

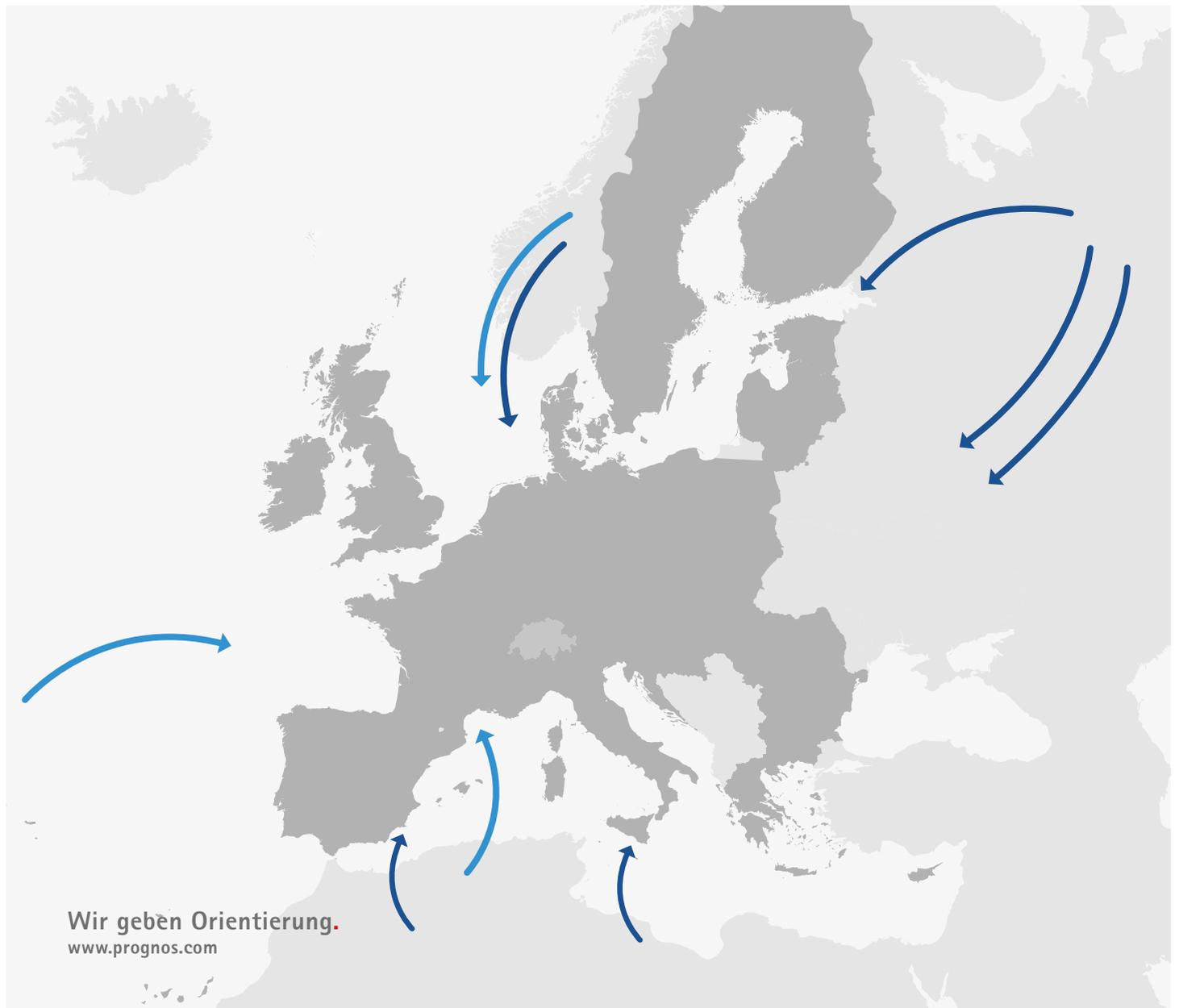
Lesen
Sie hier
unser
Update

Basel | Berlin | Bremen | Brüssel
Düsseldorf | Freiburg | München
Stuttgart

Endbericht

Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz

Untersuchung für die EU 28 und die Schweiz



Endbericht

Status und Perspektiven der europäischen Gasbilanz

Untersuchung für die EU 28 und die Schweiz

Auftraggeber:
Nord Stream 2 AG,
Zug

Projektleiter
Jens Hobohm

Mitarbeiter
Hanno Falkenberg
Sylvie Koziel
Stefan Mellahn

Berlin, Januar 2017

Inhalt

Abbildungen und Tabellen	V
Vorbemerkung	1
1 Zusammenfassung	2
2 Anlass, Aufgabenstellung und Methodik	4
3 Ex-post-Analyse: Europäische Gasbilanz 2000 bis 2015	13
4 Gasbedarfsszenarien 2015 bis 2050: EU 28 und Schweiz sowie Ukraine-Westbezug	18
4.1 Entwicklung des Gasbedarfs („Verbrauch“)	18
4.1.1 EU Referenzszenario 2016 (EU Ref 2016) für EU 28	18
4.1.2 Referenzszenario und Zielszenario für die Schweiz	20
4.2 Entwicklung der Gasförderung	21
4.2.1 EU Referenzszenario 2016 (EU Ref 2016)	22
4.2.2 Berücksichtigung aktueller Förderprognosen in den Ländern Niederlande, Vereinigtes Königreich, Deutschland	23
4.3 Entwicklung des Gasimportbedarfs im Untersuchungsraum	29
4.4 Gasbezüge der Ukraine	31
5 Status-quo und Perspektiven des Gasimports nach Europa	33
5.1 Nicht-EU-Gasquellen und Korridore für den Gastransport	33
5.1.1 Norwegen	36
5.1.2 Nord-Afrika	38
5.1.3 Russland	41
5.1.4 Südlicher Korridor	43
5.1.5 LNG	46
5.1.6 Zwischenfazit	50
5.2 Perspektiven der Deckung des Gasimportbedarfs bis 2050	51
5.2.1 Deckung des Gasimportbedarfs durch Quellen außerhalb der EU	51
5.2.2 Vergleich der Ergebnisse mit anderen Szenarien	52
6 Sensitivitätsanalyse: Chancen und Risiken für die europäische Gasbilanz	56
6.1 Chancen und Risiken der Nachfrageseite	60
6.2 Chancen und Risiken der Gasproduktion in der EU	64
6.3 Chancen und Risiken der Nicht-EU-Gasquellen und Transportkorridore	67
6.4 Zwischenfazit	75
7 Gesamtfazit	76

8	Literaturverzeichnis	77
9	Abkürzungsverzeichnis und Glossar	85
10	Umrechnungsfaktoren	87
11	Anhang A: Kartenausschnitte	88
	Norwegen	88
	Nordafrika	89
	Russland	90
	Südlicher Korridor	91
12	Anhang B: Erläuterungen	92
	Erläuterung zur statistischen Differenz in Abbildung 30	92
	Erläuterungen der Abweichung der Zusammenfassung EU Ref 2016 von den hier dargestellten Zahlen	93

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Gasimportbedarf EU 28 / Schweiz und mögliche Herkunft des Gases von 2010 bis 2050	3
Abbildung 2:	Untersuchungsdesign	4
Abbildung 3:	Untersuchungsgebiet EU 28 / Schweiz versus „OECD-Europa“	6
Abbildung 4:	Übersicht von Szenariotypen	7
Abbildung 5:	Entwicklung des Gasbedarfs in der Region EU 28 und Schweiz von 2000 bis 2015	13
Abbildung 6:	Entwicklung der Heizgradtage in der Europäischen Union 2000 bis 2015	15
Abbildung 7:	Tatsächlicher und temperaturbereinigter Gasbedarf im Untersuchungsraum von 2000 bis 2015	16
Abbildung 8:	Herkunft des Gasbedarfs für die Region EU 28 und Schweiz im Jahr 2015	17
Abbildung 9:	Entwicklung des Gasbedarfs in der EU 28 bis zum Jahr 2050 entsprechend dem EU Referenzszenario 2016	19
Abbildung 10:	Entwicklung des Gasbedarfs in der Schweiz bis zum Jahr 2050	21
Abbildung 11:	Entwicklung der Gasförderung in der EU 28 bis zum Jahr 2050 entsprechend dem EU Referenzszenario 2016	22
Abbildung 12:	Gasförderprognose Niederlande	25
Abbildung 13:	Gasförderprognose Deutschland	26
Abbildung 14:	Gasförderprognose Vereinigtes Königreich	27
Abbildung 15:	Differenz zwischen der Gasförderung gemäß EU Ref 2016 und aktuellen Förderprognosen in den Ländern Niederlande, Deutschland und Vereinigtes Königreich	28
Abbildung 16:	Ableitung des Gasimportbedarfs der Region EU 28 / Schweiz bis zum Jahr 2050	30
Abbildung 17:	Mögliche Quellen zur Deckung des europäischen Gasimportbedarfs	34
Abbildung 18:	Überblick der Gasreserven im Einzugsbereich der EU (Tsd. Mrd. m ³)	35

Abbildung 19:	Erwartete Exporte von Erdgas aus Norwegen 2016 bis 2035	37
Abbildung 20:	Export-Pipelines Norwegens in die EU	37
Abbildung 21:	Entwicklung des algerischen Gasbedarfs, der Gasförderung und des Gasexportpotenzials	39
Abbildung 22:	Export-Pipelines Nordafrika in die EU	40
Abbildung 23:	Erwartete Nettoexporte Russlands	41
Abbildung 24:	Export-Pipelines Russlands in die EU	43
Abbildung 25:	Export-Pipelines Südlicher Korridor in die EU	45
Abbildung 26:	LNG-Regasifizierungs-Terminals in der EU im Jahr 2015	47
Abbildung 27:	Entwicklung der Auslastung von LNG-Importkapazitäten in der EU 28	48
Abbildung 28:	Ausbau der LNG-Importkapazitäten in der EU 28	48
Abbildung 29:	Entwicklung der weltweiten LNG-Exportkapazitäten	49
Abbildung 30:	Gasimportbedarf EU 28 / Schweiz und mögliche Herkunft des Gases von 2010 bis 2050	52
Abbildung 31:	Vergleich der Entwicklung der Gasbilanz in verschiedenen Studien	55
Abbildung 32:	Überblick Sensitivitätsanalyse	56
Abbildung 33:	Entwicklung des europäischen Gasbedarfs in unterschiedlichen Szenarien (Indexdarstellung)	60
Abbildung 34:	Schwankungsbreite des europäischen Gasbedarfs in den Szenariotypen (Indexdarstellung)	63
Abbildung 35:	Gas(import)bedarf der EU 28 gemäß EU Ref 2016 – Main results (in Mrd. m ³)	95

Tabelle 1:	Gasimporte der Ukraine mit Herkunft (in Mrd. m ³)	31
Tabelle 2:	Chancen für die Gasbilanz	58
Tabelle 3:	Risiken für die Gasbilanz	59
Tabelle 4:	OECD-Risikoeinstufung der Herkunfts- und Transitländer für die europäische Gasversorgung	74
Tabelle 5:	Vergleich verschiedener Standards für Gase	93
Tabelle 6:	Herleitung der Volumenberechnung in der vorliegenden Studie am Beispiel 2010	94
Tabelle 7:	Vergleich der Umrechnungsfaktoren für Erdgas	95

Vorbemerkung

Die Prognos AG erhielt im Juni 2016 den Auftrag der **Nord Stream 2 AG** zur Erstellung einer Gasbilanz für die EU 28 und die Schweiz bis zum Jahr 2050. Hintergrund ist die geplante Errichtung einer neuen Erdgasverbindung („Nord Stream 2“) mit insgesamt 55 Mrd. Standardkubikmeter (Sm^3 bei 20 Grad Celsius und $10,5 \text{ kWh/m}^3$) jährlicher Transportkapazität zwischen Russland und Deutschland.

Die **Begriffe Gas und Erdgas** werden in dieser Studie meist synonym verwendet. Sofern der Begriff Erdgas verwendet wird, ist in der Regel explizit aus der Erde gefördertes Gas gemeint, aber z. B. nicht Biogas.

