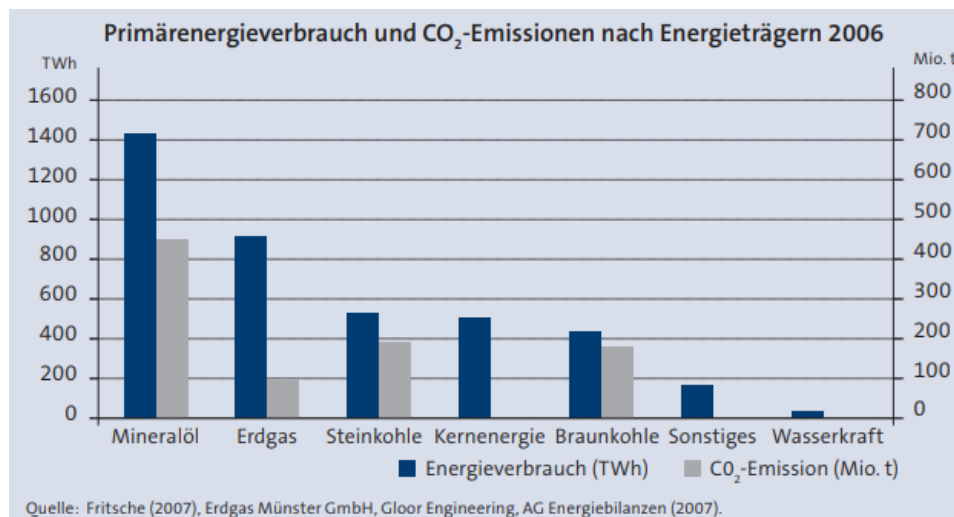
„Die Internationale Energie-Agentur (IEA) schätzt, dass Gas bis 2025 der wichtigste Bestandteil des Energiemix der EU sein wird, der dann sogar Öl übertrifft. Aktuell deckt Erdgas ein Viertel des Primärenergieverbrauchs der EU. Laut dem Bericht „World Energy Outlook 2012“ der IEA wird der Gasanteil im primären Energiemix bis 2035 von 26 auf 30 Prozent steigen.“ (Nord Stream 2013)⁹⁹

Seit den 1990er Jahren steigt die Gasnachfrage in Europa um mehrere Prozentpunkte jährlich. Grund dafür war einerseits Wirtschaftswachstum, aber auch eine beginnende Wende im Energiedenken. In Folge des Kyotos Protokolls von 1997 wurde die Kohle- und Ölproduktion reduziert und somit dem Gas eine wichtigere Rolle beigemessen. Lücken in der Energieversorgung wurden mit Erdgas kompensiert.¹⁰⁰

„Der Gasmarkt hat in den vergangenen Jahren einen gewaltigen Umbruch erlebt. Neue Versorgungsquellen, das Comeback von Kohle, der Rückgang der heimischen Produktion sowie der Öl- und Gaspreisfall verändern das Geschäft massiv. Die IEA Expertinnen und Experten bei der European Gas Conference sind sich jedoch in einem Punkt einig: Erdgas ist und wird auch in Zukunft eine zentrale Säule im europäischen Energiemix bleiben.“ (OMV Konzern 2017).¹⁰¹

Erdgas hat ökologisch gesehen wesentlich bessere Werte (Energiewert und die dabei produzierte CO₂ Emission) als Erdöl oder Kohle (Abbildung 29). Die Erwartungen an das Erdgas als Übergangsenergieträger hin zu einer künftigen Energieversorgung, die durch erneuerbare Energien gewährleistet werden kann, sind hoch.¹⁰²

Abbildung 29: Primärenergieverbrauch und CO₂ Ausstoß nach Energieträgern



Erdgas hat bei einem sehr hohen Energieverbrauch sehr niedrige Schadstoffwerte im Vergleich zum Erdöl oder Kohle. Der Energieverbrauch des Erdgases ist im Gegensatz zu CO₂ neutralen Energien wie Wasserkraft oder anderen erneuerbaren Energien wesentlich höher.

Quelle: http://www.hwwi.org/uploads/tx_wilpubdb/HWWI_Update_09.07.pdf

⁹⁹ Vgl.: Nord Stream (2013): Sichere Energie für Europa, S. 18

¹⁰⁰ Vgl.: IEA (2017): World Energy Outlook 2017

¹⁰¹ Vgl.: OMV (2017): Die Rolle von Erdgas in Europa – heute und in Zukunft

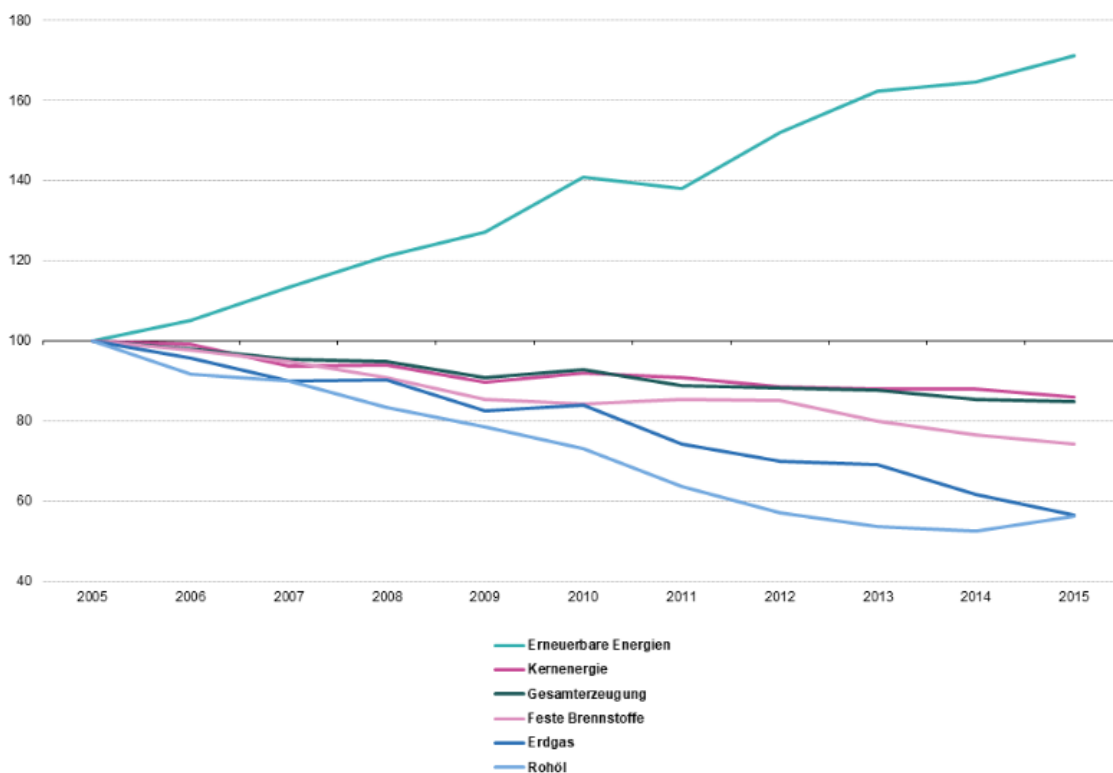
¹⁰² Vgl.: HWWI (2007): Die Bedeutung von Erdgas als Energieträger der Zukunft

4.3 Sinkende Produktion und höherer Import von Erdgas in Europa

4.3.1 Produktionssenkung aufgrund von Klimazielen

Zur Erreichung der Klimaziele werden in EU-Mitgliedsstaaten Anstiege bei der Produktion von erneuerbaren Energieträgern und die Verringerung der Produktion von fossilen Energieträgern angestrebt. Die Gesamtenergieerzeugung der EU sinkt (Abbildung 30). Seit 2005 ist die Erzeugung von Kernenergie, Rohöl, Erdgas und festen Brennstoffen rückläufig und nur die Erzeugung von erneuerbaren Energien nimmt zu. Im Zeitraum 2005 bis 2015 nahm die Primärenergieerzeugung in der EU um etwa 15 % ab. Dadurch wird der Importbedarf größer.¹⁰³

Abbildung 30: Primärenergieerzeugung in der EU von 2005 bis 2015



Die Gesamtproduktion von Energie nimmt in der EU seit 2005 kontinuierlich ab.

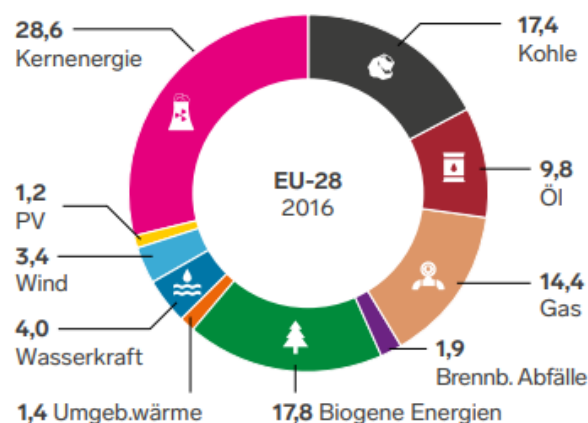
Quelle: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports/de

Es ist erkennbar, dass die EU ihre Produktion den Klimazielen anpasst und hauptsächlich die Produktion von erneuerbaren Energien wie Wasserkraft, Solarenergie, Windenergie etc. vorantreibt. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die EU zwar naturschonende Energieträger vermehrt produziert aber der Bedarfsumstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energien wesentlich komplizierter und längerfristiger ist (Umrüstung von Kohle- auf Gaskraftwerke oder die Forcierung erneuerbarer Energien in der Energieversorgung privater Haushalte ist monetär aufwendig und muss auch rentabel sein). Der Anteil der erneuerbaren

¹⁰³ Vgl.: Eurostat (2018): Entwicklung der Primärenergieerzeugung (Nach Brennstoffart) EU-28, 2006-2016

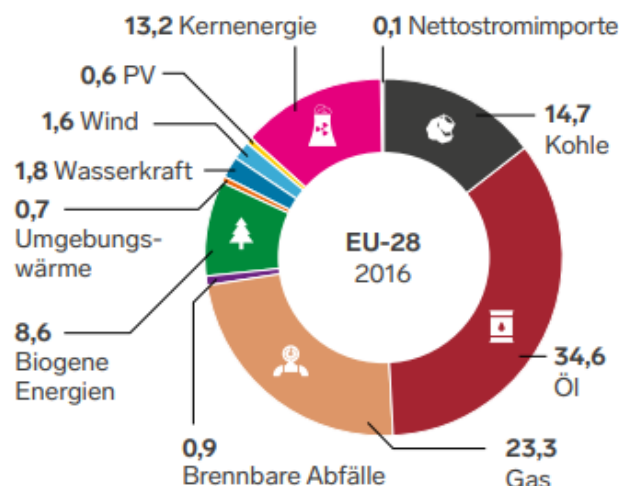
Energien an der Gesamtenergieproduktion im Vergleich zu fossilen ist bereits hoch: sie beträgt mittlerweile knapp 28 % und ist damit beinahe so hoch wie jene von Kernenergie, die in der EU derzeit Spitzenreiter (Abbildung 31) ist. Der Verbrauch von fossilen Energieträgern wie Öl mit 34,6 %, Gas mit 23,3 %, Kohle mit 14,7 % und Kernenergie mit 13,2 % ist in der EU weiterhin hoch (Abbildung 32). Der Verbrauch von erneuerbaren Ressourcen liegt bei etwa 13 %. Dies zeigt deutlich, dass die Abhängigkeit von fossilen Energien noch weiterhin besteht.¹⁰⁴

Abbildung 31: Primärenergieerzeugung in der EU im Jahr 2016



Quelle: Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2018): Energie Österreich 2018, S. 8

Abbildung 32: Bruttoinlandsverbrauch in der EU im Jahr 2016



Quelle Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2018): Energie Österreich 2018, S. 10

4.3.2 Sinkende Gasreserven in der EU

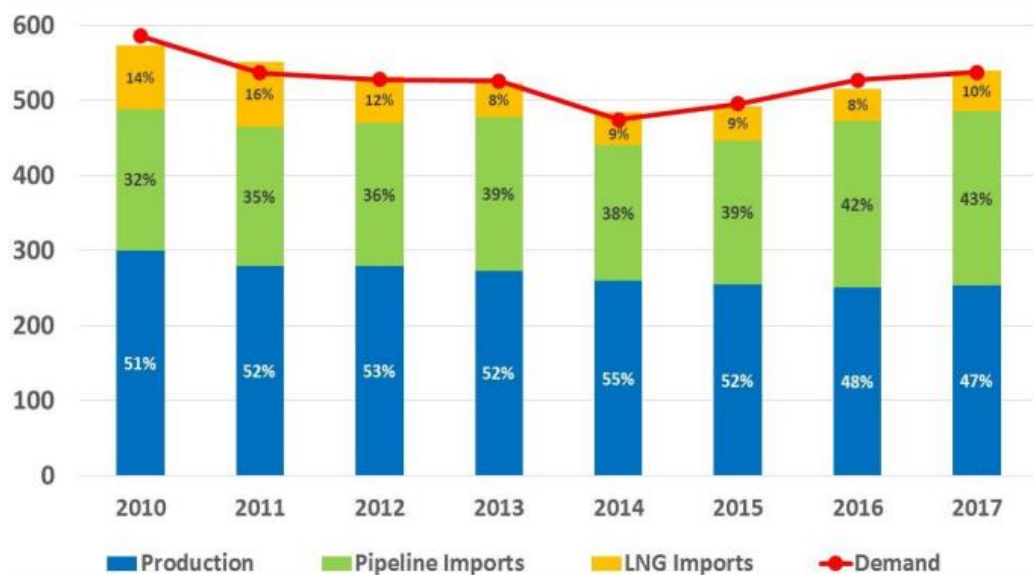
Erdgas ist für die EU ein wichtiger Ersatz für Kohle und Öl, um festgesetzte Klimaziele erreichen zu können. Importe sind aufgrund der geringen Erdgasvorkommen in der EU nötig.

¹⁰⁴ Vgl.: Stratmann (2019): Die Bilanz der erneuerbaren Energien trägt

In der EU gab es und gibt es einen steigenden Gasbedarf, da Staaten wie Großbritannien, Deutschland, Italien, Polen und Spanien Heizöl und Kohle zur Stromerzeugung durch Gas ersetzen wollten und auch die Nachfrage der privaten Haushalte stieg. Im Jahr 2004 wurde die Dringlichkeit der Erdgasversorgung in die Richtlinien der EU aufgenommen. Aufgrund dieser steigenden Nachfrage und bereits sinkenden Produktionszahlen, wurde eine zusätzliche Gasnachfrage von 200 Mrd. m³ bis zum Jahr 2020 prognostiziert.¹⁰⁵

Die Gasproduktion in der EU ist wie erwähnt stagnierend. Staaten wie Großbritannien und die Niederlande sind in der EU noch die größten Erdgasproduzenten der EU. Norwegen ist zwar ein globaler Erdgasexporteur, jedoch kein Mitglied der EU sondern nur der Europäischen Freihandelszone (EFTA). Abbildung 33 zeigt, dass Europa etwa 53 % seines Erdgasbedarfs importieren muss, wobei 43 % aus Pipelinegas und 10 % aus LNG besteht. Etwa 47 % seines Bedarfs produziert Europa noch selber (wobei hier Norwegen eingerechnet wurde).¹⁰⁶

Abbildung 33: Import, Export, Produktion und Konsum von Erdgas in Europa



Erdgasbeschaffung in Europa von 2010 bis 2017 prozentual ausgegliedert

Quelle: Henderson / Sharples (2018): Gazprom in Europe – two “Anni Mirabiles”, but can it continue? The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford. March 2018, S. 2

4.3.3 Steigender Erdgasimport in die EU

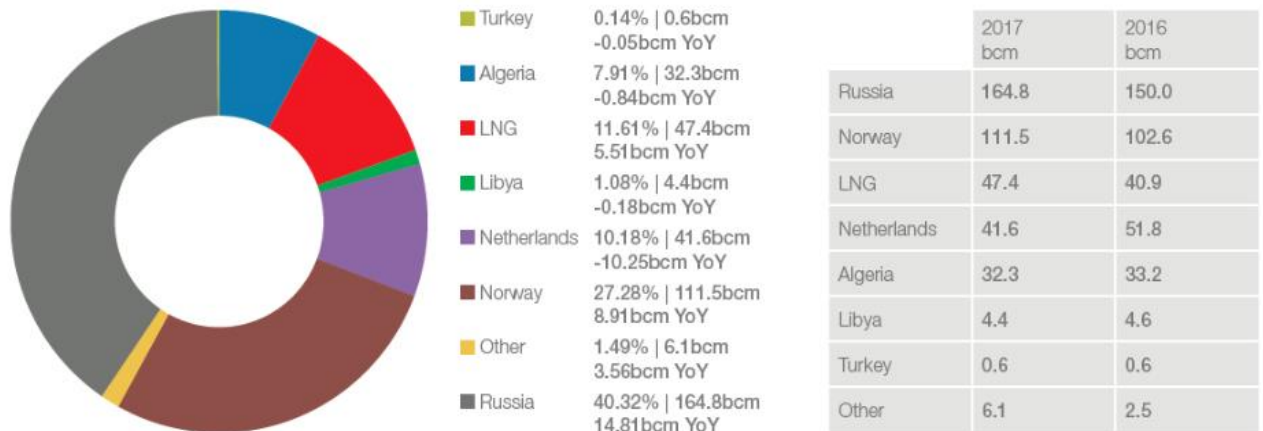
Im Jahr 2000 förderte die EU etwa 258 Mrd. m³ Erdgas, 2015 waren es nur noch 141 Mrd. m³. In den kommenden zwei Jahrzehnten wird ein weiterer Rückgang um 50 % erwartet. Steigende Importe werden somit notwendig. Lieferanten sind vor allem Russland und

¹⁰⁵ Vgl.: Nord Stream (2013) Sicher Energie für Europa – Das Nord Stream Pipelineprojekt, S. 7-9

¹⁰⁶ Vgl.: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015. S. 77

Norwegen, aber auch das Flüssigerdgas LNG bekommt in der EU eine immer größere Bedeutung (Abbildung 34).¹⁰⁷

Abbildung 34: Gasimporte in die EU nach Exporteuren

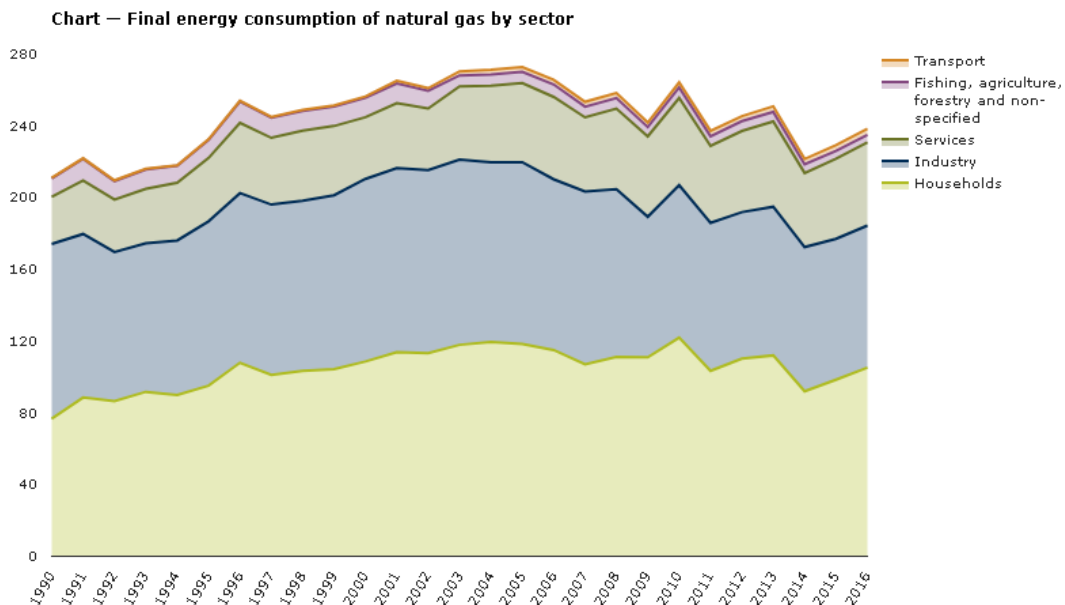


Unterteilung nach Exporteuren bzw. Angebotsregionen. Das LNG als neue Versorgungsmöglichkeit ist als eigener Importeur definiert.

Quelle: <https://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/the-2017-european-gas-market-in-10-charts/>

Private Haushalte für die Wärmeerzeugung und die Industrie sind die Hauptverbraucher von Erdgas (Abbildung 35). Daneben hat das Gewerbe noch einen signifikanten Anteil. Kaum einen Anteil gibt es im Agrarsektor und im Transportwesen.

Abbildung 35: Gasverbrauch nach Wirtschaftssektor von 1990 bis 2016



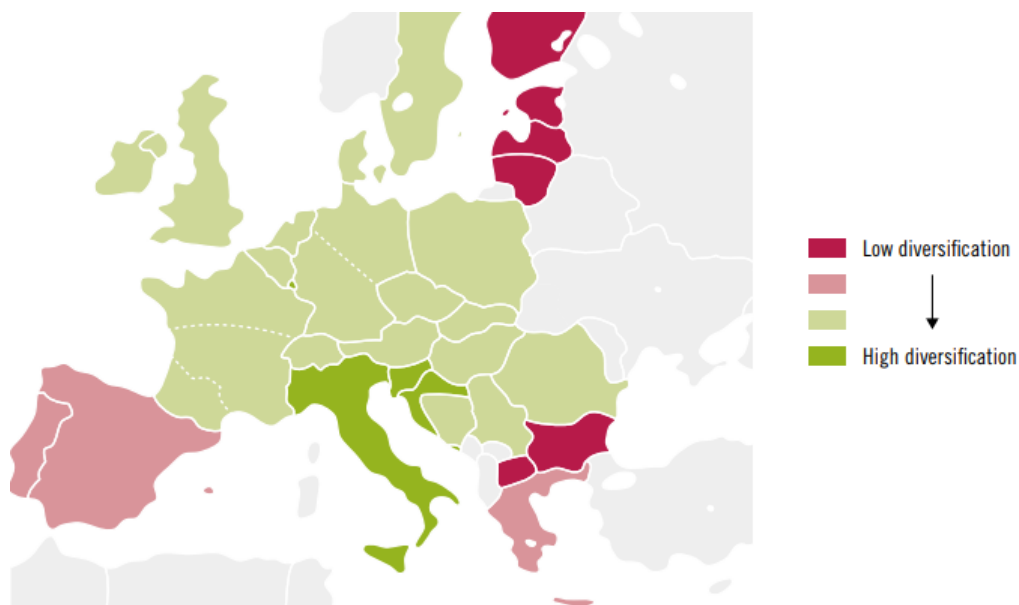
Quelle: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/final-energy-consumption-by-sector-9/assessment-4>

¹⁰⁷ Vgl.: Nord Stream 2 (2017): Der Gasmarkt – ein Ausblick, S.10

Ein möglicher Zuwachs an Erdgasbedarf wäre vor allem im Transportsektor denkbar. Dekarbonisierung im Transportwesen ist jedoch noch technisch schwierig und unwirtschaftlich. Hier ist das Erdöl nach wie vor dominierend. Eine denkbare Alternative – neben den E-Fahrzeugen – wären Fahrzeuge mit Flüssiggastanks.¹⁰⁸

Die Abhängigkeit der EU von Importen stieg von 40 % des Bruttoinlandverbrauchs im Jahre 1990 auf 54 % im Jahr 2015, was bedeutet, dass mehr als die Hälfte des Energieverbrauchs durch Importe gedeckt wird, Tendenz steigend. Dieser besorgniserregende Trend verstärkt sich durch zunehmende Ost-Westkonflikte, besonders durch wie bereits erwähnt Streitigkeiten ehemaliger Staaten der Sowjetunion und Russland. Diese führten immer wieder zu Versorgungsengpässen, die auch die zentraleuropäischen Staaten treffen können. Aufgrund dieser hohen Abhängigkeit von russischen Energieträgern erließ die EU 2014 die Strategie für eine sichere Energieversorgung. Diese soll Maßnahmen etablieren, um Versorgungsengpässe von Russland langfristig zu vermeiden und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Maßnahmen zielen auf eine Erhöhung der Energieproduktion innerhalb der EU und der Diversifizierung von Bezugsländern beim Import von Energieträgern ab.¹⁰⁹ Neben der niedrigen Diversifizierung im Nord- bzw. Südosten ist außerdem eine geringe Diversifizierung in Spanien und Portugal erkennbar. Diese Staaten beziehen ihr Gas hauptsächlich über den afrikanischen Versorgungskorridor. Länder der Gastransportregion-Nord, und Süd sowie die Iberische Halbinsel sind schlecht (oder ungenügend) an das Gasnetz der EU angeschlossen (Abbildung 36).¹¹⁰

Abbildung 36: Diversifizierungsgrad von EU-Ländern im Bereich Erdgasversorgung



Grüne Regionen sind gut durch mehrere Lieferanten diversifiziert, rote Regionen sind von einem Anbieter abhängig
Quelle: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S.15

¹⁰⁸ Vgl.: Gas Connect Austria (2018): Compressed Natural Gas (CNG)

¹⁰⁹ Vgl.: Eurostat (2018): Entwicklung der Primärenergieerzeugung (Nach Brennstoffart) EU-28, 2006-2016

¹¹⁰ Vgl.: EU Kommission (2015): Bessere Anbindung der Iberischen Halbinsel an den übrigen EU-Energiemarkt

4.4 Einfluss der supranationalen Organisation EU auf die Nachfrageregion Europa durch Gründung einer Energieunion

Ein wichtiger Schritt für Europa bzw. die EU als Nachfrageregion zur Senkung des Energieverbrauchs durch die Verbesserung der Energieeffizienz, war die Schaffung eines EU-Energienetzes. Einzelne Staaten traten bisher gegenüber Erdgasanbietern als eigenständige Kunden auf. Durch die Energieunion wurden die nationalen Märkte der Mitgliedsstaaten vereinheitlicht, womit die EU auch zu einem Energiebinnenmarkt wird bzw. werden soll. Der erste Schritt in Richtung einer europäischen Energieunion, die sich an einer gemeinsamen Energiepolitik orientiert, erfolgte durch den 2007 unterzeichneten und dann 2009 ratifizierten Vertrag von Lissabon. Hier wurde eine Rechtsgrundlage für die europäische Energiepolitik geschaffen, in die sie vorher nur bedingt eingreifen konnte. Ziele der Energiepolitik, wie die Versorgungssicherheit für jeden Bürger in der EU bzw. die Wettbewerbsfähigkeit im Bereich Energie haben oberste Priorität. Die drei Primärziele der EU-Energiestrategie sind die Bekämpfung des Klimawandels, die Energieabhängigkeit zu senken und so die Verwundbarkeit am Markt zu verringern und die Errichtung einer wettbewerbsorientierten Energieversorgung am globalen Energiemarkt, die auch Arbeitsplätze schaffen soll. Aktuelle Projekte sind die Erschaffung eines EU-Energiebinnenmarkts, der eine bessere Vernetzung innerhalb der EU gewährleisten soll. Weitere Punkte sind die Vermeidung von Energieinseln (abgeschnittene Regionen), die Steigerung der Energieeffizienz, Senkung von CO₂ Ausstößen und somit die Forcierung nachhaltiger Energieträger und die Erforschung neuer Systeme wie z.B. der Speicherung erneuerbarer Energien. Nach außen strebt die EU an, sich aus der Abhängigkeit einzelner Anbieter für wichtige Energieträger wie Gas und Öl zu befreien und so deren Monopolstellung zu begrenzen.¹¹¹

4.4.1 Rechtliche Grundlagen und Möglichkeiten

Noch vor der Unterzeichnung des Vertrags von Lissabon konnte sich die EU im Bereich des Energiemanagements lediglich Themen zum Umweltschutz und der Aufrechterhaltung eines freien Energiemarkts befassen. Mit der Unterzeichnung erhielt die EU eine Rechtsgrundlage im Bereich Energiewirtschaft. Bekämpfung des Klimawandels und Energiesolidarität in Bezug auf Wechselseitigkeit unter EU-Mitgliedsstaaten wurden Aufgabenbereiche der Energie-Union. Hierbei geht es um einheitliche Koordinierung von Maßnahmen.¹¹²

4.4.2 Energiepakete und Ziele der Energie Union

Zur Stärkung der EU als Energieregion werden ihre Spielräume für den Eingriff in die Entwicklung des europäischen Energiemarkts durch Energiepakete (Novellen) immer wieder erweitert, ergänzt oder auch angepasst. Derzeit ist das dritte Energiepaket, das 2009

¹¹¹ Vgl.: Europäische Kommission (2019): Energieunion und Klimaschutz

¹¹² Vgl.: Baumann (2008): Energiesolidarität als Instrument der Versorgungssicherheit

unterzeichnet wurde, in Kraft. Mit diesem wurde beschlossen, dass die Strom- und Gasmärkte weiter liberalisiert werden müssen, um eine Diversifizierung der Energieversorgung zu bewirken. Neue Verordnungen im Rahmen des Pakets sollen vor allem die grenzübergreifende Kooperation stärken und orientieren sich an der Stärkung des EU-Binnenmarkts. Aufgrund der hohen Abhängigkeit von Russland als Hauptexporteur für den europäischen Energiemarkt, versucht die EU aktuell die Forcierung des ineuropäischen Energiemarktes voranzutreiben.¹¹³

- „Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, die die Kooperation im Bereich Energie stärken soll“¹¹⁴
- „Verordnung (EG) Nr. 714/2009 über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel, zwecks Wettbewerbsförderung, Förderung des Handels und Steigerung der Effizienz“¹¹⁵
- „Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (auch Erdgaszugangsverordnung)“¹¹⁶

Weitere Bestrebungen, die EU auch als Energie-Union zu etablieren, kommen vor allem aus osteuropäischen EU-Ländern. Diese sehen sich aufgrund eines niedrigen Diversifikationsgrades besonders von Russland stark abhängig. Die Forcierung einer soliden Energie-Union sollte die Synergien stärken und so für eine bessere Diversifikation sorgen. Eine weitere für das Gasnetz relevante Neuerung durch das dritte Energiepaket war die Trennung von Gasproduzent und Netzbetreiber. Demnach dürfen diese beiden Akteure nicht mehr ein und dasselbe Unternehmen sein. Wer eine Pipeline auf dem Boden des EU-Territoriums errichtet, hat dafür zu sorgen, dass andere konkurrierende Anbieter einen „diskriminierungsfreien Zugang zum Netz“ haben müssen. Andernfalls wäre eine Monopolstellung gegeben, die vor allem zu Lasten des Endverbrauchers ginge. Weitere Maßnahmen umfassen die Initialisierung eines gemeinsamen Netzes aller Netzbetreiber in der EU genannt ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas).¹¹⁷

4.4.3 Transeuropäische Energieinfrastrukturprojekte

Die Initiierung eines EU-Energiebinnenmarkts spielt im Zusammenhalt von Europa eine wichtige Rolle. Der Gedanke der EU ist eine gemeinsame, aus mehreren vernetzten Staaten bestehende, wachsende Gemeinschaft, die sich gemeinsam aktuellen Problemen und Herausforderungen stellt. Die Ausweitung des Binnenmarktes sollte auch im Energiesektor erfolgen. Im Gegensatz zu Wasser, Telekommunikation, Strom und anderen Dienstleistungen

¹¹³ Vgl.: AGGM (2018), Langfristige Planungen 2018, S. 6

¹¹⁴ Vgl.: EU (2009): Verordnung über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel

¹¹⁵ Vgl.: EU (2009): Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

¹¹⁶ Vgl.: EU (2009): Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen

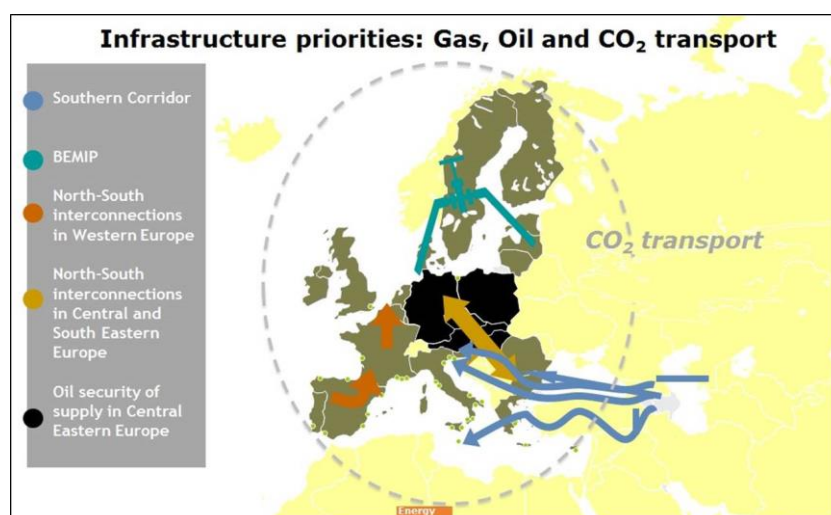
¹¹⁷ Vgl.: EU (2009): Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

muss Gas importiert werden. Aus Sicht der EU bedeutet die hohe Importabhängigkeit von wenigen Anbietern eine starke Verwundbarkeit.¹¹⁸

Im Rahmen der Verordnung werden Infrastrukturprojekte, die zur Erreichung der Energieziele der EU benötigt werden, identifiziert und unterstützt. Jene Vorhaben werden durch die EU im Bereich ihrer Durchführung gefördert und haben somit Sonderstatus. Diese Projekte werden auch als PCI also „Projects of Common Interest“ bezeichnet und sind meist Hochspannungsleitungen bzw. Erd- und Seekabel für die Stromversorgung, Gas-Fernleitungen und auch Erdöl-Leitungen.¹¹⁹ Für den Ausbau des Energienetzes der EU im Bereich fossile Energien (Erdgas und Erdöl) und damit zur Verbesserung der Energieunion sind vorwiegend folgende Projekte relevant und in Abbildung 37 dargestellt:

- Nord Süd Gasverbindungsleitungen in Westeuropa (NSI West Gas) – Leitungen zur Stärkung des EU-Binnenmarkts in Nord Süd Richtung und besseren bzw. effizienteren Energieverteilung
- Nord Süd Gasverbindungsleitungen in Mittelosteuropa (NSI East Gas) - Ausbau der regionalen Verbindungen im Bereich Adria, östliches Mittelmeer und Schwarzes Meer zur Stärkung auch Infrastruktur schwächeren Gegenden in der EU
- Südlicher Gaskorridor (SGC) – Fernleitungen für die Versorgung mit Gas aus dem kaspischen Becken, Zentralasien und dem Nahen Osten, um die Abhängigkeit von Russland zu senken
- Gasverbundplan für den Energiemarkt im Ostseeraum BEMIP (Baltic Energy Market Interconnection Plan) – bessere Integration der baltischen Staaten und Finnland in das Versorgungsnetz der EU, da diese von Russland als einzigem Energielieferant versorgt werden und somit abhängig sind.¹²⁰

Abbildung 37: Energieprojekte mit gemeinsamem Interesse in der EU (PCI)



Quelle: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/infrastrukturplanung/eu-energie-infrastruktur-paket#p_id_56_INSTANCE_Sex8BX0tQJ23

¹¹⁸ Vgl.: World Energy Council (2013): Interview: Prof Jonathan Stern on the future for natural gas markets

¹¹⁹ Vgl.: E-Control (2018): EU Energie Infrastruktur Paket

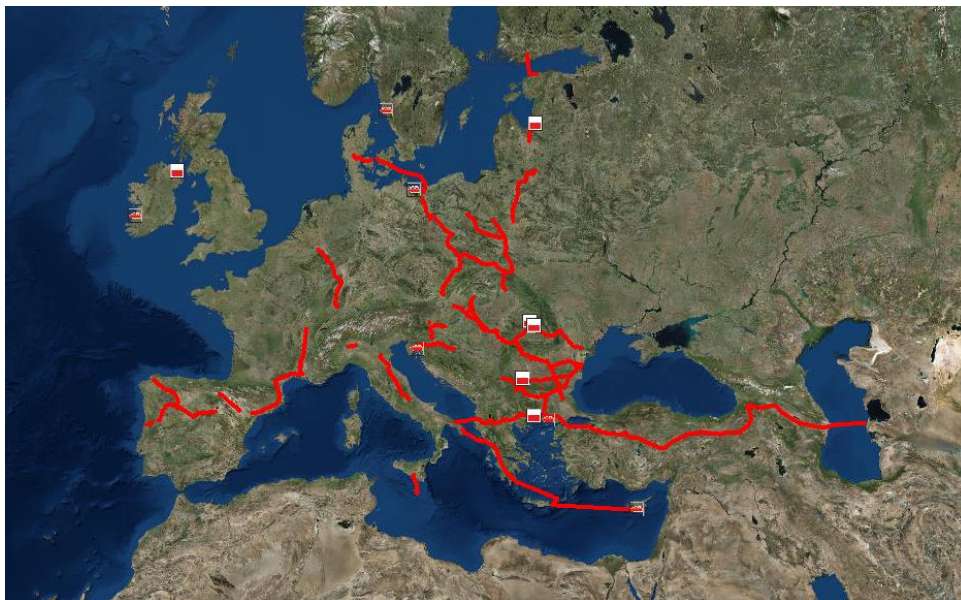
¹²⁰ Vgl.: RIS (2013): Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur

Projekte (im Planungs- oder Baustadium) gibt es in Südost- Südwest und Nordost Europa. Im Zuge der Umsetzung eines EU-Binnenmarkts wird vor allem in der Region Balkan die bessere Vernetzung durch neue Leitungssysteme vorangetrieben. Hier wird die Planung eines 4. Korridors erfolgen, der neben dem Nordkorridor, Südkorridor und Ostkorridor nun Gas aus Eurasien (Bereich Kaukasus) nach Europa liefern soll. Die Binnenvernetzung am Balkan und in den baltischen Ländern soll verbessert werden, sodass auch deren Abhängigkeit von Russland sinkt.¹²¹

Daneben wird auch ein Ende der Isolierung der baltischen Länder (Gastransportregion-Nord) angestrebt. Im Baltikum und Finnland sind ebenfalls verstärkt Pipelineprojekte geplant: die polnisch-litauische Pipeline GIPL (Gasverbindungsleitung Polen Litauen), die Verbindungspipeline zwischen Estland und Finnland „Balticconnector“ und eine Pipelineverbindung von Dänemark nach Polen „Baltic Pipe“. Ziel ist es, die Gasversorgungsnetzte im Bereich des Ostseeraums im Zuge des EU-Energiepakets zur besseren Binnenvernetzung zu stärken.¹²²

In Abbildung 38 sind derzeit im Bau befindliche Pipelines oder jene, dessen Planung fast abgeschlossen ist, abgebildet. Umfangreiche Aktivitäten gibt es im Bereich der Implementierung des Südlichen Gaskorridors in Südosteuropa. Weitere Planungen umfassen den Ostseeraum und das Baltikum sowie deren Verknüpfung mit Finnland. Nach Westen hin wird die bessere Vernetzung von Spanien und Frankreich angestrebt, um Gas aus dem afrikanischen Versorgungskorridor effizienter in die EU zu transportieren.

Abbildung 38: Zukünftige Erdgasleitungsprojekte in Europa nach PCI Status der EU



Rote Linien markieren zukünftige bzw. im Bau befindliche Pipelinetrassen in der EU

Quelle: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html

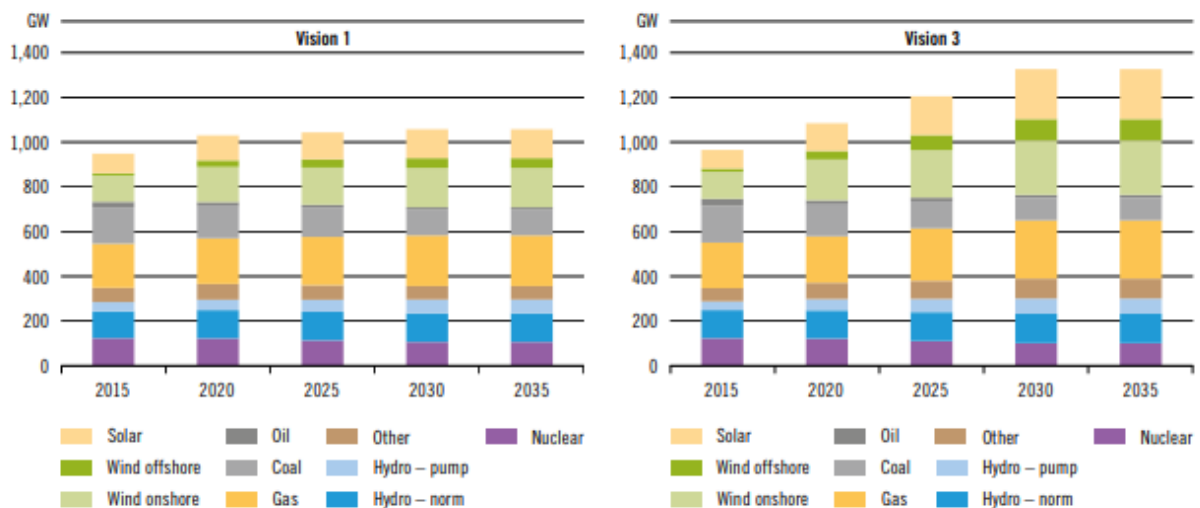
¹²¹ Vgl.: DVGW (2017): LNG und Versorgungssicherheit – Erdgas ein sicherer und zuverlässiger Partner in der Energiewende, S. 13-14

¹²² Vgl.: Europäische Kommission (2015): Ende der Isolierung der baltischen Staaten im Energiebereich: Die neue Gasverbindungsleitung Polen-Litauen (GIPL)

4.5 Zukünftige Entwicklung aufgrund von Energie-Szenarien

Ausgehend von einer starken Gasabhängigkeit osteuropäischer Länder von Russland zur Abschätzung des künftigen Gasbedarfs durch die ENTSOG eine Szenarienbildung für Europa erstellt. Diese zeigt einen voraussichtlichen Gasbedarf europäischer Staaten für das Jahr 2035. Dabei wurde eine mögliche Vision 1 und Vision 3 erstellt. Vision 1 beschreibt das „Grüne“ Szenario. Hier wird die Energieeffizienz in Europa gesteigert und der Energieverbrauch gesenkt. Weiters werden schädlichere Energiequellen substituiert. Vision 3 bezeichnet das graue Szenario. Hier wird auf Basis aktueller Energiestrategien die Energieversorgung fortgesetzt (Abbildung 39).¹²³ Vision 2 bezieht sich auf ein 0-Szenario (keine Veränderungen) und wird daher nicht bearbeitet.