Basis der vorliegenden Untersuchung bilden das **EU Referenzszenario 2016** (kurz: EU Ref 2016) (EC, 2016b) sowie weitere Studien u. a. zum Energiebedarf der Schweiz. EU Ref 2016 wurde im Auftrag der EU Kommission erstellt und hat daher Referenzcharakter für die europäische Energieversorgung. Die Studie wurde im Juli 2016 veröffentlicht. Nach Redaktionsschluss von EU Ref 2016 wurden neue Erdgas-Förderprognosen bzw. -beschlüsse für drei EU-Länder bekannt, welche die europäische Gasbilanz signifikant beeinflussen. Aus diesem Grund wurde EU Ref 2016 mit aktuellen Förderprognosen für diese Länder modifiziert. Zum Zeitpunkt der Erstellung stützte sich EU Ref 2016 auf Daten bis zum Jahr 2014. Daten für 2015 lagen hingegen erst teilweise vor, so dass Angaben in EU Ref 2016 von den nunmehr vorliegenden Angaben für 2015 von Eurostat nach oben abweichen.

Die vorliegende Studie trifft vor allem Aussagen für die **EU 28 und die Schweiz**. Im Kapitel 4.4 werden zudem Angaben zum Westbezug der **Ukraine** gemacht, der die Mengenbilanz des Gasmarktes der EU beeinflusst. Weitere methodische Hinweise befinden sich in Kapitel 2.

1 Zusammenfassung

Die Prognos AG erhielt im Juni 2016 den Auftrag der Nord Stream 2 AG zur Erstellung einer Gasbilanz für die EU 28 und die Schweiz bis zum Jahr 2050. Folgende **Ergebnisse** wurden erarbeitet:

- Der **Gasbedarf** im Untersuchungsraum sank in den letzten Jahren. Für die Zukunft wird von EU Ref 2016 eine Stagnation des Gasbedarfs erwartet. Dabei steigt die Bedeutung von Erdgas in der Stromerzeugung, während der Gasverbrauch in den Wärmemärkten zurückgeht.
- Die **Erdgaseigenproduktion** in der EU sank deutlich. Dieser Rückgang wird sich fortsetzen. Bereits bis 2025 liegt die Erdgaseigenproduktion der EU um rund 41 Mrd. Sm³ unter der Förderung des Jahres 2015.
- Der **Gasimportbedarf** in der EU 28 und der Schweiz ohne Westbezug der Ukraine steigt daher von 340 Mrd. Sm³ (2015) bis zum Jahr 2020 um 20 Mrd. Sm³. Bis 2025 wird ein Anstieg um 41 Mrd. Sm³ gegenüber 2015 erwartet. Danach stagniert der Importbedarf, um nach 2030 weiter zu steigen.
- Da die Lieferländer Algerien und Norwegen zukünftig weniger Erdgas zur Verfügung stellen können, ist der Zusatzbedarf aus den **übrigen Lieferregionen** entsprechend höher. Kurz- bis mittelfristig kommen vor allem Russland und der LNG-Weltmarkt als Lieferanten für den Mehrbedarf in Frage.
- Im Jahr 2015 wurden rund 168 Mrd. Sm³ Erdgas aus Russland und vom LNG-Weltmarkt¹ in die Region „EU 28 und Schweiz“ geliefert. Es wird erwartet, dass **der Bedarf aus diesen Quellen bis 2020 um 32 Mrd. Sm³ und bis 2025 um 76 Mrd. Sm³ steigt** (vgl. Abbildung 1).
- Hinzu kommen Gasmengen, die sich aus dem Westbezug der **Ukraine** ergeben. Im Jahr 2015 bezog die Ukraine ca. 9 Mrd. m³ aus der EU und ca. 7 Mrd. m³ aus Russland. Seit November 2015 hat die Ukraine an ihrer Ostgrenze kein Erdgas aus Russland mehr bezogen (SZ, 2015). Für die Zukunft wird davon ausgegangen, dass der Gasimportbedarf der Ukraine stabil bei 16 Mrd. m³ bleibt und dieser vollständig aus Ländern der EU gedeckt wird. Diese Gasmenge ist dem Importbedarf des Untersuchungsraums hinzuzurechnen.
- Eine **Aufteilung** der Zusatzmengen auf LNG und russisches Pipeline-Gas wurde für die Zukunft nicht vorgenommen. Wir gehen davon aus, dass der Wettbewerb zwischen LNG und russischem Pipeline-Gas über die Lieferanteile entscheiden wird.
- In einer **Sensitivitätsanalyse** wurden **Chancen und Risiken** für die Gasbilanz bei Abweichungen von der angenommenen Referenzentwicklung untersucht. Mehrere Risiken betreffen bereits die Zeit bis 2025, während die meisten Chancen eher nach 2025 wirksam werden. Kurzfristig überwiegen die Risiken.

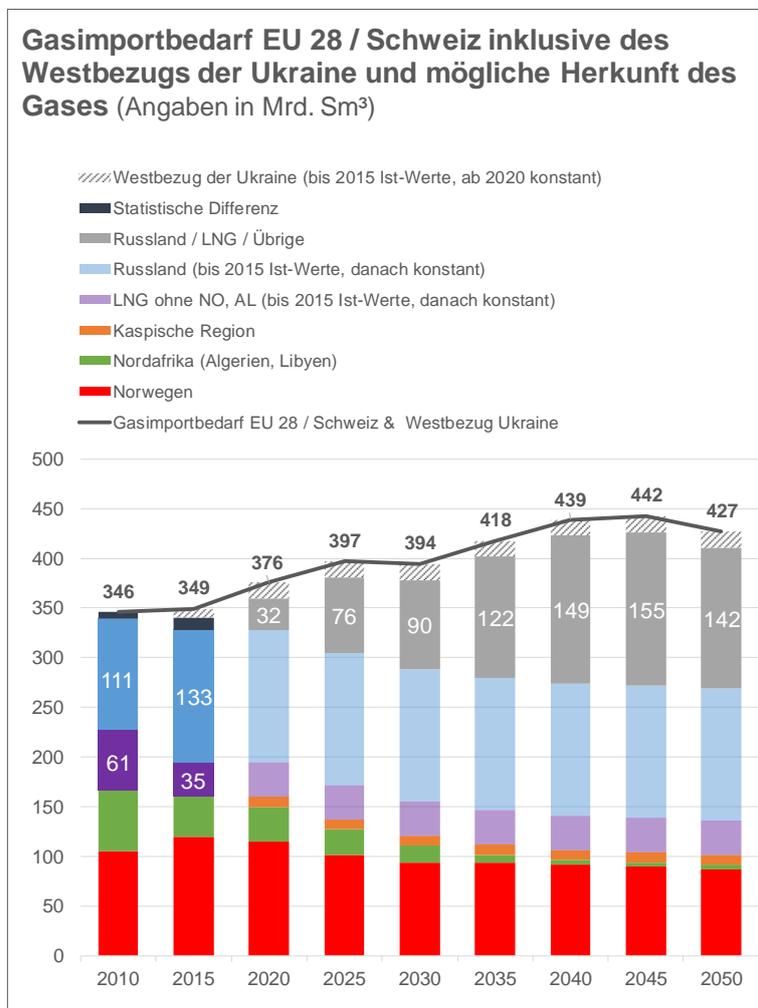
Der größte **Risikofaktor** ist der Ukraine-Transit, der im Jahr 2015 63 Mrd. m³ ausmachte, davon 48 Mrd. m³ für die EU. Wir schätzen das Risiko eines Scheiterns der Verhandlungen und somit einer zeitweisen Unterbrechung der Transits mittel bis

¹ LNG Weltmarkt hier ohne Norwegen/Algerien.

hoch ein (vgl. Kapitel 6.3). Weitere Risiken mit mittlerer Eintrittswahrscheinlichkeit sind mögliche weitere Kürzungen der Gasförderung in den Niederlanden sowie der Exporte von Algerien und Libyen.

Chancen für die europäische Gasbilanz entstehen z. B. durch eine niedrigere Gasnachfrage oder neue Gasfunde. Den größten Einfluss könnte eine europäische Dekarbonisierungsstrategie infolge der Beschlüsse von Paris haben. Diese könnte mittel- bis langfristig durch den Einsatz erneuerbarer Energien und mehr Energieeffizienz zu einem deutlich niedrigeren Gasimportbedarf im Vergleich zur Referenz führen. Vor 2025 stufen wir die Eintrittswahrscheinlichkeit hierfür als niedrig ein, nach 2025/2030 hingegen als mittelhoch. Für die Umsetzung einer solchen internationalen Dekarbonisierungsstrategie wären allerdings weitere tiefgreifende (politische) Maßnahmen mit dem Ziel der Umstrukturierung des Energiesystems notwendig.

Abbildung 1: Gasimportbedarf EU 28 / Schweiz und mögliche Herkunft des Gases von 2010 bis 2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (EC, 2016b), (BP, 2016a), (OIES, 2016a), (NPD, 2016) (Prognos AG, 2012)

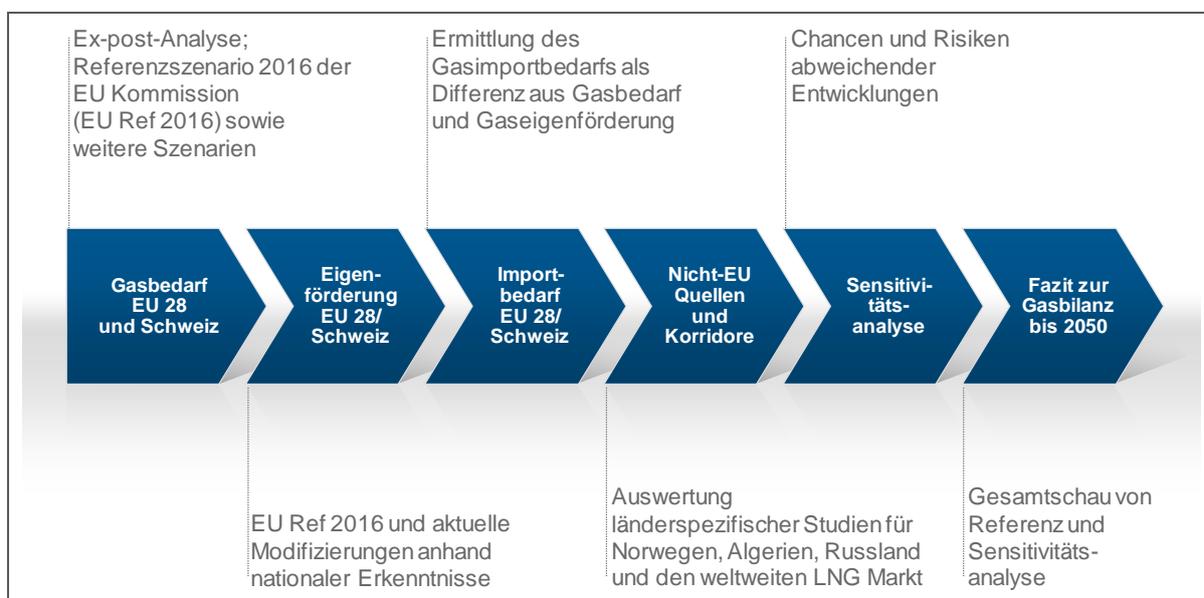
2 Anlass, Aufgabenstellung und Methodik

Die Prognos AG erhielt Anfang Juni 2016 den **Auftrag** der Nord Stream 2 AG, eine europäische Gasbilanz bis zum Jahr 2050 aufzustellen. Insbesondere ist die **Frage** zu beantworten, ob und unter welchen Umständen aus Sicht der EU ein Bedarf an zusätzlichen Importmengen für Gas besteht.

Hintergrund dieser Untersuchung ist das Vorhaben der Nord Stream 2 AG, eine zusätzliche Erdgasverbindung (mit zwei Strängen) von Russland nach Deutschland mit einer Gesamtkapazität von 55 Mrd. Sm³ pro Jahr zu verlegen.