Abbildung 39: Szenarienbildung des zukünftigen Energieverbrauchs in der EU von 2015 bis 2035



Quelle: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S. 48

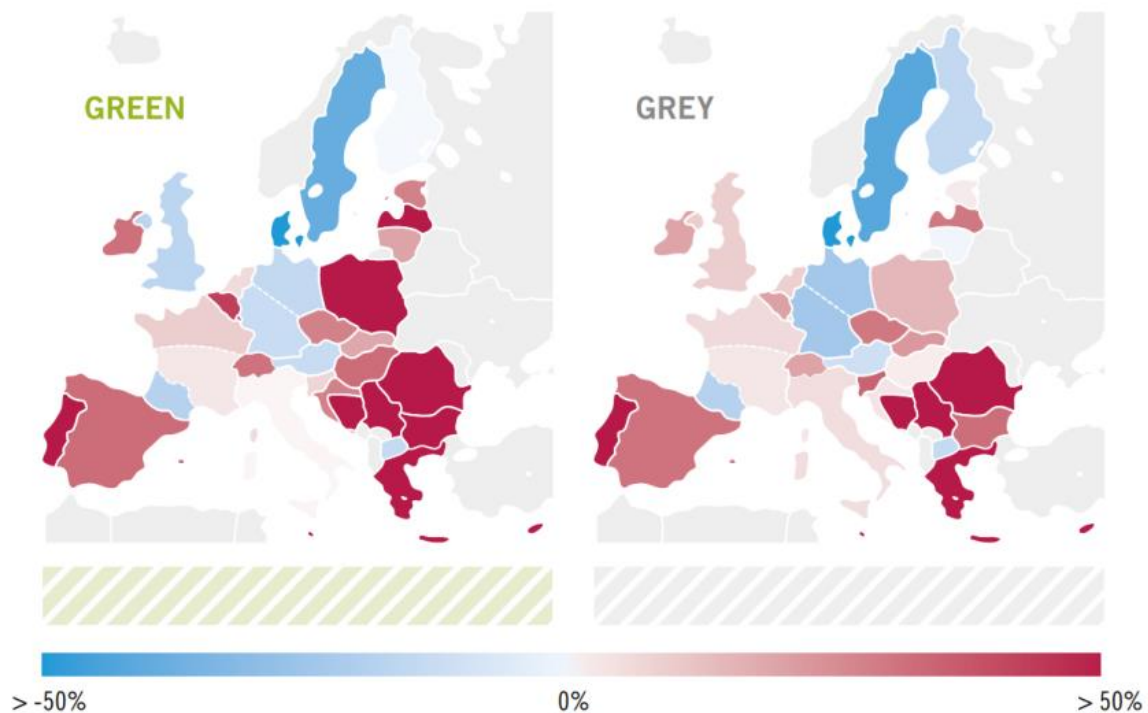
In Vision 3, dem grauen Szenario, steigt der Energiebedarf stetig an. Projekte zur Steigerung der Energieeffizienz und Verringerung des Energieverbrauchs werden nicht konsequent umgesetzt. Der Energiemix verändert sich dennoch zugunsten erneuerbarer Energien, deren Anteil nimmt zu. Erdöl- und Kohleverbrauch sinken und Erdgas als wichtiger Ersatz für Erdöl wird zur relevantesten Energiequelle neben Windkraft und Solarenergie. In Vision 1, dem grünen Szenario, wird aufgrund von Energiesparmaßnahmen und gesteigerter Effizienz der Energieverbrauch in Europa im Jahr 2035 im Vergleich zu 2015 nicht wesentlich steigen. Im Bereich Energiemix wird das Erdgas die wichtigste Energiequelle, da Kohle- und Erdölanteil stetig sinken. Erneuerbare Energien steigen stetig und werden immer wichtiger.¹²⁴

Darauf basierend wird nun ermittelt, wie der Gasbedarf je nach Szenario und EU-Staat bis zum Jahr 2035 steigen könnte (Abbildung 40).

¹²³ Vgl.: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S. 46-53

¹²⁴ Vgl.: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S. 46-53

Abbildung 40: Steigender oder sinkender Gasbedarf in Europa nach den Visionen



Auf Basis von Vision 1 und 3 wird der zukünftige Gasbedarf von EU-Ländern für das Jahr 2035 ermittelt. Blaue Regionen haben einen sinkenden Gasbedarf, rote Regionen einen steigenden Gasbedarf
Quelle: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S. 53

Es sticht hervor, dass für beide Szenarien der Energieverbrauch aus fossilen Quellen wie Erdöl und Kohle rückgängig ist, aber der Erdgasverbrauch sowohl im Vision 1 als auch 3 steigt. Grund dafür ist die Substitution von Kohle und Erdöl durch Erdgas. Aufgrund der wesentlich geringeren spezifischen CO₂ Emissionen stellen einige Erzeuger ihren Verbrauch von Kohle bzw. Öl auf Gas um. Besonders im grünen Szenario, dem klimabewussten Kurs, sind Regionen wie Gastransportregion-Süd, Gastransportregion-Nord oder Teile von Gastransportregion-Zentral wie Polen, die in der Energieerzeugung stark auf Kohle setzen, aufgrund klimaaktiver Maßnahmen dazu angeregt, ihren Energiebedarf von Kohle auf Gas umzustellen. Dadurch steigt der Gasbedarf in diesen Staaten und bedingt höhere Importe.¹²⁵

¹²⁵ Vgl.: Witsch (2018): Warum Erdgas allein keine Alternative zur Kohle ist

5. Handelspolitisch und infrastrukturpolitische Transportveränderungen des Gasmarkts

Handels- und infrastrukturpolitische Entwicklungen in Europa führen zu einer Veränderung der Versorgungsstruktur. Die EU strebt in ihrer derzeitigen Energiestrategie eine Diversifikation ihrer Erdgasangebotsregionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Erhöhung des Anteils von LNG am Gesamterdgasimport Europas sowie die Implementierung des Südlichen Gaskorridors sollen die Versorgungssicherheit erhöhen und die Abhängigkeit von Russland minimieren. Um seine Vormachtstellung am Gasmarkt zu erhalten, versucht Russland durch eigene Projekte wie Nord Stream 2 und Turkish Stream seine Position zu festigen. Durch die Gründung der Eurasischen Wirtschaftsunion (EAWU) versucht Russland seine Machtposition im eurasischen Raum zu halten, die jedoch aufgrund von groben Disparitäten der Mitgliedsstaaten ins Stocken gerät. Der stetige Wachstum der asiatischen Wirtschaft sowie deren Interesse, einen Wirtschaftskorridor bis nach Europa durch Russlands Hoheitsgebiet Eurasien zu bauen, sorgen für weitere handelspolitische Differenzen.

5.1 Handelspolitische Herausforderungen durch die Eurasische Wirtschaftsunion

Die EAWU ist eine Staatengemeinschaft ähnlich der EU im eurasischen Raum, die 2014 entstanden ist und der Russland, Weißrussland, Kirgistan, Kasachstan und Armenien angehören. Ziele der Union sind ähnlich denen der EU, wie die Schaffung einer gemeinsamen Zollunion, wodurch ein wirtschaftlicher Austausch erleichtert werden soll sowie eine gemeinsame Wirtschaftspolitik zur besseren Koordination. Der Initiator dieser Union ist Russland. Die Ukraine, die lange Zeit als wichtiger Beitrittskandidat gehandelt wurde, ist jedoch aufgrund der hohen Einflussnahme Russlands innerhalb der EAWU aus den Beitrittsverhandlungen ausgestiegen. Für Russland war die Schaffung einer Union, die eurasische Länder mit umfangreichen Gasquellen bündelt, ein wichtiger Schritt in ihrer Energiepolitik.¹²⁶ Eurasische Länder verfügen über beträchtliche Erdgas- bzw. Erdöl-Ressourcen, sind aber im Bereich der Förderung noch stark unterentwickelt. Als Schnittstelle zwischen Europa und Asien, die beide sehr lukrative Abnehmer für Erdgas sind, möchte Russland seine Stelle als Leiter des eurasischen Raums festigen, umso die Kontrolle über eurasische Erdgaslager zu behalten, die im Zuge des Zerfalls der Sowjetunion verloren gingen. Wenn alle eurasischen Staaten mit beträchtlichen Erdgasressourcen Teil der EAWU werden, hätte Russland Einfluss auf deren Handel mit Drittstaaten.¹²⁷

¹²⁶ Vgl.: Szkola / Hett (2014): Die Eurasische Wirtschaftsunion Analysen und Perspektiven aus Belarus, Kasachstan und Russland, S. 2-9

¹²⁷ Vgl.: GTAI (2017): Eurasien wächst stärker zusammen

5.1.1 Gemeinsamer Gasmarkt und Asymmetrie in der eurasischen Wirtschaftsunion

Das Konzept zum gemeinsamen Energiemarkt in der EAWU enthält eine Reihe von Grundregeln für den Handel mit Erdöl und Erdgas (z.B. die Beseitigung von Zollschränken und Ausfuhrzöllen), Vereinheitlichung von Normen für Erdöl und Erdgas sowie Vorschriften für den gleichberechtigten Zugang zur Infrastruktureinrichtungen. Ein großes Problem stellen derzeit noch die unterschiedlichen Niveaus der Märkte der Mitgliedsstaaten dar. Weißrussland und Kasachstan hätten gerne eine Preissenkung, da sie wollen, dass die Zölle zwischen Exporten und Inlandslieferungen innerhalb der EAWU unterschieden werden, während Russland möchte, dass alle Zölle für alle Arten von Lieferungen gleich sind. Neben den genannten Aktivitäten erfordert die Schaffung eines voll funktionierenden gemeinsamen Marktes für Erdöl und Erdgas auch umfassende inländische Reformen in jedem Staat. Bis zum heutigen Tag sind die Aussichten für die Schaffung eines gemeinsamen Elektrizitätsmarktes in der EAWU am realistischsten und am weitesten fortgeschritten, so dass der Elektrizitätsmarkt der wichtigste Motor in der EAWU ist. Es ist erkennbar, dass eine Realisierung der EAWU im Sinne einer EU aufgrund der unterschiedlichen wirtschaftlichen Interessen der Mitgliedstaaten umständlich ist. Der stärkste Treiber hinter den Verhandlungen bleibt Russland.¹²⁸

Asymmetrischer Markt

Im Bereich Erdgasressourcen sowie Förderung dieser, ist Russland überragender Spitzenreiter und der wichtigste Energieversorger im eurasischen Raum. Nur Kasachstan verfügt über Erdgas bzw. Erdölquellen. Eines der größten Probleme der EAWU ist eine Asymmetrie sprich Ungleichheit ihrer Energie Märkte und Interessen der teilhabenden Staaten. Die hohe Quote an Lieferungen von Erdöl und Erdgas aus Russland an andere Mitglieder der EAWU ist ein großes Problem, da eine Angleichung der Märkte dadurch nur schwer umsetzbar ist. Anfangs wurde ein gemeinsamer Raum für den Warenaustausch innerhalb der EAWU geschaffen, ohne interne Handelsstarife, jedoch die Anwendung eines gemeinsamen Außentarifs gegenüber Drittländern. Des Weiteren mussten sich die Länder auf die Verwendung des Außenzollniveaus Russlands einigen, das weit über dem Zollniveau von Weißrussland, Armenien und Kasachstan liegt. Das bedeutet, dass die Mitgliedstaaten der EAWU für den Import von Produkten aus anderen Mitgliedsstaaten keinen Ausfuhrzollsatz zahlen, sondern einen derartigen Zoll verlangen, wenn Produkte in Drittländer ausgeführt werden. Dies bedeutet, Russland kann für die Lieferung von Erdgas oder Erdöl an seine Mitgliedsstaaten weniger Geld verlangen, als dem Handel mit Drittstaaten. Des Weiteren können EAWU Staaten russisches Erdgas billiger kaufen und teurer weiterverkaufen. Unterschiedliche Interessen zwischen den EAWU-

¹²⁸ Vgl.: Zemskova (2018): The common Energy Market of the Eurasian Economic Union, S. 7-11

Erdgasexporteuren Russland und Kasachstan und den EAWU-Erdgasimporteuren Armenien, Weißrussland und Kirgistan führen bei der Schaffung eines Binnenmarkts zu Problemen.¹²⁹

Relevanz für die EU

Die EU, die generell neue Initiativen zur regionalen Integration begrüßt, betrachtet die EAWU mit Skepsis, sieht diese als vorwiegend geopolitisches Projekt sowie den Versuch Russlands, das Prinzip der Sowjetunion wiederherzustellen, um die Region von der Kooperation mit der EU abzuhalten. Gleichzeitig haben die Vertreter der EAWU wiederholt ihr Interesse bekundet, einen Dialog mit der EU zu entwickeln. Ein pragmatischer Zugang unter Berücksichtigung des Energiepotenzials der eurasischen Region zur Schaffung von Handelsinitiativen wäre ratsam.¹³⁰

5.1.2 Das Seidenstraßenprinzip – Eurasien als Schnittstelle zwischen Europa und Asien

Chinas Projekt „One Belt, One Road“ (OBOR) oder auch die „Neue Seidenstraße“ sieht die Entwicklung einer Hochleistungstransportroute zwischen China Europa und Afrika vor. Im Bereich Energie sowie Transport von Rohstoffen soll hier ein Korridor entstehen. Für China als rasch wachsendes Erdgas- bzw. Erdöl-Importland sowie Konkurrent Europas im Bereich weltweiter Gasimporte, entsteht hier ein Projekt, das den internationalen Erdgas- bzw. Erdölhandel weiter vernetzt.¹³¹

Eurasien spielt in der wirtschaftlichen Vernetzung zwischen Europa und Asien eine wichtige Rolle. Nach dem „Seidenstraßenprinzip“, wonach Asien bereits seit mehr als 2000 Jahren Waren von Osten nach Westen über eine antike Seidenstraße transportiert, werden diese alten Routen wiederbelebt und für den Energiehandel wichtig. Das Projekt Neue Seidenstraße (Abbildung 41) ist ein von China initiiertes Projekt, das eine Wirtschaftszone mit Asien, Afrika und Europa, das entspricht zwei Drittel der Weltbevölkerung gründen soll. Über zwei Routen, dem Land- und dem Seeweg, wird ein Handelskorridor von China bis nach Europa entstehen, der wie auch in der Antike Waren durch ein Netzwerk aus Routen transportieren wird. Die Energie- und Transportinfrastrukturen haben hier eine wichtige Rolle und es werden dafür von China im Zeitraum 2016 bis 2033 Investitionen von 26,2 Billionen US Dollar erwartet. Einer der wichtigsten Länder für dieses Projekt bleibt Russland mit der EAWU. Die Verbindung zwischen China und Europa kann geografisch nicht ohne Russland sinnvoll funktionieren.¹³²

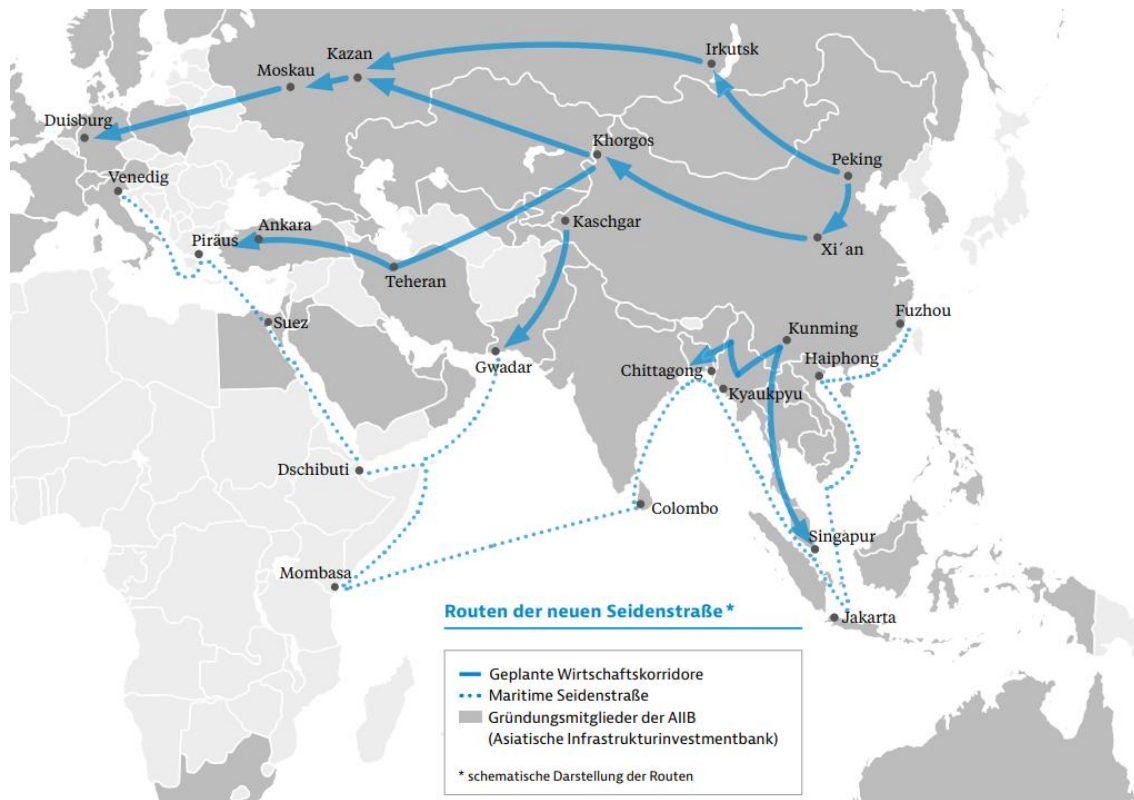
¹²⁹ Vgl.: Zemskova (2018): The common Energy Market of the Eurasian Economic Union, S. 11-14

¹³⁰ Vgl.: Zemskova (2018): The common Energy Market of the Eurasian Economic Union, S. 14-16

¹³¹ Vgl.: Sarker / Hossin / Hua / Sarkar / Kumar (2018): Oil, Gas and Energy Business under One Belt One Road Strategic Context, S. 119-121

¹³² Vgl.: GTAI (2018): Neue Seidenstraße - Chinas massives Investitionsprogramm

Abbildung 41: Projekt Neue Seidenstraße zwischen Europa, Afrika und Asien



Quelle: GTAI (2018): Neue Seidenstraße – Chinas massives Investitionsprogramm, S. 5

Politische Zerreißprobe für Europa

Für die EU bedeutet dies sowohl Chancen als auch Herausforderungen. Die EU-Kommission hat bereits eine Strategie für den Handel mit China ausgearbeitet. Jedoch müsse die EU selber hohe Summen investieren, um beispielsweise den infrastrukturell unterentwickelten Osten Europas zu stärken, damit eine derartige Handelsroute funktionieren kann. Im Bereich der Transeuropäischen Netze für den Energie-Transport sind vor allem in Osteuropa umfangreiche infrastrukturelle Investitionen nötig, die ohne EU-Förderungen nicht realisierbar sind. Es gibt bereits Ideen eine „europäische Seidenstraße“ zu bauen, wonach ein europäischer Anschlusspunkt im Osten Europas zu europäischen Bedingungen gebaut wird und die Konvergenzziele der EU vorangetrieben werden. Es sei nicht im Interesse der EU bei diesem Projekt nur passiv beteiligt zu sein, jedoch müssen hier die größeren Infrastrukturlcken in Osteuropa geschlossen werden. Die EAWU dagegen könnte ein starker Nutznießer dieses Projekts werden, da eine Route von Asien nach Europa mit hohen Subventionssummen verbunden ist. Sowohl Energieleitungen als auch ein erhöhtes Aufkommen im Transitverkehr würde einige Regionen im eurasischen Raum wirtschaftlich stärken.¹³³

Politisch gesehen ist das chinesische Seidenstraßen Projekt umstritten. Die umfangreichen Investitionen von China im europäischen Raum wecken das Interesse von wirtschaftlich

¹³³ Vgl.: Holzner / Heimerger / Kochnev (2018): Die Europäische Seidenstraße, S. 9-13

weniger starken Staaten, ihre Infrastruktureinrichtungen durch Geld aus China zu revitalisieren. Italien beispielsweise sieht darin eine Option veraltete Häfen wie Genua und Triest durch chinesische Investitionen zu erneuern und dabei den Staatshaushalt zu unterstützen. Geplant ist die Unterzeichnung eines Memorandums mit China, das das Seidenstraßen Projekt unterstützen soll. Die EU ist mit derartigen Verträgen nicht wirklich zufrieden, da Staaten nun individuelle Verträge schließen, die EU-politische, als auch wirtschaftliche Strategien untergraben könnten. Derartige einzelstaatliche Verträge verwässern die EU-China-Strategie und schwächen die Staatengemeinschaft. Parallelen sieht der Autor hierbei zu Deutschland und Nord Stream 2. Die USA sind ebenfalls nicht glücklich über eine enge Kooperation zwischen Europa und dem Wirtschaftsrivalen China. Gleichzeitig wird der Vorwurf nach Abhängigkeit laut. Sowohl die wirtschaftliche Abhängigkeit sei in Form von Verschuldung gefördert, als auch machtpolitische Abhängigkeit, durch militärisches Nutzungspotential. Die NATO befürchtet beispielsweise, dass China mit hohen Investitionssummen an europäischen Häfen militärische Zwecke forciert. Italien wäre der erste G-7 Staat der einen derartigen Vertrag mit China unterzeichnet.¹³⁴

Untermauerung der Russischen Monopolstellung

In Russland werden derartige Projekte ambivalent betrachtet. Einerseits wird der eurasischer Raum die Schlüsselstelle zwischen Europa und Asien bilden, aber andererseits besteht das Problem, dass postsowjetische Staaten nun auch im Alleingang mit China und oder Europa handeln könnten. Die Führungsrolle Russlands als übergeordneter Staat schwindet zunehmend. Russland möchte natürlich alle diese Staaten unter seinem Einfluss behalten. Militärische Aggression (Beispiel Ukraine) ist ein Mittel, jedoch verliert Russland zunehmend an politischen und wirtschaftlichen Einfluss. Die Ausweitung der EAWU wäre daher für Russland nur ein logischer Schritt, eine gewisse Kontrolle zu behalten. Das Baltikum, der Balkan und die Ukraine zeigen eine immer weitere Entfernung vom russischen Einfluss und gleichzeitig eine zunehmende Annäherung an Europa. Länder wie Turkmenistan und Kasachstan betreiben bereits Erdgashandel mit China. Diesen Ländern wird erst jetzt ihr wirtschaftlicher Wert bewusst und für Russland wird daher das chinesische Seidenstraßen Projekt eine Zerreißprobe bedeuten.¹³⁵

5.1.3 Einflussnahme auf den Kaukasus

Für kaukasische Staaten mit umfangreichen, aber noch nicht erschlossenen Erdgaslagern, wie Turkmenistan und Kasachstan, bietet das große Interesse Europas und Asiens eine Chance, dem alten „Meister“ Russland als aufgezwungener Haupthandelspartner zu entkommen. Der Wettbewerb zwischen den vier Großmächten Russland, China, der EU und Indien um Turkmenistans Gasquellen verbessert die Stellung des Landes bei der Diversifizierung seiner Gasexportrouten deutlich. Der einzige bisherige Abnehmer für

¹³⁴ Vgl.: Etschmaier (2019): Italien kokettiert mit China

¹³⁵ Vgl.: Lokshin (2018): Putins schleichender Machtverlust

turkmenisches Erdgas war Russland, der das Land in eine Abnehmer-Abhängigkeit drängte und dabei den Preis drücken konnte.¹³⁶

Durch das Projekt Neue Seidenstraße bietet sich für Turkmenistan die Chance, Gasmengen nach Osten und Westen zu liefern. Bis 2030 ist geplant, insgesamt 230 Mrd. m³ Erdgas zu fördern und davon 180 Mrd. m³ zu exportieren. Die TAPI-Pipeline (Turkmenistan, Afghanistan, Pakistan und Indien) ist bereits ein umfangreiches Projekt, durch das 2015 begonnen wurde, Turkmenistans Erdgas nach Südasien zu leiten. Bisher war Russland der Hauptabnehmer für turkmenisches Erdgas, das nach Europa weiterverkauft wurde oder von Russland selbst genutzt wurde. Aufgrund unterschiedlicher Preisvorstellungen und der Weltwirtschaftskrise hat Russland den Kauf eingestellt, wodurch China der alleinige Nachfrager wurde. Der neue Handelspartner China, der über die Zentralasien-China-Pipeline versorgt wird, ist nun alleiniger Nachfrager und demnach besteht wieder die Gefahr einer Abnehmer-Abhängigkeit.¹³⁷ Daher ist die beste Option für Turkmenistan, dass Staaten wie Indien und die EU mehr Interesse am Bau von Pipelines, wie die TAPI und die Trans Kaukasus-Pipeline zum Südlichen Gaskorridor haben. Dadurch erkennt Turkmenistan seine Möglichkeiten, auch mit mehreren Staaten oder supranationalen Organisationen wie ASEAN und der EU zu handeln und dadurch die Abnehmer zu diversifizieren. Für Russland kommt es jedoch auch hier zu einem Machtverlust, denn einst war das Land der einzige Bezugspartner für den Handel mit Erdgas.¹³⁸

5.2 Die Entstehung des Südlichen Gaskorridors

Die Entstehung weiterer Erdgasangebotsregionen wird durch die Diversifizierungspolitik der EU verstärkt gefördert, wodurch Gas aus dem Kaukasus bzw. Schwarzen Meer immer wichtiger für die EU wird. Hauptlieferant ist dabei Aserbaidshan und in Zukunft vielleicht Turkmenistan.

Ein Anschluss Turkmenistans an den Südlichen Gaskorridor wird ebenfalls angestrebt, jedoch ist das Land geografisch durch Russland und den Iran abgeschnitten. Die einzige Option liegt hier im Kaspischen Meer. Das Problem war jedoch ein rechtliches, da ein Meer klar definierte Regeln hat. Bei einem Meer gibt es die 12 Meilen Zone, in der das geltende Recht des Staates gilt. Weiters gibt es eine 200 Meilen Zone, genannt „exclusive economic zone“, also die ausschließliche Wirtschaftszone. Dort darf jedes Land eine Pipeline oder ein Kabel verlegen, solange er das Gebiet bzw. die Natur nicht negativ beeinflusst. Daher ist der Bau von derartigen Infrastruktureinrichtungen ohne klare Zustimmung der Anrainer möglich, was aber nur für Meere gilt. Die Rechtslage, ob es per Definition ein Meer oder ein See ist, war

¹³⁶ Vgl.: Energy Policy (2014): Opportunities and risks in Turkmenistan's quest for diversification of its gas export routes, S. 331-336

¹³⁷ Vgl.: JBK (2016): Turkmenistan baut an der Seidenstraße aus

¹³⁸ Vgl.: Energy Policy (2014): Opportunities and risks in Turkmenistan's quest for diversification of its gas export routes, S. 331-336

bis zum Jahr 2018 nicht geklärt. Im Zuge der „caspian convention“ kam es zu einer Festlegung. Dort wurde das Gewässer als Kaspisches Meer definiert. Davor wurde es als See bezeichnet. Bei einem See im Vergleich zu einem Meer braucht man die Zustimmung aller Anrainer, um Kabeln oder eine Pipelines zu bauen. Vor der Konvention hätte Turkmenistan die Zustimmung des Irans und Russlands gebraucht, um durch die Kaspische See eine Pipeline nach Europa bauen zu können.¹³⁹

„Die Russen hätten niemals zugestimmt, da sie niemals eine eigene Konkurrenz schaffen würden. Der Iran hätte auch nie zugestimmt, denn das wäre dasselbe Prinzip wie bei Russland. Durch die „caspian convention“ haben Russland und der Iran zugestimmt, die Kaspische See rechtlich in ein Meer zu verwandeln, wodurch sie den Weg für Turkmenistan quasi geöffnet haben. Wieso kann ich nicht sagen. Ich vermute es kam politischer Druck aus Europa, denn wenn Russland zustimmt, wird mehr politische Ruhe bei Nord Stream einkehren.“¹⁴⁰

Durch diese rechtliche Änderung, gab es eine Korridoröffnung von Turkmenistan nach Europa. Durch die Öffnung dieses Gaskorridors entsteht erstens ein erhöhter Wettbewerb und darüber hinaus gibt es eine Diversifizierung sowohl der Erdgaslager als auch ihrer Handelsrouten.¹⁴¹ Für den Südlichen Gaskorridor wäre der Anschluss nach Turkmenistan ein wichtiger Schritt. Besonders die EU ist an dem Bau des Korridors interessiert und möchte durch Förderungen deren Bau vorantreiben.¹⁴² Auch die USA sehen in dem Projekt eine Möglichkeit Russland, als größten Wirtschaftskonkurrenten nach China zu schwächen und möchten in das Projekt investieren, weswegen Gespräche zwischen Turkmenistan und Washington bereits erfolgt sind.¹⁴³

Von Seiten der EU wird dieser Korridor als wichtiger Bestandteil der EU-Energiesicherheitsstrategie gesehen, viele Projekte haben einen PCI Status und werden dadurch gefördert. Geplant ist, bis zum Jahr 2020 jährlich etwa 10 Mrd. m³ Erdgas aus Aserbaidschan nach Europa zu importieren.¹⁴⁴

5.2.1 Transanatolische-Pipeline (TANAP) und die Südkaukasus-Pipeline (SCP)

Die Transanatolische-Pipeline (TANAP) und die Südkaukasus-Pipeline (SCP) sind zwei aneinander anschließende Pipelines, die in Zukunft an die bereits im Bau befindliche europäische Transadria-Pipeline (TAP) anschließen werden. Die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBWE) hat Aserbaidschan einen Kredit von 500 Mio. US

¹³⁹ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁴⁰ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁴¹ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁴² Vgl.: Kerimkhanov (2018): EU will help Turkmenistan to construct Trans-Caspian gas pipeline

¹⁴³ Vgl.: Wachs (2018): Transkaspische Pipeline: Hilfe aus den USA?

¹⁴⁴ Vgl.: SOCAR (2016): Erdgas aus Aserbaidschan für Europa: Südlicher Gaskorridor im Plan

Dollar für den Bau bereitgestellt.¹⁴⁵ Die Pipelines sind für die EU äußerst attraktiv, da sie eine Diversifizierung des Gasangebots ermöglichen (Abbildung 42). Die TANAP verläuft durch die Türkei und soll anfangs etwa 16 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr befördern. Bis 2031 sind Erweiterungen bis 31 Mrd. m³ Erdgas geplant.¹⁴⁶ Die Südkaukasus-Pipeline verläuft von Baku in Aserbaidschan über Georgien und schließt an die TANAP an.¹⁴⁷

Abbildung 42: Die Trasse des Südlichen Gaskorridors



In grün ist der Trassenverlauf der SCP, in rot der Verlauf der TANAP und in blau die Trasse der TAP eingezeichnet

Quelle: <https://de.azvision.az/news/40124/sudlicher-gaskorridor-und-ebwe-unterzeichnen-vertrag-uber-gew%C3%A4hrung-eines-kredits-fur-tanap-projekt.html>

5.2.2 Russische Einflussnahme durch Blue Stream und Turkish Stream

Die Türkei als Transitland ist für die Implementierung des Südlichen Gaskorridors ein wichtiger Bestandteil, aber auch ein Hauptimporteur von russischem Erdgas. Durch die bereits errichtete Pipeline Blue Stream mit einem Durchfluss von 19 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr ist die Türkei wirtschaftlich mit Russland verknüpft. Blue Stream war für Russland der Beginn der Versorgung des südlichen Teil Europas über die Türkei.¹⁴⁸ Es kann als Pendant zu Nord Stream gesehen werden. Hier ist die russische Strategie, den Erdgasexport nach Europa mit möglichst wenigen Transitstaaten zu gewährleisten.¹⁴⁹

Das Scheitern von South Stream und die Entstehung von Turkish Stream

Die Pipeline Blue Stream war ein wichtiger Schritt für Russland, seinen Versorgungskorridor nach Europa zu diversifizieren. Neben diesem kommerziellen Erfolg sah Russland eine weitere Chance, den europäischen Markt auch durch das Schwarze Meer zu erschließen. Russland plante, das Projekt South Stream in Bulgarien anlanden zu lassen und weitere Stränge nach Italien, aber auch nach Ungarn zu bauen. Somit sollte der zukünftige

¹⁴⁵ Vgl.: Azertac (2017): EBWE gewährt 500 Millionen Dollar Kredit für TANAP Projekt

¹⁴⁶ Vgl.: Sokullu (2015): Tanap-Pipeline soll Abhängigkeit von Russland verringern

¹⁴⁷ Vgl.: Bp Azerbaijan (2018): South Caucasus Pipeline

¹⁴⁸ Vgl.: Gazprom (2019): Blue Stream Russian natural gas supplies to Turkey

¹⁴⁹ Vgl.: Kireev (2019) Mehr als Nord Stream: Russlands globale Gasprojekte

Erdgashandel von Russland nach Europa über Nord Stream und South Stream gewährleistet werden und den alten Onshore-Korridor über osteuropäische Staaten ersetzen.

Politische Spannungen zwischen der EU und Russland im Bereich Gasinfrastruktur tauchten auf, als die EU die Realisierung der Nabucco-Pipeline initiieren wollte und das russische Projekt South Stream verdrängen wollte, da diese in unmittelbarer Konkurrenz standen. Die Nabucco-Pipeline war ein europäisch-eurasisches Pipelineprojekt, das zu einer Diversifizierung des Erdgasmarktes der EU beitragen sollte und von Österreich nach Aserbaidschan verlaufen wäre.¹⁵⁰ Das Projekt scheiterte jedoch schlussendlich aufgrund zu hoher Kosten.¹⁵¹ Nach Scheitern der Nabucco-Pipeline im Jahr 2013 wurde jedoch South Stream seitens der EU boykottiert. Kernpunkt war hier die Liberalisierung des Gasmarktes, wobei Gazprom als Betreiber und Verkäufer agieren wollte, was jedoch in Europa nicht mehr erlaubt war. Unter der Drohung der EU-Kommission, Bulgarien mit einem Vertragsverletzungsverfahren der EU-Energiecharta zu belasten, stellte es die Arbeiten an South Stream ein, wodurch das Projekt 2014 abgesagt wurde.¹⁵²

Nach dem Versagen von South Stream wurde die Planung einer zweiten türkisch-russischen Erdgaspipeline in die Wege geleitet. Mit Turkish Stream, die einen ähnlichen Verlauf wie South Stream aufweist, jedoch etwas südlicher am europäischen Teil der Türkei aus dem Schwarzen Meer anlandet, wurde eine Art „South Stream light“ ins Leben gerufen. Geplant sind eine vier-Strang Pipeline mit jährlichen Durchflussmengen von über 60 Mrd. m³ Erdgas.¹⁵³ Aus der Sicht des Autors kann Russland mit diesen Pipelines den Bau des Südlichen Gaskorridors zur Diversifikation europäischer Erdgasanbieter bedrängen. Russland hat mit dem Bau der Turkish Stream-Pipeline einen ähnlichen Anlandepunkt wie die TANAP und könnte so erheblichen Einfluss auf diesen Gaskorridor nehmen.

Für die Türkei ist es ein Ziel, sich als wichtiger Verteilerstaat für Erdgas zu etablieren. Aktuelle Projekte deuten jedoch eher darauf hin, dass die Türkei zur neuen Ukraine wird und daher nur ein Transitstaat für russisches und aserbaidchanisches Erdgas wird, statt eine Drehscheibe zu werden.¹⁵⁴

5.3 Nachteile für Gastransportregion-Zentral durch Nord Stream 1 und 2

5.3.1 Genehmigungsprozess von Nord Stream

Die Leitlinien der Transeuropäischen Netze der EU haben das Ziel, europäische Infrastrukturnetze im Bereich Verkehr, Telekommunikation, und Energie aufzubauen und zu erweitern. Diese Netze stellen eine Grundlage des europäischen Binnenmarkts dar und

¹⁵⁰ Vgl.: Wintershall (2014): South Stream Energie für Europa

¹⁵¹ Vgl.: ORF (2013): Schwerer Schlag für OMV

¹⁵² Vgl.: Handelsblatt (2014): Russland zieht wegen Pipeline-Streit vor WTO

¹⁵³ Vgl.: Gazprom (2019): TurkStream

¹⁵⁴ Vgl.: Energy Policy (2018): Turkey and the changing energy geopolitics of Eurasia, S. 590

fördern den wirtschaftlichen und sozialen Zusammenhalt. Weiters wird versucht Inselregionen, Binnenregionen und Regionen in Randlagen mit dem Zentrum von Europa zu vernetzen, umso auch Drittländer zu erschließen. Derzeitige Leitlinien setzen auf eine Diversifizierung der Versorgung und damit eine Erhöhung der Versorgungssicherheit.¹⁵⁵ Dies steht jedoch nicht im Einklang mit dem derzeitigen Bau der Nord Stream 2 die eine Abhängigkeit von Russland und damit eine Versorgungsabhängigkeit von einem Anbieter fördert.

Dem gegenüber steht die Verordnung „(EU) 2017/1938 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010“. Diese Verordnung soll die Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung in der EU ermöglichen. Erdgas ist und bleibt nach wie vor ein wesentlicher Bestandteil der Energieversorgung der EU und wird durch Drittländer gewährleistet.¹⁵⁶ Dadurch stehen Projekte wie Nord Stream 2 einerseits für eine Versorgungsgarantie, jedoch auch für eine Versorgungsabhängigkeit.

Obwohl das Nord Stream 2 Projekt teilweise einen Widerspruch zur aktuellen Politik der EU darstellt, gab es beim Vorläufer Nord Stream 1 noch größeren Zuspruch der EU. Im Jahr 2000 wurde das Projekt von der EU gestärkt, als die EU-Kommission das Pipelineprojekt in die Richtlinien der Transeuropäischen Netze integrierte. Auch 2006 wurde dieser Status erneut bestätigt und das Projekt als Energieprojekt der EU bezeichnet.¹⁵⁷

Planung von Nord Stream 2

Die Inbetriebnahme von Nord Stream 1 war ein kommerzieller Erfolg, mit hohen Auslastungsgraden von über 90 %. Darauf wurde nun der Plan zur Umsetzung einer zweiten Pipeline namens Nord Stream 2 in die Wege geleitet. Mittels dieser soll rund 55 Mrd. m³ Erdgas mehr in die EU geleitet werden. Mitte Mai 2018 wurde mit dem Bau der Pipeline, die parallel zu Nord Stream 1 verläuft, begonnen. Bis Ende 2019 soll das zweite Dualrohrsystem fertiggestellt werden. Die geschätzten Kosten belaufen sich auf etwa 9,5 Mrd. Euro. Wie auch bei Nord Stream 1 wurde diesmal ein Konsortium gegründet. Dieses besteht aus Gazprom, das 50 % des Konsortiums stellt, den deutschen Unternehmen BASF/Wintershall und Uniper mit jeweils 10 %, dem französischen Unternehmen Engie mit 10 %, dem österreichischen Unternehmen OMV mit ebenfalls 10 % und dem niederländischen Unternehmen Shell mit 10 %.¹⁵⁸

Der Verlauf der Pipeline liegt in der Ostsee und verläuft durch finnische, schwedische und dänische Gewässer. Die Pipeline verläuft jedoch nicht durch das Hoheitsgebiet dieser Staaten, womit diese keine Transitstaaten sind. Diese Länder haben daher keine wirkliche

¹⁵⁵ Vgl.: Europäische Union (2018): Transeuropäische Netze – Leitlinien

¹⁵⁶ Vgl.: Europäische Union (2017): Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung

¹⁵⁷ Vgl.: Nord Stream (2013) Sicher Energie für Europa – Das Nord Stream Pipelineprojekt, S. 21

¹⁵⁸ Vgl.: Nord Stream 2 (2016) Das Nord Stream 2 Pipeline Projekt – Fact Sheet

Parteistellung, es muss jedoch nachgewiesen werden, dass das Projekt keinen negativen Einfluss auf die Umwelt hat (Kapitel 5.2).

Nord Stream 2 muss für den Bau der Pipeline im Gewässer der Staaten Schweden, Finnland und Dänemark eine Genehmigung für den Bau und den Betrieb der Pipeline einholen. Schweden und Finnland haben bereits zugestimmt. In Dänemark wurde die Entscheidung immer wieder verschoben und ist noch immer ausständig. Die dänische Energiebehörde bzw. Regierung hat sogar eine eigene Rechtsgrundlage geschaffen, um aus außen-, verteidigungs-, und sicherheitspolitischen Gründen das Verlegen von Stromkabeln und Rohren auf dänischem Territorium zu verbieten. Aus diesen Gründen hat Nord Stream 2 im August 2018 eine Verschiebung der Pipelinetrasse untersucht, sprich einen Verlauf nur durch den dänischen Wirtschaftsraum nicht aber das Hoheitsgewässer. Man geht davon aus, dass ein mögliches Veto von Dänemark politischen Ursprungs sein könnte, da eine weitere Offshore-Pipeline die Ukraine und andere osteuropäische Staaten noch weiter unter Druck setzen würde. Die USA als Nord Stream Gegner übt dabei großen politischen Druck auf Dänemark aus.¹⁵⁹ Weiters ist aus der Sicht von einigen dänischen Akteuren der Bau einer weiteren Gaspipeline ein Rückschritt in der Energiepolitik der EU.¹⁶⁰ Michael Aastrup Jensen (dänischer Politiker): „Wir können nur den Kopf schütteln. Dieses Projekt steht gegen das Ziel der EU, wegzukommen von fossilen Brennstoffen, hin zu erneuerbaren Energien. Es bedeutet das genaue Gegenteil!“¹⁶¹

5.3.2 Politische Spannungen zwischen den Gastransportregionen und Nord Stream

Nord Stream 1 und 2 sind Infrastrukturprojekte mit erheblichen Auswirkungen für Europa. Umfangreiche Kritik gab es aus Polen, das forderte, die Pipeline über Polen zu verlegen, da durch eine Offshore-Anlage osteuropäische Länder wie Polen und die Ukraine ausgegrenzt werden und Transitkosten nicht mehr beansprucht werden können. Das Projekt gerät immer öfters negativ in die Schlagzeilen. Für viele Akteure in Europa wird es immer mehr zum politischen statt wirtschaftlichen Thema. Die Abhängigkeit von Russland, war bereits bei Nord Stream 1 ein Thema, da sich der Import von russischem Erdgas nicht verringert sondern erhöht hat, was nicht den EU-Zielen entspricht.¹⁶²

Im Jahr 2016 war der damalige deutsche Wirtschafts- und Energieminister Sigmar Gabriel in Warschau, um die erhitzten Gemüter zu beruhigen. Der Vorwurf Polens war, dass ein russisch-, deutsch- und westeuropäisches Konsortium eine neue, enorme Gaspipeline baut und dabei Osteuropa komplett im Stich gelassen wird. Polen wirft demnach Deutschland vor, eher die eigenen und die russischen Interessen zu verfolgen, als jene ihrer EU-Partner. Neben der Eurokrise und der Flüchtlingskrise wird auch die Energieversorgung zunehmend

¹⁵⁹ Vgl.: Möller (2018): Nord Stream 2: Dänemark ist gegen geplante Route

¹⁶⁰ Vgl.: Schmiester (2018): Widerstand in Dänemark

¹⁶¹ Vgl.: Koch / Siebenhaar / Stratmann (2018): Darum torpedieren Dänemark, die USA und die Osteuropäer die Gaspipeline Nord Stream 2

¹⁶² Vgl.: Wehner (2018): Ein äußerst politisches Projekt

zu einem politischen Problem. Deutschland wird ein zweigleisiges Verhalten vorgeworfen. Einerseits sind Deutschland und Russland enge Bündnispartner bei der Realisierung von Nord Stream 2 aber andererseits setzt die EU und damit auch Deutschland Sanktionen aufgrund der noch anhaltenden Krim-Krise gegen Russland durch. Der ukrainische Regierungschef spricht sogar von einem antiukrainischen Projekt und wirft Russland vor, das Projekt nur zum Zweck der Schädigung der Ukraine realisieren zu wollen. Andere Staaten auch aus Westeuropa werfen Deutschland vor, die EU-Energie- und Klimapolitik mit der Realisierung des Projekts zu boykottieren.¹⁶³

Die Einstellung gegenüber Nord Stream 2 ist umstritten, besonders im Sinne der Diversifizierungspläne der EU. Aus Sicht von Mag. A. Schuch ist jedenfalls die ökonomische Relevanz von Nord Stream 1 und 2 durchaus gegeben:

„Wenn man sich nun Nord Stream 1 und 2 ansieht und abgesehen von der politischen Lage, die rein betriebswirtschaftliche Sicht betrachtet, dann haben diese beiden Pipeline Projekte eine Berechtigung. Des Weiteren eine durchaus sehr Gute, weil wenn ich um Marktanteile kämpfe, dann muss ich zeitweise auf die Grenzkostenbasis zurückgehen.“¹⁶⁴ Wenn nun die Wahl zwischen einer Route durch die Ukraine und oder durch die Ostsee besteht, muss Gazprom im Fall des Onshore-Wegs die Produktionskosten, den Transport durch Russland, die Mineralgewinnungssteuer, den Transit durch die Ukraine und weiter nach Europa miteinberechnen.¹⁶⁵ „Bei Nord Stream zahlt Russland wahrscheinlich die gleichen Produktionskosten und auch Steuern, aber der Transport wird mit dem gleichen Tarif gefahren ohne Abgaben. Wenn Gazprom um Marktanteile kämpft, werden die Kosten über Nord Stream weitaus billiger sein. Jetzt ist die Ukraine hergegangen und hat ihre Tarife für russisches Gas um sagen wir mal 100 % erhöht.“¹⁶⁶ Dadurch steigt der Preis über die Ukraine zu transportieren noch weiter. Ein wirtschaftlicher Faktor für Gazprom Nord Stream zu bauen wäre für Mag. Schuch aus der betriebswirtschaftlichen Sicht gegeben.¹⁶⁷ „Aus der politischen Sicht kann man vieles so oder so sehen, das kann ich nicht beurteilen. Ich kann nur sagen, wenn man sich nun die OMV ansieht, mit ihrem Generaldirektor, wenn man den nun kritisiert, dann finde ich das meiner Meinung nach komplett ungerechtfertigt, weil der dort den Auftrag hat, der OMV Gewinn zu erwirtschaften und das macht er.“¹⁶⁸

Wird ein Blick auf die Transportkosten von sibirischen Erdgas nach Europa geworfen (Abbildung 43) so ist erkennbar, dass Nord Stream 1 und 2 aus ökonomischer Sicht Russlands rentabel ist, denn Transportkosten und Steuern sinken für Russland durch Nord Stream.

¹⁶³ Vgl.: Bota / Krupa / Thumann (2016): Die Rohrbombe Nord Stream 2

¹⁶⁴ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

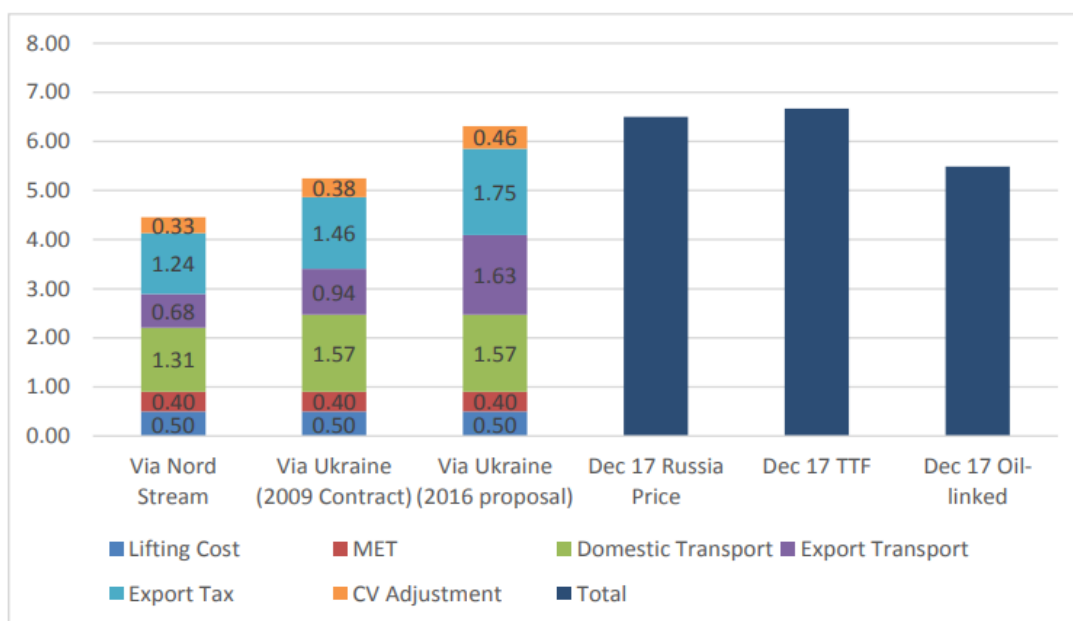
¹⁶⁵ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁶⁶ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁶⁷ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁶⁸ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

Abbildung 43: Transportkosten unterschiedlicher Transportkorridore für Russland



Transportkosten zwischen der Onshore-Leitung durch die Ukraine und Nord Stream in \$/MMBtu
 Quelle: Henderson / Sharples (2018): Gazprom in Europe – two “Anni Mirabiles”, but can it continue? The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford. March 2018, S. 15

5.3.3 Handlungsbeschränkung supranationaler Organisationen wie der EU bei Nord Stream 2

Projekte wie Nord Stream 1 und 2 betreffen den ganzen europäischen Energiemarkt, sind aber nationale Projekte einzelner Staaten. Die Zuständigkeitsfragen sind nicht klar definiert. Am Beispiel Nord Stream 2 sah bzw. sieht man deutlich, wie unklar nationale Projekte mit internationaler Wirkung im Bereich Zuständigkeit geregelt sind. Prinzipiell können Staaten Projekte durchführen, auch wenn diese EU-Zielen widersprechen. Es gibt kein bestehendes Recht, was speziell dagegen angewendet werden könnte. Die einzige Maßnahme, wäre ein politisches Embargo, gefolgt von Sanktionen. Bei Nord Stream 2 wurde die Zuständigkeit für das Vorhaben von der EU-Kommission eingefordert. Demnach sollte Deutschland der EU die Verhandlung mit Russland überlassen, da ein Errichten der Pipeline den europäischen Energiezielen zur Stärkung eines Energiebinnenmarkts widersprechen würde. Aus der Sicht der EU schadet Nord Stream 2 dem Aufbau der Energieunion und damit einer Loslösung aus der russischen Abhängigkeit. Aus deutscher Sicht verläuft die Pipeline nur durch Deutschland, wodurch allein nationales Recht gelten müsse. Deutschland hatte bereits bei Nord Stream 1 die volle Verhandlungsmacht inne.¹⁶⁹

Die einzige Chance für die EU, in nationale Projekte mit internationalem Charakter einzugreifen besteht in einem Verhandlungsmandat. Dieses Verhandlungsmandat würde der EU eine Vollmacht bei Verhandlung der rechtlichen Konditionen zusprechen und damit die Möglichkeit geben in nationales Recht einzugreifen. Wie oder wodurch ein derartiges

¹⁶⁹ Vgl.: Brössler (2017): Berlin ringt mit der EU um Nord Stream 2

Verhandlungsmandat in Kraft treten kann, ist vom juristischen Dienst der EU zu prüfen und bei Genehmigung durch eine Abstimmung mit qualifizierter Mehrheit oder je nach Relevanz mit Einstimmigkeit aller EU-Staaten, zu bestimmen. Im Falle von Nord Stream 2 wurde durch ein Gutachten des juristischen Dienstes der EU-Kommission kein Verhandlungsmandat gewährt, wodurch Deutschland die volle Verhandlungskontrolle behalten hat. Argumentiert wurde, dass sich aus der Gasrichtlinie 2009 oder EU-Verträgen keine eindeutige Rechtsgrundlage für die EU ableiten ließe, über Nord Stream 2 zu verhandeln. Die Richtlinie beschränkt sich ausschließlich auf Fragen zum EU-Binnenmarkt und nicht auf Projekte zwischen EU-Mitgliedern und Drittstaaten. Zum Thema Regelungslücken für Projekte auf hoher See, argumentierten die EU-Juristen, dass dort das internationale Recht zur Anwendung kommt.¹⁷⁰

Der Grundgedanke von supranationalen Organisationen liegt darin, einen Teil der nationalen Souveränität abzugeben und zu Gunsten des Wohls der Organisation zu entscheiden. Aufgrund unzähliger politischer Debatten und Skepsis der EU gegenüber Nord Stream ist Deutschlands Standpunkt sehr fragwürdig. Änderungen der bestehenden Gas-Richtlinie zur besseren Kontrolle von Energieprojekten wie Nord Stream führten unlängst zu politischen Uneinigkeiten zwischen den stärksten Mitgliedern der EU, Deutschland und Frankreich.¹⁷¹

5.4 Einfluss des LNG als neue Versorgungsmöglichkeit

Das Flüssigerdgas verändert die bestehenden Strukturen der Erdgasversorgung, wonach die Pipeline nicht mehr die einzige Transportoption darstellt. Aufgrund fallender Preise für die Umwandlung und den Transport, wird es weltweit immer attraktiver und somit für geografisch benachteiligte Staaten mit nur einem Anbieter oder Nachfrager ein Instrument, ihren Erdgas-Import bzw. Export zu diversifizieren.

5.4.1 Weltweite Entwicklung des LNG

Der weltweit führende Exporteur von LNG ist derzeit Katar (Abbildung 44). Das Land verkauft etwa 60 % seiner Gasförderung als LNG und hat somit einen Anteil von knapp 30 % am weltweiten LNG-Export. Australien, das aufgrund seines räumlichen Nachteils als Insel bisher keine Angebotsregion für Erdgas war, steigert seine Kapazitäten jährlich und belegt aktuell Platz zwei der weltweiten LNG-Exporteure.¹⁷²

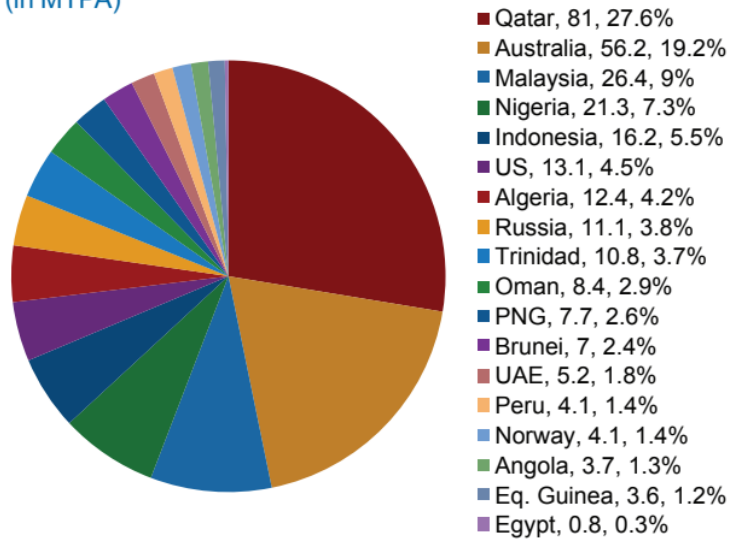
¹⁷⁰ Vgl.: Spiegel Online (2017): Streit um Nord Stream 2 – EU darf sich nicht bei umstrittener Pipeline einmischen

¹⁷¹ Vgl.: Welt (2019): Deutschland und Frankreich beenden Streit um Nord Stream 2

¹⁷² Vgl.: Steiner (2017): Die neuen Herrscher über das Gas

Abbildung 44: Hauptanbieter von LNG im Jahr 2017

Figure 3.2: LNG Exports and Market Share by Country (in MTPA)



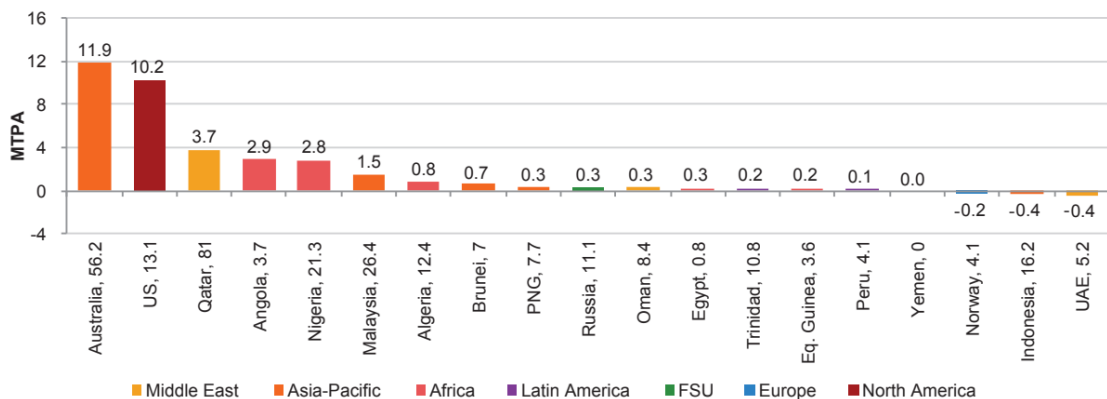
Note: Numbers in the legend represent total 2017 exports in MT, followed by market share. Source: IHS Markit, IGU

Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S. 9

Wird ein Blick auf die LNG-Exportzunahmen nach Jahr geworfen, so liegt Australien sogar auf Platz eins (Abbildung 45). Es wird prognostiziert, dass Australien Qatar in naher Zukunft im Bereich LNG-Exporte überholen wird, denn die australische LNG-Produktion steigt rapide an. Wenn der Trend weiter geht, wird Australien Qatar noch 2019 überholen. Ein großes Problem für Australien ist aktuell jedoch die noch geringe Nachfrage nach LNG, die im Vergleich zum Angebot nur 25 % ausmacht. Durch die rasante Steigerung am Weltmarkt, besonders durch Qatar, die USA und Australien gibt es derzeit ein Überangebot. Dadurch entsteht ein hoher Preisdruck, wodurch weitere Projekte in Australien unrentabel werden könnten.¹⁷³

Abbildung 45: LNG Exportzunahmen vom Jahr 2016 auf 2017 weltweit

Figure 3.3. 2017 Incremental LNG Exports by Country Relative to 2016 (in MTPA)



Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S. 9

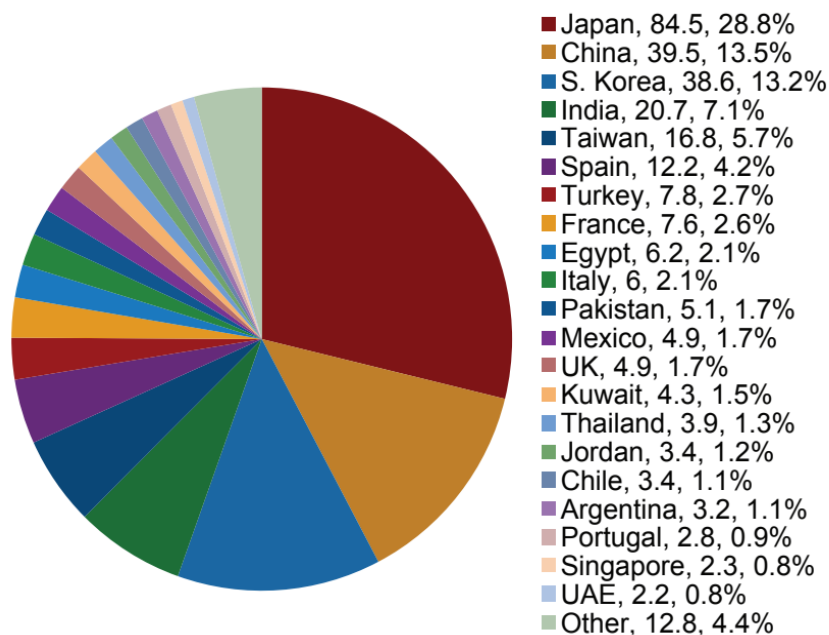
¹⁷³ Vgl.: Zoll (2016): Zwischen Überangebot und Engpass

Doch es gibt auch Nationen, die den aktuellen Flüssiggastrend etwas verschlafen haben. Russland, als einer der stärksten Erdgasangebotsregionen, hat den LNG-Boom verpasst, wonach sie in Zukunft mit Anteilsverlusten am Gasmarkt rechnen müssen. Russland belegt mit einem derzeitigen Anteil von 3,8 % (Abbildung 44) nur den 8. Platz als LNG-Exporteur. Dieses Versäumnis beruht größtenteils auf dem bis dato höheren Preis für LNG als russisches Pipelinegas, wodurch für Russland kein Interesse an LNG entstanden ist. Russland, das neue Pipelineprojekte nach Europa und Asien plant, sieht sich durch den Preisunterschied abgesichert. Jedoch wird von russischer Seite die neue Entwicklung der EU Richtung LNG mit Misstrauen bedacht, denn Russland zeigt Unverständnis gegenüber der EU-Strategie: teureres LNG statt billigeres russisches Pipelinegas zu importieren.¹⁷⁴

Neben den Exporteuren ist die Entwicklung der Importeure von LNG ebenfalls sehr interessant. Auf Grundlage von Abbildung 46 ist ersichtlich, dass LNG vor allem in den asiatischen Raum geliefert wird.

Abbildung 46: Hauptimporteure von LNG im Jahr 2017

Figure 3.7. LNG Imports and Market Share by Country (in MTPA)



Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S. 11

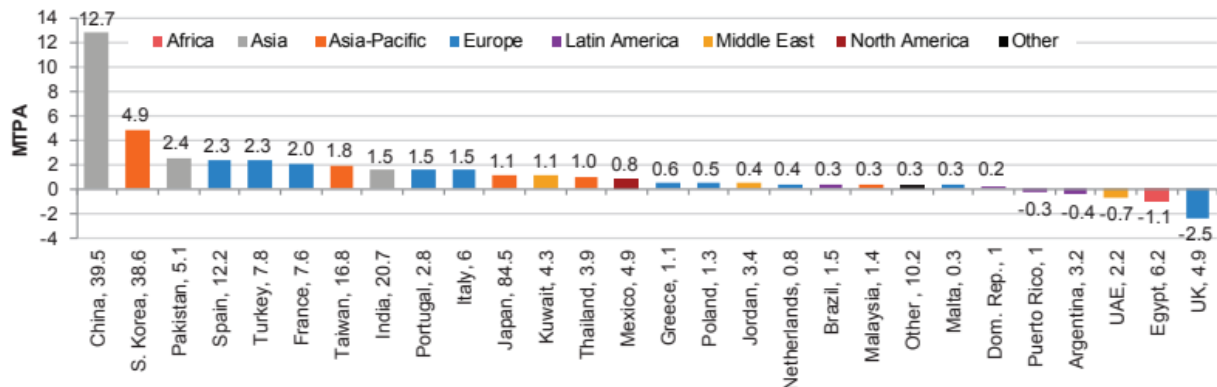
Asien hat durch eine stark wachsende Wirtschaft einen stetig steigenden Energiebedarf. Erdgasimporte über russische bzw. eurasische Pipelines genügen den Wachstumsansprüchen nicht. In Abbildung 47 ist ersichtlich, dass besonders China und Südkorea eine deutliche Zunahme an LNG-Importen tätigen. Dahinter schließt sich aber bereits der europäische Markt an, der eine Diversifizierung seine Anbieter anstrebt und ebenfalls jährlich mehr LNG konsumiert. Hier handelt es sich vor allem um südeuropäische

¹⁷⁴ Vgl.: Steiner (2017): Die neuen Herrscher über das Gas

Staaten wie Italien, Spanien, die bisher noch stark von algerischem und russischem Gas abhängig sind, aber auch Frankreich.¹⁷⁵

Abbildung 47: LNG Importzunahmen weltweit von 2016 auf 2017

Figure 3.8: Incremental 2017 LNG Imports by Country & Incremental Change Relative to 2016 (in MTPA)



Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S. 12

Aufgrund von Expertenschätzungen wird der asiatische Markt im kommenden Jahrzehnt die Kernwachstumszone von LNG bilden. Dafür ist es aber nötig ein gut funktionierendes LNG-Netz in Asien zu etablieren, um wachsende Gasmärkte in Südostasien wie z.B. Indien, Bangladesch, Sri Lanka, Indonesien, und den Philippinen zu erschließen.¹⁷⁶ Prognostiziert wird, dass Asien bis 2020 etwa 86 % des weltweiten LNG-Nachfragewachstums ausmachen wird. Besonders spannend wird dabei der wirtschaftliche Kampf zwischen den größten Gasexportnationen sein. Für Wirtschaftsmächte wie Russland wird es spannend, inwiefern das Defizit am LNG-Markt seine dominante Stellung verringern wird. Zwar ist durch den Bau der Erdgas-Pipeline „Kraft Sibiriens“ eine Gasleitung direkt nach China im Bau, jedoch warten neue Anbieter wie die USA darauf, in den asiatischen Markt einzugreifen.¹⁷⁷ Aus Sicht des Autors werden die USA, Australien, Russland und Eurasien um die Vormachtstellung zur Energieversorgung des asiatischen Markts kämpfen.

5.4.2 Aktuelle Unterauslastung von LNG-Terminals

Derzeit gibt es jedoch einen sehr niedrigen Auslastungsgrad für LNG-Terminals, besonders in Europa. Sieht man sich die Zahlen aus dem Jahr 2016 an, so ist erkennbar, dass der Auslastungsgrad in den meisten Ländern Europas unter 30 % liegt (Abbildung 48).¹⁷⁸

¹⁷⁵ Vgl.: Grübler (2018): Aufgeschoben ist nicht aufgehoben

¹⁷⁶ Vgl.: Green (2018): The rise of LNG in Asia

¹⁷⁷ Vgl.: Henze (2018): Asiat o Dominate Long-Term LNG Demand Growth

¹⁷⁸ Vgl.: Focht (2017): Freie LNG-Kapazitäten zu unterschiedlichen Tarifen

Abbildung 48: LNG Auslastungsgrad in Europa nach Ländern

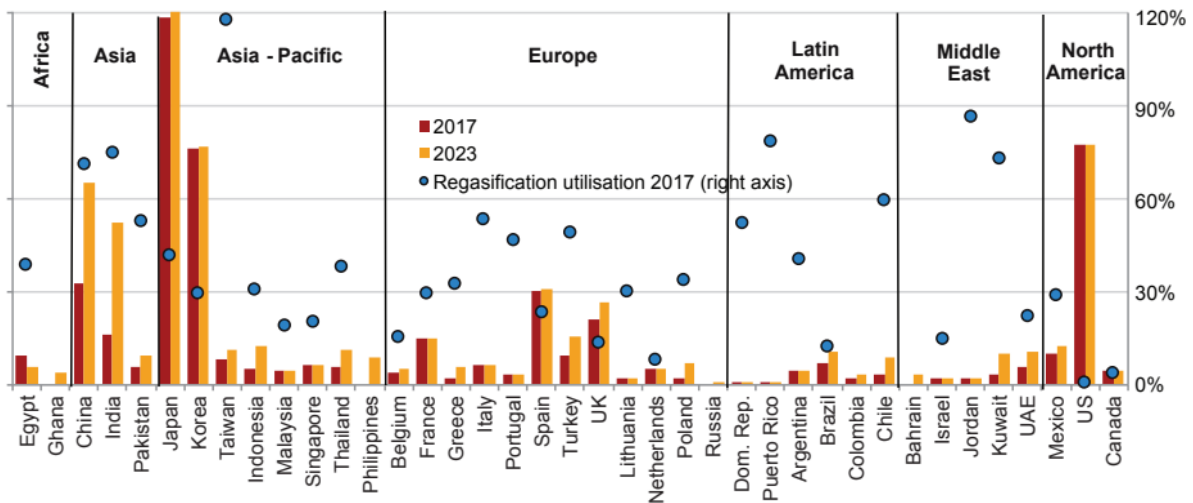
LNG-Importe nach Europa

Land	Anzahl der LNG-Terminals	Durchsatzkapazität in Millionen Tonnen LNG pro Jahr	Durchsatz 2016 in Millionen Tonnen LNG pro Jahr	Auslastung 2016 in Prozent	Speicherkapazität in Millionen Kubikmetern LNG
Belgien	1	6,60	1,79	27	0,38
Frankreich	4	15,50	6,72	43	1,41
Griechenland	1	3,30	0,53	16	0,13
Italien	3	11,00	4,59	42	0,49
Litauen	1	3,00	1,00	33	0,17
Niederlande	1	8,80	1,05	12	0,54
Polen	1	3,60	0,82	23	0,32
Portugal	1	5,80	1,50	26	0,39
Spanien	6	43,70	10,30	24	3,32
Großbritannien	3	35,00	7,86	22	2,10
Summe	22	136,30	36,16	27	9,25

Quelle: Focht (2017): Freie LNG-Kapazitäten zu unterschiedlichen Tarifen

Nach Angaben der Internationalen Gas Union aus dem Jahr 2018 betrug der weltweite Auslastungsgrad bei LNG-Terminals etwa 35 % und hat sich seit 2016 kaum geändert. In Abbildung 49 ist die LNG-Kapazität nach Land für das Jahr 2017, eine Abschätzung der Kapazitäten für 2023 und der Auslastungsgrad dargestellt.¹⁷⁹

Abbildung 49: LNG Kapazitäten und Auslastungsgrad nach Länder



Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S. 48

Im Falle Europas liegt die schwache Auslastung aktuell an den noch hohen Preisen für LNG bzw. starken Tarif-Schwankungen je nach Terminal. Demnach lässt sich schwer sagen, welche Terminals die günstigsten sind und durch die starke Preisvariation vertrauen viele Abnehmer auf eher preislich stabiles Pipelinegas. Die Tarifschwankungen belaufen sich an

¹⁷⁹ Vgl.: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S.48

europäischen LNG-Terminals zwischen 0,65 € und 2,50 € pro Megawattstunde, sprich der Preis kann sich vervierfachen.¹⁸⁰

5.4.3 Einstieg der Subangebotsregion USA in den europäischen Nachfragemarkt

Seit den 1990er Jahren und dem Jahr 2000 gibt es in den USA einen regelrechten Fracking Boom, im Bereich der Förderung des Schiefergases aus unkonventionellen Lagerstätten. Den Begriff unkonventionell erhält dieses Gas, da es im Schiefer- bzw. Tongestein gelagert ist. Dieses verfügt über eine äußerst dichte Porosität. Diese spezielle Fördermethode ist durchaus umstritten, da Umweltschäden befürchtet werden¹⁸¹. Jedoch ist eine normale Förderung nicht möglich und die Erkenntnis über Unmengen bisher ungenutzter Gasquellen führt zu diesem Boom.¹⁸²

Die USA dagegen sind mit ihrer Schiefergasförderung weltweiter Spitzenreiter.¹⁸³ China verfügt mit mehr als 22 Billionen m³ zwar über die größten Schiefergasressourcen, steht bezüglich Produktion jedoch weit hinter den USA. Im Jahr 2009 kam es zu den ersten durchgeführten Fracking-Verfahren mit rund 150.000 m³ Schiefergas pro Tag.¹⁸⁴ Im Vergleich zu den USA ist China zwar noch keine Konkurrenz, jedoch steigt die chinesische Förderung jedes Jahr rasant an und erhöhte sich beispielsweise um 600 % vom Jahr 2012/2013. Derzeit liegt die jährliche Gasproduktion bei 9 Mrd. m³ pro Jahr, könnte sich aber bis 2020 etwa verdoppeln. Die USA im Vergleich produzieren etwa 474,6 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.¹⁸⁵ In Zukunft könnte China ein ernstzunehmender Konkurrent für die USA, im Export von Schiefergas darstellen. In Europa wird LNG bereits importiert. Bezüglich der Interessen des europäischen Markts, importiertes Gas zu diversifizieren und dabei ein ausgewogenes Angebot von mehreren Anbietern zu generieren, erscheint eine Zunahme der LNG-Importe aus den USA plausibel.¹⁸⁶ Von Seiten der EU wird die Erhöhung des LNG-Imports zwar begrüßt, jedoch kommt es auf den Willen der Mitgliedsstaaten an. Juncker sprach davon:

„Die Europäische Union ist bereit, höhere Importe von Flüssigerdgas aus den USA zu fördern, und wir haben bereits damit begonnen. Die steigenden Flüssigerdgasexporte aus den USA könnten, sofern die Preise wettbewerbsfähig sind, eine wachsende und strategisch wichtige Rolle in der Erdgasversorgung der EU spielen. Die USA müssen jedoch ihrerseits bürokratische

¹⁸⁰ Vgl.: Focht (2017): Freie LNG-Kapazitäten zu unterschiedlichen Tarifen

¹⁸¹ Vgl.: Umweltbundesamt (2019): Fracking

¹⁸² Vgl.: Pallinger (2018): Fracking: Die Rückkehr von Big Oil in den USA

¹⁸³ Vgl.: Zeit Online (2014): Fracking – China hat das größte Fracking-Potenzial

¹⁸⁴ Vgl.: Watts (2011): China takes step towards tapping shale gas potential with first well

¹⁸⁵ Vgl.: DiChristopher (2018): China is getting better at fracking, the technology that sparked the US natural gas boom

¹⁸⁶ Vgl.: Wetzel (2017): Amerikas Nutzen über alles

*Hemmnisse für den Export von Flüssigerdgas beseitigen. Beide Seiten können viel gewinnen, wenn sie im Energiebereich zusammenarbeiten.*¹⁸⁷

Ein weiteres Statement des EU-Kommissars für Klimapolitik und Energie Miguel Arias Canete bekräftigt den Willen auf EU-Ebene für einen Anstieg der LNG-Importe:

*„Diversifizierung ist ein wichtiger Faktor für eine sichere Erdgasversorgung in der EU. Steigende Flüssigerdgasimporte aus den USA – zu wettbewerbsfähigen Preisen – sind daher zu begrüßen. Diese Entwicklung fällt in eine Zeit, in der die Gasproduktion innerhalb der EU schneller als erwartet zurückgeht und sich der Ausstieg aus der Kohleverstromung in der EU beschleunigt.*¹⁸⁸

5.4.4 Auswirkung von amerikanischem LNG auf russische Gasmonopole

Zwischen Russland, als stärkstem Erdgaslieferant für Europa und den USA als wachsender LNG-Exporteur und Wirtschaftsrivalen entsteht ein Kampf um Exportanteile. Politische und wirtschaftliche Auseinandersetzungen zwischen Russland und den USA waren bereits in der Vergangenheit ein Thema.

Aktuelle Einflussnahme der USA auf Nord Stream

Eine besondere Bedrohung ihrer LNG-Expansion nach Europa sehen die USA in der Realisierung des russischen Pipelineprojekts Nord Stream 2. Die US Regierung unter der Leitung von Donald Trump erwäge, laut eigenen Angaben, Maßnahmen, die das Projekt Nord Stream 2 verhindern sollen. Bereits die Errichtung von Nord Stream 1 war den USA ein regelrechter Dorn im Auge. Die USA konfrontierten Deutschland damit, von Russland abhängig zu werden.¹⁸⁹ Seitens der US Regierung hieß es, das umstrittene deutsch-russische Gasprojekt Nord Stream 2, das als Problem gegen US Interessen gilt, wird mit allem Widerstand auf diplomatischem Weg oder durch stärkere Maßnahmen bekämpft. Druck könnte die USA durch die erneute Androhung von Strafzöllen gegen die EU aufbauen.¹⁹⁰ US-amerikanische Sanktionen wären auch gegen beteiligte Firmen von Nord Stream 2 denkbar.¹⁹¹

Diese politischen Maßnahmen zur Verhinderung von Nord Stream 2 werden nicht nur von der deutschen Regierung scharf kritisiert. Bereits 2017 kritisierten der ehemalige österreichische Kanzler Kern und der ehemalige deutsche Außenminister Gabriel die Einstellung der USA:

¹⁸⁷ Vgl.: Europäische Kommission (2018): EU-USA Handel: Einfuhren von Flüssigerdgas (LNG) in die Europäische Union steigen

¹⁸⁸ Vgl.: Europäische Kommission (2018): EU-USA Handel: Einfuhren von Flüssigerdgas (LNG) in die Europäische Union steigen

¹⁸⁹ Vgl.: NTV (2018): Gegenwind für Nord Stream 2 – Trump plant Sanktionen gegen Gas-Pipeline

¹⁹⁰ Vgl.: Becker (2018): Handelsstreit und Autozölle – Trumps Botschafter droht Europa

¹⁹¹ Vgl.: Gabriel (2018): USA verschärfen Gangart gegen Nord Stream 2

„Nicht akzeptieren können wir allerdings die Drohung mit völkerrechtswidrigen extraterritorialen Sanktionen gegen europäische Unternehmen, die sich am Ausbau der europäischen Energieversorgung beteiligen.“¹⁹²

Während westeuropäische Länder US-Sanktionen gegen Nord Stream 2 verurteilen und sich eine Einmischung der USA eher negativ auf politische Beziehungen auswirkt, gewinnt die USA vor allem in Osteuropa viele Sympathisanten. Aussagen wie durch den polnischen Ministerpräsident Morawiecki, der Russland vorwirft nach einer Realisierung von Nord Stream 2 in der Ukraine einzumarschieren, machen aus diesem wirtschaftlichen Projekt auch ein politisches Projekt.¹⁹³

Aus dem Interview des Autors mit Mag. A. Schuch ging hervor, dass ein Einstieg der USA in den europäischen Gasmarkt aufgrund politischer Prozesse möglich ist, aber wirtschaftlich eher weniger rentabel sei:

„Der LNG-Import der USA nach Europa speziell in osteuropäische Staaten haben nichts mit Wirtschaftlichkeit zu tun. Gegenüber Nord Stream kann eine derartige Gaslieferung niemals wirtschaftlich sein. Es kann nur militärisch gesehen werden. Als ein Zeichen gegen Russland, dass Länder bereit sind, LNG-Terminals zu errichten und künftig weniger Gas aus Russland zu importieren. Hier handelt es sich eher um ein politisches Instrument, neue Preisverhandlungen mit Russland zu starten, da Russland nicht mehr eine Monopolstellung hätte. Da geht es um geschichtliche Konflikte wie Stolz etc. sonst würde die Ukraine sich niemals auf einen derartigen Streit einlassen und einen Bruch mit Russland riskieren. Weil das sind gute Erlöse, die dieses Land durch Transitgebühren erhalten hat.“¹⁹⁴

Russland könnte etwa 130 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr durch die Ukraine schleusen. Aktuell sind es etwa 70 Mrd. m³, die mit der Fertigstellung von Nord Stream 2 auf null fallen könnten. Laut Mag. Schuch lassen sich auf dem europäischen Markt keine großen Gewinne erzielen:

„Natürlich wollen die USA einen großen Absatzmarkt haben und da bietet sich auch Europa an. Daher kommt auch der große Unmut über Nord Stream 2. Weil diesen Preis können sie mit ihrem Produkt LNG nicht schlagen. Sie werden vermutlich in irgendeiner Weise in Europa ankommen, doch das wird sich in Grenzen halten.“¹⁹⁵ Deshalb werden die USA sich aus der Sicht von Mag. Schuch eher auf den asiatischen Markt konzentrieren, da durch einen Zugang des Panama-Kanals eine relativ gute Verbindung nach Asien gegeben ist.¹⁹⁶

¹⁹² Vgl.: DW (2017): US-Sanktionen: Gabriel unterstellt Amerikanern Eigennutz

¹⁹³ Vgl.: Bastian / Brüggmann (2019): Nord Stream 2 killt die Ukraine – Polens Außenminister im Interview

¹⁹⁴ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁹⁵ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

¹⁹⁶ Vgl.: Mag. A. Schuch - Expertengespräch

6. Optionsanalyse und Zielbestimmung der Länder der Gastransportregionen

Basierend auf dem beschriebenen Status Quo und den Entwicklungen werden in Kapitel 6 die für die Länder der Gastransportregionen bestehenden Herausforderungen beschrieben sowie ein Blick auf deren Optionen bzw. Ziele geworfen. Diese Analysen orientieren sich an SSCR-Analysen (Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken). Diese werden als Optionsanalyse mit Zielbestimmung durch den Autor definiert. Auf Basis von Stärken Schwächen und Risiken können Ziele sowie Herausforderungen aus Chancen und Risiken für jede Gastransportregion und jedes Land abgeleitet werden.

6.1 Optionsanalyse und Zielbestimmung von Gastransportregion-Zentral

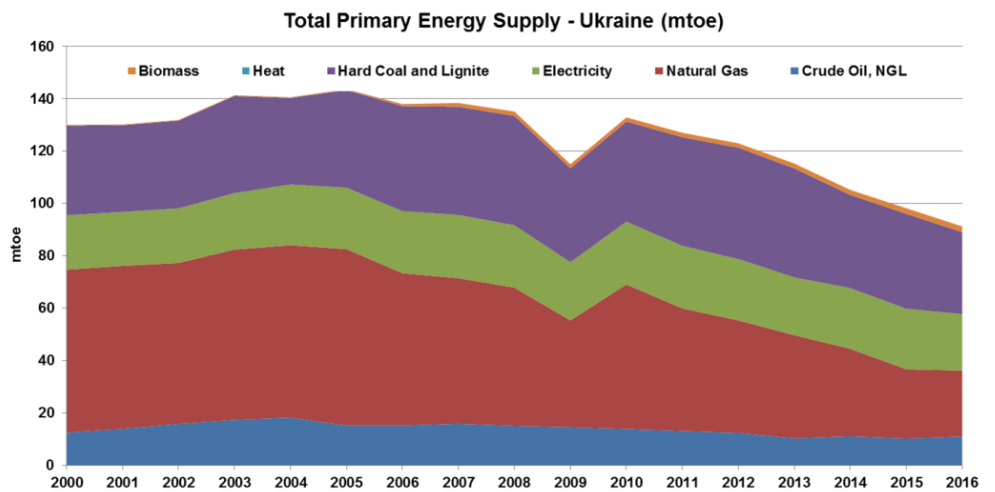
6.1.1 Optionsanalyse und Zielbestimmung der Ukraine

Zur Beschreibung der Energieversorgung, wird im Folgenden der Primärenergieverbrauch herangezogen. Als Primärenergieverbrauch wird der Gesamtbedarf an Primärenergien wie z.B. Kohle, Gas, Erdöl, Biomasse, Windenergie etc. bezeichnet, die ein Staat durch Importe oder eigene Förderung deckt. Des Weiteren wird der Anteil des Verbrauchs an Sekundärenergie wie z.B. elektrischer Energie oder Wärmeenergie gezeigt.

Der Primärenergieverbrauch der Ukraine (Abbildung 50) ist seit 2010 rückläufig. Dieser wird durch Kohle mit 36,9 %, Erdgas mit 26,9 %, elektrische Energie mit 23,6 %, Erdöl mit 10,4 % und erneuerbare Energien in Form von Biomasse mit einem kleinen Anteil von 2,2 % gedeckt. Die Erzeugung der elektrischen Energie wird zu 54 % aus Kernenergie, 32,6 % aus Kohle, 6,8 % aus Wasserkraft und Erdgas mit einem Anteil von 4,5 % gewährleistet.¹⁹⁷

¹⁹⁷ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Ukraine

Abbildung 50: Primärenergieversorgung der Ukraine von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/ukraine/>

Im Vergleich zu vielen europäischen Staaten hat die Ukraine eigene Öl- und Gasfelder, woraus ein Teil ihres Bedarfs gedeckt wird. Auch bei Kohle kann die Ukraine einen Teil ihres Bedarfs aus eigenen Vorkommen decken. Etwa 62 % der inländischen Energieproduktion besteht aus fossilen Energien, weitere 23 % aus Atomkraft. Die Wasserkraft belegt mit etwa 10 % Platz 3. Die Produktion und der Bedarf an Öl sind seit mehreren Jahren stabil. Die Kohle, die einst noch der Hauptenergieträger war und besonders bei der Energiegewinnung eine maßgebliche Rolle spielte, ist stark rückläufig. Aufgrund einiger politischer Skandale und fehlender Investitionen mussten unzählige Kohlebergwerke in den 1990er Jahre schließen. Viele dieser Bergwerke liegen im Raum der Krim, die ein Kriegsgebiet ist und können daher auch nur spärlich betrieben werden. Die Kohleproduktion ging daher etwa zwischen 30 und 80 % zurück.¹⁹⁸ Des Weiteren diente die Ukraine als Kohleexporteur für Staaten wie Weißrussland, Polen und die Slowakei. Seit dem Jahr 2010 muss sie jedoch selber Kohle importieren. Durch den Rückgang der Kohle wurde Atomkraft immer wichtiger. Aktuell befinden sich etwa fünf AKWs in der Ukraine, die maßgeblich an der Produktion von elektrischer Energie beteiligt sind.¹⁹⁹

In der Strategie für nachhaltige Entwicklung bis zum Jahr 2030 der ukrainischen Energiepolitik sind zwei wichtige Prioritäten verankert. Die erste ist die Verringerung der Energieabhängigkeit von Russland. Die zukünftige Energieversorgung sollte gut diversifiziert sein, dass ein einzelner Energieanbieter einen maximalen Anteil von 30 % hat. Die zweite Priorität sieht vor, den Energieverbrauch bis 2020 um 40 % zu senken und die Energieeffizienz zu erhöhen. Weiters soll bis 2030 ein Anteil von 25 % der benötigten Energie durch erneuerbare Quellen generiert werden. Daher liegt es im Interesse der Ukraine sowohl Wasserkraftwerke als auch Kernkraftwerke zu forcieren und so das Stromnetz zu stabilisieren. Ebenso wird eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 60 % bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 angestrebt. Eine Anpassung des Stromnetzes an jenes der ENTSOE

¹⁹⁸ Vgl.: Kahlweit (2016): Ukraine: Nach dem Krieg droht die Umweltkatastrophe

¹⁹⁹ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Ukraine

(Stromoperatoren-Netzwerk in Europa) ist daher vorgesehen. Eine Unterzeichnung des Assoziationsabkommens der EU durch die Ukraine im Jahr 2014 galt als handelspolitischer- als auch infrastrukturpolitischer Schritt, sich vom russischen Energiemarkt zu distanzieren und näher auf den europäischen Markt zuzugehen.²⁰⁰ Dieses Abkommen stellt eine Vereinheitlichung der Zusammenarbeit in Finanz, Handel, Wirtschaft und dergleichen her, wodurch die Ukraine für neue Investoren attraktiver werden wird. Die Reaktion Russlands darauf war eine Erhebung von Zöllen auf die russischen Produkte in die Ukraine sowie Einfuhrhindernisse für Importprodukte aus der Ukraine.²⁰¹

Hauptakteur des ukrainischen Gas- bzw. Energiemanagements ist das Öl- und Gasproduktionsunternehmen Naftogaz. Naftogaz fördert Gas und Öl, betreibt Raffinerien sowie Gas und Öl Pipelines. Zur Entkoppelung des Gasnetzes im Rahmen der EU-Energiepakete hat das Unternehmen Tochterfirmen gegründet und so die Förderung, den Transport und den Vertrieb ausgelagert und diversifiziert. Für die Förderung ist Ukrkazproduction zuständig, für den Vertrieb Ukravtogas inne und für das Leitungsnetz Uktansgaz, das auch den Status eines Beobachters im Rahmen der ENTSOG innehat, jedoch noch nicht Teil dieser ist.²⁰²

Herausforderungen und Umbrüche

Im russisch-ukrainischen Gasstreit stehen sich die beiden Unternehmen Gazprom und Naftogaz von Beginn der Gasstreits an feindlich gegenüber. Jahrelanger Streit und Diskussionen zwischen den beiden Unternehmen führten zu Engpässen bei der Erdgasversorgung Europas. Der gewonnene Gerichtsprozess vor dem Stockholmer Schiedsgericht gegenüber Gazprom, wonach die 2009 unterzeichneten Gasverträge zwischen den beiden Ländern als sittenwidrig charakterisiert wurde und Gazprom zu Zahlungen in Milliardenhöhe verurteilt wurden, hat dem Unternehmen in der Ukraine Heldenstatus beschert. Gazprom weigerte sich in der Folge zu zahlen, was dem Unternehmen einen großen Reputationsschaden zufügte. In Folge wurden Vermögenswerte von Gazprom in Europa eingefroren, was das Unternehmen weiter unter Druck brachte. Noch vor wenigen Jahren war Naftogaz von schweren Korruptionsprozessen gebeutelt. Im Jahr 2014 riss das Unternehmen ein Loch in den Staatshaushalt in Höhe von 6 % der Wirtschaftsleistung des Landes. Seit der Neuübernahme und einer Eindämmung von Korruption im Gasgeschäft, einer leichten Erhöhung des Gaspreises sowie dem schrittweisen Ausstieg aus russischem Erdgas werden Gewinne eingefahren und Zahlungen an den Staatshaushalt geleistet. Auch in der Zukunft wird Naftogaz ein zentraler Akteur der Entwicklung des Energiemanagement für die Ukraine sein.²⁰³

Veränderung der ukrainischen Gasversorgungspolitik und des Gas-Tarifs

²⁰⁰ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Ukraine

²⁰¹ Vgl.: Movchan (2013): Die Ukraine und die Zollunion von Russland, Belarus und Kasachstan: würde sich eine engere Integration auszahlen?