Die Analyse beruht weitgehend auf **veröffentlichten Studien** anerkannter Autoren bzw. Institutionen (wie z. B. der EU Kommission oder der IEA). Zentraler Bestandteil ist das EU Referenzszenario 2016 (kurz: EU Ref 2016), welches im Juli 2016 von der Europäischen Kommission veröffentlicht wurde (EC, 2016b) sowie für die Schweiz (BFE, 2014). Zusätzlich wurden aktuelle Förderprognosen für wichtige Gasförderländer herangezogen. Eigene Einschätzungen der Prognos AG sind vor allem im Kapitel „Chancen und Risiken der europäischen Gasversorgung“ (vgl. Kapitel 6) enthalten und als solche gekennzeichnet. Das nachfolgende Schema zeigt den **Untersuchungsablauf**:

Abbildung 2: Untersuchungsdesign



Quelle: Prognos AG

Das **Untersuchungsgebiet** der Studie umfasst die Europäische Union (EU) und die Schweiz. Zum Zeitpunkt der Beauftragung gehörten 28 Mitglieder zur EU. Etwaige Folgen der BREXIT-

Entscheidung vom 23.06.2016 sind nicht berücksichtigt. Die Zahlen für die EU umfassen in dieser Studie bis 2050 auch das Vereinigte Königreich. Wir gehen davon aus, dass der EU-Austritt Großbritanniens keinen gravierenden Einfluss auf die Ergebnisse dieser Studie hat.

Die **Schweiz** als Enklave innerhalb der EU wurde dem Untersuchungsgebiet zugerechnet, da davon auszugehen ist, dass alle Importe der Schweiz durch EU-Territorium fließen. Somit ist das zentrale Untersuchungsgebiet die EU 28 und die Schweiz.

Zusätzlich zum Gasbedarf im Untersuchungsgebiet ist der Gasbezug der **Ukraine** über die neuen Westanbindungen von Polen, der Slowakei sowie Ungarn von Bedeutung und deshalb zu berücksichtigen. Die Ukraine deckt über diese Westanbindungen seit 2014 einen signifikanten Teil ihres Gasbedarfs, seit November 2015 hat sie ihren Importbedarf ausschließlich über diese Verbindungsleitungen zu EU-Staaten gedeckt. Diese Gasmengen müssen über das europäische Gasfernleitungsnetz bezogen werden und stellen einen zusätzlichen in EU Ref 2016 nicht erfassten Importbedarf im Untersuchungsgebiet dar (vgl. Kapitel 4.4).

Sonstige Gasflüsse durch das EU-Gebiet zur Versorgung von nicht-EU-Gebieten (z. B. Balkanländer und Kaliningrad) wurden nicht berücksichtigt, da sie mengenmäßig nicht bedeutsam und statistisch schlecht abgrenzbar sind.²

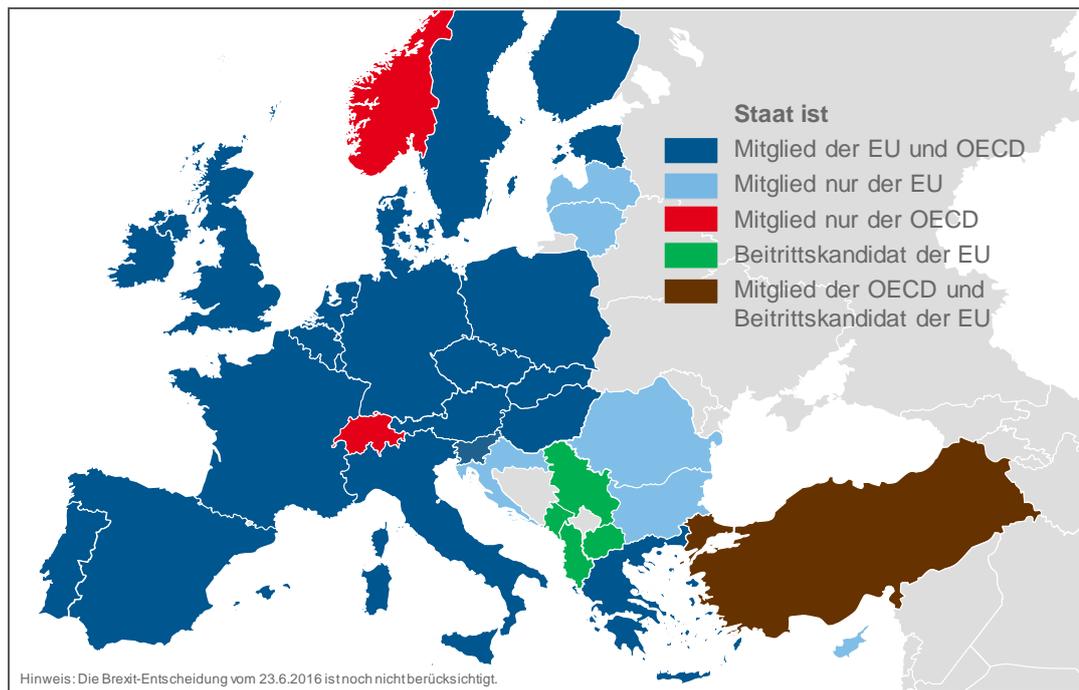
In einigen Studien zum europäischen Gasverbrauch wird eine andere räumliche Abgrenzung als in der vorliegenden Studie verwendet. In der Regel beziehen sich diese Studien auf **OECD-Europa**. Eine Umrechnung zwischen beiden Konzepten ist nicht möglich, da die einzelnen Länderdaten nicht öffentlich sind. Der **Hauptunterschied** zwischen dem Untersuchungsraum EU 28 / Schweiz und OECD-Europa besteht in der Einbeziehung von Norwegen (Nettogasexporteur) und der Türkei (großes Gasverbrauchsland) bei OECD-Europa, während die EU-Länder Rumänien, Bulgarien, Kroatien, Lettland und Litauen nicht Teil von OECD-Europa sind. Die folgende Abbildung verdeutlicht die unterschiedlichen geografischen Abgrenzungen. Der Gasbedarf des Untersuchungsraums EU 28 / Schweiz im Jahr 2015 lag bei rund 4.700 TWh und der von OECD-Europa bei rund 5.020 TWh (nicht temperaturbereinigt).

Insbesondere die (Nicht-)Einbeziehung der Türkei hat Einfluss auf das Ergebnis. Da der Gas(import)bedarf der Türkei nach vorliegenden Prognosen zunimmt, dürfte auch der Importbedarf von

² So importierte Serbien im Jahr 2010 lediglich 1,55 Mrd. m³ Erdgas (BP, 2011), die anderen Balkanländer verbrauchten noch weniger. Kaliningrad wird direkt über eine Transitleitung durch Weißrussland und Litauen versorgt. Auch diese Gasflüsse sind für die Untersuchungsfrage nicht relevant.

OECD-Europa schneller wachsen als der in der EU 28 und der Schweiz. Um die beiden Räume vergleichbar zu machen, arbeitet Prognos mit **indizierten** Darstellungen, d. h. der Gasbedarf der Prognosejahre wird auf den jeweiligen Ausgangswert bezogen (2015 = 1,0) und nur dimensionslos in seiner relativen Entwicklung dargestellt (vgl. Abbildung 33).

Abbildung 3: *Untersuchungsgebiet EU 28 / Schweiz versus „OECD-Europa“*



Quelle: Prognos AG

Szenarientheorie

Szenarien sind das bevorzugte Mittel zur Abbildung möglicher Zukunftsentwicklungen unter unterschiedlichen Voraussetzungen. Da niemand die Zukunft sicher vorhersagen kann, sind Zukunftsforscher darauf angewiesen, Annahmen zu treffen, um die Folgen dieser Annahmen auf die zukünftige Entwicklung zu ermitteln. Szenarien sind also stets „wenn-dann“-Aussagen, die Ursachen und Wirkungen in einen kausalen Zusammenhang bringen.

Prognosen im engeren Sinn sind eine besondere Form von Szenarien. Sie wollen in der Regel eine Zukunftsentwicklung beschreiben, deren Eintreffen möglichst wahrscheinlich ist. Prognosen werden gelegentlich auch als „**best-guess**“-Szenarien bezeichnet.

Zur Einordnung werden die verschiedenen **Szenarioarten** im Folgenden beschrieben. Wie Abbildung 4 zeigt, dienen die einzelnen Szenariotypen unterschiedlichen Zwecken, wobei die verwendete

Szenarioart einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung des Gasbedarfs hat.

Abbildung 4: Übersicht von Szenariotypen



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (EC, 2016b)

Wissenschaftliche Zukunftsaussagen werden grundsätzlich in indikative und normative Szenarien unterteilt, wobei gilt, dass die Eintrittswahrscheinlichkeit geringer wird, je weiter eine Aussage in der Zukunft liegt:

- Indikative Zukunftsaussagen** beschreiben mögliche Zukunftsentwicklungen in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen. Dabei werden etwa Instrumente, Politikansätze, Technologiepfade oder Marktdesigns im Hinblick auf ihre Wirkungen getestet. In der Regel sind diese Szenarien ergebnisoffen, d. h. die Erreichung von Zielen wird nicht unterstellt, insbesondere, wenn diese noch nicht rechtlich verbindlich sind.
 - Mögliche Unterarten von indikativen Szenarien sind z. B. **Status-quo-Szenarien**, bei denen die heutigen politischen Rahmenbedingungen mit ihren Folgen für die Zukunft fortgeschrieben werden. EU Ref 2016 ist ein solches Szenario. Die künftige Energiepolitik der EU wird sich hieran orientieren, um politische Maßnahmen zur weiteren Reduktion von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen zu definieren.
 - Eine besondere Art der indikativen Szenarien sind sogenannte „**best-guess**“-Szenarien. Prognosen im engeren Sinn sind meist best-guess Szenarien, da sie den Anspruch haben, die aus heutiger Sicht wahrscheinlichste Zukunftsentwicklung abzubilden. Dies kann eine Zielerreichung umfassen, muss es aber nicht, da Hemmnisse und Schwierigkeiten auftreten

können. Unter den anerkannten Studien zur europäischen Energieversorgung (z. B. von der EU Kommission oder der IEA) ist keine bekannt, die ein „best-guess“-Szenario oder eine Prognose im engeren Sinn abbildet.

- Sowohl Status-quo- als auch best-guess-Szenarien werden als Referenzszenarien bezeichnet.
- Von den indikativen Szenarien sind die **Zielszenarien** zu unterscheiden. Hier wird gefragt, welche Maßnahmen, Instrumente oder Politiken einzusetzen sind, um bestimmte Ziele zu erreichen. In diesen Szenarien wird die Erreichung politischer Ziele, z. B. infolge der Klimakonferenz von Paris (COP 21), unterstellt. Dabei wird angenommen, dass Hemmnisse und Schwierigkeiten überwunden werden.

Die tatsächliche Entwicklung wird von den Szenarienergebnissen abweichen, wobei sich Szenarien und Prognosen in diesem Punkt nicht unterscheiden. Beispiele für Ursachen von solchen Abweichungen können sein:

- Technologische Durchbrüche, z. B. die Verbesserung der Horizontalbohrverfahren sowie Hydraulic Fracking, mit der die Ölförderung von reifen Öl- oder Gasfeldern gesteigert werden kann oder die Kostendegression von Photovoltaik und Offshore-Windenergie
- Neue Anwendungen, z. B. Mobiltelefone
- Politische Umwälzungen, z. B. die deutsche Wiedervereinigung
- Ökonomische Schocks, z. B. die Finanz- und Wirtschaftskrise 2009

Diese Faktoren sind in der Regel nicht oder nur sehr eingeschränkt vorhersehbar. Es besteht aber die Möglichkeit, abweichende Entwicklungen mit Hilfe von **Sensitivitätsbetrachtungen** zu analysieren. Damit wird „rund um das erwartete Ergebnis“ des ausgewählten Szenarios ein Korridor von möglichen abweichenden Entwicklungen beschrieben. Auch die vorliegende Studie führt eine Sensitivitätsanalyse durch (vgl. Kapitel 6).

Szenarienauswahl

Bei der Frage, welche Szenarien maßgeblich für die Infrastrukturplanung in der EU sein sollen, spielen verschiedene Gesichtspunkte eine Rolle. Das deutsche Energiewirtschaftsgesetz definiert beispielsweise in § 1 das Ziel einer möglichst **sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträg-**

lichen Energieversorgung. Somit ist nicht nur das Ziel der Umwelt- oder Klimaverträglichkeit maßgeblich bei der Szenarienauswahl.

Aus den oben genannten Gründen können Szenarien zu unterschiedlichen Ergebnissen kommen. **Eine Infrastrukturauslegung kann aber immer nur ein Ergebnis zugrunde legen.**

- Orientiert sich die Infrastrukturauslegung an Szenarien mit einem relativ hohen Gasbedarf, ist hiermit in der Regel automatisch auch eine niedrigere Gasbedarfsentwicklung mit abgedeckt. In diesem Fall liegt das Risiko in einer Überdimensionierung des Gasnetzes.
- Orientiert sich die Infrastrukturauslegung an Szenarien mit einem relativ niedrigen Gasbedarf, besteht das Risiko, dass Kunden nicht oder nicht vollständig versorgt werden können. In diesem Fall wäre das Ziel der Versorgungssicherheit möglicherweise nicht erreicht.