²⁰² Vgl.: Naftogaz Europe (2019): Naftogaz Structure

²⁰³ Vgl.: Benz (2017): Ein Stachel in Putins Fleisch

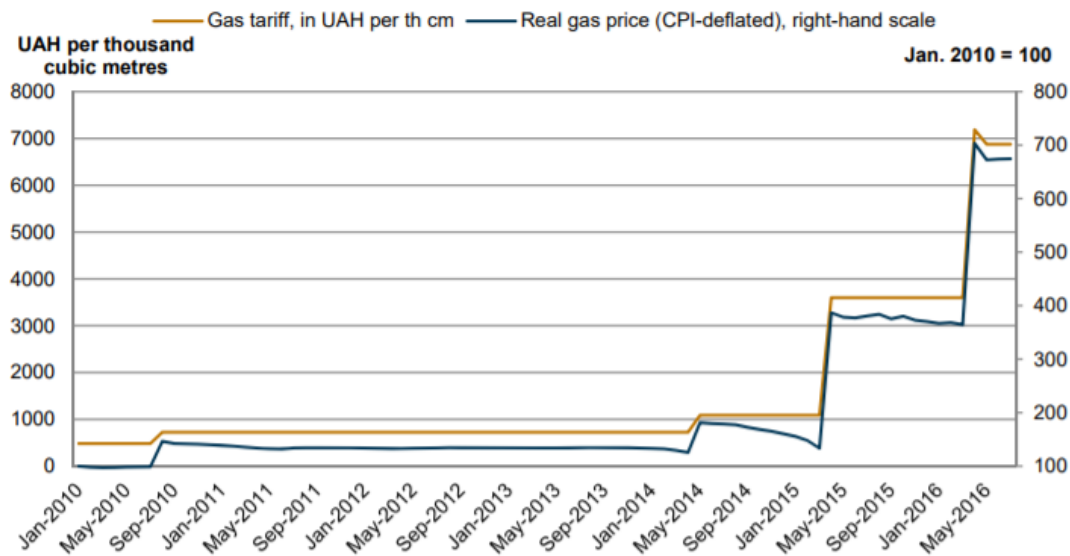
Die ukrainische Wirtschaft ist ein sehr energieintensives System. Umfangreiche Korruptionsprobleme im Energiesektor erschwerten die umfangreiche Energieversorgung im Land nur noch mehr, wodurch Reformen im Energiesektor zu den wichtigsten Herausforderungen des Landes wurden. Energiesparmaßnahmen reichen allein nicht aus, um die staatliche Energieversorgung zu stabilisieren. Ein wichtiger Schritt in Richtung Unabhängigkeit ist eine Anpassung der bisher äußerst niedrigen Gastarife in der Ukraine an jene des Weltmarkt-Niveaus. Diese stetigen Erhöhungen waren außerdem ein Teil der Bedingungen des Internationalen Währungsfonds (IWF), der die Ukraine durch Förderungen unterstützt, die zur Sanierung des ukrainischen Energiesektors dienen.²⁰⁴ Verträge zwischen dem IWF und der Ukraine zur Stabilisation der ukrainischen Wirtschaft gibt es bereits seit 2015. Aktuell (Oktober 2018) belaufen sich Förderungen auf 3,9 Mrd. Dollar, die in einem Zeitraum von 14 Monaten bereitgestellt werden. Diese Gaspreiserhöhungen setzte die Ukraine doch nur widerwillig um, da steigende Erdgaspreise einen negativen Einfluss auf das Image der Regierung hat und bei einer zukünftigen Wahl entscheidend ist.²⁰⁵ Jene Umsetzungen der Preiserhöhungen für Erdgas waren in der Ukraine beispiellos. Innerhalb von 2,5 Jahren stieg der Gaspreis um das zehnfache (Abbildung 51). Nebenbei mussten auch die Energiesubventionen für arme Haushalte aufgewertet werden, da diese Preissteigerungen für Menschen finanziell nicht leistbar waren. Im Jahr 2015 betrug der Anteil der ukrainischen Haushalte mit Energiesubventionsanspruch etwa ein Drittel, durch kommende Preissteigerungen werden es zwei Drittel sein. Tarifanstiege sorgten dafür, dass der Gasverbrauch von Wohnimmobilien in der Ukraine zwischen 2013 und 2015 um etwa ein Drittel sanken und weiter fallen. In der Ukraine geht die Senkung des Energieverbrauchs mit einer Verringerung des Lebensstandards einher, da Investitionen in die Verbesserung der Energieeffizienz aufgrund von akutem Geldmangel noch selten umgesetzt werden. Der Betreiber Naftogaz schätzt, dass durch Energieeffizienzmaßnahmen bis 2025 etwa 12 Mrd. m³ Erdgas eingespart werden könnten, was etwa zwei Drittel des Bedarfs privater Haushalte entspricht. Geschätzte Kosten belaufen sich jedoch auf etwa 30 Mrd. US Dollar. Das Erdgas ist für ukrainische Haushalte essentiell, da etwa 80 % des Energieverbrauchs der Haushalte durch Erdgas abgedeckt werden.²⁰⁶

²⁰⁴ Vgl.: Astrov / Podkaminer (2017): Energy Tariff Reform in Ukraine: Estimated Effects and Policy Options , S. 1-4,26

²⁰⁵ Vgl.: ORF (2018): IWF einigt sich mit Ukraine auf neue Kreditlinie

²⁰⁶ Vgl.: Astrov / Podkaminer (2017): Energy Tariff Reform in Ukraine: Estimated Effects and Policy Options , S. 1-4,26

Abbildung 51: Erhöhung des ukrainischen Gastarifs zwischen 2010 und 2016



Quelle: Astrov / Podkaminer (2017): Energy Tariff Reform in Ukraine: Estimated Effects and Policy Options, S. 5

Seit dem politischen Bruch mit Russland und damit dem Verlust des bis dato wichtigsten Erdgasversorgers, wird in der Ukraine auf eine effizientere Gasversorgungspolitik gesetzt, die eine zunehmende Verbesserung des Energienetzes erfordert. Ziel ist eine Emanzipation von Russland und die Orientierung an westeuropäischen Energiestrukturen. Der Erdgasverbrauch in der Ukraine hat sich seit 2011 in etwa halbiert. Ein Teil davon ist zwar auf den Verlust der Krim zurückzuführen, jedoch kam es in Folge der Preiserhöhungen für Erdgas wie oben beschrieben zu einer Senkung des Verbrauchs. Verbrauchsmessungen waren in der Ukraine bzw. sind in manchen Gebieten nicht möglich, da viele Haushalte noch nicht über Messgeräte verfügen. Daneben spielen auch technische Innovationen in der Industrie eine Rolle.²⁰⁷ Derzeit werden etwa 60 % des Erdgases von privaten Haushalten verbraucht, 30 % von der Industrie und der Rest von Dienstnehmern von Naftogaz.²⁰⁸

„Es gab keine intelligenten Zähler. Der gesamte Staatsverbrauch wurde durch die Anzahl der Bewohner dividiert. Aufgrund der damaligen billigen Gaspreise aus Russland hat jeder dauerhaft geheizt und zur Wärmeregulierung das Fenster geöffnet. Dadurch waren auch keine Anreize Energie zu sparen für die Bevölkerung vorhanden.“²⁰⁹

Erdgasimporte aus der EU durch Reverse Flow

Die Ukraine, die aktuell kein Erdgas aus Russland direkt importiert (siehe Abbildung 52), muss nun das russische Gas, das nach Europa geleitet wird, von Europa direkt kaufen. Ein Großteil des benötigten Gases kommt nun aus Ländern wie der Slowakei, Polen, Ungarn und Österreich. Für die EU war absehbar, dass der Erdgashandel zwischen Russland und der Ukraine aufgrund der Konflikte stagnieren wird, weswegen sogenannte Einrichtungen für

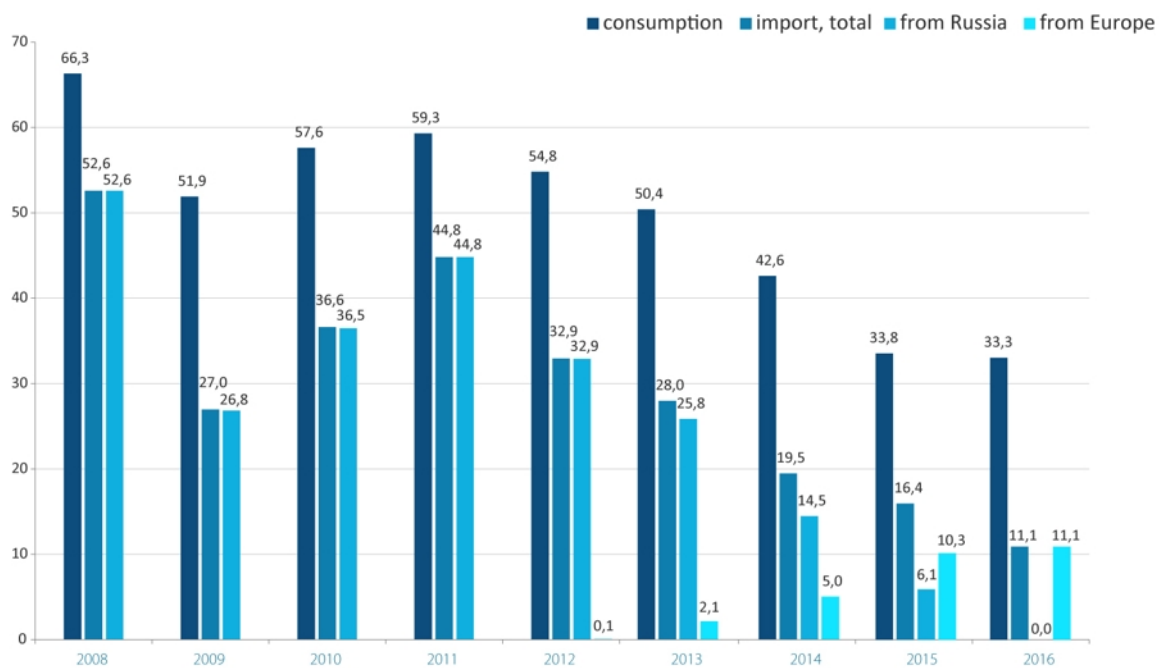
²⁰⁷ Vgl.: Zachmann (2016): Analyse: Zwei erfolgreiche Jahre für die Erdgaswirtschaft der Ukraine

²⁰⁸ Vgl.: Naftogaz Europe (2019): Gas consumption in Ukraine 2015-2016

²⁰⁹ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

den „Reverse Flow“ in bestehenden Pipelines eingebaut wurden. Durch diese kann das nach Europa gelieferte Gas teilweise in die Ukraine gepumpt werden.²¹⁰ Ein aktueller Vorschlag der EU ist, zwischen der Ukraine und Russland eine Einigung zu erzielen, wonach Russland auch nach der Realisierung von Nord Stream 2 bereit ist, eine gewisse Mindestmenge an Erdgas durch die Ukraine zu schleusen. Die EU investiert in die Sanierung der ukrainischen Infrastruktur, um so stagnierende Transitgebühren zu kompensieren.²¹¹ Aktuell setzt sich die EU als Vermittler zwischen Russland und der Ukraine ein. Gespräche in Brüssel werden aktuell geführt um auch mit Nord Stream 2 den Erhalt der Onshore-Pipelines nach Europa zu gewährleisten.²¹²

Abbildung 52: Erdgaskonsum in der Ukraine sowie Import nach Herkunftsländern von 2008-2016



Quelle: <https://naftogaz-europe.com/article/en/NaturalGasSuppliestoUkraine>

Mag. A. Schuch sieht in der Energieversorgung der Ukraine künftig Probleme, besonders durch fehlende Transitgebühren:

„Ohne die Transitleistungen von Russland wird die Ukraine meiner Meinung nach ein wirkliches Problem bekommen. Also wenn Nord Stream 2 fertig gestellt wird und die Ukraine kein Geld mehr bekommt, was derzeit in etwa 2 Mrd. Euro sind. Das Problem besonders in der Ukraine sind veraltete Netze. Russland hat der Ukraine einmal vorgeworfen Gas zu stehlen. Für mich war das wunderbar, ich dachte, haben die keine Messstation, um das zu prüfen? Nein! Als das Netz gebaut wurde, gab es noch die Sowjetunion und als die zerfallen ist, hatte die Ukraine kein Geld, neue Messstationen an den neuen Grenzen zu bauen. Für die Sanierung der Leitungen fehlt der Ukraine das Geld und wenn sie eine Förderung von der Weltbank fordern, wird diese sagen, die Ukraine muss die Gaspreise anheben, was aber aus

²¹⁰ Vgl.: Zachmann (2016): Analyse: Zwei erfolgreiche Jahre für die Erdgaswirtschaft der Ukraine

²¹¹ Vgl.: Thumann (2018): Ein außenpolitisches Desaster für Deutschland

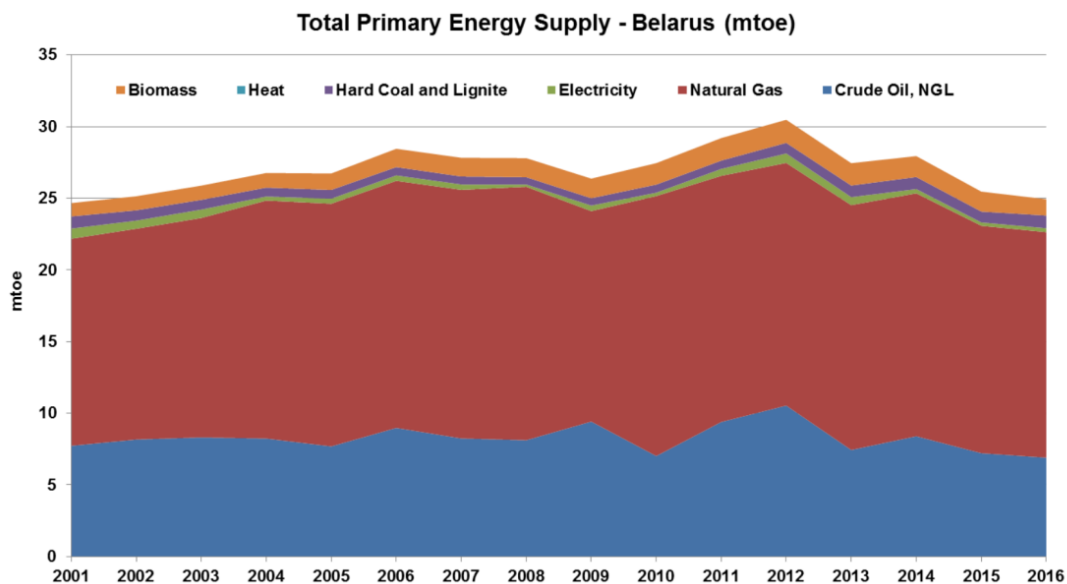
²¹² Vgl.: Industrie Magazin (2019): Erdgas: Ukraine und Russland verhandeln in Brüssel

politischen Gründen zumindest nur in kleinen Schritten passieren wird, da Politiker wiedergewählt werden wollen. Also werden der Ukraine nicht nur Erlöse entgehen. Des Weiteren entstehen auch noch eigene Investitionen in Form von Sanierungen des Netzes. Das wird eine massive Herausforderung sein.“²¹³

6.1.2 Optionsanalyse und Zielbestimmung Weißrusslands

Der Primärenergieverbrauch in Weißrussland wird prinzipiell nur durch das Erdgas mit einem Anteil von etwa 61,9 % und Erdöl mit 29,5 % gedeckt (Abbildung 53).²¹⁴ Erdgas hat in Weißrussland einen überragenden Stellenwert. Sowohl bei der Produktion von Wärme- als auch elektrischer Energie ist es der einzig relevante Primärenergieträger. Etwa 96,4 % der elektrischen Energie und 88,6 % der Wärmeenergie wird durch Gas produziert. Auch die heimische Produktion orientiert sich an diesem Bedarf, wodurch etwa 99,2 % der Energieproduktion auf fossile Energien entfallen.²¹⁵

Abbildung 53: Primärenergieversorgung Weißrusslands von 2001 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/belarus/>

Weißrussland hat im Vergleich zur Ukraine keine Gasfelder und muss daher den gesamten Bedarf aus Russland importieren. Es ist damit beinahe zu 100 % von Russland abhängig (Abbildung 54). Das russische Unternehmen Gazprom ist tief in die weißrussische Energie- bzw. Gasversorgung eingebettet. Das Unternehmen Gazprom Transgaz Belarus ist eine Tochterfirma von Gazprom und leitet alle Gasnetz Aktivitäten in Weißrussland, so auch das Management der Jamal Europe-Pipeline.²¹⁶

²¹³ Mag. A. Schuch - Expertengespräch

²¹⁴ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Belarus

²¹⁵ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Belarus

²¹⁶ Vgl.: Energy Community (2018): Energy Governance in Belarus Policy Recommendations, S. 25

Verbesserung der Energie-Effizienz

Das Energieministerium Weißrusslands hat einen Strategieplan 2010-2020 für die Energiepolitik des Landes entwickelt. Ende 2015 wurde es in das Konzept der Energiesicherheit und Energieeffizienz 2016-2020 aufgenommen. Ziel der Strategie ist es unter anderem, die Energieeffizienz zu steigern und dadurch den Bedarf zu senken. Geplant ist eine Senkung von 60 % bis zum Jahr 2020 gegenüber 2015 und eine Verringerung der Importe für Erdgas und Erdöl. Eine Treibhausgassenkung von 8 % bis zum Jahr 2020 gegenüber 1990 wird veranschlagt.²¹⁷

Die Verbesserung der Energieeffizienz in Weißrussland zur Reduktion des Energiebedarfs und damit der Abhängigkeit von Russland soll durch Initiativen verbessert werden. Nationale Energiesparprogramme haben eine Dauer von fünf Jahren und werden laufend evaluiert. Das Budget hierfür steigt ebenfalls nach jeder Periode. Im Jahr 2008 waren es noch 1,2 Mrd. USD und im Jahr 2013 bereits 1,78 Mrd. USD. Die EU und andere supranationale Organisationen finanzieren ebenfalls weißrussische Projekte zur Verbesserung der Energieeffizienz. Dazu gehört vor allem die Forcierung erneuerbarer Energien. Energieeffizienz-Projekte führten dazu, dass der Energieverbrauch pro Kopf sank und mittlerweile unter jenen von Russland, der Ukraine, Kasachstan, Litauen und Polen liegt.²¹⁸

Abbildung 54: Erdgasimportabhängigkeit Weißrusslands von Russland

Imports of fossil fuels			
Oil			
year	Total	From Russia	
	million	million	share of imports from Russia, %
2005	4395.5	4372.0	99.5
2010	7695.5	6171.4	80.2
2011	12871.0	10826.5	84.1
2012	13710.3	13299.6	97.0
2013	8562.2	8475.4	99.0
2014	7942.3	7861.7	99.0
Natural gas			
year	Total	From Russia	
	million	million	share of imports from Russia, %
2005	997.9	997.7	100.0
2010	4188.0	4186.7	100.0
2011	5434.4	5433.8	100.0
2012	3564.4	3563.9	100.0
2013	3512.2	3511.7	100.0
2014	3594.6	3594.3	100.0

Quelle: Dobrinsky / Adarov / Bornukova / Havlik / Hunya / Kruk / Pindyuk (2016): The Belarus Economy: The Challenge of Stalled Reforms, S. 53

Kernkraft als Ausweg aus der Energieabhängigkeit

Zur Bekämpfung der Energieabhängigkeit und Diversifizierung der Energieversorgung ist der Bau eines AKWs ein wichtiges Projekt für Weißrussland. Bereits in den Sowjetzeiten gab es Pläne für den Bau eines Kernheizkraftwerks in Minsk, das den steigenden Energiebedarf in

²¹⁷ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Belarus

²¹⁸ Vgl.: Dobrinsky / Adarov / Bornukova / Havlik / Hunya / Kruk / Pindyuk (2016): The Belarus Economy: The Challenge of Stalled Reforms, S. 56

den 80ern Decken sollte. Aufgrund der Atomkatastrophe in Tschernobyl, wurde die weitere Planung verworfen. Durch diese Katastrophe fielen einige AKW – Projekte in Ungnade, da die mangelhafte sowjetische Bauweise viele Projektpartner in Osteuropa abschreckte. Trotz der Bedenken wurde im Jahr 2011 beschlossen das AKW zu bauen, das durch Russland finanziert wird. Russland erklärte sich bereit das Projekt mit 10 Mrd. USD zu fördern, das Weißrussland bis 2021 zurückzahlen wird. Der Bau des ersten Blocks wurde Ende 2018 abgeschlossen. Der 2. Block wird bis 2020 errichtet.²¹⁹ Die beiden Blöcke werden jeweils eine Leistung von 1.200 MW erzeugen, was in Belarus etwa 40 % des Stromverbrauchs abdeckt. Dadurch erhofft sich Belarus die russische Erdgasabhängigkeit zu senken. Jedoch müsste Weißrussland den Kernbrennstoff zum Betrieb des AKWs auch von Russland erwerben. Experten sehen hier nur eine Veränderung der Energieabhängigkeit mit steigender Umweltbelastung.²²⁰

Mitglied der Eurasischen Wirtschaftsunion und gescheiterte Annäherungen an den Westen

Wie bereits in 3.3.1 erwähnt kam es zwischen Russland und Weißrussland im Jahr 2006/07 zu einem Gaskonflikt aufgrund unterschiedlicher Preisvorstellungen. Auslaufende sowjetische Verträge hoben den Gaspreis in Weißrussland von 50 US Dollar auf 100 US Dollar pro 1.000 m³ an. Durch den Streit mit Gazprom über die Konditionen der Transitgebühren zwischen Weißrussland und Russland wurde der Preis auf 265 US Dollar angehoben. Russland rechtfertigte diesen Anstieg damit, dass Westeuropa bereits einen ähnlichen Preis bezahlt. Im Vergleich zu der Ukraine versuchte Weißrussland aber wieder eine Annäherung zu Russland wodurch diese den Gaspreis auf 144 US Dollar senkten. Damit bezahlt Weißrussland knapp 60 % weniger für Gas als die Ukraine.²²¹ Während die Ukraine sich immer weiter an dem Westen Europas orientiert und aus der Energieabhängigkeit zu entkommen versucht, rückt Weißrussland näher an Russland heran, bleibt somit abhängig, bezahlt dafür aber wesentlich weniger.²²² Als Teil der Eurasischen Wirtschaftsunion (EAWU) kommt Weißrussland eine interessante geopolitische Stellung zu. Es grenzt an die EU, ist aber Teil der EAWU. Einerseits ist es Teil der durch Russland dominierten EAWU, handelt aber russisches Erdgas in EU-Drittländer weiter. Im Rahmen der EAWU wird ein gemeinsamer Energiemarkt angestrebt.²²³

Drohender russischer Machtverlust?

Der gegenüber Russland bisher loyale Staat Weißrussland ist trotz der Mitgliedschaft in der EAWU dennoch nicht abgeneigt sich dem Westen mit der EU politisch zu nähern. Der derzeitig stockende Prozess zum Aufbau der EAWU lässt den weißrussischen

²¹⁹ Vgl.: Belarus Kernkraftwerk

²²⁰ Vgl.: Dobrinsky / Adarov / Bornukova / Havlik / Hunya / Kruk / Pindyuk (2016): The Belarus Economy: The Challenge of Stalled Reforms, S. 55-56

²²¹ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Belarus

²²² Vgl.: Nagel (2011): Russischer Rabatt für Europas letzten Diktator

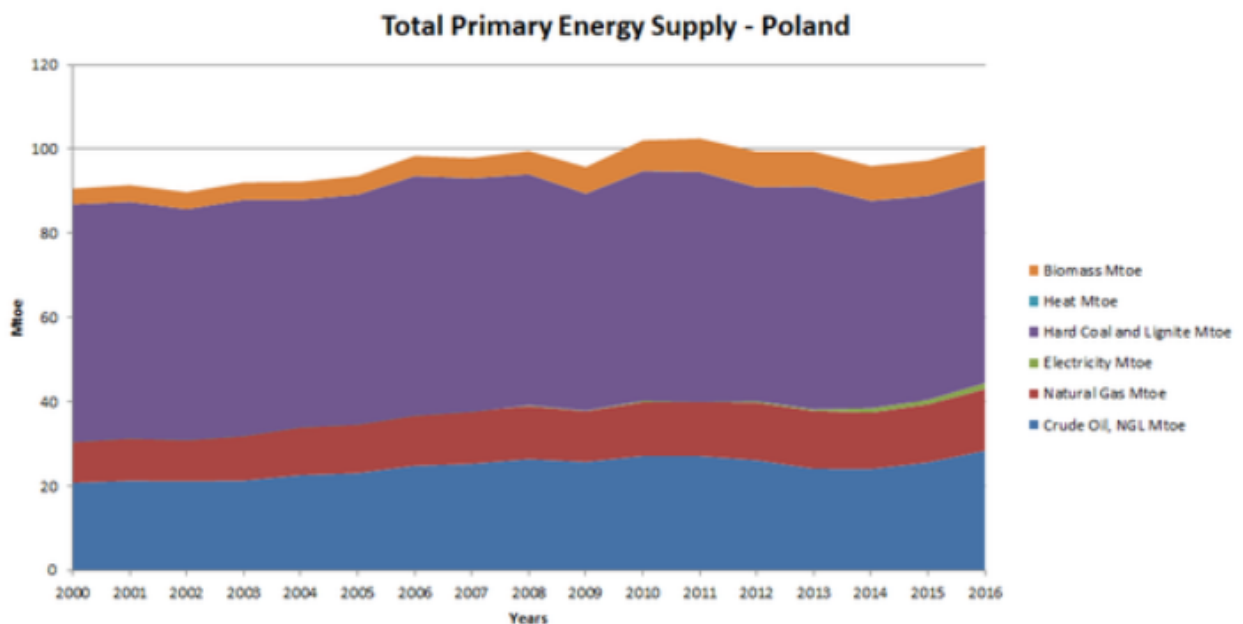
²²³ Vgl.: Pastukhova / Westphal (2018): Die eurasische Wirtschaftsunion schafft einen Energiemarkt – die EU steht im Abseits, S. 1-4

Ministerpräsident Lukaschenko eher kritisch über die Union denken. Die NATO bezeichnete er nicht als Feind und er könne sich, eine NATO-Basis in Weißrussland vorstellen. Für Russland könnte dies ein weiterer Machtverlust bedeuten, nachdem sich die Ukraine nach anhaltenden Gaskonflikten ebenfalls Westeuropa zugewandt hat. Wie sehr jedoch Weißrussland eine Umorientierung Richtung Westen tatsächlich anstrebt ist fraglich. Denkbar wäre auch Russland mit einer Annäherung an den Westen unter Druck zu setzen, um bessere Konditionen im Erdgas und Erdölhandel zu erwirken.²²⁴

6.1.3 Optionsanalyse und Zielbestimmung Polens

Polen hat wie die Ukraine und Weißrussland einen hohen Bedarf an fossilen Energieträgern, besonders jedoch an Kohle, mit der etwa 50 % des Energiebedarfs gedeckt wird (im Jahr 2000 waren es sogar noch zwei Drittel (Abbildung 55)). 31 % des Energiebedarfs wird mit Öl gedeckt (Verbrauch steigend) und 16 % mit Gas (Verbrauch seit Jahren gleichbleibend). Erneuerbare Energien wie die Biomasse steigen jährlich und liegen derzeit bei etwa 5 %. Bei der Erzeugung von elektrischer Energie, hat Kohle mit einem Anteil von 78,4 % einen überwiegenden Anteil. Daneben hat die Windenergie mit 8,8 % und Erdgas mit 5,93 % einen kleinen Anteil.²²⁵

Abbildung 55: Primärenergieversorgung Polens von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/poland/>

Energiestrategie – Politik in Polen

Polen hat seine Energiepolitik durch nationale Aktionspläne im Bereich Energieeffizienz und die Energiepolitik-Strategie 2030 definiert. Hauptziele sind eine Verbesserung der

²²⁴ Vgl.: Rüesch (2019): Lukaschenko blickt nach Westen

²²⁵ Vgl.: Statista (2017); Primärenergieverbrauch in Polen nach Energieträger in den Jahren von 2014 bis 2017

Energieeffizienz, die Stabilisierung der Energieversorgungssicherheit, eine Vielfalt des Strom-Mix, die Stärkung erneuerbarer Energien und die Entwicklung eines wettbewerbsfähigen Energiemarkts. Aufgrund des hohen Kohleverbrauchs wird eine Treibhausgassenkung zwischen 2020 bis 2030 von 4 % angestrebt.²²⁶

Dabei setzt Polen bei der Energieproduktion verstärkt auf erneuerbare Energien. Mittlerweile haben diese einen Anteil von etwa 20 % an der inländischen Energieerzeugung. Den Löwenanteil halten jedoch immer noch fossile Energieträger mit knapp 80 %. Polen verfügt wie die Ukraine über eigene Gasvorkommen und kann daher Teile seines Bedarfs selber decken. Etwa 40 % des Gasbedarfs produziert Polen selber, der Rest muss überwiegend aus Russland importiert werden. Besonders bei der Elektrizitätsproduktion besteht hoher Bedarf an Kohle. Etwa 75 % des polnischen Stroms wird durch Kohle generiert. Damit ist Polen noch weit davon entfernt, den Ausstieg aus der Kohleabhängigkeit zu schaffen.²²⁷

Kohleproduktion und die Forcierung erneuerbarer Energien

Ein Großteil des inländischen Energiebedarfs kann in Polen durch eigene Kohlevorkommen gedeckt werden. Im Rahmen der EU-Klimaziele wird jedoch gefordert, dass jedes Land den Ausstieg aus der Kohle vorantreiben muss. Bei der Kohleproduktion ist Polen in der EU Spitzenreiter. Aus politischer Sicht arbeitet man zwar daran, den Anteil von erneuerbaren Energien stetig zu steigern, es sei aber nicht möglich, die Kohle zu ersetzen, weswegen die Produktion von Kohle auch in Zukunft der wichtigste Teil der polnischen Energiepolitik bleiben wird. Man spekuliert, den Anteil von Kohle von derzeit 80 % bei der Energiegewinnung auf etwa 50 % bis zum Jahr 2050 senken zu können, mehr sei laut Experten nicht realistisch.²²⁸ Es wird argumentiert, dass eine Energiewende bereits im Gange sei, diese jedoch viel Zeit benötige. Aufgrund der Kosten für CO₂-Zertifikate als Ausgleichszahlungen durch Umweltbelastungen von Kohleabbauwerken steigen die Preise für Kohle. Unrentable Bergwerkwerke wurden bereits geschlossen. Deswegen muss Polen mittlerweile sogar Kohle aus Russland importieren, da die eigene Produktion immer unwirtschaftlicher wird. Für 2019 wird prognostiziert, dass die Stromtarife im Land um 20 % bis 40 % steigen werden.²²⁹

Diversifizierung durch LNG

Derzeit verfügt Polen über ein LNG-Terminal in der Stadt Swinemünde, das seit Ende 2015 LNG über Tanker aufnimmt. Aktuell können dort etwa 5 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr

²²⁶ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Poland

²²⁷ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Poland

²²⁸ Vgl.: Kraushaar (2018): Briketts forever: Polen setzt auf Kohle

²²⁹ Vgl.: Finkenzeller (2018): Polens Kohle wird knapp und teuer

umgeschlagen werden. Eine Erhöhung auf 7,5 Mrd. m³ ist geplant. Neben den USA ist Katar einer der wichtigsten LNG-Händler für Polen. Hier wurden wie mit den USA Lieferverträge bis 2034 abgeschlossen. Die Verteilung des Gases erfolgt über drei verschiedene Systeme. Einerseits wird das LNG in Swinemünde an der Küste durch Schiffe verteilt, zweitens erfolgt die Belieferung auf dem Festland über Trucks und drittens gibt es Gasleitungen, die das LNG zu Standorten mit überregionaler Bedeutung transportieren (Abbildung 56).²³⁰

Abbildung 56: LNG-Transportsystem in Polen



Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 63

Polen als wichtiges Transitland zur Erschließung von Gastransportregion-Nord

Zusätzlich zum Ausbau der LNG-Infrastruktur wird die Leitungs-Vernetzung des Ostseeraums durch den Bau neuer Pipelines erweitert, was vor allem Polen zugutekommen wird. Ende November 2018 wurde ein Bauvertrag zwischen Polen und Dänemark zum Bau der Pipeline „Baltic Pipe“ unterzeichnet. Damit erhält Polen einen Anschluss an die norwegischen Gasfelder. Diese Pipeline wird einen Anschluss an die norwegisch-deutsche Pipelines-Europipe 1 und 2 haben und das Erdgas bis nach Polen weiterleiten. Polen seinerseits errichtet eine Pipeline nach Litauen, um das norwegische Gas bis in das Baltikum und sogar Finnland leiten zu können.²³¹ Wie in Abbildung 57 dargestellt, wird die Baltic Pipe an die Verbindungspipeline zwischen Norwegen und Deutschland anknüpfen, durch Polen verlaufen und dort einerseits für eine bessere Vernetzung im Landesinneren und andererseits für eine Anknüpfung nach Litauen sorgen. Abzweigungen in Richtung der Ukraine sind denkbar aber noch nicht geplant.²³²

²³⁰ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 63

²³¹ Vgl.: Business Portal Norwegen (2018): Polen erhält direkten Anschluss an norwegische Gasfelder

²³² Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 63

Abbildung 57: Polens Diversifizierungsprojekte durch die Baltic-Pipe und LNG



Polnische Verknüpfung durch LNG und neue Pipelineprojekte mit einer Erschließung des baltischen Raums und auch Optionen für die Ukraine

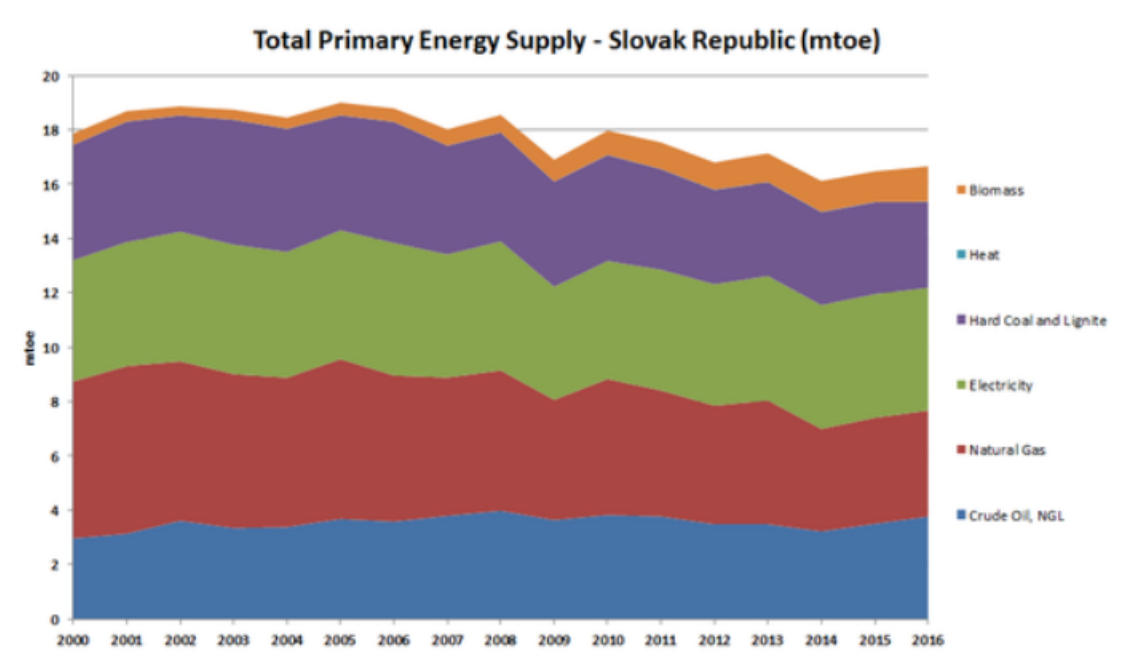
Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 91

6.1.4 Optionsanalyse und Zielbestimmung der Slowakei

Der Primärenergieverbrauch der Slowakei ist im Vergleich zu den anderen Staaten besser diversifiziert. Erdöl, Erdgas elektrische Energie und Kohle werden etwa zu gleichen Teilen verbraucht (Abbildung 58). Wie auch die Ukraine und bald auch Weißrussland verfügt die Slowakei über Atomkraft. Etwa 57 % des slowakischen Stroms wird durch die Atomkraft generiert, 18 % durch Wasserkraft, 11 % durch Kohle und jeweils 5 % durch Erdgas und Biomasse. Die Slowakei verfügt über eine vergleichsweise geringe Produktion von fossilen Energieträgern. Etwa 35 % der inländisch produzierten Energie besteht aus fossilen Energien, 25,5 % sind Atomkraft, 27 % durch erneuerbare Energien (hauptsächlich Wasserkraft). Die Slowakei muss Erdgas, Erdöl und Kohle zur Gänze importieren. Kohle wird vom Nachbarland Tschechien importiert, Erdöl und Erdgas aus Russland. Der Anteil an Erdgas wurde wegen der hohen Abhängigkeit durch Russland seit den letzten Jahren leicht gesenkt.²³³

²³³ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Slovak Republic

Abbildung 58: Primärenergieversorgung der Slowakei von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/slovak-republic/>

Energiestrategie – Politik in der Slowakei

Das aktuellste Strategiepapier in der Slowakei für die zukünftige Entwicklung des Energiemanagements ist aus 2014, legt einen Ausblick für 2020 und Ziele bis 2035 vor. Themenpunkte sind die Energieabhängigkeit, die Forcierung erneuerbarer Energien, eine sichere und stabile Versorgung zu gewährleisten und Energiesparmaßnahmen zu initiieren. Ein wichtiger Punkt wird in der Slowakei der Ausbau der Kernkraft sein, womit die Slowakei ihren Anteil an Atomstrom bis 2020 auf 60 % anheben möchte. Die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Kernenergie ist ein Teil der slowakischen nachhaltigen Entwicklungsstrategie. Derzeitige Importe von Erdgas (98 %), Erdöl (99 %) und Kohle (68 %) werden überwiegend aus Russland getätigt. Daher hat die Diversifizierung der Importwege für die Slowakei einen hohen Stellenwert.²³⁴

Atomenergie zur Verringerung der Erdgasabhängigkeit

Die Slowakei verfolgt in ihrer Energiestrategie zur Verringerung des Erdgasbedarfs sowie zur Verringerung der russischen Erdgasimportabhängigkeit das Ziel, durch eine Erhöhung des Anteils von Atomenergie jenen Anteil des Erdgases zu senken. Parallelen sieht der Autor hier zu Weißrussland (6.1.2). In der Slowakei befinden sich zwei Atomkraftwerke (Standort Bohunice und Mochovce im Westen der Slowakei). Das Bohunice-AKW ist ein altes sowjetisches AKW mit vier Blöcken die von 1979 bis 1985 in Betrieb gingen. Aufgrund mangelnder Baustandards wie in Tschernobyl, musste die Slowakei zwei dieser Blöcke als Bedingung zum Beitritt zur EU wie auch Litauen (6.2.4) abschalten. Aufgrund der Transitblockaden zwischen Russland und der Ukraine bzw. Weißrussland steigert die

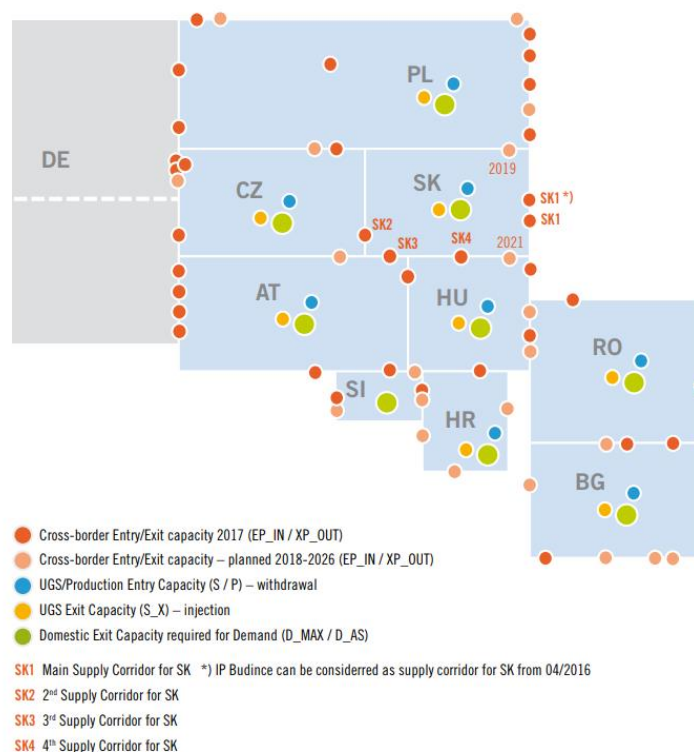
²³⁴ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Slovak Republic

Slowakei nun wieder den Anteil von Atomenergie und erweitert das AKW Mochovce um zwei weitere Blöcke, die 2019 und 2020 fertiggestellt werden sollen.²³⁵ Bezüglich der Errichtung der zwei neuen Blöcke gibt es jedoch erhebliche Sicherheitsbedenken, die eine atomare Bedrohung für die Slowakei als auch ihre Anrainerländer bedeutet. Grund ist, dass die nun errichteten Blöcke bereits in den 1990er Jahren teilweise gebaut wurden, jedoch aufgrund von fehlenden finanziellen Mitteln nie vollendet wurden und nun fertiggestellt werden. Die technischen Standards entsprechen nicht mehr der Norm.²³⁶ Das Projekt steht im Widerspruch zur europäischen Energiestrategie, dass jedoch aufgrund des hohen öffentlichen Interesses nicht blockiert wird.²³⁷

Diversifizierung der slowakischen Erdgasversorgung

Die Slowakei ist in Bezug auf Erdgas gut vernetzt (Abbildung 59). Es gibt Anschlüsse nach Österreich, Tschechien und Ungarn. Eine Vernetzung Richtung Polen ist für 2019 angestrebt, um auch diese Lücke zu schließen. Ebenso ist eine Verdichtung der Vernetzung mit Ungarn geplant, da hier die wichtige Stellung Ungarns in Richtung Südlicher Gaskorridor aus dem Kaukasus erkannt wird.²³⁸ Aus Sicht der Slowakei wäre auch ohne die Ukraine bzw. den Transit russischen Gases eine Kompensation der Gasimporte möglich, jedoch wäre der Verlust der Transitgebühren für den Staat besorgniserregend.

Abbildung 59: Vernetzung der slowakischen Gasversorgung nach Anschlussleitungen



Quelle: ENTSOG (2017): Central Eastern Europe GRIP Main Report, S.49

²³⁵ Vgl.: Global 2000 (2019): Atomkraft in der Slowakei

²³⁶ Vgl.: Presse (2018): Slowakei: “Massive Baumängel” beim AKW Mochovce

²³⁷ Vgl.: ORF (2013): Mochovce-Ausbau geht trotz Urteils weiter

²³⁸ Vgl.: ENTSOG (2017): Central Eastern Europe GRIP Main Report, S.49

6.2 Optionsanalyse und Zielbestimmung von Gastransportregion-Nord

6.2.1 Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) zum Anschluss von Gastransportregion-Nord

Die starke Abhängigkeit einer EU-Region gegenüber Russland ist für die EU eine regelrechte Handelsaufforderung. Im Jahr 2009 wurde damit begonnen die baltischen Staaten durch umfangreiche Planungen besser in das Versorgungsnetz der EU zu integrieren und somit diese Staaten aus der russischen Abhängigkeit zu helfen. Der „Baltic Energy Market Interconnection Plan“ (BEMIP) wurde initiiert. Er dient der besseren Verknüpfung des Energienetzes aller Ostseestaaten, außer Russland. Anstoß gab es diesbezüglich von Schweden, das die Ziele des Plans, die Entwicklung des Baltikums als wichtige Priorität ihrer EU-Ratspräsidentschaft machte. Der Plan wurde 2008 von der EU-Kommission angenommen und ist ein Teil der transeuropäischen Netz Strategie. Hauptziele sind laut diesem Plan die Gewährleistung der Integration des Baltikums in den europäischen Gas- und Strommarkt sowie diese besser mit ihren Nachbarstaaten zu vernetzen.²³⁹

Projekte die im Zuge dieses Plans entstanden sind:

- Der Balticconnector zwischen Estland und Finnland
- Die Baltic Pipe von Dänemark nach Polen bis zum Balticconnector
- Die GIPL-Pipeline von Polen nach Litauen
- Die Deudan-Pipeline zwischen Dänemark und Deutschland
- Anschlüsse von Polen nach Deutschland
- Anschlüsse von Norwegen nach Schweden und Dänemark
- LNG-Depots in Finnland, Polen, Lettland, Estland und Litauen
- Gasdepots in Lettland und Litauen
- Überarbeitung des dänischen Gasnetzes
- Stromleitungen zwischen dem Baltikum und ihren Nachbarländern

Projekte in Zuge des BEMIP

Prinzipiell zielt dieser Plan darauf ab Dänemark als Verbindungsstelle zwischen den Erdgaslagern in der Nordsee und dem baltischen Raum zu etablieren. Als Schnittstelle zwischen den Gasvorkommen in Norwegen und dem europäischen Festland soll das Land als Verteiler in den östlichen Ostseeraum dienen. Des Weiteren kommt auch Polen eine hohe Bedeutung zu, das als einziges Nachbarland des Baltikums einen direkten Anschluss an den baltischen Markt gewinnen kann. Zudem wird die interne Vernetzung am Baltikum verbessert, um eine effizientere Versorgung zu gewährleisten. Durch den Balticconnector wird auch Finnland angeschlossen. Neben Pipelinesträngen wird auch das LNG weiter gefördert. Alle baltischen Staaten werden demnach auch extern mit LNG, speziell aus der

²³⁹ Vgl.: Europäische Kommission (2009): The Baltic Sea Region States reach agreement on the Baltic Energy

Nordsee, versorgt werden. Des Weiteren wird gegen die Gefahr von Lieferengpässen Lagerdepots angelegt, um das Baltikum auch auf lange Sicht zu versorgen.²⁴⁰

Abbildung 60: Die Balticconnector-Pipeline zwischen Finnland und Estland



Quelle: <http://balticconnector.fi/en/the-project/>

Der Balticconnector

Der Balticconnector (Abbildung 60) ist eine derzeit im Bau befindliche Erdgasleitung, die den finnischen und baltischen Gasmarkt stärker vernetzen wird. Die Kosten belaufen sich auf etwa 250 Mio. Euro, wobei die EU aufgrund des PCI Status und zur Erreichung der besseren Binnenvernetzung 187,5 Mio. Euro finanzieren. Die Kapazität beträgt etwa 2,6 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.²⁴¹

Die GIPL-Pipeline

Abbildung 61: Die GIPL Pipeline zwischen Polen und Litauen



Quelle: <https://www.ceep.be/green-light-for-the-strategic-gas-pipeline-between-lithuania-and-poland/>

Die GIPL-Pipeline (Abbildung 61) dient dazu, den baltischen Ostsee Energiemarkt besser zu erschließen und somit die EU-Ziele für eine bessere Binnenvernetzung im Bereich Energie zu gewährleisten. Dadurch soll die Isolation des Baltikums und die damit verbundene hohe Abhängigkeit von russischem Gas gesenkt werden. Sie verläuft auf einer Distanz von 534 km von Polen bis nach Litauen. Ihre Kapazitäten belaufen sich vorerst auf etwa 2,4 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr.²⁴²

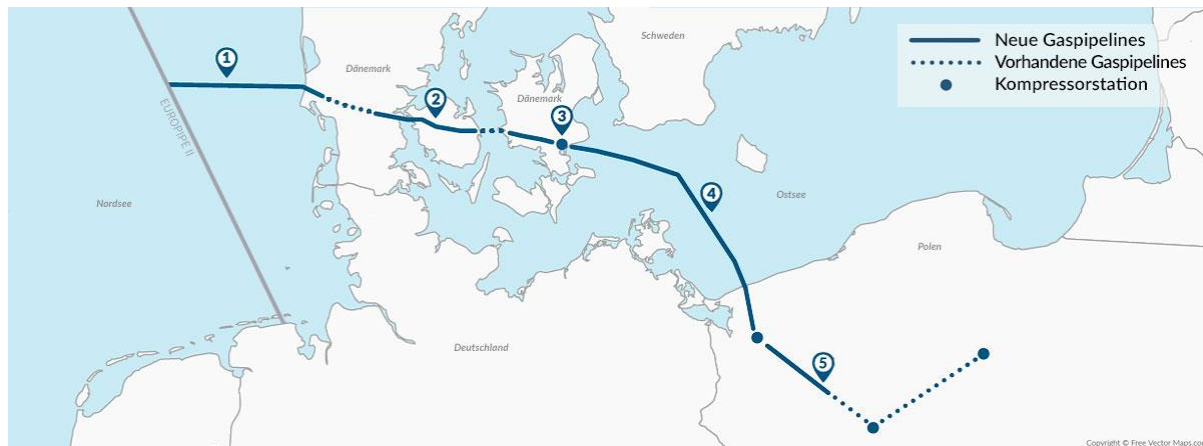
²⁴⁰ Vgl.: Europäische Kommission (2009): The Baltic Sea Region States reach agreement on the Baltic Energy Market Interconnection Plan

²⁴¹ Vgl.: Baltic Connector – Project purpose and objectives

²⁴² Vgl.: Europäische Kommission (2015): Ende der Isolierung der baltischen Staaten im Energiebericht: Die neue Gasverbindung Polen – Litauen (GIPL)

Die Baltic Pipe

Abbildung 62: Verlauf der Baltic Pipe von Dänemark nach Polen mit Anschluss an die norwegische Europipe-Pipeline



Quelle: https://www.baltic-pipe.eu/?da_image=project-map-4

Bei der Baltic Pipe (Abbildung 62) handelt es sich um eine geplante Erdgaspipeline zwischen Dänemark und Polen. Hauptaufgabe ist die Stärkung der Gasversorgung in der Ostsee bzw. dem baltischen Raum. Hierbei wird Gas von Norwegen im Bereich der Pipeline abgezweigt und nach Osten geleitet. Die Länge beträgt 900 km und hat besonders für Polen aufgrund der Spannungen mit Russland eine hohe Bedeutung.²⁴³

Nach 10 Jahren Planung sind Fortschritte erkennbar, sodass die baltische Energieinfrastruktur stärker mit der europäischen zusammenwächst. Beispielsweise wird die Synchronisation des Stromnetzes mit dem der EU bis 2025 erfolgen. Die Entstehung des Gasmarkts wird bis etwa 2020 dauern. Im Jahr 2025 wird des Weiteren durch die Angleichung mit der EU die Stromanbindung nach Russland für die baltischen Staaten getrennt. Viele Akteure sehen das Jahr 2025 als Schicksalsjahr an und erhoffen sich damit eine Loslösung von Russland. Diesbezüglich wurde von allen drei baltischen Ministerpräsidenten eine Absichtserklärung mit der EU-Kommission unterzeichnet, wodurch diese weitere finanzielle Zusicherungen gewähren wird. Hochspannungsleitungen zwischen den baltischen Staaten und ihren Nachbarländern wurden bereits teilweise errichtet und werden bis 2025 ausgebaut. Auch neue Unterseekabel zwischen Polen und Litauen sind in der Planung.²⁴⁴

Damit das Baltikum mit Finnland auch effizient angeschlossen werden kann, treibt die Region die Erschaffung eines gemeinsamen Gasmarkts voran. Dadurch soll es eine Normung geben, die einheitliche Marktregeln festlegt, Tarifsysteme für den Handel von Gas bestimmt und die Verteilung der Speicherkosten definiert. Ein dafür notwendiger Schritt ist die Liberalisierung des Gasmarkts jedes dieser Länder. Neben diesen Entwicklungen sinkt aber auch die Gasnachfrage im Baltikum. Der Gaspreis war in den letzten Jahren im Vergleich zu

²⁴³ Vgl.: Baltic Pipe Project – Zum Baltic Pipe Project

²⁴⁴ Vgl.: GTAI (2018): Baltische Energieinfrastruktur wächst mit Europa zusammen

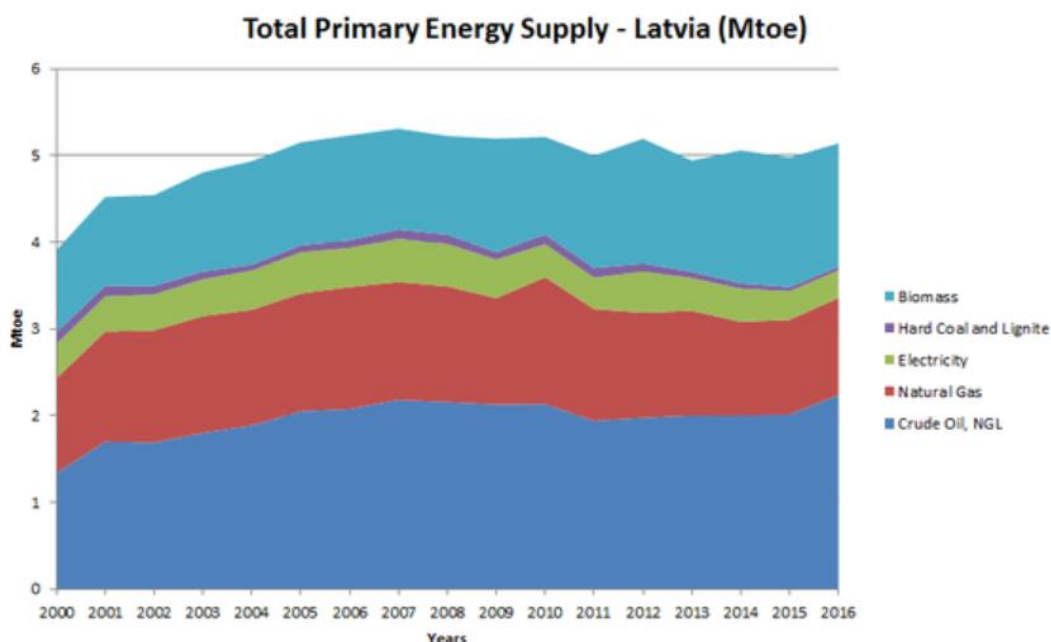
anderen Energieträgern deutlich höher, wodurch viele Unternehmen auf Biomasse umgestiegen sind.²⁴⁵

Die baltische Region setzt bei der Nutzung von Synergieeffekten besonders auf internationale Strategie-Programme wie „Interreg Baltic Sea Region“, das ebenfalls von der EU gefördert wird. Dieses Programm unterstützt die territoriale Zusammenarbeit und Kooperation zwischen den Akteuren einer Region. Die Prioritäten liegen hier auf der Forcierung innovativer Projekte, der strategischen Nutzung vorhandener Ressourcen und Nachhaltigkeit.²⁴⁶ Daneben gibt es auch Strategiepapiere wie „Vision & Strategies around the baltic sea“ (VASAB), die die räumliche Entwicklung im baltischen Raum zwischenstaatlich lenken soll und sich an Ziele des Interreg orientieren.²⁴⁷

6.2.2 Optionsanalyse und Zielbestimmung Lettlands

Der Primärenergieverbrauch in Lettland ist seit 2007 leicht gesunken. Erdöl hat einen Anteil von etwa 40 %, Gas 20 %, elektrische Energie 9 %, Kohle 1 % und Biomasse 30 % am Energiemix (Abbildung 63). Die Biomasse steigt aufgrund des hohen Waldanteils in Lettland (etwa 50 % des Staatsgebiets) seit dem Jahr 2000 stetig an und hat einen hohen Stellenwert in Lettland.²⁴⁸ Die Erzeugung von elektrischer Energie in Lettland wird vermehrt durch erneuerbare Energien wie Wasserkraft 58 %, Windenergie 2 % und Biomasse 12 % gewährleistet. Daneben spielt das Erdgas mit 27 % eine ebenso wichtige Rolle.²⁴⁹

Abbildung 63: Primärenergieversorgung in Lettland von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/latvia/>

²⁴⁵ Vgl.: GTAI (2017): Estland, Lettland und Litauen wollen einen gemeinsamen Gasmarkt

²⁴⁶ Vgl.: Interreg (2019): Baltic Sea Region

²⁴⁷ Vgl.: VASAB (2019): Vision and Strategies around the baltic sea

²⁴⁸ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Latvia

²⁴⁹ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 47,49

Energiestrategie und Politik in Lettland

Die lettische Energiepolitik hat es sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2030 50 % weniger Energie zu importieren und den Anteil erneuerbarer Energien auf 50 % am Energiebedarf zu erhöhen. Dabei wird vor allem angestrebt die Energieeffizienz zu erhöhen, umso den Energiebedarf jährlich zu senken. Wichtige Energiequellen für die Zukunft sind die Wasserkraft, Windkraft und Biomasse die vor allem im Inland vorhanden sind.²⁵⁰

Gasakteure und Entwicklung in Lettland

Lettland verfügt über keine heimische Gasproduktion. Das benötigte Erdgas wird zu 100 % aus Russland bezogen und in den staatlichen Gasspeicher Incukalns geleitet. Mit diesem Speicher werden neben der Versorgung von Lettland ein Teil von Estland und sogar die Grenzregion in Russland versorgt. Durch das Erdgasdepot ist es Lettland möglich seinen Staat etwa 18 Monate mit Erdgas zu versorgen. Etwa fünf Monate, wenn die Nachbarstaaten Finnland, Estland und Litauen ebenfalls versorgt werden. Die derzeitige Entwicklung zeigt eine stetige Senkung des Erdgasbedarfs, der sich im Jahr 2025 im Vergleich zu 2010 halbieren könnte. Wird ein Blick auf den Verbrauch von Erdgas nach Sektoren geworfen, so entfallen etwa 70 % des Gasbedarfs auf die Stromerzeugung, etwa 12 % auf die Industrie, Unternehmen mit etwa 9 % und Haushalte mit ebenfalls 9 %. Dabei ist die Verwendung in der Industrie rückläufig. Haushalte die Erdgas zum Heizen verwenden steigen leicht an.²⁵¹

Bis zum Jahr 2016 gab es in Lettland nur einen Akteur im lettischen Gasnetz. Latvijas Gāze hatte in Lettland einen Exklusivvertrag, Erdgas in Lettland zu übertragen, zu lagern, zu verteilen und zu verkaufen. Dabei oblag dem Konzern auch die Kontrolle über den Gasspeicher. Aufgrund der von der lettischen Regierung angenommenen Änderung des Energiegesetzes zur Entkoppelung wurde das Unternehmen entflochten. Der Neue Operator ist seit 2017 Conexus Baltic Grid. Gazprom hält hier einen Aktienanteil von etwa 30 %.²⁵²

Liberalisierung des Gasmarkts in Lettland

Lettland war bis 3.4.2017 das einzige Land der EU, das seinen Gasmarkt noch nicht liberalisiert hat. Demnach war es bis zu diesem Zeitpunkt zu 100 % von russischem Gas abhängig. Bestrebungen einen baltischen Gasmarkt zu initiieren, motivierte Lettland die Liberalisierung durchzuführen. Anstoß dafür war ebenfalls die Annexion der Krim, wodurch auch Lettland sich bedroht fühlte und die politische Lage zwischen dem Land und Russland immer ernster wurde. Für Lettland bedeutet die Öffnung seines Gasmarkts einerseits größere Unabhängigkeit von russischem Erdgas aber andererseits auch höhere Gaspreise. Gazprom hält jedoch etwa ein Drittel der Anteile an dem lettischen Gasunternehmen Latvijas Gāze plus exklusive Lieferverträge, wodurch auch durch eine Liberalisierung des

²⁵⁰ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 46

²⁵¹ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 86-88

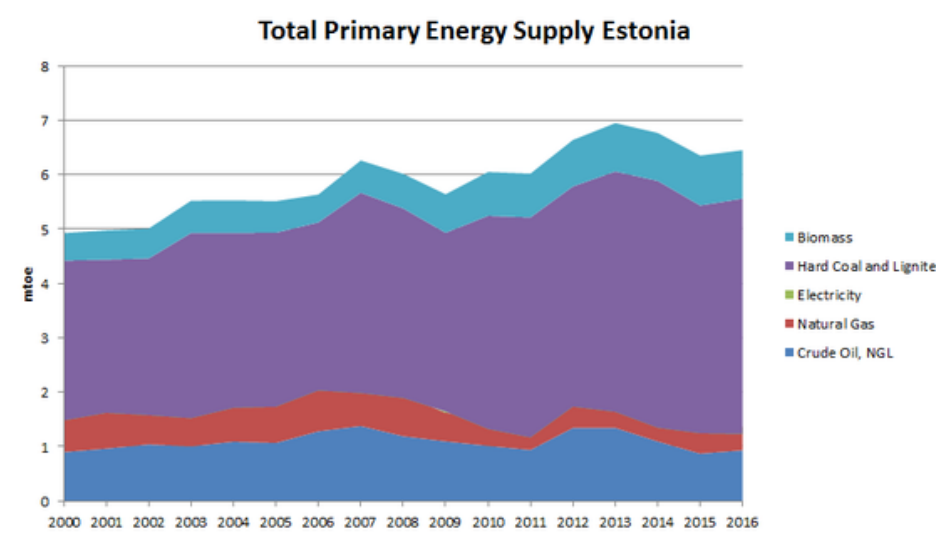
²⁵² Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 48

Gasmarktes dieser noch stark von Russland kontrolliert bleibt. Der Einstieg neuer Investoren wird durch die hohen Anteile in russischem Besitz zusätzlich erschwert. Lettland hatte Befürchtungen, durch die Liberalisierung ihres Gasmarkts den Zorn Russlands hervorzurufen. Der ukrainisch-russische Gaskonflikt zeigte, dass Russland jeder Zeit bereit wäre, Gaslieferungen einzustellen, was besonders in Wintermonaten zu erheblichen Problemen führen kann. Lettland hat zwar einen großen Gasspeicher, der das Land 18 Monate weiter versorgen könnte und als Staatsschatz angesehen wird, jedoch wäre dies keine nachhaltige Lösung für das Land. Angst habe man ebenfalls davor, bei der wirtschaftlichen Orientierung auf das falsche Pferd gesetzt zu haben. Ein Anschluss an den europäischen ist Markt zwar wünschenswert, jedoch verfügt Russland über wesentlich mehr Gasreserven und die Produktion in Europa sinkt stetig. Der größte Wille des Baltikums ist es, sich aus der russischen Abhängigkeit zu befreien. Dafür sei man auch bereit mehr Geld für Gas zu bezahlen. Es ist ein Vorstoß hin zu mehr Souveränität.²⁵³

6.2.3 Optionsanalyse und Zielbestimmung Estlands

Im Vergleich zu Lettland stieg der Primärenergieverbrauch in Estland seit dem Jahr 2000 etwas an (Abbildung 64). Am Energiemix hat Erdöl einen Anteil von 68,8 %, Erdgas 15,5 %, Kohle 2,4 %, und Biomasse 7 %. Die einheimische Energieproduktion zeigt, dass in Estland fossile Energien einen übergeordneten Stellenwert haben. Mit einem Anteil von 85 % dominieren sie die Energieproduktion. Erneuerbare Quellen haben einen Anteil von 14,7 %. Die Wasserkraft hat im Vergleich zu Lettland einen geringen Stellenwert. Die Produktion von elektrischer Energie in Estland wird zu etwa 84 % aus Kohle gewährleistet. 2010 waren es noch knapp 100 %. Die Biomasse und Windenergie wird auch hier immer relevanter, steigt stetig an und hat aktuell einen Anteil von 9 % und 6 %.²⁵⁴

Abbildung 64: Primärenergieversorgung in Estland von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/estonia/>

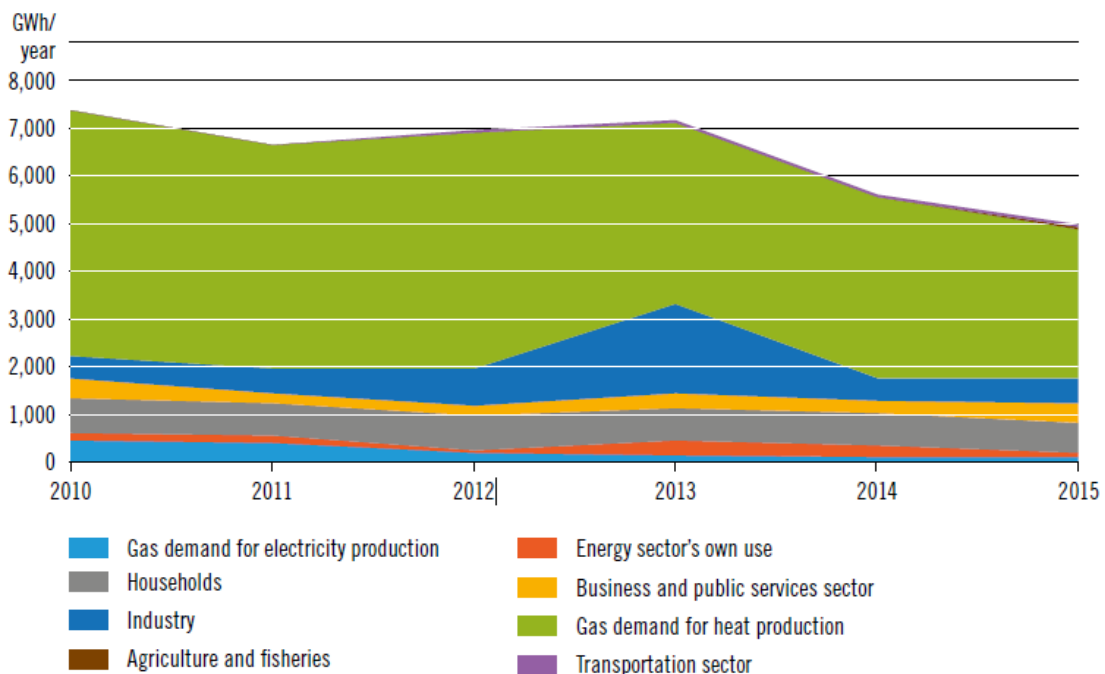
²⁵³ Vgl.: Dominguez Cebrián (2017): Lettland hofft auf Russlands gesunden Menschenverstand

²⁵⁴ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Estonia

Energiestrategie und Politik in Estland

Trotz seines geringen Anteils, hat das Erdgas eine wichtige Rolle in der estnischen Energieversorgung, indem es hauptverantwortlich für die Heizwärme ist (siehe Abbildung 65). Estland hat keine eigene Gasproduktion oder einen Speicher wie Lettland. Importe werden entweder aus Lettland, Litauen oder Russland empfangen. Nachdem ein LNG-Terminal in Litauen errichtet wurde, stieg der Anteil des Gasimports aus Litauen auf etwa 20 %. Aufgrund der Abhängigkeit von Russland setzt Estland wie auch Lettland immer öfters auf alternative Energiequellen wie Biomasse, weswegen der Erdgasbedarf konstant sinkt. Des Weiteren wird bei der Erzeugung von Heizwärme immer öfter auf erneuerbare Energien gesetzt. Ein weiterer Punkt sind die Effizienzziele der EU, wonach auch Estland in ihrer Energiepolitik eine Senkung des Energieverbrauchs anstrebt. Weiters ist das Gas in Ungnade gefallen, weil es mit der staatlichen Abhängigkeit von Russland in Verbindung gebracht wird und daher einen eher schlechten Ruf genießt. Aktuelle Ziele des Landes sehen vor, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 45 % zu steigern und dabei die CO₂ Emissionen um 70 % zu reduzieren. Im Bereich der Gasversorgung soll der Markt diversifiziert werden, wonach kein Energieträger mehr als 70 % Anteil am Energiemix und einzelne Importeure einen maximalen Anteil von 32 % haben dürfen. Erdgas könnte jedoch in Zukunft eine größere Rolle in Estland spielen. Durch EU-Ziele zur Treibhausgaskenkung wonach vor allem die Verwendung von Kohle reduziert wird könnte Erdgas diese anfänglich kompensieren.²⁵⁵

Abbildung 65: Gasverbrauch nach Sektoren in Estland von 2010 bis 2015



Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 34

Gasakteure und Infrastrukturentwicklung in Estland

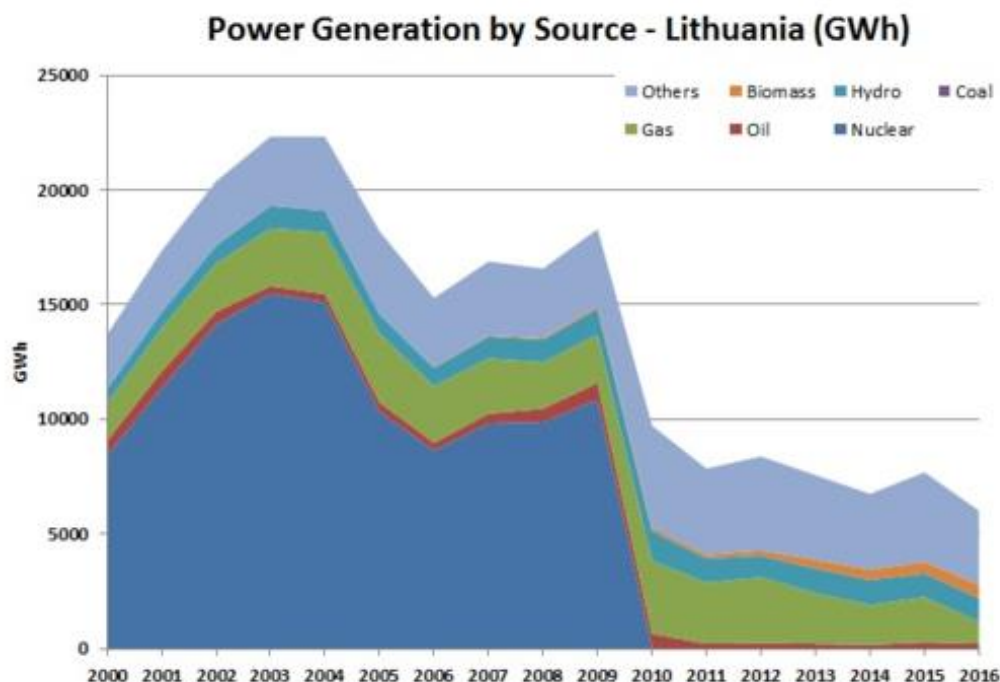
²⁵⁵ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 30-34

Der Netzbetreiber in Estland ist Elering, der sowohl Gas als auch Strom in Estland vertreibt. Neben der geplanten Verknüpfung mit Finnland durch den Balticconnector, werden ebenfalls die Kapazitäten der Gasleitungen nach Finnland erweitert, um einen effizienten Markt zu initiieren, der ab 2020 auch Finnland ausreichend versorgen soll. Des Weiteren sind zwei LNG-Terminals geplant. Eines in der Hauptstadt Tallin und eines etwas westlicher in Paldiski. Beide sind am Grenzgewässer zu Finnland geplant und werden auch für die finnische Versorgung verwendet werden. Daneben wird an einem Ausbau des Netzes zwischen Lettland und Estland gearbeitet.²⁵⁶

6.2.4 Optionsanalyse und Zielbestimmung Litauens

In Litauen stieg der Primärenergieverbrauch von 2000 auf 2016 an. Bedarfe an Öl, Gas, Strom und Biomasse stiegen. Die Energiegewinnung zeigt dagegen ein weitaus interessanteres Bild. Im Jahr 2010 hatte das Land immense Energieeinbußen aufgrund der Stilllegung zweier Atomkraftwerkblöcke, wodurch die größte Energiequelle über Nacht nicht mehr vorhanden war (Abbildung 66). Bei der heimischen Produktion von Energie haben fossile Energieträger, auch ohne die Atomkraft, noch einen hohen Stellenwert mit einem Anteil von etwa 60 %. Etwa 20 % entfallen auf erneuerbare Energien.²⁵⁷

Abbildung 66: Energiegewinnung in Litauen von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/lithuania/>

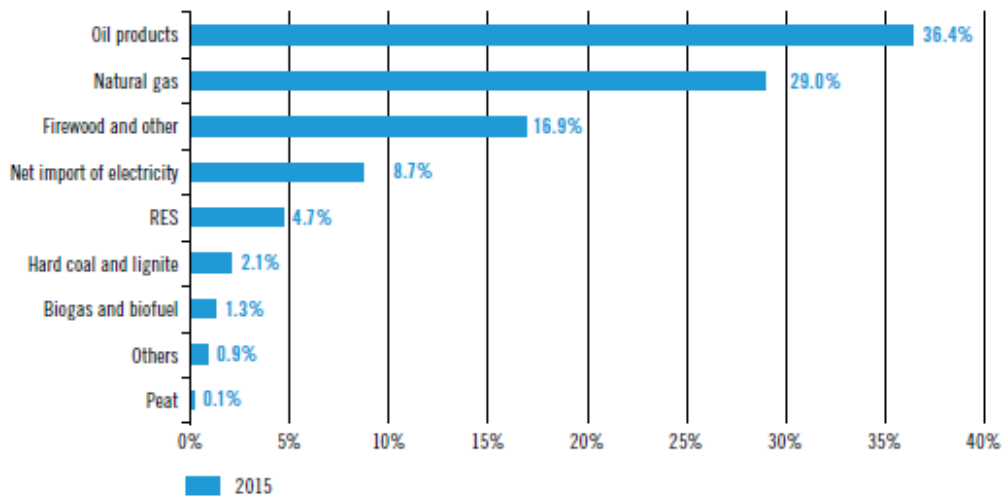
Wie in Estland und Lettland ist auch in Litauen der Gasbedarf rückläufig. Die hohe Abhängigkeit und der dadurch überproportionale Gaspreis hat viele Sektoren dazu bewegt,

²⁵⁶ Vgl.: ENTSOE (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 80-81

²⁵⁷ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Lithuania

auf andere Energiequellen, beispielsweise Biomasse umzusteigen, die aktuell den drittgrößten Anteil am Energiebedarf Litauens ausmacht (Abbildung 67).²⁵⁸

Abbildung 67: Energiemix in Litauen im Jahr 2015



Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 53

Energiestrategie und Politik in Litauen

Wie bereits in den lettischen und estnischen Strategiepapieren festgehalten, ist auch in Litauen besonders wichtig, die Energiesicherheit und dabei eine ausgewogene Diversifizierung des Energieangebots zu gewährleisten. Hohe Relevanz hat der Anschluss an das Binnenenergienetz der EU. Ziel ist eine fossilunabhängige Stromerzeugung bis 2050. Weiters sollen erneuerbare Energien bis 2020 einen Anteil von 23 % an dem Energieverbrauch in Litauen haben. Gewünschte Treibhausgassenkungen belaufen sich auf 40 % bis 2030, 60 % bis 2040 und 80 % bis 2050 im Vergleich zum Wert im Jahr 1990.²⁵⁹ Hauptverwendungszweck für Erdgas ist die Produktion von Düngemittel mit 53 %, Energieunternehmen für die Stromerzeugung mit 22 % und Versorgungsunternehmen mit 24 %. Für die Versorgung privater Haushalte hat Erdgas in Litauen keine Relevanz.²⁶⁰

Schließung der Atomkraftwerke in Litauen und damit höhere russische Abhängigkeit

Litauen besaß bis 2009 ein Atomkraftwerk. Das wenige Kilometer neben der Grenze zu Weißrussland bei der Stadt Ignalina situierte AKW wurde 1983 zur Zeiten der Sowjetunion errichtet. Die Atomkraft hatte in Litauen bei der Energiegewinnung einen hohen Stellenwert. In Abbildung 66 ist erkennbar, dass im Jahr 2009 etwa zwei Drittel der Energieproduktion durch dieses AKW gewährleistet wurde. Im Zuge der EU-Beitrittsverhandlungen Litauens wurde jedoch aus Sicherheitsgründen die Schließung des AKWs als Beitrittsbedingung ausgehandelt. Im Jahr 2000 bestätigte die litauische Regierung, das AKW bis 2009 endgültig zu schließen. Der erste Block wurde bis 2005 und der zweite Block bis zum Ende des Jahres

²⁵⁸ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 52-53

²⁵⁹ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Lithuania

²⁶⁰ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 53

2009 abgeschaltet. Im Jahr 2008 kam es jedoch zu einem Referendum, das die Weiterführung des AKWs forderte. Vielen Akteuren wurde zu dieser Zeit erst bewusst, wie umfangreich die Energieeinbußen ohne das AKW ausfallen würden. Etwa 89 % der Personen befürworteten den Antrag, der jedoch nicht angenommen wurde, da lediglich 48 % der Wahlberechtigten daran teilnahmen. Wäre es zu einer Weiterführung des AKWs gekommen, hätte dies eine Verletzung des EU-Beitrittsvertrags bedeutet. Die Kosten für die Demontage des AKWs waren recht umfangreich und beliefen sich auf etwa 2,3 Mrd. Euro. Die EU, die die Stilllegung hartnäckig forderte, unterstützte die Demontage finanziell. Während der Stilllegung des AKWs wurden jedoch bereits wieder Pläne für ein neues AKW entwickelt. Zusammen mit Polen, Lettland und Estland plante Litauen die Errichtung eines AKWs weniger Kilometer neben dem bereits in der Demontage befindlichen Ingbalina Kraftwerk. Durch ein Referendum wurde jedoch der Bau eines neuen AKWs von 64,8 % der Bevölkerung abgelehnt, wodurch die Pläne wieder verworfen wurden. Grund für die Schließung war die Angst eines neuen GAUs wie jener 1986 in der Ukraine – Tschernobyl. Das AKW Ignalina war vom selben Typ und aufgrund der billigen sowjetischen Bauweise kam es bereits während dem Bau zu Komplikationen.²⁶¹

Wirtschaftsdumping durch russische AKWs

Die Befürchtung einer steigenden russischen Energieabhängigkeit wuchs nach dem Aus des AKWs doch deutlich. Stromrechnungen der Haushalte stiegen 2010 etwa um ein Drittel. Das BIP schrumpfte 2009 um etwa 15 % und um weitere 4 % im Jahr 2010. Um den Energieverlust zu kompensieren wurde bei der Stromproduktion auf Heizkraftwerke, die mit Gas und oder Öl betrieben werden umgesattelt. Dennoch wurde nun aus einem Stromexporteur-Land ein Importeur. Der zusätzlich benötigte Strom und die zum Betrieb benötigten fossilen Brennstoffe wurden nahezu nur aus Russland importiert. Ein weiteres aus Sicht Litauens unfaires Problem war die Entstehung eines AKWs weniger Kilometer hinter der Grenze auf dem Staatsgebiet Weißrusslands. Weißrussland, das kein EU-Mitglied ist, hat wenige Jahre nach der Stilllegung von Ignalina die Planung eines eigenen AKWs in die Wege geleitet. Schon während dem Bau kam es zu Unfällen und Mängeln. Nach aktuellem Stand soll das AKW in Weißrussland etwa 2019 fertiggestellt werden. Der litauische Energieminister befürchtet, dass dann der Strommarkt in Litauen mit Billigstrom aus Weißrussland überlaufen wird und eine heimische Produktion nicht mehr lohnenswert sei. Weiters wirft er vor allem Russland vor, Energie als politisches Instrument zu nutzen, denn der russische Konzern Rosatom ist Hauptaktionär an dem AKW in Weißrussland. Russland liefere billige Kredite und die Technologie, um ein AKW zu finanzieren, das Litauen weiter in russische Energieabhängigkeit treiben könnte.²⁶²

²⁶¹ Vgl.: Gamillscheg (2012): Litauen stimmt gegen Atomkraft

²⁶² Vgl.: Von Salzen (2016): Kann Energie eine Waffe sein?