Die Gasnetzplanung orientiert sich letztendlich an der erwarteten Spitzenlast, die allerdings mit dem Gasbedarf im Zusammenhang steht. Es entspricht der Praxis der Gasnetzbetreiber, für die Infrastrukturplanung indikative Szenarien (Status-quo-/ best-guess-Szenarien) zu verwenden, um auch in einem konservativen Fall, wenn z. B. Einsparziele nicht erreicht werden, genug Infrastruktur vorzuhalten. Auch die Netzentwicklungspläne der großen Gaswirtschaften Europas legen indikative Szenarien und nicht eine einzelne Prognose im engeren Sinn zugrunde. Beispielsweise orientiert sich der Ten Year Network Development Plan an indikativen Szenarien. Eine Erreichung von anspruchsvollen Klimazielen wird aus Gründen der Versorgungssicherheit in den Netzentwicklungsplänen in der Regel derzeit nicht unterstellt, auch wenn solche Zielszenarien heute in den Netzentwicklungsplänen mit ausgewertet werden. Der Prognos-Bericht (Prognos, 2016) widmet sich ausführlich dieser Thematik.

Warum EU Ref 2016?

Die Studie EU Ref 2016 erschien etwa zeitgleich mit dem Beginn der Arbeiten an der vorliegenden Studie (Juli 2016). Sie war zum Zeitpunkt der Bearbeitung die aktuellste und umfassendste Studie zum europäischen Energiebedarf.

Prognos hat EU Ref 2016 mit Hilfe von aktuellen Förderprognosen, die teilweise erst nach Erscheinen von EU Ref 2016 bekannt wurden, modifiziert.

Das EU-Referenzszenario zeigt eine mögliche zukünftige Entwicklung unter Status-quo-Bedingungen. EU Ref 2016 nimmt an, dass die verbindlichen Ziele für Treibhausgasemissionen (THG-

Emissionen) und den Ausbau erneuerbarer Energien für das Jahr 2020 erreicht werden. Das Effizienzziel (Verminderung des Energieverbrauchs um 20 % gegenüber Referenzszenario 2007) wird knapp verfehlt. (EC 2016b)

EU Ref 2016 unterstellt, dass die Maßnahmen, die auf der EU- und auf nationaler Ebene bis Dezember 2014 vereinbart wurden, tatsächlich implementiert werden. Die Auswirkungen des Paris-Abkommens von Dezember 2015 wurden nicht berücksichtigt. Aus der Zusammenfassung von EC (2016b, S. 1):

“REF2016 provides a consistent approach in projecting long term energy, transport and climate trends across the EU and is a key support for policy making. However, it is not a forecast since, as with any such exercise, there are several unknowns. These range from macroeconomic growth, fossil fuel prices, technological costs, and the degree of policy implementation across EU. Moreover, REF2016 does not include the politically agreed but not yet legally adopted 2030 climate and energy targets.”

EU Ref 2016 legt also bereits die Möglichkeit an, dass der Energieverbrauch insgesamt, vor allem aber die THG-Emissionen niedriger sein könnten, falls die Politik die bereits verabredeten, aber nicht gesetzlich verankerten Ziele umsetzt.

Hätte es Alternativen zu EU Ref 2016 gegeben?

Die **Sensitivitätsanalyse** in dieser Studie (vgl. Kapitel 6) untersucht ausführlich, welche von der Referenzannahme abweichenden Entwicklungen vorstellbar sind. Hierbei wurden verschiedene Szenarien anderer Herausgeber und Institutionen analysiert. Im November 2016 - kurz vor Redaktionsschluss dieser Studie - erschien der **World Energy Outlook 2016** (WEO-2016) der Internationalen Energieagentur (IEA). Die IEA ist eine der renommiertesten Institutionen im Hinblick auf die Erstellung von energiewirtschaftlichen Szenarien, insofern sind ihre Veröffentlichungen von besonderem Interesse. Auch der WEO-2016 präsentiert aber mehrere Szenarien und keine Prognose im oben beschriebenen engeren Sinne. So heißt es im Methodikkapitel des WEO-2016:

„With so many uncertainties and (occasionally competing) priorities, no path of development of the global energy system can be confidently drawn to 2040. That is why as in previous years, this edition of the World Energy Outlook presents several scenarios.” (IEA, World Energy Outlook 2016, 2016), S.33.

Demnach ist die Erstellung einer einzelnen Prognose aufgrund der bestehenden Unsicherheiten nicht sinnvoll. Die von der IEA entworfenen Szenarien im WEO-2016 können wie folgt charakterisiert werden:

- **Das Current Policies Scenario (CPS)**
“The accomplishment of announced, new policy targets cannot be taken for granted. The Current Policies Scenario depicts a path for the global energy system shorn of the implementation of any new policies or measures beyond those already supported by specific implementing measures in place as of mid-2016.” (IEA, World Energy Outlook 2016, 2016), S. 33.
 Der Ansatz dieses Szenarios kommt somit dem Szenario EU Ref 2016 der EU Kommission recht nahe.
- **Das New Policies Scenario (NPC)**
“Based on a detailed review of policy announcements and plans, the New Policies Scenario reflects the way that governments, individually or collectively, see their energy sectors developing over the coming decades. Its starting point is the policies and measures that are already in place, but it also takes into account, in full or in part, the aims, targets and intentions that have been announced, even if these have yet to be enshrined in legislation or the means for their implementation are still taking shape.” (IEA, World Energy Outlook 2016, 2016), S. 33.
 Das NPC unterstellt somit eine Fortentwicklung der Politik und wäre ggf. auch als Szenario für diese Untersuchung in Frage gekommen.
- **Das 450 Szenario**
“The decarbonisation scenarios start from a certain vision of where the energy sector needs to end up and then work back to the present. The decarbonisation scenario described in detail in WEO-2016 is the 450 Scenario, which has the objective of limiting the average global temperature increase in 2100 to 2 degrees Celsius above pre-industrial levels.” (IEA, World Energy Outlook 2016, 2016), S. 35.
 Das 450 Szenario ist somit ein Zielszenario. Es wurde in der Sensitivitätsanalyse dieser Studie berücksichtigt.

Bei einem Vergleich des Gasbedarfs der EU in EU Ref 2016 mit den Ergebnissen des WEO-2016 zeigen sich folgende **Ergebnisse**:

- Das **Current Policies Scenario** ist dem Ansatz von EU Ref 2016 am ähnlichsten. Die IEA erwartet in diesem Szenario für die EU einen bis 2040 kontinuierlich steigenden Gasbedarf – und liegt damit über den Erwartungen von EU Ref 2016.
- Das **New Policies Scenario** unterstellt eine deutliche Weiterentwicklung der Energie- und Klimapolitik der EU. In diesem Szenario wird bis 2025 von einem leicht steigenden Gasbedarf ausgegangen. Danach stagniert der Gasbedarf

bis etwa 2035, um dann zu sinken. Diese Ergebnisse sind denen von EU Ref 2016 recht ähnlich.

- Das **Szenario 450** wurde in der im Kapitel 6 durchgeführten Sensitivitätsanalyse berücksichtigt. Hier steigt der Gasbedarf bis 2020, um danach zunächst langsam, nach 2030 dann schneller zu sinken.

Fazit: Das Szenario der IEA mit dem ähnlichsten Szenariodesign wie EU Ref 2016 kommt vor allem langfristig zu einem deutlich höheren Gasbedarf für die EU als EU Ref 2016. Das New Policies Scenario zeigt hingegen ähnliche Ergebnisse für den Gasbedarf wie EU Ref 2016. Allerdings sind im WEO die Daten für die EU nicht nach Ländern aufgelöst, so dass der gewünschte Detaillierungsgrad mit diesen Daten nicht erreichbar gewesen wäre.

Weitere Szenarien von öffentlichen Institutionen zum Gasbedarf der EU mit entsprechend hoher Auflösung lagen zum Redaktionsschluss dieser Studie im Dezember 2016 nicht vor.

Verwendung von Einheiten

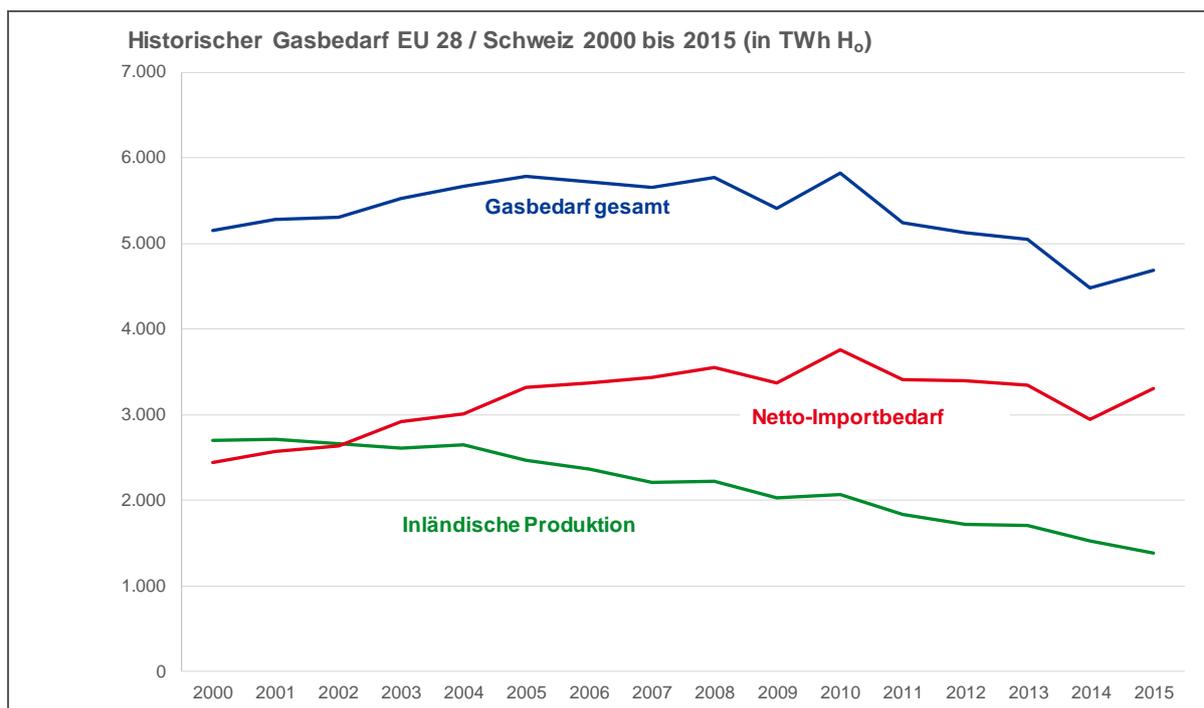
In dieser Studie werden die beiden Einheiten TWh (Terawattstunden = Milliarden Kilowattstunden) und Mrd. m³ (Milliarden Kubikmeter) bzw. Sm³ (Standardkubikmeter) verwendet. Da Erdgas ein Naturprodukt mit leicht variierender Zusammensetzung ist, kann ein Kubikmeter Erdgas unterschiedlich viel Energie enthalten, je nachdem wie hoch der Anteil höherwertige Gase (z. B. Propan, Butan) ist und auf welchen Druck und welche Temperatur sich die Angaben beziehen. So weist die norwegische Statistik den Energiegehalt des norwegischen Gases mit 11,1 kWh/m³ aus. Niederländisches und deutsches Gas hat hingegen einen niedrigeren Heizwert (9,77 kWh/m³). Um Gasmengen vergleichbar zu machen, werden in den Berechnungen der Prognos AG alle Mengenangaben zunächst auf ihren Energiegehalt umgerechnet. Erst danach wird eine Umrechnung auf „Standardkubikmeter“ vorgenommen. Hierbei legen wir den **russischen Standard** zugrunde, um die Angaben mit den Pipeline-Kapazitäten der Nord Stream 1 und 2 vergleichbar zu machen. Der (obere) Heizwert des Standardkubikmeters beträgt 10,5 kWh/m³ bzw. 10,5 TWh/Mrd. m³. Weitere Angaben zu Umrechnungsfaktoren befinden sich in Kapitel 10.