Erstes baltisches Land mit LNG-Terminal

Eine Rettung aus der hohen Energieabhängigkeit Russlands erhielt Litauen durch das LNG. Litauen ist das erste Land der baltischen Staaten, das ein Flüssiggas Terminal errichtete. Mit dem Namen „Unabhängigkeit“ war das Projekt ein unglaublich wichtiger Schritt in die zukünftige Energiefreiheit. Der Preis war anfangs zwar noch teurer und die Größe der Anlage konnte nur eine gewisse Menge Gas erhalten, jedoch ging es um den politischen Willen, sich nicht mehr von Russland erpressen zu lassen. Im Jahr 2014 ging die Anlage in Betrieb und wird jährlich erweitert, da die Preise für LNG sinken und es daher immer rentabler wird. Bis 2016 hatte man mit Norwegen einen wichtigen Handelspartner, der regelmäßig LNG lieferte.²⁶³ Seit 2017 kann auch LNG aus den USA importiert werden, da sich die Kosten dafür mittlerweile lohnen. Für die USA ist Osteuropa von besonderem Interesse. Durch den hohen Drang sich aus der russischen Abhängigkeit zu befreien, haben diese Staaten in den USA einen möglichen Versorgungspartner gefunden.²⁶⁴

Der Geschäftsführer des größten litauischen Energie Unternehmens „Klaipeda Nafta“ stellte die bisherige Energieversorgung in Litauen wie folgt dar:

„Unser LNG Terminal stellt die Situation in allen baltischen Ländern auf den Kopf. Bisher waren wir in Europa völlig isoliert und von Russland abhängig. Jetzt aber können wir besser mit Gazprom verhandeln und den Rohstoff zu günstigen Preisen auf den Erdgasmarkt bringen. Als Russland noch über ein Monopol in Litauen verfügte und wir nur über eine Pipeline Gas bekamen, haben wir 20 Prozent oft sogar 30 Prozent mehr für das Gas zahlen müssen.“²⁶⁵

6.2.5 Optionsanalyse und Zielbestimmung Finnlands

Finnland hat wie Estland einen recht geringen Anteil an Erdgas im Energiemix (Abbildung 68). Im Vergleich zum baltischen Energiemix hat die Biomasse hier den höchsten Anteil mit etwa 25 % am Energiebedarf. Danach kommt das Erdöl mit etwa 23 %. Des Weiteren ist Finnland das einzige Land dieser Region, das über AKWs verfügt. Atomkraft hat einen Anteil von etwa 18 % am Energiebedarf. Danach kommt die Kohle mit 8 %, die jedoch abnimmt. Der Anteil an Erdgas sinkt ebenfalls auf etwa 6 %. Wasserkraft hat einen kleinen Anteil mit 4,6 %, ist jedoch im Vergleich zu 2014 gestiegen.²⁶⁶ Bei der Stromerzeugung spielt Kernkraft die größte Rolle mit einem Anteil von 33,7%, Wasserkraft mit 25,1 %, die Biomasse mit 16,2 %, Kohle mit 8,3 %, Erdgas mit 7,6 % und Windkraft mit einem noch geringen Anteil von 3,5 %.²⁶⁷

²⁶³ Vgl.: Hermann (2016): Litauens neue Freiheit

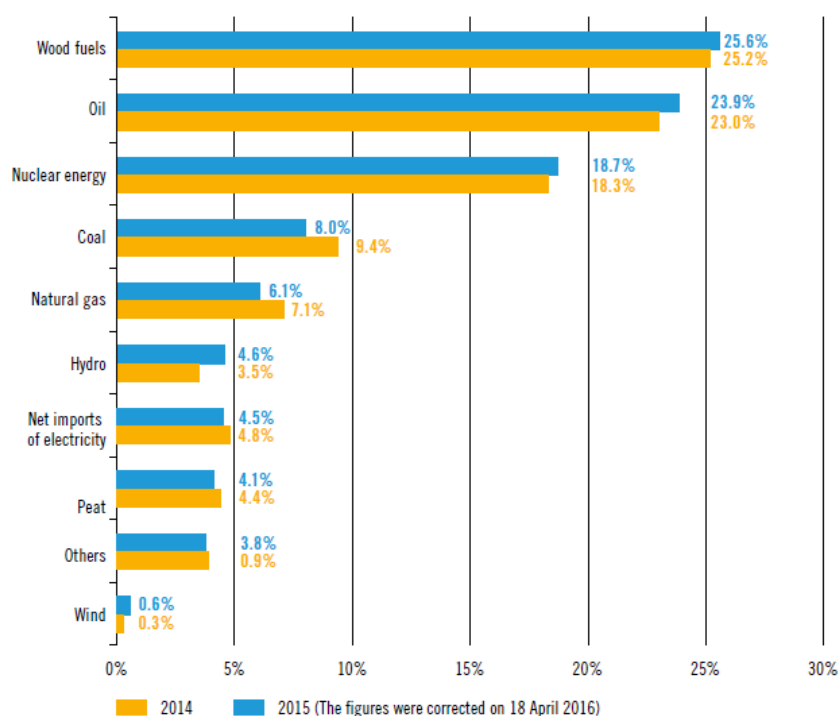
²⁶⁴ Vgl.: Reuters (2019): Oil rises on China-U.S. talks, gains capped by U.S. fuel build

²⁶⁵ Vgl.: Johannsmeier (2016): Energieunabhängigkeit von Russland angestrebt

²⁶⁶ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 37-41

²⁶⁷ Vgl.: Finnish Energy (2015): Electricity generation

Abbildung 68: Energiemix in Finnland im Jahr 2014 und 2015



Quelle: ENTSG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 40

Energiestrategie und Politik in Finnland

Zwecks der Erreichung der EU-Klimaziele zur Reduktion von fossilen Energiequellen, versucht Finnland vor allem Erdöl und Kohle zu reduzieren, die derzeit noch einen hohen Anteil am Energiemix haben. Die Entstehung eines baltischen Gasmarkts kommt Finnland sehr gelegen, denn durch Projekte wie dem Balticconnector wird ab 2020 der Gasmarkt für Finnland erschlossen, von dem das Land bis heute aufgrund seiner geografischen Lage ausgeschlossen ist. Durch einen Erdgasanschluss könnte das Land seinen Kohle- und Ölbedarf senken und durch Erdgas ersetzen. Daneben war ein weiterer Grund für einen starken Rückgang des Gasbedarfs die Wirtschaftlichkeit. Gas wird in Finnland oft für die Produktion von Strom verwendet. Durch billige Strompreise und höhere Steuern auf Erdgas wurde es immer unrentabler. In den Energiezielen Finnlands ist vermerkt, dass bis zum Jahr 2050 eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % erreicht werden soll. Daher wird die Verwendung von Kohle bei der Energieerzeugung in Finnland auslaufend sein. Die Verwendung von Öl soll sich bis 2030 halbieren, dabei soll es besonders im Verkehr zu vermehrtem Einsatz von Fahrzeugen mit Elektro- bzw. Gasantrieb kommen.²⁶⁸

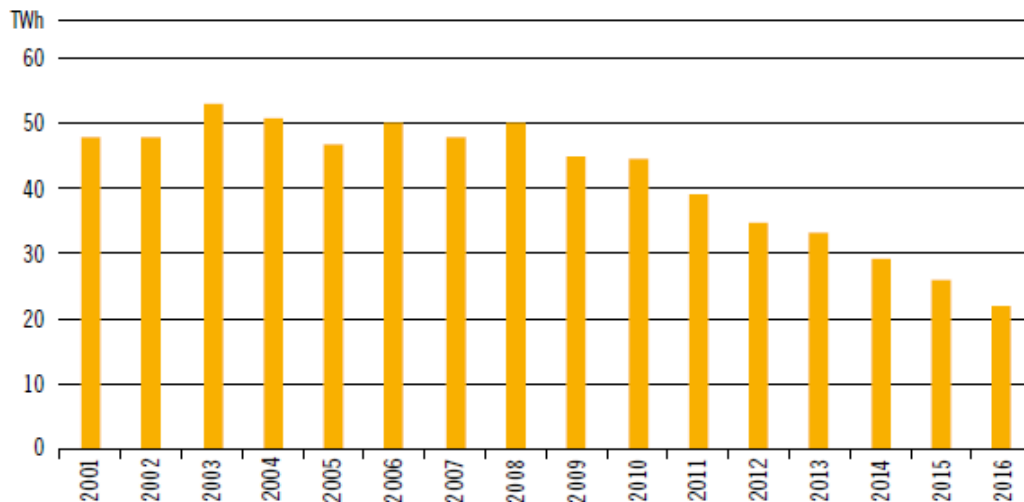
Gasbedarf und LNG-Terminals

Wie auch bei den baltischen Staaten ist die Erdgasabhängigkeit von Russland sehr hoch. Aktuell importiert Finnland noch nahezu 100 % seines Gasbedarfs aus Russland, weswegen der Bedarf seit dem Jahr 2008 gesenkt wird (Abbildung 69). Durch die Errichtung von LNG-

²⁶⁸ Vgl.: ENTSG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 37-41

Terminals und der damit begleitenden Diversifizierung des Angebots bekommt das Gas wieder einen höheren Stellenwert. Im Vergleich zu den meisten europäischen Staaten wird in Finnland das Erdgas nicht für die Wärmeerzeugung von Haushalten sondern für die Industrie verwendet. Die Gasversorgung privater Haushalte beträgt nur etwa 5 %.²⁶⁹

Abbildung 69: Gasbedarfsrückgang von 2001 bis 2016 in Finnland



Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 41

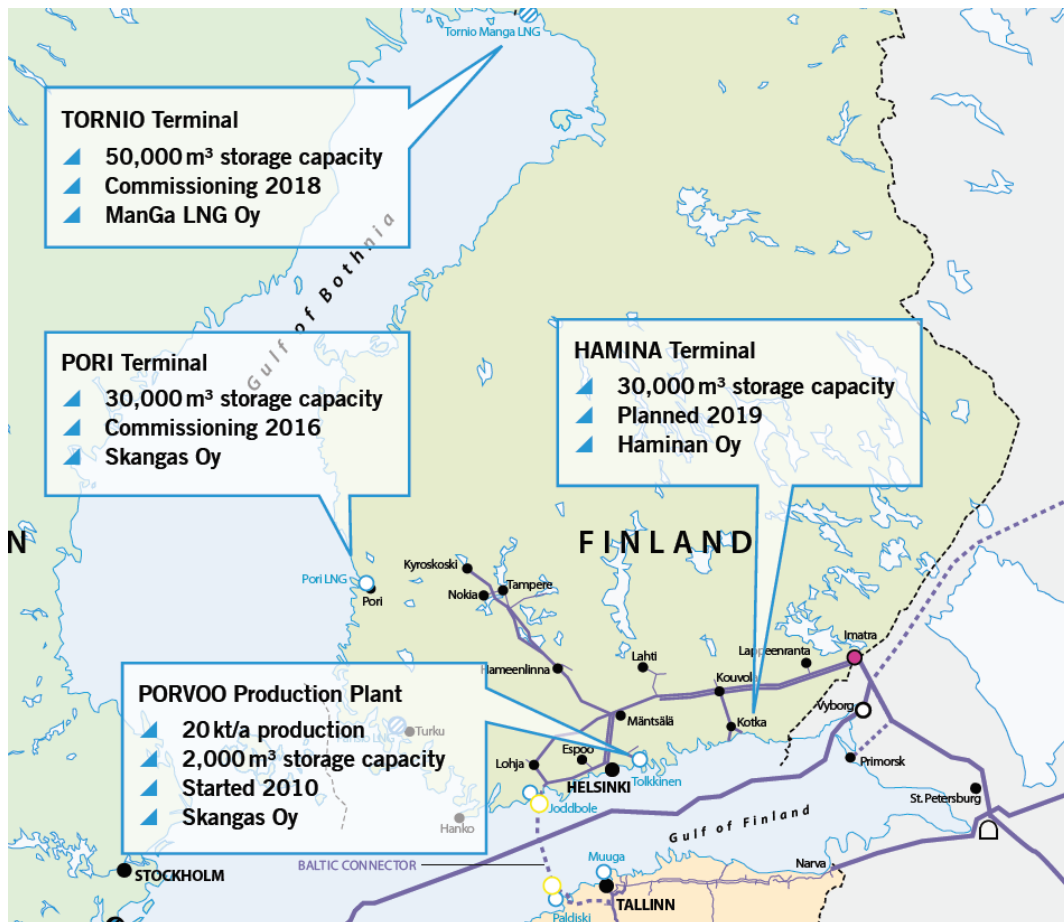
Das LNG war für den finnischen Gasmarkt auch eine starke Wiederbelebung. Bereits ein Terminal wurde umgesetzt und zwei weitere sind in der Planung (Abbildung 70). Das Pori Terminal hat eine Kapazität von etwa 30.000 m³ LNG mit einer Verteilpipeline sowie einen LKW Verladenetz. Das Tornio Terminal hat eine Kapazität von 50.000 m³ und hat wie Pori ein ähnliches Verteilungsnetz. Das Hamina Terminal wird eine geplante Kapazität von 30.000 m³ haben.²⁷⁰ Dagegen ist der Bau von Gasspeicheranlagen nicht geplant. Durch die Verbindung mit Estland und dadurch Öffnung zum Baltikum und den beispielsweise in Lettland situierten Gasspeicher Incukalns wird der Speicherbedarf ausreichend gedeckt. Weitere Erschließungen in den Norden von Finnland sind nicht geplant. Die Projekte belaufen sich auf den Süden Finnlands und enthalten keine Pipelines nach Norden. Mit der Öffnung nach Estland, durch den Balticconnector, wird 2020 auch eine Gasmarktliberalisierung wie in Lettland durchgeführt, wodurch sich weltweite Unternehmen am finnischen Gasmarkt beteiligen können.²⁷¹

²⁶⁹ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 41

²⁷⁰ Vgl.: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 85

²⁷¹ Vgl.: GTAI (2018): Finnland hofft auf Trendwende am Gasmarkt

Abbildung 70: Geplante LNG-Depots in Finnland - Stand 2016



Quelle: ENTSOE (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 85

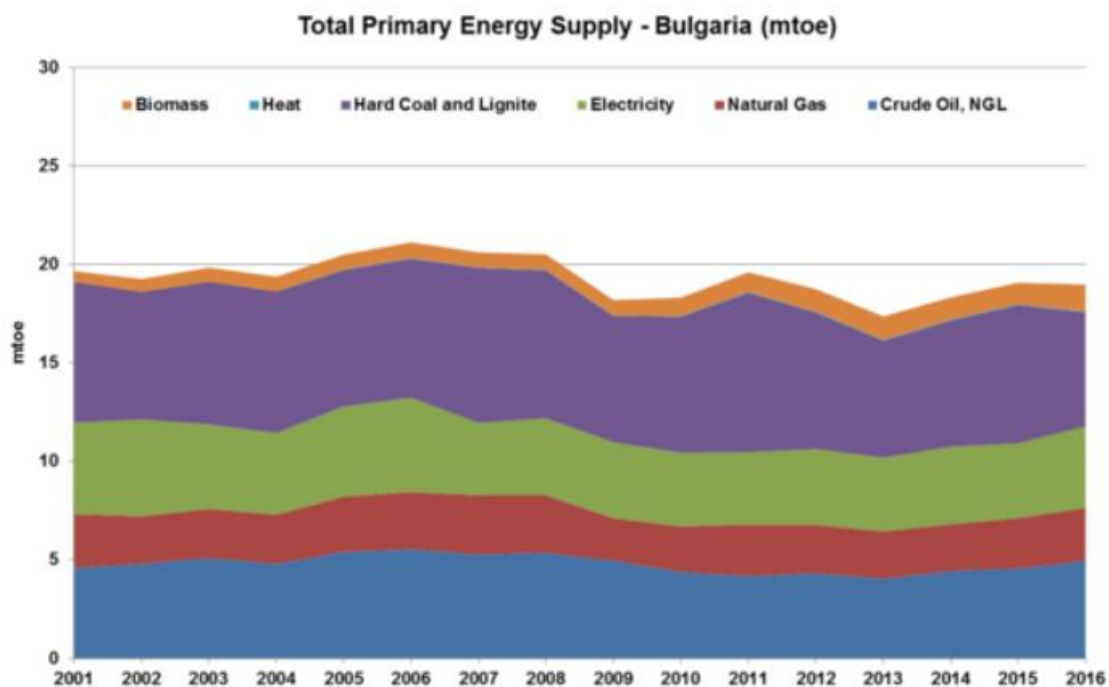
6.3 Optionsanalyse und Zielbestimmung von Gastransportregion-Süd

6.3.1 Optionsanalyse und Zielbestimmung Bulgariens

Große Anteile des Primärenergieverbrauchs in Bulgarien machen Kohle bzw. Braunkohle aus, gefolgt von Erdöl, Erdgas und mit einem geringeren Anteil Biomasse (Abbildung 71). Im Bereich der inländischen Ressourcen liegt der Hauptteil der Energieerzeugung bei Kohle mit einem Anteil von knapp 50 %. Erdgas oder Erdölressourcen sind kaum vorhanden und werden daher überwiegend importiert. Erdöl bezieht das Land vom Nachbarstaat Rumänien sowie Russland und Griechenland. In Bezug auf Erdgas gibt es sogar ein inländisches Gasfeld, jedoch wird nahezu der gesamte Bedarf aus Russland importiert. Die Erzeugung von Elektrizität wird maßgeblich durch Kohle oder Kernenergie gewährleistet, mit einem kleinen Anteil durch Wasserkraft.²⁷²

²⁷² Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Bulgaria

Abbildung 71: Primärenergieversorgung in Bulgarien von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/bulgaria/>

Energiestrategie und Politik

Die aktuelle Energiestrategie Bulgariens orientiert sich an Energiezielen mit einer Laufzeit von 2011 bis 2020. Die Energieintensität Bulgariens liegt aktuell über dem EU- Durchschnitt. Diese soll bis 2020 um 50 % gesenkt werden. Des Weiteren ist die Diversifikation des Energieimports ein wichtiger Punkt, da aktuell (2019) etwa 70 % des Bruttoenergiebedarfs aus Russland importiert wird. Im Bereich Klimaziele bzw. Maßnahmen zur Senkung von Treibhausgasen engagiert sich Bulgarien eher oberflächlich.²⁷³

Bulgarien als strategisch wichtiger Versorgungskorridor

Der EU-Mitgliedsstaat Bulgarien galt als wichtigster Raum für den Bau der South Stream- und Nabucco-Pipeline. Politisch lastete auf dem Land enormer Druck. Es hatte die Chance durch diese beiden Projekte der wichtigste Gastransitstaat in Europa zu werden.²⁷⁴

Dies alles verschärfte sich durch die Krimkrise, wonach die EU und nun auch die USA Sanktionen gegen Russland umsetzten. Bulgarien als wichtiger Partner für das Pipelineprojekt wurde seitens der EU und der USA gedrängt weitere Verhandlungen mit Russland zu blockieren, um das Projekt zu stoppen. Grund war die Liberalisierung des Gasmarkts für externe Investoren, die von der europäischen Energiecharta vorgeschrieben wird, jedoch von russischer Seite nicht ratifiziert wurde. Diese besagt, dass alle Pipelines in der EU keinen Konkurrenten diskriminierend vom Netz ausschließen dürfen. Der Gas-

²⁷³ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Bulgaria

²⁷⁴ Vgl.: Handelsblatt (2014): EU-Staaten machen Front gegen Gazprom

Produzent darf nicht der Gasnetzbetreiber sein und somit den Preis kontrollieren, was Gazprom jedoch bei South Stream anstrebte. Da die USA eine leitende Stelle in der NATO einnimmt und Bulgarien ebenfalls Mitgliedsstaat, konnten hoher Druck auf Bulgarien ausgeübt werden. Kurze Zeit später beugte sich Bulgarien dem Druck der EU und USA bzw. NATO und blockierte das Projekt.²⁷⁵

Ende 2014 kündigte der russische Präsident Putin schlussendlich an, dass das Projekt South Stream vorerst auf Eis liegen würde, da die Blockade von Bulgarien eine Realisierung derzeit nicht ermöglichen würde. Des Weiteren warf Russland den USA und der EU Erpressung vor.²⁷⁶ Das Projekt zeigt deutlich die Auswirkungen von politischen Spannungen mit Einfluss auf transnationale Projekte, besonders durch Druck auf wirtschaftlich schwächere Staaten wie z.B. Bulgarien. Putin warf Bulgarien vor zu wenig souverän gegenüber der EU zu sein.²⁷⁷

Durch Projekte wie die TANAP – TAP werden Länder, vor allem im südlichen Teil des Balkans immer relevanter. Wie bereits im Rahmen der South Stream-Pipeline plant Russland nun zukünftig ihre Turkish Stream-Pipeline weiter über Bulgarien zu leiten (Tesla-Pipeline), die danach über Serbien, Ungarn und die Slowakei verlaufen soll. In Bulgarien hatte man aufgrund des Scheiterns der South Stream-Pipeline Bedenken, ob Russland zukünftig ohne Bulgarien planen werde.²⁷⁸ Damit liegen in Bulgarien wieder lukrative Projekte zum Transit von Erdgas vor.

Für Russland ist Bulgarien der südliche Einstieg in Europa. Bulgarien ist zwar Teil der EU (2007) und Teil der NATO (2004), dennoch herrscht im Land große Russlandsympathie. Als wichtiger Erdgas- und Erdöllieferant ist Russland eine treibende Kraft in Bulgarien. Des Weiteren investiert Russland in die bulgarische Infrastruktur wie das neue Atomkraftwerk. Politisch wird das Land dadurch in zwei Lager gespalten, das pro-russische und das pro-europäische. Politische Machtwechsel gibt es demnach häufiger, je nachdem welches politische Lager stärker agiert, gibt es stärkere Bestreben in Richtung EU oder Russland.²⁷⁹

Die etwas zweigleisige politische Fahrt Bulgariens ist äußerst interessant. Das Land möchte sich alle Optionen offen halten bzw. die besten wirtschaftlichen Optionen ergreifen. Eine Annäherung an Russland zwecks Trassenverlaufs der Turkish Stream über Bulgarien ist mit umfangreichen Investitionen in weitere bulgarische Infrastrukturprojekte geknüpft. Ein Beispiel ist das seit 2012 eingestellte AKW Projekt in Belene. Eine Einigung mit Russland könnte auch dieses Projekt beleben. Seitens der EU ist die positive Stellung Bulgariens gegenüber Russland „besorgniserregend“, da das Land eine Schlüsselrolle in der Erschließung des Südlichen Gaskorridors spielt. Dabei ist Bulgarien seit 2004 ein NATO Mitgliedstaat. Eine Anpassung der Luftstreitkräfte wurde erst im Jänner beschlossen wonach neue Kampffjets für das Land angeschafft werden. Russland ist die Anwesenheit der NATO in

²⁷⁵ Vgl.: Windisch (2014): Bulgarien gerät im Gasstreit zwischen die Fronten

²⁷⁶ Vgl.: NTV (2014): Russland stoppt South Stream

²⁷⁷ Vgl.: Stier (2014): Bulgariens Traum von einer Energie-Großmacht ist geplatzt

²⁷⁸ Vgl.: Industrie Magazin (2018): Ein Zweig der Pipeline Turkish Stream soll über Bulgarien führen

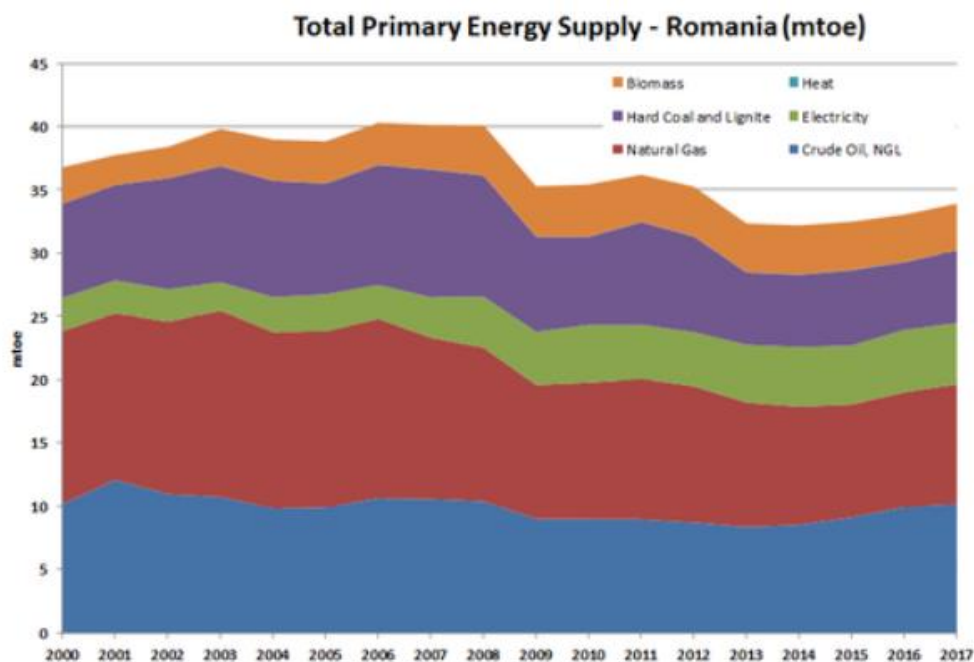
²⁷⁹ Vgl.: Bernath (2018): Bulgariens Festhalten am großen Bruder Russland

Südosteuropa ein Dorn im Auge. Nach aktueller Sicht scheint Bulgarien seine wichtige Stellung zu kennen und entwickelt sich damit zu einem stark umworbenen Land im Bereich Energiewirtschaft.²⁸⁰

6.3.2 Optionsanalyse und Zielbestimmung Rumäniens

In Rumänien nimmt der Primärenergieverbrauch seit 8 Jahren etwas ab (Abbildung 72). Maßgeblichen Anteil haben hier das Erdgas und Erdöl mit zusammen etwa 60 %. Etwas dahinter liegt der Verbrauch an Kohle und Biomasse. Die Erzeugung von elektrischer Energie ist recht gut diversifiziert mit 27 % Kohle, 23 % Wasserkraft, 18 % Kernenergie, 16 % Erdgas und 12 % Windkraft. Bei der inländischen Energieproduktion haben fossile Energien den Hauptanteil von etwa 47 %. Danach kommen Wasserkraft mit 28 %, andere erneuerbare Energien mit etwa 19 % und die Atomkraft mit nur 5 %.²⁸¹

Abbildung 72: Primärenergieversorgung in Rumänien von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enecce.net/countries/country-selection/romania/>

Energiestrategie und Politik in Rumänien

Die fünf Hauptziele der Strategie, die von 2016 bis 2030 datiert ist, umfassen Energiesicherheit, wettbewerbsfähige Energiemärkte, saubere Energie, gute bzw. korruptionsfreie Regierungsarbeit, die Bekämpfung der Energiearmut sowie den Schutz von benachteiligten Verbrauchern. Die Planung ist in kurz-, mittel- und langfristige Ziele bzw. Maßnahmen unterteilt. Rumänien berücksichtigt in ihrer Energiepolitik die Relevanz der erneuerbaren Energie aber auch jener fossilen Energie sowie Kernkraft. Die rumänische

²⁸⁰ Vgl.: Pabst (2019): Bulgarien sucht den Anschluss an Turk Stream

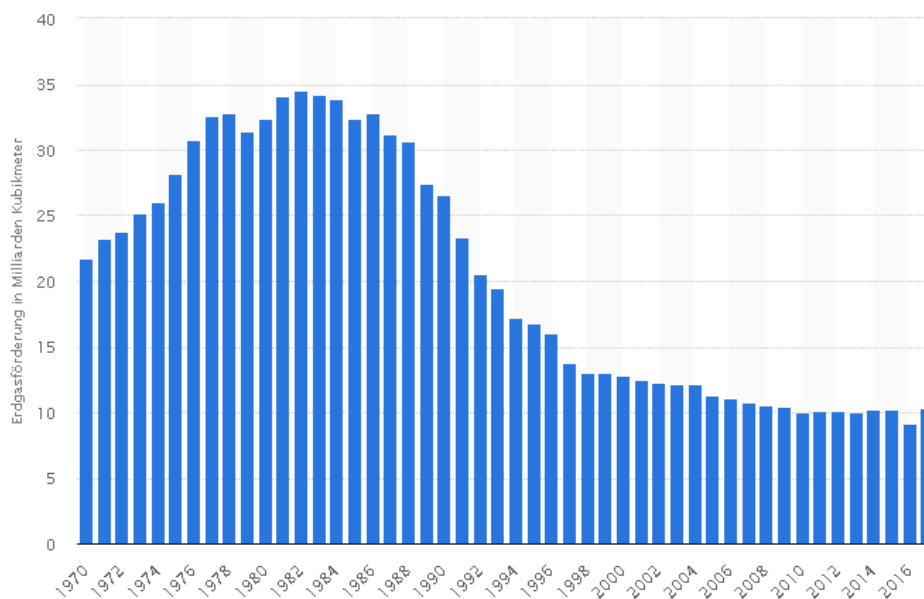
²⁸¹ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Romania

Klima- und Energiestrategie sieht vor, bis 2020 etwa 28 % der verbrauchten Energie aus erneuerbaren Energien zu generieren. Die Wasserkraft wird eine größere Relevanz in der Stromerzeugung aufgrund aktueller Projekte bekommen. Des Weiteren soll Biomasse ein höherer Anteil bei der Beheizung privater Haushalte, die vor allem in ländlichen Gegenden situiert sind, zu kommen. Rumänien ist außerdem das einzige Land dieser Gastransportregion, das über eigene Erdgasvorkommen verfügt und ist mittlerweile ein Nettoexporteur geworden. Daher ist es auch ein Ziel der rumänischen Strategie, die Erdgasindustrie und Produktion auszubauen dabei aber Biomasse nicht zurückzudrängen.²⁸²

Rumäniens Erdgasfelder und die Option als Erdgasexporteur

Rumänien mit seinem Anschluss ans Schwarze Meer verfügt über weitreichende Vorkommen an Erdgas. Bereits 1969 wurden erste Erforschungen der Kontinentalplatte unternommen und Anfang der 1980er Jahre wurden große Erdöl- bzw. Erdgasvorkommen gefunden. Kurz danach wurde mit der Produktion bzw. der Förderung begonnen, wodurch Rumänien ein Erdgasexporteur wurde. Ende der 1980er Jahren ging die Förderung aufgrund rückgängiger Reserven zurück und hält sich seitdem auf etwa 10 Mrd. m³ Erdgas jährlich (siehe Abbildung 73).²⁸³

Abbildung 73: Erdgasförderung in Rumänien von 1970 bis 2016



Quelle: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/40774/umfrage/rumaenien---erdgasproduktion-in-milliarden-kubikmeter/>

Im Jahr 2012 wurden erneut große Erdgasvorkommen entdeckt wonach sich nach Schätzungen etwa 100 bis 200 Mrd. m³ Erdgas bzw. Erdöl enthalten könnten. Die Förderung der Offshore-Vorkommen wurde aber seitens der Regierung noch nicht in die Wege geleitet.

²⁸² Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Romania

²⁸³ Vgl.: Bethkenhagen (1990): Die Energiewirtschaft in den kleinen Mitgliedsstaaten des Rates für Gegenseitige Wirtschaftshilfe, S. 105

Diese Vorkommen genügen Rumänien, um den Eigenbedarf an Erdgas im Sommer zu decken. In den Wintermonaten importiert das Land seinen zusätzlichen Bedarf zur Gänze aus Russland. Eine weitere Förderung der Offshore-Vorkommen könnte aus Rumänien einen interessanten Exporteur auch für die EU machen und Konkurrenz zu Gazprom bieten. Bislang wurde aber die Entscheidung über vermehrte Förderung noch aufgeschoben. Besonders für Ungarn und Bulgarien wäre es eine interessante Option ihren Erdgasbezug zu diversifizieren, wenn sich Rumänien als neuer Exporteur am Balkan etabliert. Pipeline Projekte wie die BRUA-Pipeline werden mittels EU-Geldern realisiert, da auch die EU hier eine Option ihren Gasimport zu diversifizieren. Probleme gibt es hierbei aufgrund von fehlendem Knowhow bezüglich Fördertechnik in Rumänien. Deshalb werden zur Förderung Investoren benötigt, da sich der Staat noch nie mit der Förderung von Offshore-Erdgasfeldern beschäftigt hat. Aus Angst von ausländischen Investoren benachteiligt zu werden, wurde ein Offshore-Gesetz beschlossen, das Auflagen und Gewinnmargen für Investoren regelt, wodurch potentielle Investoren, z.B. die OMV verärgert sind.²⁸⁴

Die BRUA-Pipeline und Ungarnstreit

Die BRUA-Pipeline (Bulgarien, Rumänien, Ungarn, Austria) ist eine derzeit im Bau befindliche Erdgaspipeline aus Rumänien, die die Länder Bulgarien und Ungarn an die Erdgasreserven Rumäniens anschließen wird. Danach gelangt die Pipeline bis nach Österreich und ist somit eine interessante Zugangsoption für die EU und rechtfertigt so die EU-Förderungen. Die Pipeline soll 2019 fertiggebaut werden. Eine Verzögerung von rumänischer Seite, aufgrund der Unklarheiten bezüglich der Förderstrategie seiner Offshore-Erdgasvorkommen, verärgert beispielsweise Ungarn, das hier die Chance sieht sich von russischem Erdgas zu diversifizieren. Das Offshore-Gesetz Rumäniens, das Investoren abschreckt ist somit auch für die Handelspartner von Rumänien ein Ärgernis, da es zu Verzögerungen führt. Ungarn unterstellt Rumänien durch die zeitliche Verzögerung die Energiesicherheit der Region zu gefährden. Problem sei auch die hohe Korruptionsdichte in Rumänien, wonach Lizenzgebühren für Ausbeutung von Rohstoffen bis dato kaum vorhanden waren, wodurch hohe Umweltschäden und Geldverluste für den Staat entstanden sind. Das neue Offshore-Gesetz erhöht nun deutlich die Gebühren.²⁸⁵

6.3.3 Optionsanalyse und Zielbestimmung Ungarns

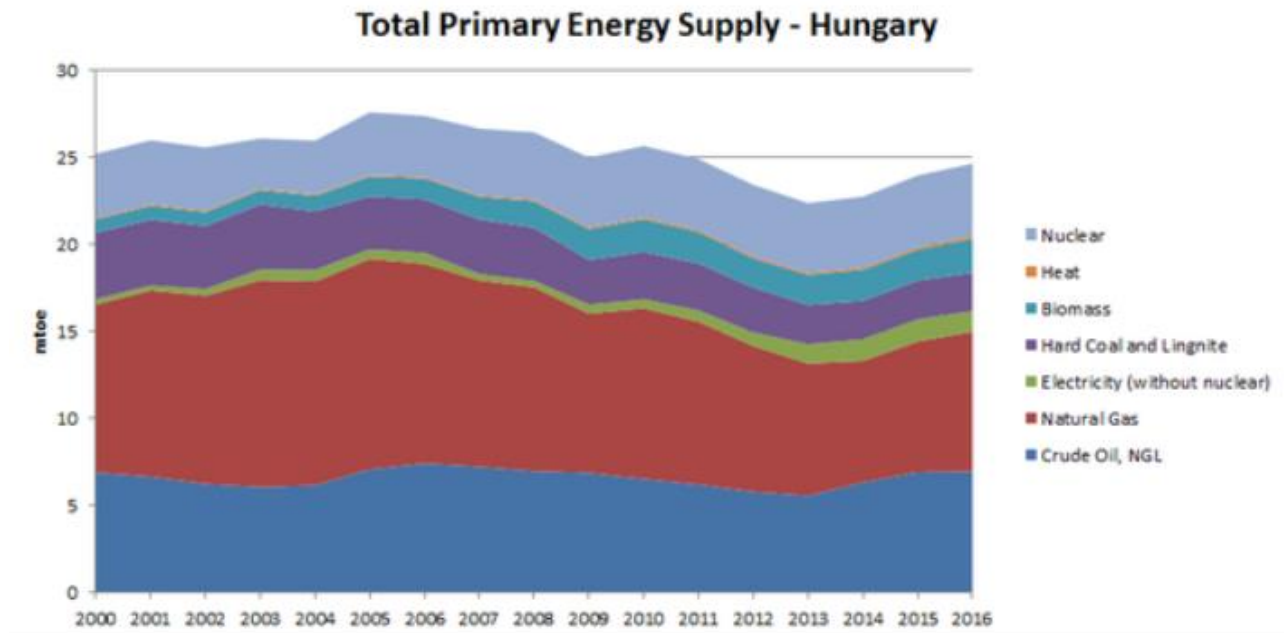
Etwa 66 % des ungarischen Primärenergieverbrauchs wird durch Erdöl und Erdgas versorgt (Abbildung 74). Danach spielt nur noch die Atomenergie eine maßgebende Rolle, Kohle sinkt stetig und Biomasse steigt. Dabei werden etwa 75 % des Erdgases und Erdöls importiert. Ungarn hat kaum eigene Energiequellen und bezieht daher 80 % seines Erdgases aus Russland. Auch bei der Stromerzeugung kommt Erdgas ein sehr hoher Stellenwert zu, außerdem macht es einen Anteil von über 50 % an der Stromerzeugung aus. Der Rest wird durch Kernenergie und Kohle generiert. Aufgrund der hohen Gasabhängigkeit von Russland

²⁸⁴ Vgl.: Müller (2018): Streit um rumänisches Erdgas

²⁸⁵ Vgl.: DW (2018): Rumänien und Ungarn streiten ums Gas

ist es ein Teil der Energiestrategie Ungarns erneuerbare Energien zu forcieren und bis 2020 einen Wert von knapp 15 % zu erreichen. Im Jahr 2015 lag dieser noch bei 10,5 %. Trotz kaum vorhandener Ressourcen liegt der Anteil der fossilen Energien bei 65 %. Die Atomkraft generiert etwa 22 % und etwa 14 % werden durch erneuerbare Energien erzeugt.²⁸⁶

Abbildung 74: Primärenergiebedarf in Ungarn von 2000 bis 2016



Quelle: <https://www.enercee.net/countries/country-selection/hungary/>

Energiestrategie und Politik in Ungarn

Energieziele bzw. -strategien in Ungarn zielen darauf ab, einen nachhaltigen und sicheren Energiesektor zu generieren. Die Forcierung erneuerbarer Energien ist wie in allen Ländern von Gastransportregion-Süd ein relevantes Thema, wonach die Produktion erneuerbarer Energien zunimmt, aber in den letzten Jahren etwas stagniert hat. Aktuell setzt die ungarische Energieversorgung verstärkt auf Erdgas und Atomkraft. Daher sind Investitionen besonders in den Bereichen Erdöl- und Erdgasinfrastruktur erkennbar. Daneben werden zwei weitere Atomkraftwerke gebaut.²⁸⁷

Schlüsselrolle für Ungarn als zukünftiger Gasverteiler

Ungarn wird aufgrund der neuen geplanten Projekte, Eastring oder der BRUA-Pipeline, eine zentrale Rolle für den Gastransport zwischen Europa und den kaukasischen Erdgasfeldern spielen (Abbildung 75). Ungarn sieht die Option zum ersten Mal, seit etwa 60 Jahren kein Erdgas mehr aus Russland beziehen zu müssen und daher gegenüber Russland einen Trumpf in der Hand zu haben. Des Weiteren besteht die Option die Turkish Stream-Pipeline, die in

²⁸⁶ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Hungary

²⁸⁷ Vgl.: Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe – Hungary

Europa in die geplante Tesla Pipeline übergeht weiter von Bulgarien nach Serbien und Ungarn zu leiten. Gazprom investiert aktuell bereits in Serbien und Bulgarien.²⁸⁸

Abbildung 75: Zentrale Rolle Ungarns als zukünftiges Verteilerland



Quelle: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html bearbeitet

6.4 Der Einfluss des Projekts One Belt, One Road auf die Länder der Regionen

Ein weiterer wichtiger Partner für osteuropäische Länder, sprich Gastransportregion-Zentral, Nord und Süd, bei der Durchführung ihrer Diversifizierungsstrategie im Bereich Energieversorgung, ist China. Durch das Projekt One Belt, One Road investiert China, wie bereits erwähnt, in einen Handelskorridor bis nach Zentraleuropa. Die wirtschaftliche Unterstützung Chinas für osteuropäische Länder zur Umsetzung dieses Korridors ist eine Option für diese Region, die Umstellung ihrer Energieversorgung weg von fossilen Energien, die importiert werden müssen, hin zu erneuerbaren Energien schneller zu forcieren. China fördert bereits seit Jahren umfangreiche Infrastrukturprojekte im osteuropäischen Raum.²⁸⁹ In einer Initiative genannt 16+1 beschäftigt sich China mit dem Ausbau des osteuropäischen Infrastruktursektors und unterstützt 16 osteuropäische Länder finanziell. Hierbei werden Projekte wie Autobahnen, Wasserkraftwerke, Brücken oder Wärmekraftwerke realisiert, um als zukünftiger Transportkorridor nach Zentraleuropa zu fungieren. In Abbildung 76 sind

²⁸⁸ Vgl.: DW (2018): Rumänien und Ungarn streiten ums Gas

²⁸⁹ Vgl.: Pavlicevic (2018): Mapping China's One Belt One Road Initiative, S. 257-259

aktuelle, chinesisch geförderte Projekte in osteuropäischen Länder gelistet. Auch Nicht-EU-Mitgliedstaaten wie die Ukraine und Weißrussland, fallen in diese Initiative und haben bereits Verträge mit China geschlossen. Demnach hat die Ukraine bereits Förderverträge im Bereich Agrarwirtschaft, Energie, Kultur und Bildung mit China geschlossen und neben der Verbesserung der Transportinfrastruktur ist auch die Entwicklung des Energiesektors im Gespräch.²⁹⁰

Abbildung 76: Investitionen Chinas in osteuropäische Infrastrukturprojekte

Table 10.2 Capital projects in the CEE region supported by China's loans

Country	Project	Value	%GDP
Albania	European Motorway VIII: Arber motorway to FYRoM	€200mn	2
B&H	Banja Luka-Split motorway	€600mn	16
B&H	450 MW unit at Tuzla thermal power plant	€786mn	
B&H	350 MW Banovici thermal power plant	€400mn	
B&H	300 MW Stanari thermal power plant	€350mn	
Hungary	Belgrade-Budapest high-speed railway link	€1.5bn	1
Montenegro	Section of the European motorway XI	€809mn	27
Montenegro	Renewal of the ship fleet	€100mn	
Romania	500 MW unit at Rovinari thermal power plant	€1bn	4
Romania	Mintia-Deva thermal power plant modernization	€250mn	
Romania	Tarnita-Lapustesti hydropower plant expansion	€1bn	
Romania	Units 3 and 4 at Cernavoda nuclear power plant	€2bn	
Serbia	Danube bridge	€170mn	8
Serbia	Kostolac Phase I	€130.5mn	
Serbia	350 MW unit at the Kostolac thermal power plant	€700mn	
Serbia	Belgrade-Budapest high-speed railway link	€800mn in Serbia (out of the total €1.5bn)	
Serbia	Sections of the European motorway XI (to Montenegro)	€900mn	
FYRoM	Motorways construction	€580mn	7

In Abbildung 77 ist ersichtlich, wie viel Geld China im Allgemeinen in die osteuropäischen Länder steckt.²⁹¹ Es bleibt jedoch immer das Risiko wirtschaftlich wieder von einem Staat abhängig zu werden bzw. die russische Abhängigkeit gegen eine zukünftige, chinesische Abhängigkeit einzutauschen. Ob dies auch den osteuropäischen Raum treffen könnte bleibt noch offen.

Quelle: Pavlicevic (2018): Mapping China's One Belt One Road Initiative, S. 258

Abbildung 77: Investitionen in osteuropäische Länder durch China

Table 10.3 China's investments in CEE, USD million

Country	2009	2015	2009-2015 growth (%)
Hungary	97.4	571.1	486
Romania	93.3	364.8	291
Poland	120.3	352.1	193
Bulgaria	2.3	236.0	10,115
Czech Republic	49.3	224.3	355
Slovakia	9.4	127.8	1265
Serbia	2.7	49.8	1758
Lithuania	3.9	12.5	218
Croatia	8.1	11.8	46
Bosnia-Herzegovina	5.9	7.8	31
Albania	4.4	7.0	60
Slovenia	5.0	5.0	0
Estonia	7.5	3.5	-53
Macedonia	0.2	2.1	955
Latvia	0.5	0.9	74
Montenegro	0.3	0.3	0
Total	411	1977	381

Quelle: Pavlicevic (2018): Mapping China's One Belt One Road Initiative, S. 260

²⁹⁰ Vgl.: OBOReuropa (2019): The BRI and the modernisation of infrastructure in Ukraine

²⁹¹ Vgl.: Pavlicevic (2018): Mapping China's One Belt One Road Initiative, S. 257-259

6.5 Handlungsoptionen der Staaten in den Gastransportregionen

Nachdem das Tauziehen zwischen Russland, USA, China und der EU um Osteuropa aufgezeigt wurde, widmet sich der nachfolgende Abschnitt einer Zusammenfassung der einzelnen infrastruktur-, handels-, und machtpolitischen Strategien der Länder der drei Gastransportregionen. Für die untersuchten Gastransportregionen ergeben sich aus Sicht des Autors umfassende Herausforderungen, doch auch bereits Optionen für Strategien, die in Folge näher erläutert werden. Darauf folgend werden ein Exkurs zu Österreich sowie sich daraus ableitende Herausforderungen für die Raumplanung gezeigt.

6.5.1 Machtpolitische Optionen

Der abhängige Erdgasimport osteuropäischer Staaten von Russland ist nicht nur mit wirtschaftlicher Abhängigkeit zu verbinden, sondern mit Machtpolitik, zur Durchsetzung wirtschaftlicher Ziele. Sofern russische Pläne bzw. Ziele von osteuropäischen Ländern nicht forciert wurden, wurde das Erdgas bzw. das Ausbleiben der Erdgaslieferungen als „Waffe“ eingesetzt, diese umzusetzen. Damit hat Russland nicht nur die Stellung eines Monopols, sondern ein regelrechtes Druckmittel, seine Interessen im osteuropäischen Raum und auch Hoheitsgebieten der EU umzusetzen. Die Optionen, die diese Staaten bzw. Regionen anstreben, sind von supranationalen Organisationen geprägt, wie der EU und der Eurasischen Wirtschaftsunion, die von Russland geführt wird. Die Wahl liegt dabei zwischen einer sicheren und billigen, jedoch abhängigen Energieversorgung oder einer Befreiung vom alten Meister Russland und dem Gang in eine eher ungewisse Energieautarkie.

Die Option der USA, Erdgas auch ohne Pipeline nach Europa liefern zu können, eröffnet den ostseenahe osteuropäischen Ländern die Rolle idealer Handelsplätze für die USA und zusätzlich die Chance als Störfaktor gegenüber Russland. Hinzu kommt, dass die Rivalität auf Ebene supranationaler Institutionen zwischen NATO und Russland und seinen Bündnispartnern für osteuropäische Staaten auch militärgeografisch neue Möglichkeiten entstanden sind oder schon genutzt werden. Die osteuropäischen Staaten können dadurch ihre Entwicklungsvoraussetzungen wesentlich verbessern. Die Auseinandersetzungen um den neu entstehenden Südlichen Gaskorridor im kaukasisch/kaspischen Raum zur Diversifizierung, der für die europäischen Länder relevanten Gasanbieter, bieten zusätzliche Chancen zur Verringerung deren Erdgasabhängigkeit von Russland. Südosteuropäische Staaten haben dadurch eine Option sich von einer reinen Importregion in eine neue Transitregion zu verwandeln. Russische Projekte zur Etablierung ihrer eigenen Routen im Südlichen Gaskorridor machen diese Staaten für die europäisch-amerikanische und russische Seite äußerst wichtig. Ein ebenfalls immer relevanter werdender Akteur für Osteuropa ist China, das durch die Umsetzung des Transportkorridors von Asien bis nach Zentraleuropa in Form der Neuen Seidenstraße wirtschaftlich benachteiligte osteuropäische Staaten durch Unterstützung beim Ausbau ihrer Infrastruktur fördert. Dies könnte in Zukunft zu erneuter Abhängigkeit vor allem osteuropäische Staaten führen. Auch gewichtigere Akteure in der EU wie Italien sind gegenüber Avancen Chinas nicht abgeneigt. Dies könnte zu einer weiteren

Zerreisprobe in der EU werden, wenn EU-Mitgliedsländer individuelle Verträge etwa mit China schließen und dabei die Gesamtstrategie untergraben. Nach Meinung des Autors ist dieser Ausdruck der Souveränität, bei dem Staaten den eigenen wirtschaftlichen Erfolg über Ziele der EU stellen, auch beim Vorgehen Deutschlands zur Durchsetzung von Nord Stream 2 erkennbar, das auch zu politischen Kontroversen in der EU führte und die EU in Zukunft vor ernsthafte Probleme stellen könnte. Auch die USA, die in China wie auch Russland ernsthafte Wirtschaftsrivalen sehen, versucht die europäischen Länder für sich zu gewinnen und steht Verträgen zwischen diesen mit China bzw. Russland äußerst negativ gegenüber. Ein Mittel ihre Interessen umzusetzen ist die NATO, durch deren militärischen Einfluss die Wirtschafts- und Machtpolitik der USA unterstützt werden soll. Politischer Druck in Form von Sanktionen oder der Förderung militärischer Apparate in osteuropäischen Staaten als vergangener Grenze zur UdSSR sind ein Mittel die US-amerikanischen Interessen umzusetzen.

Der Einsatz des Erdgases als Waffe bzw. machtpolitisches Instrument wird von Russland besonders gegen Länder von Gastransportregion-Zentral und Nord eingesetzt. Länder von Gastransportregion-Nord als Importregion wurden und werden durch Russland und dem Einstellen von Erdgaslieferungen regelrecht erpresst, politische Strategien Russlands zu forcieren. Gastransportregion-Zentral als traditionelle Transit- und Importregion konnte aufgrund von Transitblockaden den machtpolitischen Einfluss Russlands in der Vergangenheit ausbremsen, verliert jedoch aufgrund schwindender Relevanz als Transitkorridor diese Option.