3 Ex-post-Analyse: Europäische Gasbilanz 2000 bis 2015

Die Ex-post-Analyse zeigt die Vergangenheitsentwicklung des Gasbedarfs, der Gasförderung und der Importe und gibt so erste Einblicke in Trends, die möglicherweise auch in die Zukunft fortgeschrieben werden können. Allerdings ist eine reine Trendfortschreibung wenig aussagekräftig, da von der Vergangenheit abweichende Entwicklungen, z. B. eine Neubewertung von Gas in der Stromerzeugung, damit nicht abgebildet werden.

Der Gasbedarf in der EU und der Schweiz stieg im Zeitraum 2000 bis 2005 kontinuierlich, verharrte dann etwa auf konstantem Niveau (das Jahr 2009 bildete wegen der Wirtschaftskrise eine Ausnahme) und zeigt seit 2010 eine rückläufige Tendenz.

Abbildung 5: Entwicklung des Gasbedarfs in der Region EU 28 und Schweiz von 2000 bis 2015³



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Eurostat, 2016), (BFE, 2014), (Prognos AG, 2012); Angaben nicht temperaturbereinigt

³ In der vorliegenden Studie wird der Energiegehalt als „oberer Heizwert“ angegeben, der die Kondensationswärme des Gases enthält. Diese physikalische Einheit ist in der Gaswirtschaft gebräuchlich, während in Statistiken, in denen Energieträger verglichen werden (z. B. Energiebilanzen oder EU Ref 2016) meist der untere Heizwert angegeben wird. Der obere Heizwert (Ho) für Erdgas liegt etwa 11 % über dem unteren Heizwert. (vgl. Kapitel 10: Umrechnungsfaktoren).

Die Gasförderung in der EU ist rückläufig. Sie lag im Jahr 2000 noch bei rund 2.700 TWh und im Jahr 2015 bei rund 1.380 TWh, was nahezu einer Halbierung gleichkommt. Der Rückgang der Förderung verlief in den letzten Jahren schneller als der Rückgang des Gasbedarfs. Aus diesem Grund stieg der Nettogasimportbedarf, was bedeutet, dass die EU mehr Gas aus Nicht-EU-Quellen beziehen muss.

Hierbei ist zu beachten, dass der Energieverbrauch von Temperaturschwankungen beeinflusst wird. Beispielsweise war das Jahr 2010 außergewöhnlich kalt, die Jahre 2014 und 2015 waren hingegen besonders warm. Bei einem Vergleich der Verbrauchswerte von 2015 und 2010 entsteht so der Eindruck eines stärker rückläufigen Trends, stärker als es der Fall ist, wenn beide Vergleichsjahre einer Temperaturbereinigung unterzogen werden.

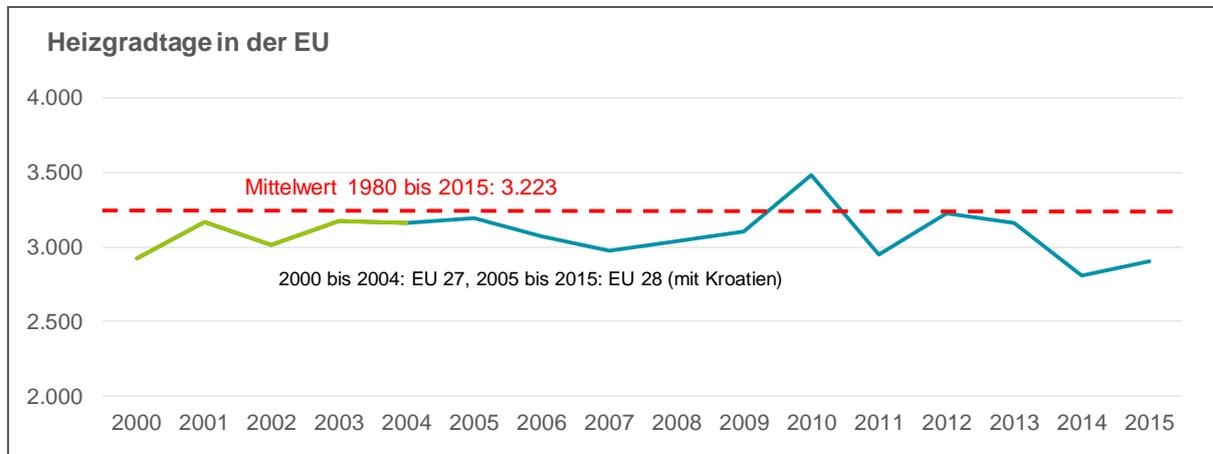
Wettereinflüsse auf den Energieverbrauch werden üblicherweise anhand der sogenannten Heizgradtage beschrieben. Diese messen, ob und ggf. um wie viel Grad (Celsius bzw. Kelvin) an einem Tag eine bestimmte Temperatur unterschritten wurde. Damit wird das Verhalten von Heizungsanlagen abgebildet, die bei entsprechend niedrigen Temperaturen (z. B. unterhalb von 15°C, der sogenannten Heizgrenztemperatur in Deutschland) den Betrieb aufnehmen.

Jeder Tag unterhalb der Heizgrenztemperatur wird gezählt und für jedes Grad unterhalb dieser Temperatur gibt es einen „Heizgradtag“. Eine niedrige Heizgradtagszahl ist also gleichbedeutend mit einem warmen Jahr und führt zu einem niedrigeren Heizenergieverbrauch.

Die Entwicklung der Heizgradtage im genannten Zeitraum ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Es wird deutlich, dass seit dem Jahr 2000 die Mehrzahl der Jahre relativ wärmer waren und somit unter dem langjährigen Mittelwert der Jahre 1980 bis 2015 lagen. Allerdings gab es mit dem Jahr 2010 auch in der jüngeren Vergangenheit ein Jahr, das rund 8 % kälter war als das langjährige Mittel.

Der Winter Outlook 2015/2016 von ENTSOG (ENTSOG, 2015c) vergleicht den Bedarf im Winterhalbjahr eines Referenzjahres mit dem eines kalten Winters. Demnach liegt der Gasbedarf in einem kalten Winter um rund 10 % über dem des Referenzwinters.

Abbildung 6: Entwicklung der Heizgradtage in der Europäischen Union 2000 bis 2015



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Eurostat, 2016)

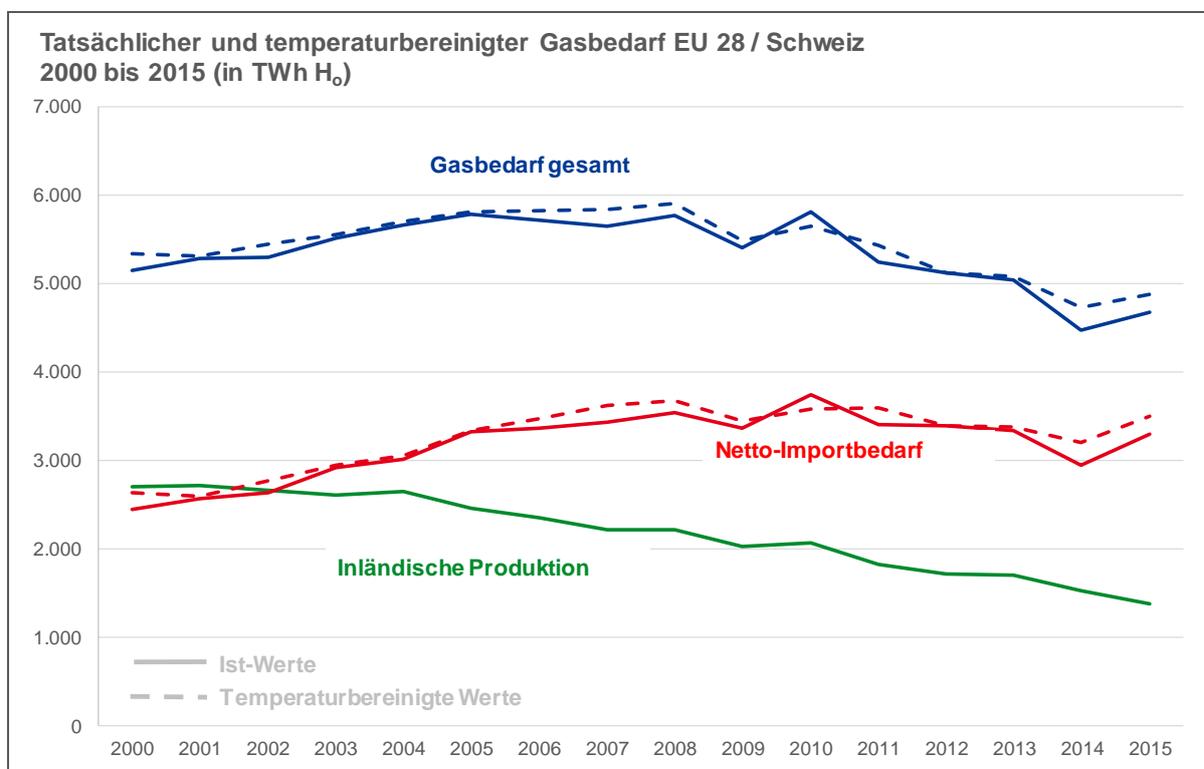
Um den Wittereinfluss auf den Heizenergiebedarf in der Statistik zu eliminieren und so eine bessere Aussagekraft über längerfristige Trends zu erlangen, wird in der vorliegenden Studie folgendes **Verfahren** angewendet:

- Es wird davon ausgegangen, dass Temperaturschwankungen im Wesentlichen den Raumwärmebedarf beeinflussen. Der Prozessenergiebedarf (z. B. zur Herstellung eines Produktes in der Industrie) ist nicht temperaturabhängig.
- Für die Temperaturbereinigung wurde in dieser Studie davon ausgegangen, dass im Untersuchungsraum 38 % des gesamten Gasbedarfs Temperaturschwankungen unterliegen.⁴
- Es wurde vereinfachend angenommen, dass die inländische Gasproduktion nicht temperaturabhängig ist.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis der Temperaturbereinigung für den Gasbedarf im Untersuchungsraum:

⁴ Eigene Schätzung der Prognos AG auf der Basis folgender Annahmen: Anteile des Gasverbrauchs, die Temperaturschwankungen unterliegen, sind bei privaten Haushalten 80 %, bei Gewerbe/ Handel / Dienstleistungen 70 %, in der Industrie 15 %, im Konversionssektor (insbesondere Kraftwerke) 10 %.

Abbildung 7: Tatsächlicher und temperaturbereinigter Gasbedarf im Untersuchungsraum von 2000 bis 2015



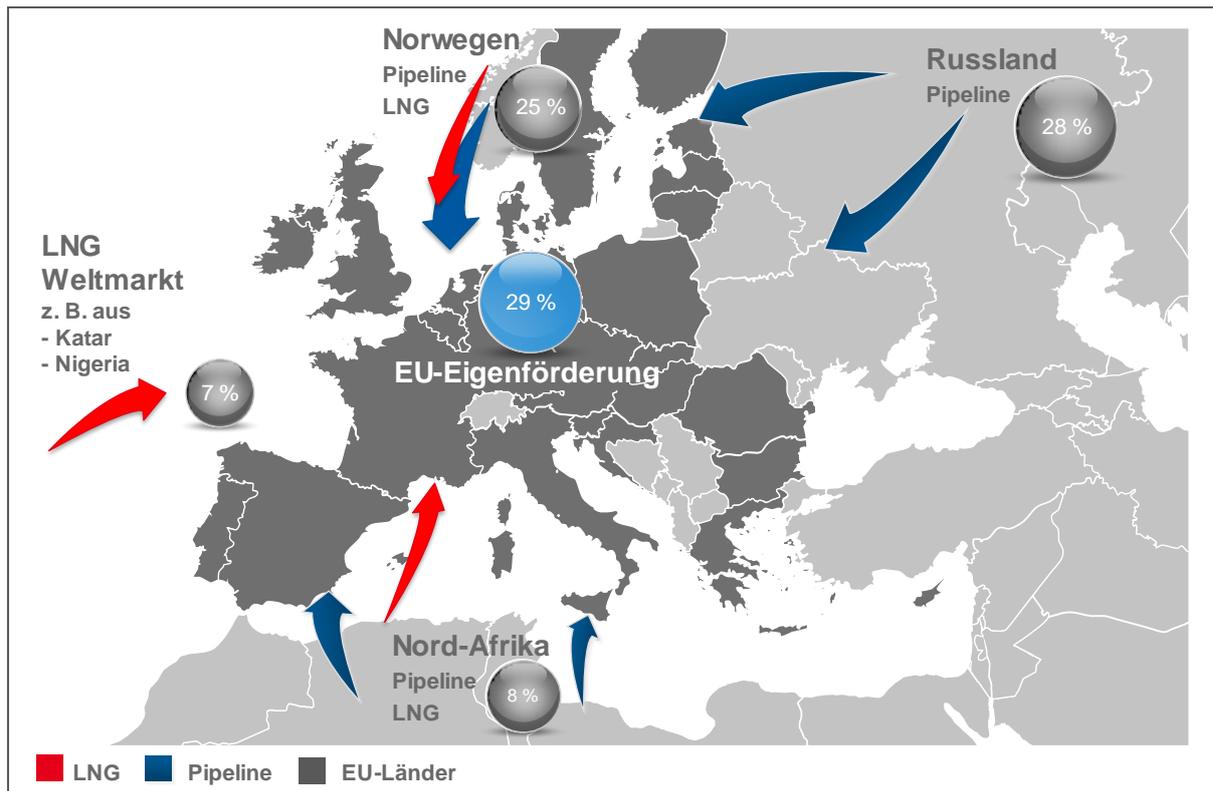
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Eurostat, 2016), (BFE, 2014), (Prognos AG, 2012); Temperaturbereinigung durch Prognos

Folgende **Eckdaten des Gasverbrauchs** lassen sich für den Untersuchungsraum festhalten:

- Der temperaturbereinigte Rückgang des Gasbedarfs liegt seit dem Jahr 2010 bei 2,9 % p. a. Die europäische Eigenförderung sinkt seit dem Jahr 2000 durchschnittlich um 4,4 % p. a.
- In Folge dessen stieg der Gasimportbedarf seit 2000. Seit dem Jahr 2012 schwankte der Gasimportbedarf um etwa 3.300 TWh (temperaturbereinigt: 3.400 TWh). Dies entspricht rund 314 Mrd. Sm³ (temperaturbereinigt: rund 323 Mrd. Sm³). EU Ref 2016 kommt für das Jahr 2015 auf etwas höhere Werte. Dies hat folgenden Grund: Zum Zeitpunkt der Erstellung stützte sich EU Ref 2016 auf Daten bis zum Jahr 2014. Daten für 2015 lagen hingegen erst teilweise vor, so dass Angaben in EU Ref 2016 von den nunmehr vorliegenden Angaben für 2015 von Eurostat abweichen.
- Die **Importquote** der Untersuchungsregion EU 28 / Schweiz liegt bei rund 71 %.
- Der Bedarf wird vor allem durch Eigenförderung (29 %) und Importe aus Russland (28 %) sowie Norwegen (25 %) gedeckt. Russland und Norwegen stellen zusammen etwa drei

Viertel der Importe. Weitere Gasmengen kamen aus Nordafrika (ca. 8 %) und vom LNG-Weltmarkt (ca. 7 %) in den Untersuchungsraum (die Differenz zu 100 % erklärt sich aus Speicherentnahmen oder statistischen Differenzen im Jahr 2015).

Abbildung 8: Herkunft des Gasbedarfs für die Region EU 28 und Schweiz im Jahr 2015



Hinweis: %-Anteile beziehen sich auf den Gasbedarf des Jahres 2015. An 100 % fehlende Anteile sind Speicherentnahmen und statistische Differenzen.
 Quellen: Eigene Darstellung auf Basis von (EC, 2016b), (BP, 2016b)

4 Gasbedarfsszenarien 2015 bis 2050: EU 28 und Schweiz sowie Ukraine-Westbezug

In diesem Kapitel wird der Erdgasimportbedarf der EU 28 und der Schweiz sowie der über das Gebiet der EU bezogene Gasbedarf der Ukraine hergeleitet. Dabei werden folgende Schritte ausgeführt:

- Zunächst werten wir EU Ref 2016 und Szenarien aus der Schweiz hinsichtlich des erwarteten Gasbedarfs („**Verbrauch**“) bis zum Jahr 2050 aus.
- Im zweiten Schritt stellen wir die erwartete **Gasförderung** in der EU gemäß EU Ref 2016 dar und modifizieren diese durch aktuelle Förderprognosen in den Niederlanden, im Vereinigten Königreich und in Deutschland.
- Im nächsten Schritt wird der **Importbedarf** des Untersuchungsraums abgeleitet.
- Zusätzlich stellen wir dar, welche Gasmengen von der **Ukraine** über die Westgrenze zur EU bezogen werden. Diese erhöhen den Gasimportbedarf der EU.

4.1 Entwicklung des Gasbedarfs („Verbrauch“)

4.1.1 EU Referenzszenario 2016 (EU Ref 2016) für EU 28

Das EU-Referenzszenario zeigt eine mögliche zukünftige Entwicklung unter Status-quo-Bedingungen. EU Ref 2016 nimmt an, dass die verbindlichen Ziele für Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) und den Ausbau erneuerbarer Energien für das Jahr 2020 erreicht werden. Das Effizienzziel (Verminderung des Energieverbrauchs um 20 % gegenüber Referenzszenario 2007) wird knapp verfehlt. (EC 2016b)

EU Ref 2016 unterstellt, dass die Maßnahmen, die auf der EU- und nationalen Ebene bis Dezember 2014 vereinbart wurden, tatsächlich implementiert werden. Die Auswirkungen des Paris Abkommens von Dezember 2015 wurden nicht berücksichtigt. Aus der Zusammenfassung von EC (2016b, S. 1):

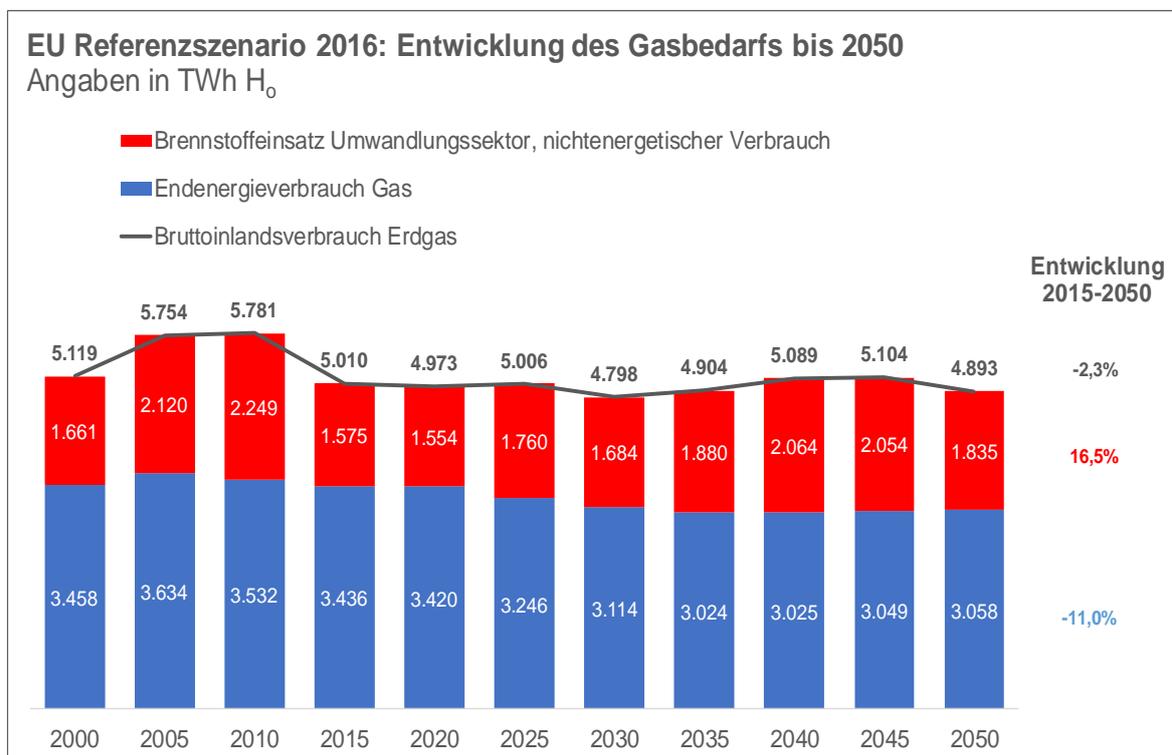
“REF2016 provides a consistent approach in projecting long term energy, transport and climate trends across the EU and is a key support for policy making. However, it is not a forecast since, as with any such exercise, there are several unknowns. These range from macroeconomic growth, fossil fuel prices, technological costs, and the degree of policy implementation across EU. Moreover,

REF2016 does not include the politically agreed but not yet legally adopted 2030 climate and energy targets.”

EU Ref 2016 legt also bereits die Möglichkeit an, dass der Energieverbrauch insgesamt, vor allem aber die THG-Emissionen niedriger sein könnten, falls die Politik die bereits verabredeten, aber nicht gesetzlich verankerten Ziele umsetzt.

Ob dies auf kurze bis mittlere Sicht zu einem niedrigeren Gasbedarf führt, ist mit Unsicherheiten behaftet, da Gas auch als Substitutionsenergie für Kohle genutzt werden kann und somit insbesondere in der Stromerzeugung eine größere Bedeutung erlangen könnte. Die nachfolgende Abbildung zeigt, dass EU Ref 2016 von einem nahezu konstanten Gasbedarf ausgeht, wobei der Gasendenergiebedarf (z. B. für Wärmezwecke) tendenziell zurückgeht und der Gaseinsatz im Umwandlungssektor (also beispielsweise in Kraft- und Heizwerken) steigt.

Abbildung 9: Entwicklung des Gasbedarfs in der EU 28 bis zum Jahr 2050 entsprechend dem EU Referenzszenario 2016



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (EC, 2016b)

4.1.2 Referenzszenario und Zielszenario für die Schweiz

Die Schweiz ist nicht Teil der EU und daher nicht in der Studie EU Ref 2016 enthalten. Gleichwohl deckt die Schweiz, die nicht über eine eigene Gasproduktion verfügt, ihren kompletten Gasbedarf durch Bezüge über EU-Territorium. Daher ist auch der künftige Gasbedarf der Schweiz für die Gasbilanz relevant. Der Gasbedarf der Schweiz macht allerdings nur knapp 1 % des Gasbedarfs der EU aus.

Die hier dargestellten Szenarien für die Schweiz sind den „Energieperspektiven Schweiz“ entnommen (Prognos AG, 2012). In diesem Szenarienwerk wurden sehr unterschiedliche Strategien und Maßnahmenbündel abgebildet, um eine Entscheidungsgrundlage für die Planung der schweizerischen Energieversorgung zu legen. Dabei ist eine entscheidende Frage, wie lange die Kernenergie noch zur Stromerzeugung in der Schweiz genutzt bzw. durch welche Erzeugungskapazitäten sie ersetzt wird.