Gastransportregion-Süd bzw. der Balkanraum wird geopolitisch gesehen zu einem umkämpften Gebiet. Sowohl die USA, Russland, die EU, als auch China investieren in die Region in Form von Förderungen für Infrastrukturprojekte. Russland beispielweise hat bereits begonnen, die Fortsetzung der Turkish Stream-Pipeline in Bulgarien und Serbien umzusetzen, die beide politisch mit Russland kooperieren. Die Sicherung dieser Beziehung wird durch begleitende Infrastrukturprojekte gefestigt. Für Bulgarien als NATO- und EU-Staat ergeben sich politische Spannungen, weil das Land dadurch eine „polygame“ Beziehung pflegt. Ein vergleichbares Beispiel sieht der Autor diesbezüglich in Deutschland, das mit Russland in Form von Nord Stream 1 und 2 eine ähnliche Politik betreibt, welche die wirtschaftlichen Interessen über die Interessen der EU stellt und dabei politische Spannungen in der supranationalen Organisation erzeugt hat. Die weitere Entwicklung der Gastransportregion-Süd bzw. des gesamten Balkans wird politisch aber auch wirtschaftlich äußerst brisant werden. Kann ein europäisch-kaukasischer Korridor direkt neben dem nun südlichen Teil des sibirisch-europäischen Korridors koexistieren? Nach dem Scheitern der Nabucco- und South Stream-Pipeline scheint diese Option nun doch in die Tat umgesetzt zu werden. Welcher davon der primäre Versorgungskorridor werden wird, hängt aus Sicht des Autors ab vom Ausgang des politischen Ringens um die Transitstaaten, die sowohl nach Russland als auch zur EU hin orientiert sind. Eine Umwerbung dieser Staaten erfolgt durch mehrere Seiten in Form von Förderungen und umfangreichen Investitionen, die die Region vor allem wirtschaftlich aufwerten, wodurch sie zu klaren Gewinnern werden.

6.5.2 Handelspolitische Optionen

Russland als wichtigste Angebotsregion für Zentraleuropa steht mit den osteuropäischen Ländern in wechselseitiger Abhängigkeit. Einerseits benötigen diese Länder russische Erdgas- bzw. Erdölexporte, andererseits ist bzw. war Gastransportregion-Zentral der wichtigste Transitkorridor für Russland nach Europa. Häufig besteht in den Ländern der Wunsch, sich aus der wirtschaftlichen und politischen Abhängigkeit von Russland zu befreien. In den Ländern des ehemaligen sowjetischen Herrschaftsbereichs finden Orientierungen vom Eurasischen Wirtschaftsraum hin zur Europäischen Union statt, weil darin größere Entwicklungschancen erwartet werden. Das Ziel, die wirtschaftliche Abhängigkeit von Russlands Erdgas- bzw. Erdölexporten aufzubrechen kann erfolgreich sein, ist jedoch mit großen Herausforderungen verbunden.

Handelspolitisch machen die Staaten von Gastransportregion-Zentral unterschiedliche Prozesse durch. Polen und die Slowakei, als Teil der EU, werden besser in das europäische Energienetz integriert. Dabei erhält vor allem Polen eine neue Stellung als wichtiges Transitland für den Anschluss von Gastransportregion-Nord. Die Ukraine und Weißrussland, die nicht Teil der EU sind, machten in der Vergangenheit entgegengesetzte Entwicklungen durch. Während die Ukraine sich näher an den Westen orientierte, blieb Weißrussland auch als Teil der EAWU politisch gesehen bei Russland. Als Teil der EAWU ist Weißrussland stärker an Russland gebunden und hat die Energieabhängigkeit teilweise zu Gunsten billiger Erdgasimporte aus Russland akzeptiert. Dennoch wird versucht, durch andere Projekte, wie insbesondere ein AKW, die Energieabhängigkeit von Russland zu verringern. Bis dato verfolgen Russland und Weißrussland in der EAWU jedoch gegensätzliche Interessen. Dies führt dazu, dass Weißrussland in Zukunft gezwungen sein wird, sich auch politisch umzuorientieren. Wirtschaftlich gesehen nimmt die Bedeutung der Region als zukünftiger Versorgungskorridor für russisches Erdgas nach Europa ab, wodurch für diese Staaten wirtschaftlich relevante Transitgebühren voraussichtlich wegfallen werden. Nach aktuellen Plänen wird die Transgas-Pipeline, die durch die Ukraine und Slowakei verläuft, stillgelegt und die Jamal-Europa-Pipeline, die durch Polen und Weißrussland verläuft, in ihrer Kapazität etwas verringert. Dadurch sind auch wirtschaftlich unterschiedliche Auswirkungen in der Region zu erwarten. Dieser Korridor könnte jedoch aus der Sicht Chinas wieder an Relevanz gewinnen, weil sowohl eine Handelsroute durch Osteuropa als auch eine über Südosteuropa geplant ist. China jedenfalls hat bereits mit sämtlichen Staaten Osteuropas Förderverträge abgeschlossen, die diesen Staaten helfen könnten, ihre Ziele zu erreichen. Die Gefahr einer neuen Abhängigkeit ist jedoch gegeben.

Im Gegensatz zu Ländern in Gastransportregion-Zentral, die allesamt unterschiedliche Wege zur Erreichung ihrer Energieziele verfolgen, haben die Länder der Gastransportregion-Nord im Kampf um die Senkung der Energieabhängigkeit ihre Ressourcen gebündelt. Die Vernetzung aller vier Staaten zur Bildung einer integrierten Energieregion und Entstehung eines eigenen Gasmarkts dient der Nutzung von Synergieeffekten und als Gegenpol zu Russland, das gegenüber all diesen Ländern als Monopolist auftritt. Durch diesen

Zusammenschluss hat sich die Diversifikation in Region-Nord stark erhöht. Die gegenseitige Hilfestellung, beispielsweise durch den Gasspeicher in Lettland und einige neue LNG-Terminals, ist sehr vorteilhaft. In Litauen ist bereits ein Terminal errichtet worden, weitere sind in Finnland und Estland geplant. Mögliche Lieferanten sind hier Norwegen und die USA. Handelsverträge wurden bereits geschlossen. Verbesserungen der Gegebenheiten für Gastransportregion-Nord kommen in Form des dritten EU-Energiepakets zur besseren Binnenvernetzungen, wodurch diese Region nach langer Verzögerung an das europäische Energienetz angeschlossen werden soll. Bis 2025 ist die Fertigstellung des neuen Versorgungskorridors geplant, wodurch dann kein russisches Erdgas mehr importiert werden muss.

Die Länder der Gastransportregion-Süd, Ungarn, Bulgarien und Rumänien, werden weitreichenden Entwicklungen vollzogen. Bisher galt die Region, wie Gastransportregion-Nord, als reine Importregion, entwickelt sich aber nun zu einer wichtigen Transitregion und ersetzt in dieser Funktion teilweise Gastransportregion-Zentral. Im Bereich der Energieversorgung sind alle Länder in Gastransportregion-Süd stark abhängig von fossilen Energien wie Kohle, Erdgas und Erdöl. Bei der Stromerzeugung spielen sowohl Atomkraft, Kohle aber auch Erdgas gewichtige Rollen, all diese Länder verfügen über eigene Atomkraftwerke. Im Vergleich zu Westeuropa bzw. Gastransportregion-Zentral und -Nord werden Klimaziele zur Senkung des Anteils fossiler Energien weniger energisch verfolgt. Durch seine zukünftige Doppelrolle als Gaskorridor für den eurasisch-europäischen und russisch-europäischen Erdgashandel sowie als Handelskorridor zwischen Asien und Europa bekommt diese Region eine äußerst wichtige handelspolitische Rolle.

6.5.3 Infrastrukturpolitische Optionen

Eine große Verantwortung, die sichere und ausgeglichene Energieversorgung der europäischen Staaten zu gewährleisten bzw. anzustreben, liegt bei der supranationalen Organisation EU. Die Erstellung eines EU-Energiebinnenmarkts als eines der wichtigsten Projekte der aktuellen EU-Energiepolitik erfordert die Entwicklung eines EU-Energienetzes. Auch hier spielt eine drohende Abhängigkeit der EU-Länder von russischen Gasexporten eine große Rolle. Besonders benachteiligte, erdgasabhängige Regionen der EU wie das Baltikum inklusive Finnland werden dadurch in Zukunft infrastrukturell erschlossen. Norwegen mit seinen Erdgaslagern in der Nordsee ist hier ein führender Lieferant bei der Erschließung und Diversifikation dieser benachteiligten Regionen.

Aus der Sicht der europäischen Staaten machen Transitblockaden zwischen Russland und den osteuropäischen Staaten diesen wichtigen Versorgungskorridor immer unsicherer und unzuverlässiger. Auch aus russischer Sicht sind die Unsicherheiten in den Transitregionen sehr problematisch. Deshalb verlegte Russland (und Deutschland) bestehende Onshore-Korridore von Russland durch die baltischen Staaten und Polen auf einen in Zukunft Transitstaaten umgehenden Offshore-Korridor durch die Ostsee, um die Versorgung auf lange Sicht zu stabilisieren.

Die Länder der Gastransportregion-Zentral, Ukraine, Weißrussland, Polen und die Slowakei, die auch ehemalige Sowjetstaaten sind, machen seit Erlangung ihrer Souveränität einen Emanzipationsprozess von Russland durch. Russische Projekte wie Nord Stream 2 und Turkish Stream sorgen dafür, dass dieser traditionelle sibirisch-europäische Erdgaskorridor immer mehr an Relevanz verliert, womit Länder wie die Ukraine neue Importmöglichkeiten ergreifen müssen. Sofern dieser Prozess der Emanzipation vollendet werden soll, muss auch in der Energieversorgung die staatliche Entscheidungsautonomie errungen werden, die eine Erneuerung bestehender Energienetze verlangt. Dieser Prozess ist jedoch ein finanziell aufwändiges Unterfangen. Ein wichtiger Schritt ist die Schaffung des Images einer aufstrebenden, wirtschaftlich- bzw. handelspolitisch wichtigen Region zur Anlockung neuer Investoren. Daneben wird auch die stetige Forcierung erneuerbarer Energien, als eine Alternative zu russischem Erdgas, vorangetrieben. Daneben wird die Stärkung der Atomenergie in allen Staaten von Gastransportregion-Zentral als Diversifikationsmaßnahme umgesetzt.

Die Länder der Gastransportregion-Nord, Estland, Lettland, Litauen und Finnland, als bis dato von Exporten Russlands abhängig, weisen teilweise ähnliche Herausforderungen wie die Länder von Gastransportregion-Zentral auf. Anzumerken ist, dass Finnland als einziges Land aller drei Gastransportregionen einen Spitzenplatz in der EU im Bereich Wirtschaftlichkeit, Wettbewerbsfähigkeit, Innovation und Regierungsqualität hat und nur aufgrund seiner Energieabhängigkeit ein Teil von Gastransportregion-Nord ist. Durch Projekte des BEMIP werden nun die Länder dieser Region durch die Baltic-Pipe, die GIPL-Pipeline und den Balticconnector an das europäische Erdgas- und Stromnetz angeschlossen. In Gastransportregion-Nord wird sowohl die erneuerbare Energie als auch die Nutzung von Synergieeffekten zur Bekämpfung der Energieabhängigkeit eingesetzt. Im Bereich der Energieversorgung haben erneuerbare Energien einen wesentlich höheren Anteil im Energiemix als in Gastransportregion-Zentral. Die Stärkung erneuerbarer Energien ist außerdem ein EU-Ziel zur Bekämpfung der Abhängigkeit von Gasanbietern. Des Weiteren sind in allen vier Ländern Rückgänge des Erdgasbedarfs erkennbar. National gesehen ist die Forcierung erneuerbarer Energien in Lettland und Finnland bereits stark fortgeschritten. Estland fördert erneuerbare Energien nennenswert, ist jedoch noch stark von Kohle abhängig. In Litauen nimmt der Anteil von erneuerbaren Energien an der Energieversorgung, wie auch in Lettland, stetig zu. Herausforderungen hat das Land jedoch aufgrund der Stilllegung seines AKWs, das einen Großteil der litauischen Stromproduktion liefert. Befürchtungen bestehen hier dahingehend, dass Weißrussland durch den Bau eines russisch finanzierten AKWs an der litauisch-weißrussischen Grenze den litauischen Markt in Zukunft mit billigem Atomstrom fluten könnte und die heimische Stromproduktion unrentabel machen würde. Aufgrund von politischen Konflikten mit Russland ist das Bestreben nach einer Energieunabhängigkeit, wie in den Ländern der Gastransportregion-Zentral, sehr hoch.

Rumänien, Ungarn und Bulgarien spielen eine tragende Rolle bei der Umsetzung neuer Pipeline-Projekte in Gastransportregion-Süd, sowohl aus dem Kaukasus als auch aus Russland. Rumänien als zunehmender Erdgasexporteur mit großen Gaslagerstätten im

Schwarzen Meer, wird in Zukunft für die Versorgung von Bulgarien, Ungarn, Rumänien und Österreich via BRUA-Pipeline eine maßgebliche Rolle spielen. Bulgarien als Anlandepunkt für die russische Turkish Stream, aber auch die TANAP aus der Türkei und in Folge Aserbaidschan, wird zum Transitstaat für zwei Angebotsregionen: Russland und den Kaukasus. Diese Möglichkeit bestand bereits in Form der Nabucco- und South Stream-Pipeline, die jedoch beide nicht realisiert wurden. Ungarn als weiteres Schlüsselland sowohl für den russischen als auch kaukasischen Versorgungskorridor nach Zentraleuropa ist ebenfalls ein Gewinner bei der Implementierung neuer Pipelinerouten. Sowohl BRUA, Eastring und Tesla-Pipeline (Anschluss der Turkish Stream) werden aktuellen Plänen zufolge durch Ungarn verlaufen.

6.5.4 Exkurs zu Österreich

Im Bereich der infrastrukturpolitischen Optionen orientiert sich Österreich an den aktuellen Entwicklungen der europäischen Erdgasversorgung. Durch die schwindende Relevanz der Transgas-Pipeline, die durch die Ukraine und die Slowakei bis zum österreichischen Erdgasverteilerzentrum in Baumgarten an der March verläuft plant Österreich zwei neue Optionen, auch künftig ein europäischer Erdgasverteiler zu bleiben. Einerseits wird ein Anschluss nach Norden in Richtung der auch in Zukunft bestehenbleibender Jamal-Europa-Pipeline sowie Nord Stream 1 und 2 gesucht. Andererseits ist durch die BRUA-Pipeline eine Erschließung der rumänischen Erdgaslagern im Schwarzen Meer geplant. Durch die BACI-Pipeline (Bidirectional Austrian-Czech Interconnector) ist ein Lückenschluss nach Tschechien geplant, der eine Vernetzung bis zum Anlandepunkt der Nord Stream 1 und 2 Pipeline sowie der Jamal-Europa-Pipeline ermöglicht und damit den neuen nördlichen sibirisch-europäischen Erdgaskorridor für Österreich erschließen soll. Für Österreich orientiert sich die BRUA-Pipeline neben der Erschließung rumänischer Offshore-Quellen am Südlichen Gaskorridor.²⁹²

Handels- sowie machtpolitisch ergeben sich des Weiteren folgende Herausforderungen für Österreich. Ungarn, das seine wichtige Stellung bei der Erschließung des Südlichen Gaskorridors sowie der rumänischen Offshore-Quellen kennt, möchte sich als neuen Verteilerstaat für Erdgas nach Westeuropa etablieren und steht in direkter Konkurrenz zu Österreich. Daneben kommt es für Österreich auch zu EU-politischen Spannungen. Österreich, das den EU-Vorsitz im Jahr 2018 innehatte wird vorgeworfen, Entwicklungen der europäischen Gasrichtlinie im Bereich Liberalisierung bewusst nicht vorangetrieben zu haben, die Projekte wie Nord Stream 2 weniger lukrativer gemacht hätten. Das österreichische Unternehmen OMV, das an Nord Stream 2 beteiligt ist, könnte ein Grund für diese Haltung Österreichs sein.²⁹³ Die Forcierung eigener Interessen zwischen wirtschaftlichen Gewinnern und Verlierern in der EU bezüglich der Umsetzung von Nord Stream 2 spalten die EU.

²⁹² Vgl.: Gas Connect Austria (2019): Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI)

²⁹³ Vgl.: Schnauder (2018): „Kniefall vor Putin“: Österreich wegen Russland-Gas in der Kritik

6.5.5 Herausforderungen an die Raumplanung

Um die Erdgasversorgung eines Landes zu gewährleisten, sind infrastrukturelle Einrichtungen essentiell. Die benötigten Pipelines und Terminals erfordern umfangreiche Maßnahmen der Raumplanung. Die räumliche Positionierung der benötigten Leitungsinfrastruktur erfordert weitreichende Raumplanung. Umgekehrt bedeutet dies auch, dass Politik und Wirtschaftsinteressen die Raumplanung in Europa immens beeinflussen.

In Österreich wurde der Zusammenhang zwischen Raumplanung und Energie bereits 1986 durch die Bundesregierung festgehalten. Demnach dient die Raumplanung als Hilfestellung für die Energieplanung im Bereich der Ausweisung von geeigneten Flächen: *„Aufgabe der Raumordnung ist es, der Energiepolitik Hilfestellung insbesondere bei der Koordinierung der Lagerstättennutzung, der Standorte von Kraftwerken und der Situierung von Leitungstrassen mit anderen Raumansprüchen zu geben. Die bereits im Energiekonzept 1984 der Bundesregierung dargestellten Aussagen zur Koordination von Energiepolitik und Raumordnungspolitik haben weiterhin Gültigkeit. Da die räumliche Struktur der Energieversorgung auch auf die Umwelt einwirkt, befasst sich die Raumordnungspolitik im Zusammenhang mit der Energieplanung zunehmend auch mit Umweltfragen.“*²⁹⁴

Im ÖREK 2011 wird des Weiteren festgehalten, dass die Sicherung von Korridoren für hochrangige Infrastrukturen gewährleistet werden muss: *„Die Sicherung von Korridoren für hochrangige Infrastrukturen stellt eine wesentliche Maßnahme zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit des Landes dar. Hochrangige Infrastrukturen umfassen dabei das Straßen- und Schienennetz, aber auch Energie- und Kommunikationsnetze.“*²⁹⁵

Als Basis des ÖREK wird die Energie-Raumplanung u.a. als wichtiges Hilfetool bei der Ausweisung geeigneter Flächen im Bereich Energieversorgung genannt sowie die „Regionale Entwicklung“, die gezielt durch Förderungen unterstützt werden kann: *„In der Energiestrategie Österreich wird die Entwicklung einer "Energie-Raumplanung" als wichtige Maßnahme genannt. Energiekonzepte sollen in der Raumplanung verstärkt für die Flächenwidmung, die Investition in Infrastruktur und die Vergabe von Förderungen eingesetzt werden.“*²⁹⁶

Aus Basis dieser machtpolitischen, als auch handelspolitischen Analysen, kann die Raumplanung in der zukünftigen Ausweisung von geeigneten Räumen für infrastrukturelle Projekte als Hilfetool im Bereich Energiemanagement bzw. -planung agieren. Diese bis dato nationalen Untersuchungen könnten auf EU-Ebene ausgeweitet werden und in dieser Arbeit gezeigte Aspekte enthalten, die für zukünftige Infrastrukturplanungen relevant werden.

²⁹⁴ Vgl.: Österreichische Bundesregierung (1986): Energiebericht der österreichischen Bundesregierung S. 47

²⁹⁵ Vgl.: ÖROK (2011): Österreichisches Raumentwicklungskonzept 2011, S. 36

²⁹⁶ Vgl.: Umweltbundesamt (2019): Energie-Raumplanung

7. Schlussfolgerung und Ausblick

Bezogen auf die Forschungsfrage nach handels- und infrastrukturpolitischen Herausforderungen des europäischen Gasmarkts mit räumlichem Fokus auf Osteuropa ist erkennbar, dass insbesondere in osteuropäischen Regionen umfangreiche Veränderungen der Gasversorgung stattfinden. Der stetige Rückgang der europäischen Gasförderung, die aufgrund sinkender Lagerkapazitäten, aber auch der Forcierung von Klimazielen voranschreitet, verlangt eine Erhöhung der Erdgasimporte. Politische Unruhen zwischen Russland und osteuropäischen Staaten, die als Transitstaaten fungieren, führten in der Vergangenheit zu Versorgungsengpässen in verschiedenen Ländern Europas. Die Umgehung dieser Länder durch Verlegung von russischen Pipelines ist aus russischer Sicht ein ökonomisch begründeter Schritt, auch wenn osteuropäische Staaten dadurch erhebliche finanzielle Einbußen erwarten müssen.

Die Strukturen der Abhängigkeit osteuropäischer Länder von Russland sind im Wandel. Weitere Diversifikation der Erdgasimporte weg von Russland und hin zu anderen Exporteuren wird sowohl von Ländern in Gastransportregion-Zentral (ohne Weißrussland) als auch Gastransportregion-Nord angestrebt. Sowohl EU, die USA und Russland als auch China als ein ebenso wichtiger Investor haben Interesse bzw. erkennen in den Untersuchungsregionen wichtige Schlüsselregionen für die Forcierung ihrer wirtschaftlichen Projekte. Dieser Wettkampf um die Gunst osteuropäischer Regionen, die bis dato zu fast 100 % von russischem Erdgas abhängig sind, bietet diesen abhängigen Staaten ein politisches Instrument. Durch die Realisierung ihres steigenden wirtschaftlichen Wertes kann die russische Monopolstellung zurückgedrängt werden. Der gesteigerte wirtschaftliche Wert spielt in der Strategie zur Emanzipierung eine wichtige Rolle. Bei diesem sowohl politischen, als auch wirtschaftlichen Tauziehen setzen die Wirtschaftsmächte China, USA und Russland zu unterschiedlichen Maßnahmen an. Vorrangig handelt es sich hierbei um einen territorialen Wettkampf zwischen Russland und der EU. Viele der osteuropäischen Staaten sind zwar Teil der EU, unterhalten aber auch enge politische Beziehungen zu Russland.

Als wirtschaftlicher Konkurrent Russlands sieht die USA hier Möglichkeiten, Akzente zu setzen. Die USA sind daran interessiert, den europäischen Wirtschaftsraum näher mit dem amerikanischen Raum zu verbinden und andere Einflüsse wie z.B. jene durch Russland oder China zu verringern. Maßnahmen werden vor allem in Form von Drohungen bzw. Sanktionen gegen Unternehmen, die aktiv an einer stärkeren Verknüpfung mit anderen Wirtschaftsräumen arbeiten, gesetzt (z.B. gegen Nord Stream oder gegen Länder mit Handelsverträgen mit China). Daneben spielt die NATO als supranationale Organisation eine wichtige Rolle. Durch die aktive antirussische Machtpolitik kann die USA via NATO politischen Druck auf osteuropäische Staaten ausüben, wenn sie der NATO angehören. Diese Länder wurden in der Vergangenheit militärisch durch die USA gefördert und wollen dies auch weiterhin lukrieren. Wenn der europäische Markt von russischen oder chinesischen Einflüssen befreit wird, steigt für die USA die Chance, ihr LNG am europäischen Markt leichter absetzen zu können. Die Erfolgsaussichten sind aber nach Meinung des Autors

aufgrund der aktuellen Vernetzung europäischer Länder mit Russland durch Projekte wie Nord Stream 2 sowie politischer Dispute zwischen den USA und Europa in Form von Handelskriegen eher gering. Die USA wird dem russischen Erdgassektor nur Nadelstiche versetzen können. Des Weiteren sind derzeit bestehende LNG-Terminals wenig ausgelastet und viele Anbieter vorhanden. Im Gegensatz dazu könnte der wirtschaftliche Kampf um den asiatischen Gasmarkt aus Sicht des Autors in den nächsten Jahren für die USA wichtiger werden.

China dagegen setzt mit dem Projekt One Belt, One Road zur Schaffung eines Handelskorridors zwischen Asien und Europa auf finanzielle Förderungen. Dabei werden insbesondere Infrastrukturprojekte in osteuropäischen Ländern unterstützt. Dadurch könnte sich in naher Zukunft auch China als bedeutender Handelspartner für osteuropäische Staaten entwickeln. Fraglich ist aus der Sicht des Autors, ob Länder der osteuropäischen Gastransportregionen ihre steigende Bedeutung für weitere eigenständige Entwicklungen nutzen können oder nur die Abhängigkeit von einer Wirtschaftsmacht zur anderen wechseln werden.

Negative Entwicklungen sieht der Autor in Ländern mit möglichen Gegensätzen zwischen der EU als supranationale Organisation und der einzelstaatlichen Souveränität. Die EU steht vor allem für einen gemeinsamen Wirtschaftsraum europäischer Staaten, der auch in der zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung ein gemeinsames Ziel bzw. Strategie vorgibt. Anhand aktueller Projekte wie Nord Stream 2 oder der Forcierung der chinesischen Seidenstraße ist jedoch erkennbar, dass Staaten teilweise Entscheidungen treffen, die aus Sicht ihrer Souveränität vertretbar sind, jedoch den Interessen der Staatengemeinschaft entgegenstehen. Fraglich ist, wie funktionsfähig eine Staatengemeinschaft sein kann, wenn nationales Interesse in Konkurrenz zu EU-Zielen steht. Für die EU, die mit Nord Stream 2 noch enger mit Russland vernetzt wird, sind dennoch Ziele der Diversifikation, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, von Vorrang. Diese soll durch die Implementierung des Südlichen Gaskorridors sowie der steigenden Nachfrage nach norwegischem Gas und der Absicht einen stetigen Zuwachs an LNG-Importen am Gesamterdgasimport zu erzielen, erreicht werden. Durch die beschriebene Relevanz der Raumplanung sollte der Standortforschung im Bereich Trassenwahl für zukünftige Projekte mehr Aufmerksamkeit zugutekommen sowie handelspolitische, machtpolitische und infrastrukturpolitische Einflüsse berücksichtigt werden.

Quellenverzeichnis

Literaturquellen

Astrov, Vasily / Podkaminer, Leon (2017): Energy Tariff Reform in Ukraine: Estimated Effects and Policy Options. Wien: The Vienna Institute for international Economic Studies.

Austrian Gas Grid Management - AGGM (2018): Langfristige Planung 2018 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2019 – 2018. Oktober 2018. Wien

Baumann, Florian (2008): Energiesolidarität als Instrument der Versorgungssicherheit. Forschungsgruppe Europa. September 2008

BP Energy Economics (2018): BP Energy Outlook – Country and regional insights – European Union

BP Energy Economics (2018): BP Statistical Review of World Energy 67th Edition. June 2018

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR (2016): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover

Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2018): Energie in Österreich 2018 Zahlen, Daten und Fakten. Wien

CEER (2018): ACER Market Monitoring Report 2017 – Gas Wholesale Markets Volume. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. Belgien - Brüssel

Clingendael International Energy Programme Franza, Luca (2016): Outlook for LNG imports into the EU to 2025. CIEP Paper Niederlande

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. DVGW (2016): LNG und Versorgungssicherheit Erdgas: ein sicherer und zuverlässiger Partner in der Energiewende

Dubrinsky, R. / Adarov, A. / Bornukova, K. / Havlik, P. / Hunya, G. / Kruk, D. / Pindyuk, O. (2016): The Belarus Economy: The Challenges of Stalled Reforms. Wien: The Vienna Institute for international Economic Studies.

E-Control (2018): Versorgungssicherheit Wie sicher ist die Gasversorgung in Österreich? Wien.

Ersen, Emre / Celikpala, Mitat (2019): Turkey and the changing energy geopolitics of Eurasia, in Energy Policy Volume 128, Türkei - Istanbul: Elsevier Verlag, S.582-592

Energy Community Secretariat (2018): Energy Governance in Belarus Policy Recommendations. April 2018

ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015 – TYNDP 2015 Main Report

ENTSOG (2017): BEMIP - Baltic Energy Market Interconnection Plan Gas Regional Investment Plan 2012 – 2021 Annex: infrastructure Projects

ENTSOG (2017): BEMIP - Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP Main Report

ENTSOG (2017): Gas Regional Investment Plan 2017-2026 – Central Eastern Europe GRIP Main Report

ENTSOG (2017): Gas Regional Investment Plan 2017-2026 – Southern Gas Corridor GRIP Main Report

ENTSOG (2017): Ten Year Network Development Plan 2017 – TYNDP 2017 Main Report

ENTSOG (2018): Ten Year Network Development Plan TYNDP 2018 Regional Insight Report Focus on the Nordic and Baltic Sea

ENTSOG (2018): Ten Year Network Development Plan TYNDP 2018 Regional Insight Report North –South Interconnections East.

ENTSOG (2018): Ten Year Network Development Plan TYNDP 2018 Regional Insight Report Northern Seas Offshore Grid.

Europäische Kommission (2011): Mitteilungen der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Energiefahrplan 2050. Dezember 2011. Belgien - Brüssel

Europäische Kommission (2015): Ende der Isolierung der baltischen Staaten im Energiebereich: Die neue Gasverbindung Polen-Litauen (GIPL) – Pressemitteilung. Oktober 2015. Belgien - Brüssel

Europäische Kommission (2016): Energieversorgungssicherheit in der EU soll mithilfe von Flüssigerdgas und der Gasspeicherung erhöht werden – Pressemitteilung. April 2016. Belgien - Brüssel

Europäische Kommission (2016): Kommissionspräsident Juncker und die Staats- und Regierungschefs von Frankreich, Spanien, Portugal einig über Weg zur besseren Anbindung der Iberischen Halbinsel an den übrigen EU-Energiemarkt – Pressemitteilung. March 2015. Belgien - Brüssel

European Union (2017): My Region, My Europe, Our Future - Seventh report on economic, social and territorial cohesion. September 2017. Belgien - Brüssel

Europäische Union (2017): The list of projects of common interests (PCI) by country – the third Union list of PCI. November 2017. Brüssel

Europäische Union (2018): Transeuropäische Netze – Leitlinien. Belgien - Brüssel

Götz, Roland / Bradshaw, Michael / Pleines, Heiko (2006): Der Gipfel in Lahti Ausländische Investitionen in Sachalin Energiehandel mit der Ukraine. Russland - Analysen Nr. 116. Deutschland - Berlin

GTAI: German Trade and Investment (2018): Neue Seidenstraße – Chinas massives Investitionsprogramm. Deutschland – Berlin

Günsberg, Georg (2018): Analyse zum IEA –World Energy Outlook 2017 im Kontext der klimapolitischen Herausforderungen. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus. Jänner 2018. Wien

Hamburgisches Weltwirtschafts- Institut HWWI (2007): Die Bedeutung von Erdgas als Energieträger der Zukunft. Deutschland - Hamburg

Heather Patrick/ Petrovich, Beatrice (2017): European traded Gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration. The Oxford Institute for Energy Studies. Mai 2017

Holzner, Mario / Heimberger, Philipp / Kochnev, Artem (2018): Die „Europäische Seidenstraße“ Forschungsbericht 11, Wien: The Vienna Institute for international Economic Studies

Honoré, Anouk (2018): Natural gas demand in Europe in 2017 and short term expectations. The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford. April 2018

Henderson, James / Sharples, Jack (2018): Gazprom in Europe – two “Anni Mirabiles”, but can it continue? The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford. March 2018

International Gas Union – IGU (2018): 2018 World LNG Report 27th World Gas Conference Edition. USA - Washington DC

International Gas Union – IGU (2018): Global gas report 2018 27th World Gas Conference. USA - Washington DC

King& Spalding (2018): LNG in Europe 2018 An Overview of LNG Import Terminals in Europe. USA - Georgia - Atlanta

Lang, Kai-Olaf (2008): Die baltischen Staaten und ihr schwieriges Verhältnis zu Russland. Stiftung Wissenschaft und Politik. Deutsches Institut für internationale Politik und Sicherheit. SWP – Aktuell

Lee, Yusin (2014): Opportunities and risks in Turkmenistan’s quest for diversification of its gas export routes, in Energy Policy Volume 74, South Korea: Elsevier Verlag. S. 330-339

- Nord Stream (2013): Sichere Energie für Europa – Das Nord Stream Pipelineprojekt 2005 – 2012.
- Nord Stream 2 (2016): Das Nord Stream 2 Pipeline Projekt – Fact Sheet. Februar 2016
- Nord Stream 2 (2016): Der Gasmarkt – ein Ausblick Eine neue Pipeline für Europas Energiezukunft.
- Nord Stream 2 (2016): Nord Stream 2 Eine neue Pipeline für Europas Energiezukunft Projekthintergrund. April 2018
- Österreichische Bundesregierung (1986): Energiebericht der österreichischen Bundesregierung 1986, Bundesministerium für Handel, Gewerbe und Industrie Sektion V, Wien
- ÖROK (2011): Österreichisches Raumentwicklungskonzept 2011 –ÖREK 2011, Wien
- Pastukhova, Maria / Westphal, Kirsten (2018): Die eurasische Wirtschaftsunion schafft einen Energiemarkt – die EU steht abseits. SWP - Aktuell
- Ruble, Isabella (2017): European Union energy supply security: The Benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean, In Energy Policy 105 S.341- 353. USA – Washington
- Schätzl, Ludwig (1998): Wirtschaftsgeographie 3. Politik. 3. Auflage, UTB Paderborn
- Schätzl, Ludwig (2000): Wirtschaftsgeographie 2. Empirie. 3. Auflage, UTB Paderborn
- Schätzl, Ludwig (2003): Wirtschaftsgeographie 1. Theorie. 9. Auflage, UTB Paderborn
- Sarker, Nazirul Islam / Hossin, Altab / Hua, Yinxiao / Sarkar, Kamruzzaman / Kumar, Nithin (2018): Oil, Gas and Energy Business under One Belt One Road Strategic Context, in Open Journal of Social Sciences S. 119-134. Scientific Research Publishing
- Stewart, Susan (2010): Beziehungen zur Ukraine – Konflikt mit Belarus – Aktuelle Wirtschaftsdaten. Russland-analysen Nr. 204. Berlin
- Szkola, Susanne / Hett, Felix (2014): Die Eurasische Wirtschaftsunion – Analysen und Perspektiven aus Belarus, Kasachstan und Russland, Deutschland: Friedrich Ebert Stiftung
- Pavlicevic, D. (2018): Mapping China’s One Belt One Road Initiative. In: Shaw, T. M. (2018): International Political Economy Series, S.249-278. England - Liverpool
- Zemskova, Kristina (2018): The Common Energy Market of the Eurasian economic Union – Implications for the European Union and the role of the Energy Charta Treaty (ECT), Brüssel: Energy Charter Secretariat.

Onlinequellen

Zeitungsartikel

- Ballin, A. (2018, 20. März): Darum muss sich Russland im Gasstreit mit der Ukraine einigen. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/gasliefierungen-darum-muss-sich-russland-im-gasstreit-mit-der-ukraine-einigen/21091620.html?ticket=ST-613723-hdtpaZGmOVf7SCBO7Esv-ap4> [11.3.2019]
- Ballin, A. (2018, 26. April): Gazprom träumt von Pipeline Nord Stream 3. *Der Standard*. [online] <https://derstandard.at/2000078644428/Gazprom-traeumt-von-Pipeline-Nordstream-3> [11.3.2019]
- Bastian, N. / Brüggmann, M. (2019, 3. Jänner): Nord Stream 2 killt die Ukraine – Polens Außenminister im Interview. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/jacek-czaputowicz-nord-stream-2-killt-die-ukraine-polens-aussenminister-im-interview/23820652.html> [11.3.2019]
- BBC News (2006): Ukraine gas row hits EU supplies, [online] <http://news.bbc.co.uk/2/hi/europe/4573572.stm> [11.3.2019]

- Becker, M. (2018, 1. November): Trumps Botschafter droht Europa. *Spiegel Online*. [online] <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/donald-trumps-botschafter-droht-europa-im-handelsstreit-a-1235919.html> [11.3.2019]
- Benz, M. (2018, 25. August): Ein Stachel in Putins Fleisch. *Neue Zürcher Zeitung*. [online] <https://zeitungsarchiv.nzz.ch/neue-zuercher-zeitung-vom-25-08-2018-seite-32.html?hint=444881>[11.3.2019] [11.3.2019]
- Bernath, M.(2018, 3. Juni): Bulgariens Festhalten am großen Bruder Russland. *Der Standard*. [online] <https://derstandard.at/2000080779589/Bulgariens-Festhalten-am-grossen-Bruder-Russland> [11.3.2019]
- Bota, A. / Krupa, M. / Thumann, M. (2016, 5. Februar) Die Rohrbombe Nord Stream 2. *Zeit Online*. [online] <https://www.zeit.de/2016/06/nord-stream-2-deutschland-russland-pipeline/komplettansicht> [11.3.2019]
- Brössler, D. (2017, 13. September): Berlin ringt mit der EU um Nord Stream 2. *Süddeutsche Zeitung*. [online] <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/energiegeschaefte-kampf-um-die-roehre-1.3663226> [11.3.2019]
- DiChristopher, T. (2018, 18. April): China is getting better at fracking, the technology that sparked the US natural gas boom. *CNBC* [online] <https://www.cbc.com/2018/04/18/china-is-getting-better-at-fracking-which-sparked-the-us-shale-boom.html> [11.3.2019]
- Die Presse (2018, 17.August): Polen: Ab 2022 kein russisches Gas mehr. [online] https://diepresse.com/home/wirtschaft/energie/5514838/Polen_Ab-2022-kein-russisches-Gas-mehr [27.3.2019]
- Die Presse (2018, 17. September): Slowakei: „Massive Baumängel“ beim AKW Mochovce [online] https://diepresse.com/home/ausland/welt/5498182/Slowakei_Massive-Baumaengel-beim-AKW-Mochovce [31.3.2019]
- Dolzhenko, S. (2009, 6. Jänner): Ukraine: Gazprom will dem Westen das Gas ganz abdrehen. *Die Presse*. [online] https://diepresse.com/home/wirtschaft/economist/441626/Ukraine_Gazprom-will-dem-Westen-das-Gas-ganz-abdrehen [11.3.2019]
- Dominguez Cebrián, B. (2017, 1. April): Lettland hofft auf Russlands gesunden Menschenverstand. *Welt*. [online] <https://www.welt.de/wirtschaft/article163305584/Lettland-hofft-auf-Russlands-gesunden-Menschenverstand.html> [11.3.2019]
- Dr. Thimm, J. (2018, 5. September): Die USA wollen die Nato dominieren – und müssen dafür die ungleiche Belastung akzeptieren. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/gastkommentar-die-usa-wollen-die-nato-dominieren-und-muessen-dafuer-die-ungleiche-belastung-akzeptieren/22975954.html> [11.3.2019]
- DW (2017, 15. Juni): US Sanktionen: Gabriel unterstellt Amerikanern Eigennutz. [online] <https://www.dw.com/de/us-sanktionen-gabriel-unterstellt-amerikanern-eigennutz/a-39269135> [11.3.2019]
- Etschmaier, S. (2019, 21. März): Italien kokettiert mit China. *ORF*. [online] <https://orf.at/stories/3115104/> [21.3.2019]
- Finkenzeller, K. (2016, 4. Jänner): Algerien – Abhängig vom Öl- und Gasexport. *Zeit Online*. [online] <https://www.zeit.de/wirtschaft/2016-01/algerien-oelpreis-europa-auswanderer-rueckkehr> [11.3.2019]
- Finkenzeller, K. (2018, 4. Dezember): Polens Kohle wird knapp und teuer. *Zeit Online*. [online] <https://www.zeit.de/wirtschaft/2018-11/erneuerbare-energie-polen-wende-kohle-alternative-energieversorger>[11.3.2019]
- Fraser, D. (2013, 21. August): Worrying decline in oil and gas production. *BBC News*. [online] <https://www.bbc.com/news/uk-scotland-scotland-business-23771338> [11.3.2019]
- Gabriel, I. (2018, 21. August): USA verschärfen Gangart gegen Nord Stream 2. *Kurier*. [online] <https://kurier.at/wirtschaft/usa-verschaerfen-gangart-gegen-nord-stream-2/400095794> [11.3.2019]
- Gamillscheg, H. (2012, 15. Oktober): Litauen stimmt gegen Atomkraft. *Frankfurter Rundschau* [online] <https://www.fr.de/politik/litauen-stimmt-gegen-atomkraft-11290974.html> [11.3.2019]

- Gammelin, C. (2018, 26. Juli): Was der Deal von Washington für Europa bedeutet. *Süddeutsche Zeitung*. [online] <https://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/handelsstreit-usa-eu-1.4070933> [11.3.2019]
- Handelsblatt (2014, 13. Juni): Russland zieht wegen Pipeline-Streit vor WTO. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/south-stream-pipeline-russland-zieht-wegen-pipeline-streit-vor-wto/10041812.html?ticket=ST-2304711-hxrAKnB3kPd7PCrYsrHV-ap4> [11.3.2019]
- Handelsblatt (2014, 30. September) EU-Staaten machen Front gegen Gazprom. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/south-stream-pipeline-eu-staaten-machen-front-gegen-gazprom/10775716.html?ticket=ST-2110770-lcrcVCCeh60aTpb1Zjuj-ap1> [11.3.2019]
- Heide, D. / Hoppe, T. / Riedel, D. (2018, 6. September): So beschwichtigt die EU die Amerikaner im Handelsstreit. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/us-strafoelle-so-beschwichtigt-die-eu-die-amerikaner-im-handelsstreit/23003796.html> [11.3.2019]
- Henze, V. (2018, 12. September): Asia to Dominate Long-Term LNG Demand Growth. *BloombergNEF*. [online] <https://about.bnef.com/blog/asia-dominate-long-term-lng-demand-growth/> [11.3.2019]
- Hermann, R. (2016, 1. Dezember): Litauens neue Freiheit. *Neue Zürcher Zeitung*. [online] <https://www.nzz.ch/wirtschaft/litauens-neue-freiheit-1.18687684> [11.3.2019]
- Höhler, G. (2018, 27. Dezember): Anker der Stabilität im östlichen Mittelmeer – Mittelmeerstaaten planen Super-Pipeline. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/east-med-pipeline-anker-der-stabilitaet-im-oestlichen-mittelmeer-mittelmeerstaaten-planen-super-pipeline/23791152.html?ticket=ST-665661-0nltYaa4ZfqdOi7LPlya-ap4> [11.3.2019]
- JBK (2016, 16. März): Turkmenistan baut an der Seidenstraße aus. *Top-Energy-News*. [online] <http://www.top-energy-news.de/turkmenistan-baut-an-der-seidenstrasse-aus/> [11.3.2019]
- Johannsmeier, B (2016, 4. Mai) Energieunabhängigkeit von Russland angestrebt. *Deutschlandfunk*. [online] https://www.deutschlandfunk.de/litauen-setzt-auf-fluessiggas-energieunabhaengigkeit-von.795.de.html?dram:article_id=353260 [11.3.2019]
- Kahlweit, C. (2018, 19. Juli): Ukraine: nach dem Krieg droht die Umweltkatastrophe. *Süddeutsche Zeitung*. [online] <https://www.sueddeutsche.de/politik/ukraine-schwarze-seiten-der-kohle-1.3085551> [11.3.2019]
- Kerimkhanov, A. (2018, 23. Oktober) EU will help Turmenistan to construct Trans-Caspian gas pipeline. *Azernews* [online] <https://www.azernews.az/region/139624.html> [11.3.2019]
- Kireev, M. (2019, 19. Februar): Mehr als Nord Stream: Russlands globale Gasprojekte. *MDR*. [online] <https://www.mdr.de/heute-im-osten/ostblogger/russlands-globale-gasprojekte-nord-stream-und-andere-pipelines100.html> [22.3.2019]
- Koch, M./ Siebenhaar, H. / Stratmann, K. (2018, 18. Oktober): Darum torpedieren Dänemark, die USA und Osteuropäer die Gaspipeline Nord Stream 2. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/politik/international/milliardenprojekt-darum-torpedieren-daenemark-die-usa-und-die-osteuropaer-die-gaspipeline-nord-stream-2/23202300.html> [11.3.2019]
- Kraushaar, M. (2018, 5. Dezember): Briketts forever: Polen setzt auf Kohle. *MDR*. [online] <https://www.mdr.de/heute-im-osten/projekte/kohle-polen-tschechien-klimagipfel-katowice102.html> [11.3.2019]
- Lokshin, P. (2018, 14. August): Putins schleichender Machtverlust. *Welt*. [online] https://www.welt.de/print/welt_kompakt/print_politik/article181089234/Putins-schleichender-Machtverlust.html [11.3.2019]
- Möller, M. (2018, 5. Dezember): Nord Stream 2: Dänemark ist gegen geplante Route. *NDR*. [online] <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Nord-Stream-2-Daenemark-lehnt-geplante-Route-ab,nordstream302.html> [11.3.2019]

- Müller, A. (2018, 6. August): Streit um rumänisches Erdgas. *Deutschlandfunk*. [online] https://www.deutschlandfunk.de/reichtum-im-schwarzen-meer-streit-um-rumaenisches-erdgas.795.de.html?dram:article_id=424750 [11.3.2019]
- n-TV (2014, 1. Dezember): Russland stoppt South Stream. [online] <https://www.n-tv.de/politik/Russland-stoppt-South-Stream-article14073226.html> [11.3.2019]
- n-TV (2018, 20. August): Gegenwind für Nord Stream 2 – Trump plant Sanktionen gegen Gas-Pipeline. [online] <https://www.n-tv.de/wirtschaft/Trump-plant-Sanktionen-gegen-Gas-Pipeline-article20580575.html> [11.3.2019]
- Nagel, C. (2011, 25. November): Russischer Rabatt für Europas letzten Diktator. *Tagesschau*. [online] <https://web.archive.org/web/20111127121445/http://www.tagesschau.de/wirtschaft/gasabkommen100.html> [11.3.2019]
- Nienhuysen, F. (2018, 26. November): Eine Meerenge wird zum gefährlichen Nadelöhr. *Süddeutsche Zeitung*. [online] <https://www.sueddeutsche.de/politik/krim-ukraine-russland-1.4227045> [11.3.2019]
- ORF (2013, 26. Juni): Schwerer Schlag für OMV. [online] <https://orf.at/v2/stories/2188626/2188638> [11.3.2019]
- ORF (2013, 22. August): Mochovce-Ausbau geht trotz Urteils weiter. [online] <https://orf.at/v2/stories/2195771> [31.3.2019]
- ORF (2016, 13. August): Rückschlag für Ostsee-Pipeline Nord Stream 2. [online] <https://orf.at/v2/stories/2353717> [11.3.2019]
- ORF (2018, 19. Oktober): IWF einigt sich mit Ukraine auf neue Kreditlinie. [online] <https://orf.at/stories/3071042/> [23.3.2019]
- Pabst, V. (2019, 6. März): Bulgarien sucht den Anschluss an Turk Stream. *Neue Zürcher Zeitung*. [online] <https://www.nzz.ch/international/bulgarien-sucht-den-anschluss-an-den-russischen-turk-stream-ld.1464818?reduced=true> [11.3.2019]
- Pallinger, J. (2018, 2. Februar): Fracking: Die Rückkehr von Big Oil in den USA. *Der Standard*. [online] <https://derstandard.at/2000073470092/Fracking-Die-Rueckkehr-von-Big-Oil-in-den-USA> [11.3.2019]
- Reuter, B. (2015): Europa geht das Erdgas aus. *Wirtschafts Woche*. [online] <https://www.wiwo.de/technologie/forschung/versiegende-vorkommen-europa-geht-das-erdgas-aus/11362184.html> [11.3.2019]
- Rüesch, A. (2019, 7. März): Lukaschenko blickt nach Westen. *Neue Zürcher Zeitung*. [online] <https://zeitungsarchiv.nzz.ch/neue-zuercher-zeitung-vom-07-03-2019-seite-3.html?hint=4742304> [11.3.2019]
- Schmiester, C. (2018, 17. August): Widerstand in Dänemark. *Deutschlandfunk*. [online] https://www.deutschlandfunk.de/erdgaspipeline-nord-stream-2-widerstand-in-daenemark.795.de.html?dram:article_id=425717 [11.3.2019]
- Schnauder, A. (2018): „Kniefall vor Putin“: Österreich wegen Russland-Gas in der Kritik. *Der Standard*. [online] <https://derstandard.at/2000093709938/Nord-Stream-2-Strenge-Regelung-fuer-russische-Pipeline-treibt-Keil> [31.3.2019]
- Sokullu, S. (2015, 1. April) TANAP-Pipeline soll Abhängigkeit von Russland verringern. *DW*. [online] <https://www.dw.com/de/tanap-pipeline-soll-abh%C3%A4ngigkeit-von-russland-verringern/a-18357100> [11.3.2019]
- Spiegel Online (2010, 26. Juni): Russisches Gas strömt wieder nach Weißrussland. [online] <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/streit-beigelegt-russisches-gas-stroemt-wieder-nach-weissrussland-a-702536.html> [11.3.2019]
- Spiegel Online (2017, 30. September): EU darf sich nicht bei umstrittener Pipeline einmischen. [online] <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/europaeische-union-darf-sich-nicht-in-nord-stream-2-pipeline-einmischen-a-1170589.html> [11.3.2019]

- Steiner, E. (2017, 10. Juli): Die neuen Herrscher über das Gas. *Welt*. [online] https://www.welt.de/print/die_welt/wirtschaft/article166474018/Die-neuen-Herrscher-ueber-das-Gas.html [11.3.2019]
- Stier, F. (2014, 3. Dezember): Bulgariens Traum von einer Energie-Großmacht ist geplatzt. *Zeit Online*. [online] <https://www.zeit.de/politik/ausland/2014-12/south-stream-russland-bulgarien-reaktionen> [11.3.2019]
- Stöber, S. (2018, 7. August): Was vom Krieg blieb. *Tagesschau*. [online] <https://www.tagesschau.de/ausland/georgien-krieg-usa-101.html> [11.3.2019]
- Stratmann, K. (2019, 1. Jänner): Die Bilanz der erneuerbaren Energien trägt. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/kommentar-die-bilanz-der-erneuerbaren-energien-truegt/23809758.html?ticket=ST-586500-ULlz55OcOuQ320mCoTpv-ap4> [11.3.2019]
- Thumann, M. (2018, 7. Dezember): Ein außenpolitisches Desaster für Deutschland. *Zeit Online*. [online] <https://www.zeit.de/politik/ausland/2018-12/nord-stream-2-pipeline-russland-ukraine-gas/seite-2> [11.3.2019]
- Verseck, K. (2018, 17. Juli): Rumänien und Ungarn streiten ums Gas. *DW*. [online] <https://www.dw.com/de/rum%C3%A4nien-und-ungarn-streiten-ums-gas/a-44709674> [11.3.2019]
- Von Salzen, C. (2016, 5. Oktober): Neuer Job für Gerhard Schröder bei Gazprom-Tochter. *Der Tagesspiegel*. [online] <https://www.tagesspiegel.de/politik/nord-stream-2-neuer-job-fuer-gerhard-schroeder-bei-gazprom-tochter/14643886.html> [11.3.2019]
- Von Salzen, C. (2016, 18. Dezember): Kann Energie eine Waffe sein? *Der Tagesspiegel*. [online] <https://www.tagesspiegel.de/politik/litauen-und-russland-kann-energie-eine-waffe-sein/14994014.html> [11.3.2019]
- Wachs, L. (2018, 17. Oktober): Transkaspische Pipeline: Hilfe aus den USA? *Novastan*. [online] <https://www.novastan.org/de/turkmenistan/transkaspische-pipeline-hilfe-aus-den-usa/> [11.3.2019]
- Watts, J. (2011, 21. April): China takes step forward tapping shale gas potential with first well. *The Guardian*. [online] <https://www.theguardian.com/environment/2011/apr/21/china-shale-gas-well> [11.3.2019]
- Wehner, M. (2018, 15. April): Ein äußerst politisches Projekt. *Frankfurter Allgemeine*. [online] <https://www.faz.net/aktuell/politik/merkels-sinneswandel-im-fall-der-gasleitung-nord-stream-2-15540994.html?GEPc=s3#void> [11.3.2019]
- Welt (2019, 8. Februar): Deutschland und Frankreich beenden Streit um Nord Stream 2. [online] <https://www.welt.de/politik/ausland/article188452973/Nord-Stream-2-Deutschland-und-Frankreich-beenden-Streit.html> [11.3.2019]
- Wetzel, H. (2017, 20. Jänner): Trumps Nutzen über alles. *Süddeutsche Zeitung*. [online] <https://www.sueddeutsche.de/politik/vereinigte-staaten-von-amerika-america-first-1.3341708> [11.3.2019]
- Windisch, E. (2014, 10. Juni): Bulgarien gerät im Gasstreit zwischen die Fronten. *Der Tagesspiegel*. [online] <https://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/koalition-gegen-rohstoff-lieferant-gazprom-bulgarien-geraet-im-gasstreit-zwischen-die-fronten/10011760.html> [11.3.2019]
- Witsch, K. (2018, 31. Juli): Warum Erdgas allein keine Alternative zur Kohle ist. *Handelsblatt*. [online] <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewende-warum-erdgas-allein-keine-alternative-zur-kohle-ist/22865926.html?ticket=ST-1816147-cE0jlmiuwoZoyBpN3QAE-ap2> [11.3.2019]
- Wölfl, A. (2018, 20. August): Der Balkan wird zum Versuchslabor geopolitischer Interessen. *Der Standard*. [online] <https://derstandard.at/2000085631406/Der-Balkan-wird-zum-Versuchslabor-geopolitischer-Interessen> [11.3.2019]
- Zeit Online (2010, 21. April): Russland verbilligt Gas für Ukraine. [online] <https://www.zeit.de/politik/ausland/2010-04/russland-ukraine-gas> [11.3.2019]
- Zeit Online (2014, 25. Juni): China hat das größte Fracking-Potenzial. [online] <https://www.zeit.de/wirtschaft/2014-06/fracking-schiefergas-vorkommen> [11.3.2019]

Zeit Online (2014, 30. Dezember): Maduro sieht Ölkrieg gegen Venezuela und Russland. [online]
<https://www.zeit.de/politik/ausland/2014-12/venezuela-usa-oelpreis-krieg-zusammenbruch> [11.3.2019]

Zeit Online (2015, 9. Juni): Gazprom schickt ab 2019 kein Gas mehr durch die Ukraine. [online]
<https://www.zeit.de/wirtschaft/2015-06/ukraine-russland-gazprom-turkish-stream> [11.3.2019]

Zoll, P. (2016, 11. Dezember): Zwischen Überangebot und Engpass. *Neue Zürcher Zeitung*. [online]
<https://www.nzz.ch/finanzen/devisen-und-rohstoffe/rohstoffe/australien-als-Ing-exporteur-die-aufholjagd-stockt-ld.133578> [11.3.2019]

Online-Seiten

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Bulgaria, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/bulgaria/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Estonia, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/estonia/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Hungary, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/hungary/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Latvia, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/latvia/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Lithuania, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/lithuania/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Poland, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/poland/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Romania, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/romania/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Slovak Republic, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/slovak-republic/> [11.3.2019]

Austrian Energy Agency (2018): Energy in Central & Eastern Europe - Ukraine, [online]
<https://www.enercee.net/countries/country-selection/ukraine/> [11.3.2019]

Azertac (2017): EBWE gewährt 500 Millionen Dollar Kredit für TANAP Projekt, [online]
https://azertag.az/de/xeber/EBWE_gewaehrt_500_Millionen_Dollar_Kredit_fur_TANAP_Projekt-1104017 [11.3.2019]

Azertac (2016): Trans-Adria-Pipeline macht Fortschritte, [online]
https://azertag.az/de/xeber/Trans_Adria_Pipeline_macht_Fortschritte-927340 [11.3.2019]

Baltic Connector – Project purpose and objectives, [online] <http://balticconnector.fi/en/the-project/> [11.3.2019]

Baltic Pipe Project – Zum Baltic Pipe Project, [online] <https://www.baltic-pipe.eu/de/zum-projekt/> [11.3.2019]

Belarus Kernkraftwerk , [online] <http://www.belaes.by/ru/> [11.3.2019]

Black & Veatch – Cheong, Hoe Wai (2018): The Evolving Natural Gas Market in Asia, [online]
<https://www.bv.com/insights/expert-perspectives/evolving-natural-gas-market-asia> [11.3.2019]

Bundeszentrale für politische Bildung – Movchan, Veronika (2013): Die Ukraine und die Zollunion von Russland, Belarus und Kasachstan: würde sich eine engere Integration auszahlen? [online]
<http://www.bpb.de/internationales/europa/russland/analysen/162295/analyse-die-ukraine-und-die-zollunion-von-russland-belarus-und-kasachstan?p=all> [11.3.2019]

Bundeszentrale für politische Bildung – Zachmann, Georg (2016): Analyse: Zwei erfolgreiche Jahre für die Energiewirtschaft der Ukraine, [online] <http://www.bpb.de/239225/analyse-zwei-erfolgreiche-jahre-fuer-die-erdgaswirtschaft-der-ukraine> [11.3.2019]

Bundeszentrale für politische Bildung – Schneider, Gerd (2019): Supranationalität, [online] <http://www.bpb.de/nachschlagen/lexika/das-junge-politik-lexikon/231957/supranationalitaet> [11.3.2019]

Business Portal Norwegen (2018): Polen erhält direkten Anschluss am norwegische Gasfelder, [online] <http://www.businessportal-norwegen.com/2018/12/02/polen-erhaelt-direkten-anschluss-an-norwegische-gasfelder/> [11.3.2019]

Business Portal Norwegen (2018): Rekord bei norwegischen Gaslieferungen nach Europa, [online] <http://www.businessportal-norwegen.com/2018/01/12/rekord-bei-norwegischen-gaslieferungen-nach-europa/> [11.3.2019]

BP (2019): South Caucasus pipeline, [online] https://www.bp.com/en_az/caspian/operationsprojects/pipelines/SCP.html [11.3.2019]

DVGW (2018): Was ist Liquefied Natural Gas (LNG)? [online] <https://www.dvgw.de/themen/gas/gase-und-gasbeschaffenheit/liquefied-natural-gas-lng/> [11.3.2019]

E-Control (2019): Die E-Control und der österreichische Energiemarkt, [online] <https://www.e-control.at/econtrol> [11.3.2019]

E-Control (2019): EU Energie Infrastruktur Paket, [online] https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/infrastrukturplanung/eu-energie-infrastruktur-paket#p_p_id_56_INSTANCE_Sex8BX0tQJ23 [11.3.2019]

E-Control (2019): Verteilernetzbetreiber, [online] <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/marktregeln/allgemeine-bedingungen/ab-verteilernetzbetreiber> [11.3.2019]

Eastring – New Pipeline Project for Central and South-Eastern Europe, [online] <https://www.eastring.eu/> [11.3.2019]

Edison (2019): GALSI Pipeline, [online] <https://www.edison.it/en/galsi-pipeline> [11.3.2019]

EMPL (2019): Europe Maghreb pipeline limited, [online] <http://www.emplpipeline.com/en/the-gas-pipeline/> [11.3.2019]

Energate Messenger (2017): Norwegen will noch für Jahrzehnte Erdgas nach Europa liefern, [online] <https://www.energate-messenger.de/news/174202/norwegen-will-noch-fuer-jahrzehnte-erdgas-nach-europa-liefern> [11.3.2019]

ENTSOG (2019): Structure, [online] <https://www.entsog.eu/structure> [11.3.2019]

Europäische Kommission (2019): Energieunion und Klimaschutz. Energie sicherer, bezahlbarer und Nachhaltiger machen, [online] https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate_de [11.3.2019]

Europäisches Parlament (2017): Gasversorgungssicherheit in Europa, [online] <http://www.europarl.europa.eu/news/de/headlines/economy/20170911STO83502/infografik-gasversorgungssicherheit-in-europa> [11.3.2019]

Europäische Union (2009): The Baltic Sea Region reach agreement on the Baltic Energy Market Interconnection Plan, [online] http://europa.eu/rapid/press-release_IP-09-945_en.htm [11.3.2019]

Europäische Union (2018): EU-USA Handel: Einfuhren von Flüssigerdgas (LNG) in die Europäische Union steigen, [online] https://ec.europa.eu/germany/news/20180809-eu-usa-handel-fluessigerdgas-lng_de [11.3.2019]

Europäische Union (2018): Investitionen in eine nachhaltige Energiezukunft für Europa, [online] https://europa.eu/european-union/topics/energy_de [11.3.2019]

Europäische Union (2018): Liquefied Natural Gas, [online] <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas-lng> [11.3.2019]

Europäische Union (2018): Klima und Energiepaket 2020, [online] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_de [11.3.2019]

Europäische Union (2018): Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, [online] https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_de [11.3.2019]

Eurostat Statistics Explained (2018): Energieerzeugung und –einführen, [online] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports/de [11.3.2019]

FNB Gas (2019): Die Fernleitungsnetzbetreiber, [online] <https://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze-/fernleitungsnetze.html> [11.3.2019]

Finnish Energy (2015): Electricity Generation, [online] https://energia.fi/en/energy_sector_in_finland/energy_production/electricity_generation [11.3.2019]

Focht, Peter (2017): Freie LNG-Kapazitäten zu unterschiedlichen Tarifen. Energie & Management, [online] http://www.teamconsult.net/news/files/Freie.LNG-Kapazitaeten.zu.unterschiedlichstn_EM_22_2017.pdf [11.3.2019]

Gas Connect Austria (2018): Compressed Natural Gas (CNG), [online] <https://www.gasconnect.at/ueber-erdgas/erdgastechnologien/compressed-natural-gas-cng/> [11.3.2019]

Gas Connect Austria (2019): Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI), [online] <https://www.gasconnect.at/en/network-access/transmission-network/capacity-projects/baci/> [31.3.2019]

Gazprom (2019): Blue Stream Russian natural gas supplies to Turkey, [online] <http://www.gazprom.com/projects/blue-stream/> [11.3.2019]

Gazprom (2019): TurkStream, [online] <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/> [11.3.2019]

Global 2000 (2019): Atomkraft in der Slowakei [online] <https://www.global2000.at/atomkraft-der-slowakei> [31.3.2019]

Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Bilanz des Erdgashandels, [online] <https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/bilanz-handel-welt-data.html> [11.3.2019]

Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Erdgasförderung, [online] <https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/welt-erdgas-produktion-statistik.html> [11.3.2019]

Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Heimischer Erdgasverbrauch, [online] <https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/erdgas-verbrauch-data.html> [11.3.2019]

Grübler, Julia (2018): Aufgeschoben ist nicht aufgehoben. The Vienna Institute for International Economic Studies, [online] <https://wiiw.ac.at/aufgeschoben-ist-nicht-aufgehoben-n-331.html> [11.3.2019]

GTAI Germany Trade & Invest (2018): Baltische Energieinfrastruktur wächst mit Europa zusammen, [online] <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=baltische-energieinfrastruktur-waechst-mit-europa-zusammen,did=1955064.html> [11.3.2019]

GTAI Germany Trade & Invest (2016) Energieabhängigkeit der EU- Staaten variiert stark, [online] <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=energieabhaengigkeit-der-eustaaten-variiert-stark,did=1535770.html> [11.3.2019]

GTAI Germany Trade & Invest (2017): Estland, Lettland und Litauen wollen einen gemeinsamen Gasmarkt, [online] <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=estland-lettland-und-litauen-wollen-einen-gemeinsamen-gasmarkt,did=1681394.html> [11.3.2019]

GTAI Germany Trade & Invest (2017): Eurasien wächst stärker zusammen, [online] <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=eurasien-waechst-staerker-zusammen,did=1644808.html> [11.3.2019]

GTAI Germany Trade & Invest (2018): Finnland hofft auf Trendwende am Gasmarkt, [online] <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/suche,t=finnland-hofft-auf-trendwende-am-gasmarkt,did=1946688.html> [11.3.2019]

ICIS (2019): Russia unlikely to stop trans-Balkan pipeline transit in 2020, sources, [online] <https://www.icis.com/explore/resources/news/2019/03/14/10332904/russia-unlikely-to-stop-trans-balkan-pipeline-transit-in-2020-sources/> [11.3.2019]

IEA (2017): World Energy Outlook 2017, [online] <https://www.iea.org/weo2017/> [11.3.2019]

Industrie Magazin (2018): Ein Zweig der Pipeline Turkish Stream soll über Bulgarien führen, [online] <https://industriemagazin.at/a/ein-zweig-der-pipeline-turkish-stream-soll-ueber-bulgarien-fuehren> [11.3.2019]

Industrie Magazin (2019): Erdgas: Ukraine und Russland verhandeln in Brüssel, [online] <https://industriemagazin.at/a/erdgas-ukraine-und-russland-verhandeln-in-bruessel> [11.3.2019]

Industrie Magazin (2019): Gazprom baut Gasleitung durch Serbien – Baustart in wenigen Tagen, [online] <https://industriemagazin.at/a/gazprom-baut-gasleitung-durch-serbien-baustart-in-wenigen-tagen> [11.3.2019]

Interreg (2019): Baltic Sea Region, [online] <https://www.interreg-baltic.eu/home.html> [24.3.2019]

LNG Industry – Green, Joseph (2018): The rise of LNG in Asia, [online] <https://www.lngindustry.com/floating-lng/10042018/the-rise-of-lng-in-asia/> [11.3.2019]

MEDGAZ (2019): Medgaz Pipeline, [online] https://www.medgaz.com/medgaz/pages/nota_prensa_34-eng.htm [11.3.2019]

Naftogaz Europe (2019): Gas consumption in Ukraine 2015-2016, [online] <http://naftogaz-europe.com/article/en/gasconsumptioninukraine20152016> [11.3.2019]

Naftogaz Europe (2019): Naftogaz Structure, [online] <http://naftogaz-europe.com/subcategory/en/NaftogazStructure> [11.3.2019]

Nord Stream 2 (2018): Genehmigungsverfahren in Dänemark, [online] <https://www.nord-stream2.com/de/permitting-denmark/genuehmigungsverfahren-danemark/> [11.3.2019]

Nord Stream 2 (2018): Genehmigungsverfahren in Deutschland, [online] <https://www.nord-stream2.com/de/permitting-germany/> [11.3.2019]

Nord Stream 2 (2018): Genehmigungsverfahren in Finnland, [online] <https://www.nord-stream2.com/de/permitting-finland/> [11.3.2019]

Nord Stream 2 (2018): Genehmigungsverfahren in Russland, [online] <https://www.nord-stream2.com/de/permitting-russia/> [11.3.2019]

Nord Stream 2 (2018): Genehmigungsverfahren in Schweden, [online] <https://www.nord-stream2.com/de/permitting-sweden/> [11.3.2019]

OBORurope (2019): The BRI and the modernization of infrastructure in Ukraine, [online] <https://www.oboreurope.com/en/infrastructure-ukraine/> [11.3.2019]

OMV (2017): Die Rolle des Erdgas in Europa – heute und in Zukunft, [online] <https://www.omv.com/de/blog/die-rolle-von-erdgas-in-europa-heute-und-in-zukunft> [11.3.2019]

Reuters – Kelly, Stephanie (2019): Oil rises on China-U.S. talks, gains capped by U.S. fuel build, [online] <https://www.reuters.com/article/us-global-oil/oil-rises-to-57-on-china-u-s-trade-talks-opec-cuts-idUSKCN1OY02J> [11.3.2019]

Revolv (2019): Hassi R'Mel gas field, [online] <https://www.revolv.com/page/Hassi-R%27Mel-gas-field> [11.3.2019]

S&P global (2013): Azerbaijan's Socar signs deal to buy 66 % of Greece's gas grid operator DESFA, [online] <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/122313-azerbaijans-socar-signs-deal-to-buy-66-of-greece-gas-grid-operator-desfa> [11.3.2019]

SOCAR (2016): Erdgas aus Aserbaidschan für Europa: Südlicher Gaskorridor im Plan, [online] <http://socar.de/2016/03/erdgas-aus-aserbaidschan-fuer-europa-suedlicher-gaskorridor-im-plan/> [11.3.2019]

Statista (2016) Länder weltweit mit den größten nicht-konventionellen Erdgasressourcen im Jahr 2016 (in Milliarden Kubikmeter), [online] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/510276/umfrage/laender-nach-nicht-konventionellen-erdgasressourcen/> [11.3.2019]

Statista (2017): Primärenergieverbrauch in Polen nach Energieträger in den Jahren von 2014 bis 2017 (In Millionen Tonnen Öläquivalent), [online] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/42430/umfrage/polen---primaerenergieverbrauch-ausgewaehlte-brennstoffe-in-millionen-tonnen-oelaequivalent/> [11.3.2019]

The Observatory of Economic Complexity (2019): Russland, [online] <https://atlas.media.mit.edu/de/profile/country/rus/> [11.3.2019]

Transmed (2019): Gas Transportation System, [online] http://www.transmed-spa.it/sistema_di_trasporto.php?lingua=2 [11.3.2019]

Umweltbundesamt (2019): Energie-Raumplanung, [online] http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/raumordnung/rp_flaechenmanagement/energieplanung/ [22.3.2019]

Umweltbundesamt (2019): Fracking, [online] <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/fracking> [22.3.2019]

VASAB (2019): Vision & Strategies around the baltic sea, [online] <https://vasab.org/> [24.3.2019]

WDR (2005): 01. Februar 2005- Vor 35 Jahren: Unterzeichnung des Erdgas-Röhren- Vertrags in Essen, [online] <https://www1.wdr.de/stichtag1396.html> [11.3.2019]

White Stream – The Project, [online] <http://www.white-stream.com/> [11.3.2019]

Wintershall (2018): South Stream Energie für Europa, [online] <https://web.archive.org/web/20140705153509/http://www.wintershall.com/presse-news/energie-fuer-europa.html> [11.3.2019]

World Energy News (2018): Interview: Prof. Jonathan Stern on the future for natural gas markets, [online] <https://www.worldenergy.org/news-and-media/local-news/interview-prof-jonathan-stern-on-the-future-for-natural-gas-markets/> [11.3.2019]

Rechtsquellen

Delegierte Verordnung (EU) 2018/540 Der Kommission vom 23.11. 2017 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse

Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003

Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005

Verordnung (EG) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rats vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 und (EG) Nr. 715/2009

Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über die Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010

Expertengespräche

Mag. Albert Schuch: Österreichische Energie Agentur (AEA), bei einem Expertengespräch zu Vertiefung bzw. zum Verständnis des europäischen Gasnetzes sowie osteuropäischer Handlungsweisen im Bereich Energieplanung. Mitarbeiter der Österreichischen Energie Agentur 14.1. 2019 und 22.1. 2019

DI Helmut Wernhart: Austrian Gas Grid Management (AGGM), bei einem Expertengespräch über langfristige Planungen im europäischen Gasnetz. Mitarbeiter des Austrian Gas Grid Managements 24.10.2018

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Die zehn größten Erdgasvorkommen weltweit nach Menge und Staaten.....	11
Quelle: World Facts (2018): The Largest natural Gas Fields in the World. [online] https://www.worldatlas.com/articles/the-largest-natural-gas-fields-in-the-world.html . zuletzt geprüft am 1.4.2019	
Tabelle 2: Erdgasressourcen nach Menge und Staaten im Jahr 2016	12
Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover. S. 130	
Tabelle 3: Jährliche Erdgasfördermenge nach Staaten im Jahr 2017	13
Quelle: BP Energy Economics (2018): Statistics Review of World Energy, Juni 2018, S.28	
Tabelle 4: Jährlicher Erdgasverbrauch nach Menge und Staaten im Jahr 2016	14
Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR (2016): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover. S. 133	
Tabelle 5: Jährlicher Erdgasimport nach Menge und Staaten im Jahr 2016.....	15
Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR (2016): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover. S. 135	
Tabelle 6: Jährlicher Erdgasexport nach Menge und Staaten im Jahr 2016	16
Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR (2016): BGR Energiestudie 2017 – Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. Hannover. S. 134	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Perspektiven der Analyse.....	9
Quelle: eigene Darstellung	
Abbildung 2: Schemaskizze der Optionsanalyse und Zielbestimmung.....	10
Quelle: eigene Darstellung	

Abbildung 3: Nachgewiesene weltweite Erdgasreserven nach Wirtschaftsräumen im Jahr 2017	12
Quelle: BP Energy Economics (2018): BP Statistical Review of World Energy 67th Edition. June 2018, S.27	
Abbildung 4: Weltweite Erdgasförderung - Verteilung erfolgt nach Wirtschaftsräumen von 1990 bis 2017 in Mrd. ³	13
Quelle: Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Erdgasförderung, [online]	
https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/welt-erdgas-produktion-statistik.html , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 5: Weltweiter Erdgasverbrauch - Verteilung erfolgt nach Wirtschaftsräumen von 1990 bis 2017 in Mrd. m ³	14
Quelle: Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Heimischer Erdgasverbrauch, [online]	
https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/erdgas-verbrauch-data.html , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 6: Weltweite Erdgasimporteure - Verteilung erfolgt nach Wirtschaftsräumen von 1990 bis 2017	15
Quelle: Global Energy Statistik Jahrbuch 2018 (2018): Bilanz des Erdgashandels, [online]	
https://energiestatistik.enerdata.net/erdgas/bilanz-handel-welt-data.html , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 7: Schematische Darstellung der europäischen Erdgasversorgungskorridore im Überblick	17
Quelle: Diercke - Europa- Energierohstoffe und Transportwege [online] https://www.diercke.de/content/europa-energirohstoffe-und-transportwege-978-3-14-100870-8-149-5-1 -bearbeitet, zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 8: Erdgaspipelines in Europa und dem Nahen Osten	20
Quelle: Ruble (2017): European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean, S.350	
Abbildung 9: Trasse der Nord Stream Pipeline von Russland nach Deutschland durch die Ostsee	22
Quelle: European Expert (2018): Nord Stream 2: Eine Pipeline, die nur einer braucht- 7 Gründe gegen das Projekt [online]	
https://european.expert/2018/04/04/nord-stream-2-eine-pipeline-die-nur-einer-braucht-7-gruende-gegen-das-projekt/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 10: Afrikanisch-europäischer Erdgaskorridor über Italien und Spanien mit Pipelinesträngen.....	22
Quelle: Ruble (2017): European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean, S.350	
Abbildung 11: Pipelines in Deutschland als zentraleuropäischer Erdgasverteiler	24
Quelle: Gascade: Die Gascade-Infrastruktur [online] https://www.gascade.de/netzinformationen/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 12: LNG-Terminals und Erdgaspipelineanschlüsse in Europa.....	25
Quelle: ENTSOE (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S.7	
Abbildung 13: Schemadarstellung wichtiger Akteure in einem Gasmarktgebiet	27
Quelle: E-Control - Marktmodell im Marktgebiet Ost. [online] https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/marktmodell , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 14: Übersicht über die Gasmarktgebiete in Europa	29
Quelle: Heather / Petrovich (2017): European traded Gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration, S.3	
Abbildung 15: Darstellung der untersuchten Gastransportregionen	31
Quelle: Leere Europakarte [online] https://www.europakarte.org/leere-europakarte/ eigene Darstellung	
Abbildung 16: BIP pro Kopf Vergleich in NUTS 2 Regionen der EU	33
Quelle: EU Commission (2017): My Region. My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 10	
Abbildung 17: Vergleich regionaler Investitionen in NUTS 2 Regionen der EU	34
Quelle: EU Commission (2017): My Region. My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 19	
Abbildung 18: Vergleich regionale Wettbewerbsfähigkeit in NUTS 2 Regionen der EU.....	34

Quelle: EU Commission (2017): My Region. My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 48

Abbildung 19: Vergleich der politischen Qualität in NUTS 2 Regionen der EU 35

Quelle: EU Commission (2017): My Region. My Europe, Our Future – seventh report on economic, social and territorial cohesion, S. 140

Abbildung 20: Energiebilanz für Erdgas in europäischen Staaten im Jahr 2015 36

Quelle: Europa-Parlament [online]

http://www.europarl.europa.eu/resources/library/images/20170912PHT83720/20170912PHT83720_original.jpg, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 21: Anteil des Erdgases am Energiemix nach europäischen Staaten 36

Quelle: Europa-Parlament [online]

http://www.europarl.europa.eu/resources/library/images/20170912PHT83706/20170912PHT83706_original.jpg, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 22: Anteile der Erdgasabhängigkeit europäischer Staaten von Russland 37

Quelle: Independent (2014): Gazprom: Europe will become more reliant on our gas [online]

<https://www.independent.ie/business/world/gazprom-europe-will-become-more-reliant-on-our-gas-30062968.html>, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 23: Zukünftige Veränderung des sibirisch-europäischen Transportkorridors 40

Quelle: https://reencon.hse.ru/data/2018/07/13/1151669113/2018.06.05_Marco_Margheri_2nd%20RUSSIA-EUROPEAN_Transition%20conference_Fina....pdf, zuletzt aufgerufen am 11.3.2019

Abbildung 24: Gasinfrastruktur der Gastransportregion-Nord 42

Quelle: Ausschnitt aus: <https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=true>, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 25: Projekte in Gastransportregion-Süd sowie Vorderasien zur Implementierung des Südlichen Gaskorridors 44

Quelle: European Gas Hub (2018): Introduction to the Expanded South Corridor [online]

<https://www.europeangashub.com/articles/%EF%BF%BCintroduction-to-the-expanded-south-corridor>, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 26: Vorläufige Trasse der White Stream Pipeline 45

Quelle: White Stream [online] <http://www.white-stream.com/>, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 27: Geplanter Verlauf der Eastring-Pipeline 46

Quelle: Eastring [online] <https://www.eastring.eu/>, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 28: Abschätzung des zukünftigen Primärenergieverbrauchs in der EU 49

Quelle: BP Energy Economics (2018): BP Energy Outlook – Country and regional insights – European Union, S.2

Abbildung 29: Primärenergieverbrauch und CO₂ Ausstoß nach Energieträgern 50

Quelle: HWWi (2007): Die Bedeutung von Erdgas als Energieträger der Zukunft [online]

http://www.hwwi.org/uploads/tx_wilpubdb/HWWI_Update_09.07.pdf, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 30: Primärenergieerzeugung in der EU von 2005 bis 2015 51

Quelle: Eurostat (2016): Energieerzeugung und -einfuhren [online] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports/de, zuletzt geprüft am 27.3.2019

Abbildung 31: Primärenergieerzeugung in der EU im Jahr 2016 52

Quelle: Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2018): Energie Österreich 2018, S.8

Abbildung 32: Bruttoinlandsverbrauch in der EU im Jahr 2016 52

Quelle Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus (2018): Energie Österreich 2018, S.10

Abbildung 33: Import, Export, Produktion und Konsum von Erdgas in Europa.....	53
Quelle: Henderson / Sharples (2018): Gazprom in Europe – two “Anni Mirabiles”, but can it continue? The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford. March 2018, S.2	
Abbildung 34: Gasimporte in die EU nach Exporteuren	54
Quelle: McKinsey&Company (2018): The 2017 European gas market in 10 charts [online] https://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/the-2017-european-gas-market-in-10-charts/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 35: Gasverbrauch nach Wirtschaftssektor von 1990 bis 2016	54
Quelle: European Environment Agency (2018): Final energy consumption by sector and fuel [online] https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/final-energy-consumption-by-sector-9/assessment-4 , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 36: Diversifizierungsgrad von EU-Ländern im Bereich Erdgasversorgung.....	55
Quelle: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S.15	
Abbildung 37: Energieprojekte mit gemeinsamem Interesse in der EU (PCI)	58
Quelle: E-Control (2013): EU Energie Infrastruktur Paket [online] https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/infrastrukturplanung/eu-energie-infrastruktur-paket#p_p_id_56_INSTANCE_Sex8BX0tQJ23_ , zuletzt geprüft a, 27.3.2019	
Abbildung 38: Zukünftige Erdgasleitungsprojekte in Europa nach PCI Status der EU	59
Quelle: Projects of common interests - Interactive map [online] http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 39: Szenarienbildung des zukünftigen Energieverbrauchs in der EU von 2015 bis 2035	60
Quelle: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S.48	
Abbildung 40: Steigender oder sinkender Gasbedarf in Europa nach den Visionen	61
Quelle: ENTSOG (2015): Ten Year Network Development Plan 2015, S.53	
Abbildung 41: Projekt Neue Seidenstraße zwischen Europa, Afrika und Asien.....	65
GTAI: German Trade and Investment (2018): Neue Seidenstraße – Chinas massives Investitionsprogramm. Deutschland – Berlin, S.5	
Abbildung 42: Die Trasse des Südlichen Gaskorridors.....	69
Quelle: Azvision (2017): Südlicher Gaskorridor une EBWE unterzeichnen Vertrag über Gewährung eines Kredits für TANAP-Projekt [online] https://de.azvision.az/news/40124/sudlicher-gaskorridor-und-ebwe-unterzeichnen-vertrag-uber-gew%C3%A4hrung-eines-kredits-fur-tanap-projekt.html , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 43: Transportkosten unterschiedlicher Transportkorridore für Russland.....	74
Quelle: Henderson / Sharples (2018): Gazprom in Europe – two “Anni Mirabiles”, but can it continue? The Oxford Institute for Energy Studies. University of Oxford. March 2018, S-15	
Abbildung 44: Hauptanbieter von LNG im Jahr 2017	76
Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S.9	
Abbildung 45: LNG Exportzunahmen vom Jahr 2016 auf 2017 weltweit	76
Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S.9	
Abbildung 46: Hauptimporteure von LNG im Jahr 2017	77
Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S.11	
Abbildung 47: LNG Importzunahmen weltweit von 2016 auf 2017	78
Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S.12	
Abbildung 48: LNG Auslastungsgrad in Europa nach Ländern.....	79
Quelle: Focht (2017): Freie LNG-Kapazitäten zu unterschiedlichen Tarifen	

Abbildung 49: LNG Kapazitäten und Auslastungsgrad nach Länder	79
Quelle: IGU (2018): 2018 World LNG Report, S.48	
Abbildung 50: Primärenergieversorgung der Ukraine von 2000 bis 2016.....	84
Quelle: Austrian Energy Agency Ukraine [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/ukraine/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 51: Erhöhung des ukrainischen Gastarifs zwischen 2010 und 2016.....	87
Quelle: Astrov / Podkaminer (2017): Energy Tariff Reform in Ukraine: Estimated Effects and Policy Options, S. 5	
Abbildung 52: Erdgaskonsum in der Ukraine sowie Import nach Herkunftsländern von 2008-2016.....	88
Quelle: Naftogaz (2015): Natural Gas Supplies to Ukraine 2008-2016 [online] https://naftogaz-europe.com/article/en/NaturalGasSuppliestoUkraine , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 53: Primärenergieversorgung Weißrusslands von 2001 bis 2016	89
Quelle: Austrian Energy Agency Belarus [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/belarus/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 54: Erdgasimportabhängigkeit Weißrusslands von Russland.....	90
Quelle: Dobrinsky / Adarov / Bornukova / Havlik / Hunya / Kruk / Pindyuk (2016): The Belarus Economy: The Challenge of Stalled Reforms, S.53	
Abbildung 55: Primärenergieversorgung Polens von 2000 bis 2016	92
Quelle: Austrian Energy Agency Polen [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/poland/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 56: LNG-Transportsystem in Polen.....	94
Quelle: ENTSO (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 63	
Abbildung 57: Polens Diversifizierungsprojekte durch die Baltic-Pipe und LNG	95
Quelle: ENTSO (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 91	
Abbildung 58: Primärenergieversorgung der Slowakei von 2000 bis 2016	96
Quelle: Austrian Energy Agency Slowakei [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/slovak-republic/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 59: Vernetzung der slowakischen Gasversorgung nach Anschlussleitungen	97
Quelle: ENTSO (2017): Central Eastern Europe GRIP Main Report, S.49	
Abbildung 60: Die Balticconnector-Pipeline zwischen Finnland und Estland	99
Quelle: Baltic Connector (2018): Project purpose and objectives [online] http://balticconnector.fi/en/the-project/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 61: Die GIPL Pipeline zwischen Polen und Litauen.....	99
Quelle: Ceep (2016): Green light for the strategic gas pipeline between lithiania and poland [online] https://www.ceep.be/green-light-for-the-strategic-gas-pipeline-between-lithuania-and-poland/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 62: Verlauf der Baltic Pipe von Dänemark nach Polen mit Anschluss an die norwegische Europipe-Pipeline.....	100
Quelle: Baltic Pipe Project [online] https://www.baltic-pipe.eu/?da_image=project-map-4 , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 63: Primärenergieversorgung in Lettland von 2000 bis 2016	101
Quelle: Austrian Energy Agency Lettland [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/latvia/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 64: Primärenergieversorgung in Estland von 2000 bis 2016	103
Quelle: Austrian Energy Agency Estland [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/estonia/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	

Abbildung 65: Gasverbrauch nach Sektoren in Estland von 2010 bis 2015.....	104
Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 34	
Abbildung 66: Energiegewinnung in Litauen von 2000 bis 2016.....	105
Quelle: Austrian Energy Agency Litauen [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/lithuania/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 67: Energiemix in Litauen im Jahr 2015	106
Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 53	
Abbildung 68: Energiemix in Finnland im Jahr 2014 und 2015.....	109
Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 40	
Abbildung 69: Gasbedarfsrückgang von 2001 bis 2016 in Finnland	110
Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 41	
Abbildung 70: Geplante LNG-Depots in Finnland - Stand 2016.....	111
Quelle: ENTSOG (2017): Baltic Energy Market Interconnection Plan GRIP – Main Report, S. 85	
Abbildung 71: Primärenergieversorgung in Bulgarien von 2000 bis 2016	112
Quelle: Austrian Energy Agency Bulgarien [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/bulgaria/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 72: Primärenergieversorgung in Rumänien von 2000 bis 2016	114
Quelle: Austrian Energy Agency Rumänien [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/romania/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 73: Erdgasförderung in Rumänien von 1970 bis 2016	115
Quelle: Statista (2017): Erdgasförderung in Rumänien in den Jahren von 1970 bis 2017 [online] https://de.statista.com/statistik/daten/studie/40774/umfrage/rumaenien---erdgasproduktion-in-milliarden-kubikmeter/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 74: Primärenergiebedarf in Ungarn von 2000 bis 2016	117
Quelle: Austrian Energy Agency Ungarn [online] https://www.enercee.net/countries/country-selection/hungary/ , zuletzt geprüft am 27.3.2019	
Abbildung 75: Zentrale Rolle Ungarns als zukünftiges Verteilerland	118
Quelle: Projects of common interest [online] http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html bearbeitet, zuletzt aufgerufen 27.3.2019	
Abbildung 76: Investitionen Chinas in osteuropäische Infrastrukturprojekte.....	119
Quelle: Pavlicevic (2018): Mapping China´s One Belt One Road Initiative, S. 258	
Abbildung 77: Investitionen in osteuropäische Länder durch China	119
Quelle: Pavlicevic (2018): Mapping China´s One Belt One Road Initiative, S. 260	