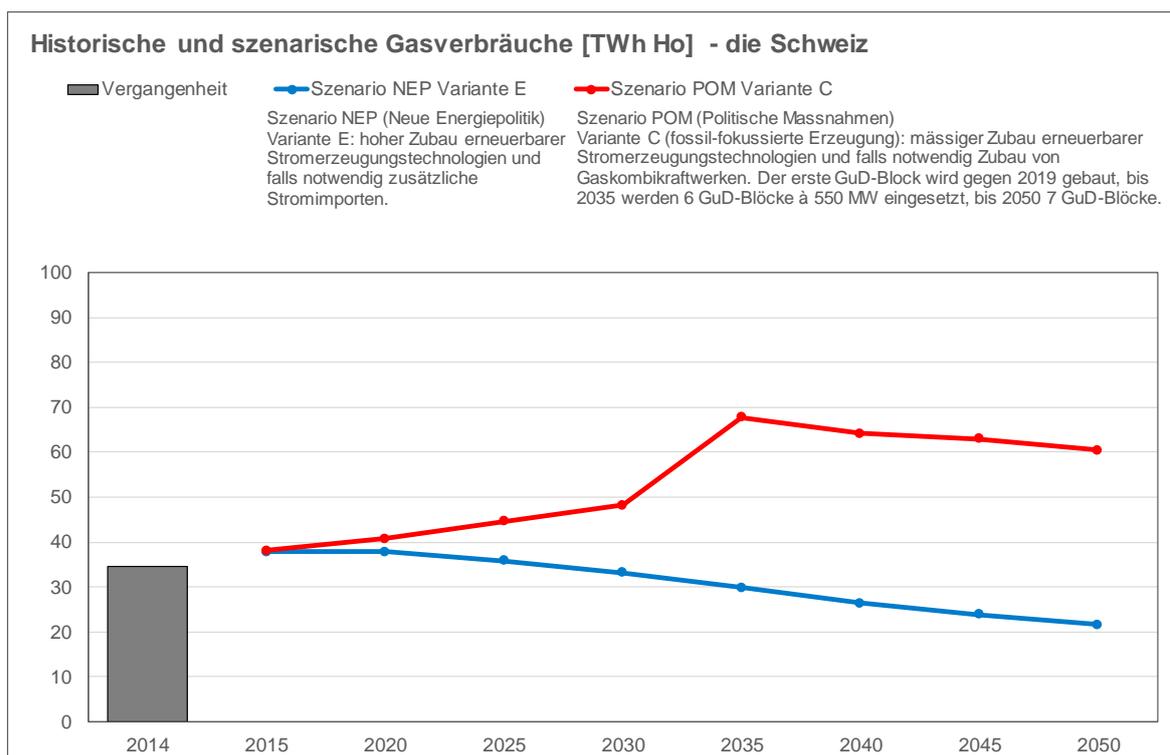
Drei Nachfrageszenarien wurden entwickelt. Im Szenario „Weiter wie bisher“ („WWB“) wird ein autonomer Trend zur Energieeffizienz fortgeschrieben, unterstützt durch die zum Zeitpunkt der Studie bereits existierenden Instrumente. Im Vergleich zu „WWB“ berücksichtigt das Szenario „Politische Massnahmen“ („POM“) zusätzlich die vom schweizerischen Bundesrat am 18. April 2012 verabschiedeten Maßnahmen. Das Szenario „Neue Energiepolitik“ („NEP“) ist ein Zielszenario, das prüft, wie das Ziel einer Senkung des CO₂-Ausstoßes bis 2050 auf 1,5 t/Kopf oder darunter erreicht werden kann.

Darüber hinaus wurden unterschiedliche Varianten des Stromangebots für jedes Nachfrageszenario modelliert. Grundsätzlich wurde basierend auf den Entscheidungen des schweizerischen Bundesrates von Mai 2011 angenommen, dass die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer Betriebszeit nicht ersetzt werden. In der Variante C wird die Stromnachfrage im Inland gedeckt. Übersteigt die Nachfrage das inländische Stromangebot, werden GuD-Kraftwerke zugebaut. In der Variante E wird die Stromnachfrage soweit möglich mit erneuerbaren Energien gedeckt. Falls nötig wird Strom importiert.

Die folgende Abbildung zeigt eine Auswahl verschiedener in der Studie (Prognos AG, 2012) berechneter Gasbedarfsszenarien für die Schweiz. Die dargestellten Szenarien entsprechen ihrem Charakter nach der in Kapitel 2 eingeführten Trennung in indikative Szenarien und Zielszenarien. Das Szenario „NEP“ (mit der Stromangebotsvariante E) ist ein Zielszenario und „POM“ (mit der Stromangebotsvariante C) ein Referenzszenario. In der nachfolgenden Ableitung des Gasbedarfs im Untersuchungsraum EU 28 / Schweiz wird für die Schweiz das Szenario „POM Variante C“ zugrunde gelegt. Dieses Szenario überprüft, wie sich die wichtigsten

politischen Maßnahmen auf die schweizerische Energienachfrage unter Verwendung von bestehenden Technologien auswirken. Die „POM Variante C“ ist deshalb als Referenz gut geeignet und wird im Rahmen dieser Untersuchung verwendet.

Abbildung 10: Entwicklung des Gasbedarfs in der Schweiz bis zum Jahr 2050



Quelle: (Prognos AG, 2012)

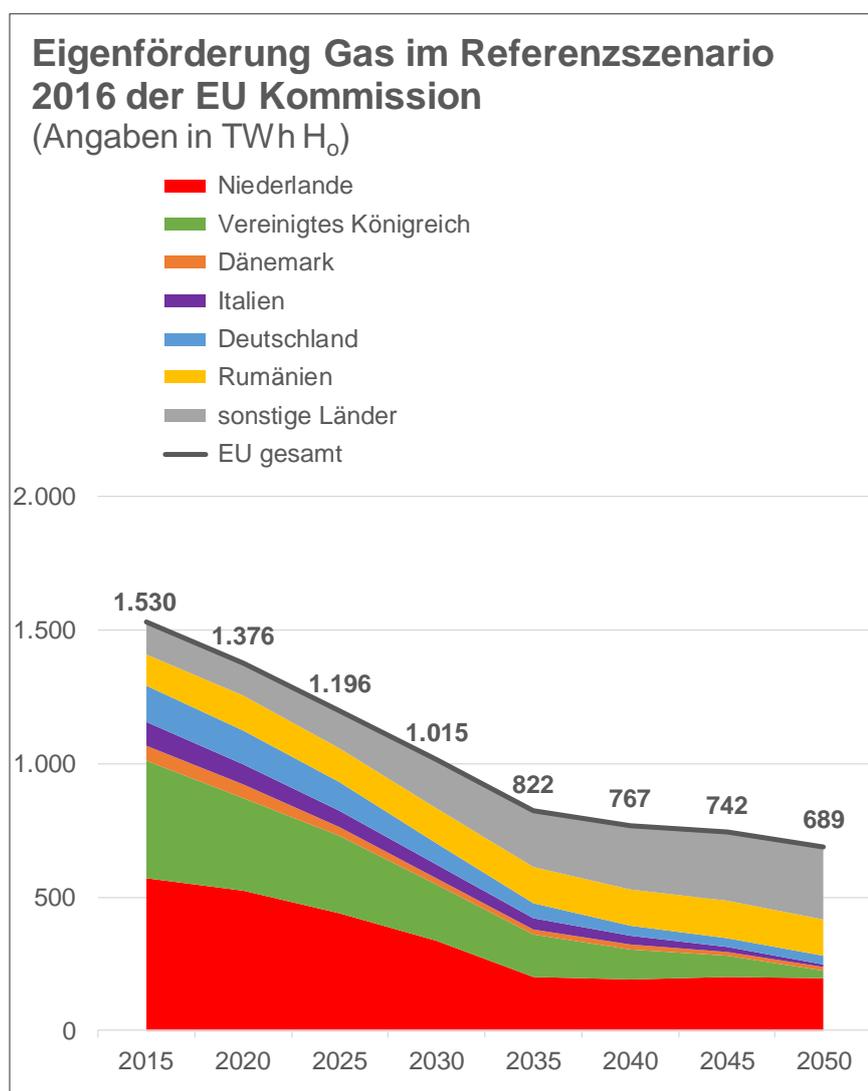
4.2 Entwicklung der Gasförderung

Nachfolgend wird dargestellt, wie sich die Gasförderung in der EU entwickelt. Hierfür stützen wir uns wiederum auf das Szenario EU Ref 2016. In dieser Untersuchung sind Annahmen zu allen Mitgliedstaaten der EU unterlegt. In drei Ländern, den Niederlanden, dem Vereinigten Königreich und Deutschland erschien eine Modifikation der Annahmen zur Gasförderung geboten, da aktuelle Regierungsbeschlüsse oder Prognosen vorlagen, die im Szenario EU Ref 2016 noch nicht berücksichtigt sind. Diese Modifikationen werden ausführlich in Kapitel 4.2.2 dargestellt. In der Schweiz gibt es keine Erdgasförderung, dies wird auch für die Zukunft angenommen.

4.2.1 EU Referenzszenario 2016 (EU Ref 2016)

Insgesamt wird im Szenario EU Ref 2016 ein Rückgang der europäischen **Gaseigenförderung** von heute rund 1.530 TWh (146 Sm³) auf rund 690 TWh (66 Mrd. Sm³) im Jahr 2050 erwartet (vgl. Abbildung 11). Dies entspricht einem Rückgang von rund 55 %.

Abbildung 11: Entwicklung der Gasförderung in der EU 28 bis zum Jahr 2050 entsprechend dem EU Referenzszenario 2016



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (EC, 2016b).

Von den heute sechs größten europäischen Gasproduktionsländern geht das Szenario lediglich für Rumänien von einer langfristig stabilen bzw. steigenden Gasproduktion aus. Bei den anderen fünf großen Gasproduzenten liegt der Rückgang bis zum Jahr 2050

zwischen 66 % (Niederlande) und 94 % (sowohl Dänemark als auch das Vereinigte Königreich) (EC, 2016b).

Bei den sonstigen Ländern wird über den Betrachtungszeitraum mit einem Anstieg der Gasproduktion von rund 123 TWh (12 Mrd. Sm³) im Jahr 2015 auf rund 272 TWh (26 Mrd. Sm³) im Jahr 2050 gerechnet. Dies entspricht einer Steigerung von rund 121 %. Diese Erhöhung ist auf eine deutlich steigende Gasproduktion in Polen (basierend auf Schiefergasförderungen) und Zypern (was in den LNG-Markt einliefern wird) zurückzuführen (EC, 2016b). Die in EU Ref 2016 angenommene Erhöhung wird in der Sensitivitätsanalyse (Kapitel 6.2) kritisch hinterfragt, da die Erkundung der polnischen Schiefergasvorkommen bislang enttäuschend verlief (SGIP, 2015).

4.2.2 Berücksichtigung aktueller Förderprognosen in den Ländern Niederlande, Vereinigtes Königreich, Deutschland

EU Ref 2016 wurde im Juli 2016 veröffentlicht. Nach Redaktionsschluss von EU Ref 2016 wurden neue Erdgasförderprognosen bzw. -beschlüsse für drei EU-Länder (Niederlande, Deutschland, vereinigtes Königreich) bekannt. Diese Länder sind entsprechend EU Ref 2016 im Jahr 2015 auch die Länder mit der höchsten Eigenförderung und beeinflussen somit die europäische Gasbilanz signifikant. Aus diesem Grund wurde für die Niederlande, für Deutschland und für das Vereinigte Königreich eine Modifikation der Annahmen zur Gasförderung im Vergleich zum Szenario EU Ref 2016 vorgenommen.

Niederlande

Die Niederlande sind das **wichtigste Gasförderland in der EU** und exportieren Erdgas in verschiedene EU-Länder. Insbesondere für die Versorgung des europäischen L-Gas-Gebiets⁵ spielen die Niederlande eine entscheidende Rolle. Das **Groningen-Gasfeld** (entdeckt im Jahr 1959) ist für die Gasversorgung von großer Bedeutung. Unter anderem aufgrund der **Erdbebenproblematik** in der Region Groningen wurde die zulässige Fördermenge des Groningen-Feldes reduziert.

⁵ Es wird grundsätzlich zwischen H-Gas (Erdgas mit hohem Brennwert, high calorific value) und L-Gas (Erdgas mit niedrigem Brennwert, low calorific value) unterschieden. H-Gas besitzt einen höheren Methan- und somit auch einen höheren Energiegehalt als L-Gas. Abhängig von der jeweiligen Gasförderstätte unterscheidet sich die chemische Zusammensetzung des Erdgases. L- und H-Gas-Netze sind physisch getrennt; eine Konvertierung und Mischung der beiden Gasqualitäten ist technisch möglich, jedoch mit entsprechenden Kosten verbunden.

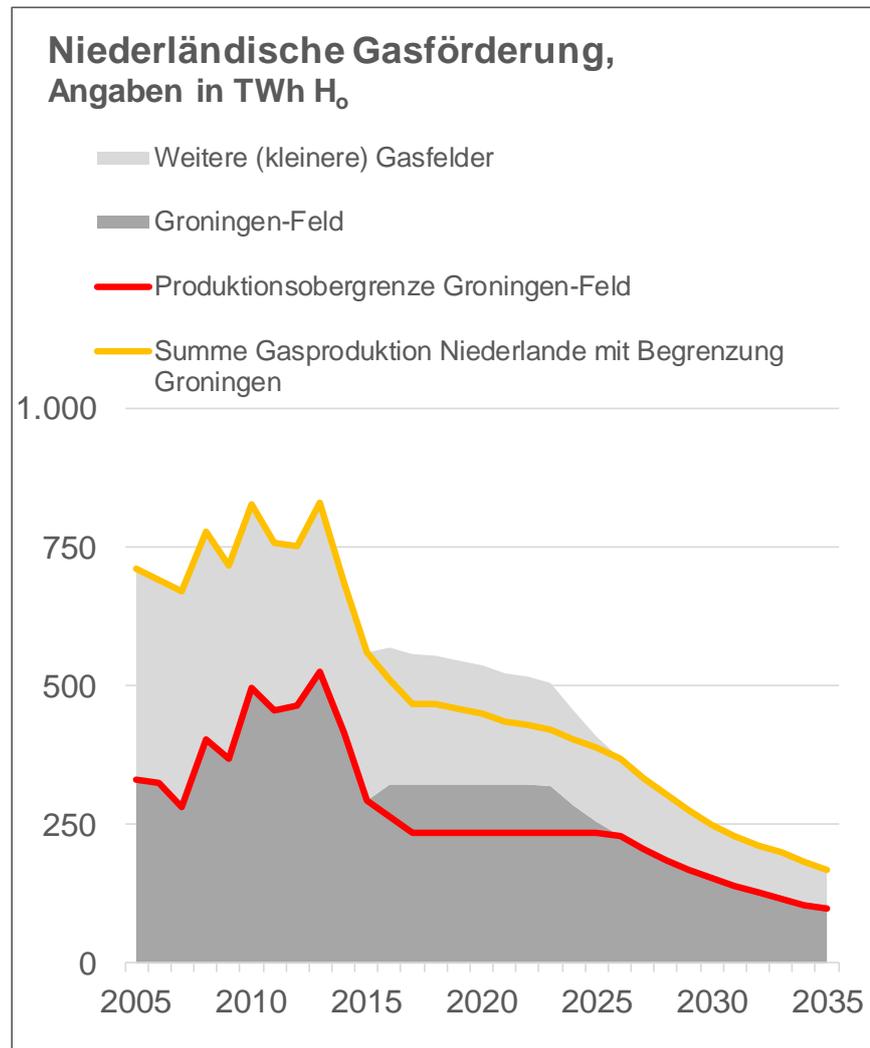
Für die niederländische Gasförderung wurden die Annahmen des Szenarios EU Ref 2016 mit den Annahmen des niederländischen Netzentwicklungsplans (NOP 2015) sowie weiteren aktuellen Entwicklungen verglichen. Die grauen Flächen in der Abbildung 12 zeigen die prognostizierte niederländische Gasförderung (Groningen-Qualität: Umrechnungsfaktor 9,7692 kWh H₂/m³) für das Groningen-Feld sowie für die weiteren niederländischen Gasfelder entsprechend dem **niederländischen Netzentwicklungsplan** (GTS, 2015). Aufgrund der Erdbebendiskussion wurden durch das niederländische Kabinett folgende **weitere Kürzungen beim Groningen-Feld** beschlossen:

- Dezember 2014: Entscheidung des niederländischen Wirtschaftsministeriums die jährliche Förderung auf 39,4 Mrd. m³ für die Jahre 2015 und 2016 zu begrenzen,
- Juni 2015: Weitere Reduktion auf 30 Mrd. m³ für 2015 und 33 Mrd. m³ für das Gaswirtschaftsjahr 2015/16,
- Dezember 2015: Weitere Reduktion auf 27 Mrd. m³ für das Gaswirtschaftsjahr 2015/16,
- Juni 2016: Reduktion auf 24 Mrd. m³ pro Jahr für 5 Jahre angestrebt, nur in Extremwintern sollen höhere Fördermengen erlaubt sein,
- September 2016: Bestätigung der Reduzierung der Gasproduktion auf 24 Mrd. m³ pro Jahr durch die niederländische Regierung, nur in Extremwintern sollen höhere Fördermengen erlaubt sein (Rijksoverheid, 2016).

Es ist nicht auszuschließen, dass es in den kommenden Jahren aufgrund der Erdbebenproblematik zu weiteren Rückgängen der zulässigen Fördermenge in der Groningen-Region kommt.

Für den Vergleich der niederländischen Gasförderung wurden die geplanten Fördermengen entsprechend dem **NOP 2015** zugrunde gelegt und anschließend die **Kürzungen für das Groningen-Feld** auf 24 Mrd. m³ einbezogen. Somit ergibt sich für die kommenden Jahre eine weitere Reduktion der niederländischen Gasförderung gegenüber den Annahmen aus dem NOP 2015 (vgl. Abbildung 12 rote Linie für das Groningen-Feld bzw. gelbe Linie für die gesamte niederländische Gasförderung). Im NOP 2015 liegt eine Prognose für die niederländische Gasförderung bis zum Jahr 2035 vor, die **Fortschreibung für die Jahre 2035 bis 2050** erfolgte anhand der relativen Entwicklung des Szenarios EU Ref 2016.

Abbildung 12: Gasförderprognose Niederlande



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (GTS, 2015), (Rijksoverheid, 2016)

Deutschland

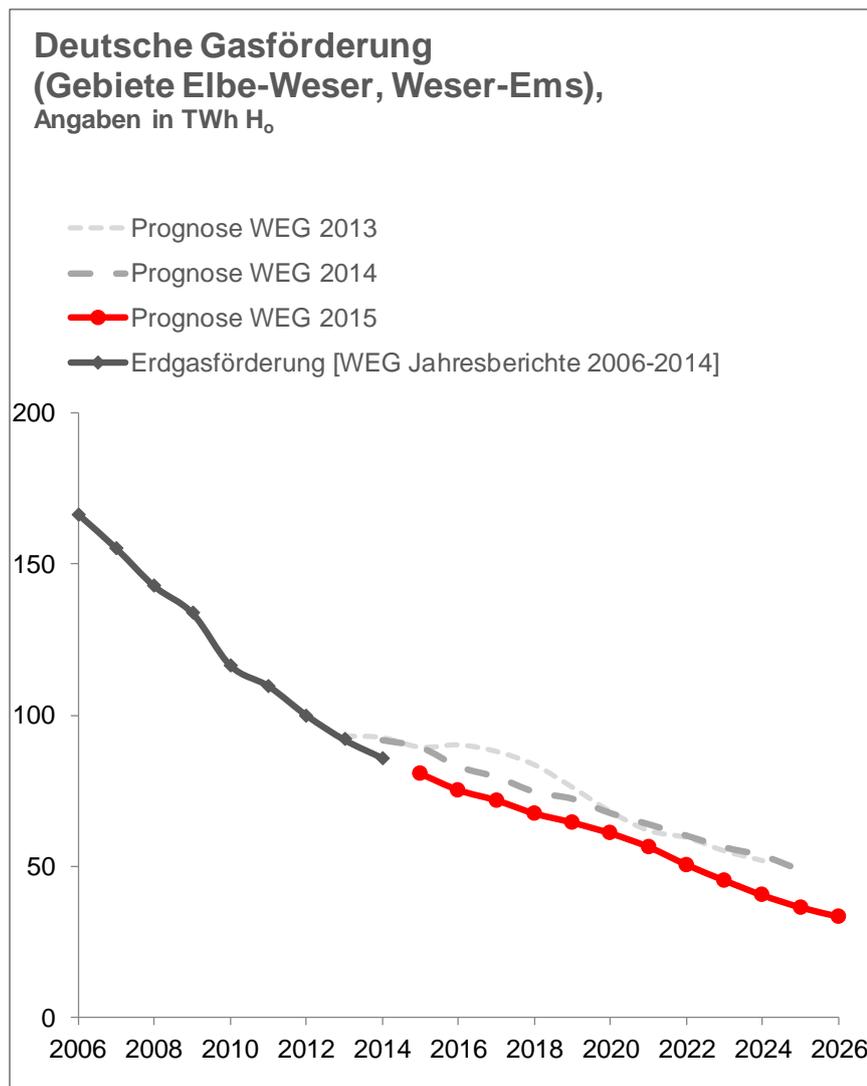
Für die Prognose der deutschen Gasförderung wurde der aktuell vorliegende **Entwurf des deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) Gas 2016** ausgewertet. Hierin ist eine Prognose der deutschen Gasförderung bis zum Jahr 2026 enthalten. Diese Prognose wurde durch den **Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG)**⁶ erstellt.

Die Abbildung 13 zeigt den prognostizierten Verlauf der deutschen Erdgasproduktion gemäß dem am 01.04.2016 veröffentlichten Entwurf des deutschen NEP Gas 2016. Es wird ein **stetiger Rückgang** der deutschen Erdgasproduktion von rund 81 TWh

⁶ Hinweis: Ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG).

(8 Mrd. Sm³) im Jahr 2015 auf rund 33 TWh (3 Mrd. Sm³) im Jahr 2026 erwartet (FNB Gas, 2016).⁷ Für die Jahre nach 2026 bis zum Jahr 2050 erfolgte eine **Fortschreibung** der deutschen Gasförderung anhand der relativen Entwicklung des Szenarios EU Ref 2016.

Abbildung 13: Gasförderprognose Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (FNB Gas, 2016)

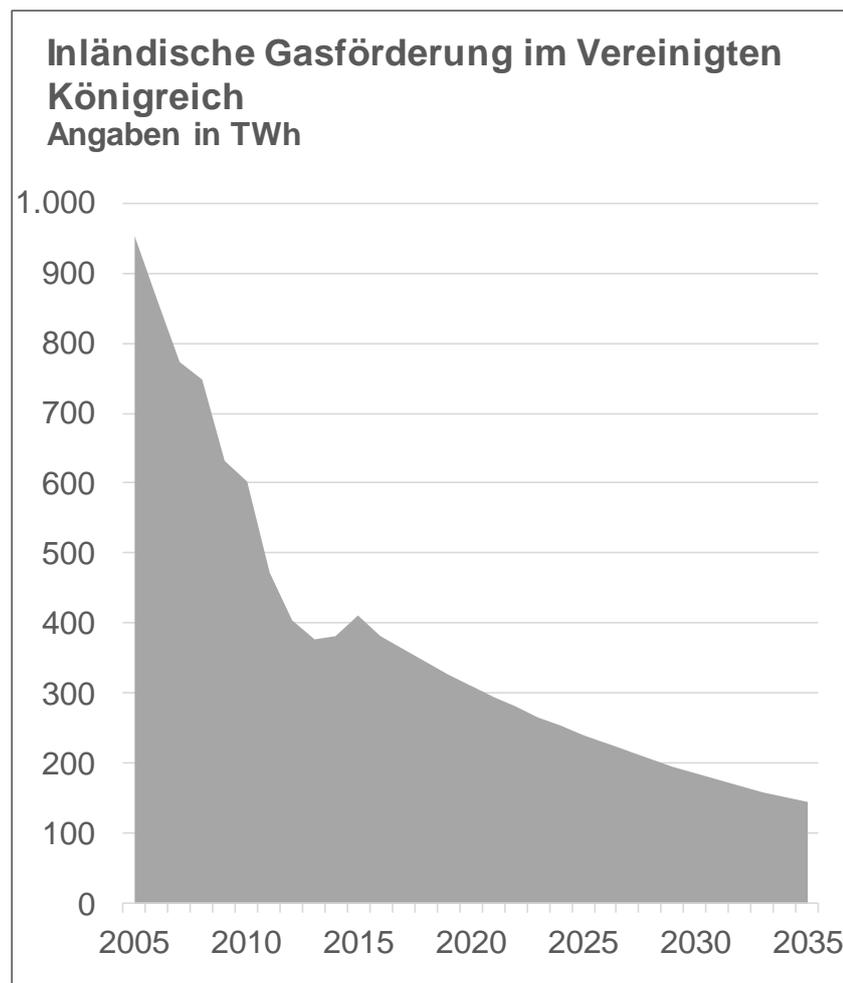
Vereinigtes Königreich

Zur Einschätzung der Entwicklung der Gasförderung im Vereinigten Königreich wurde die prognostizierte Gasförderung entsprechend dem **britischen Energieministerium** „Department of Ener-

⁷ Originalangaben in Mrd. m³ mit Umrechnungsfaktor 9,7692 kWh H₀/m³ weichen entsprechend ab.

gy and Climate Change“ (DECC) analysiert. Diese ist in der Abbildung 14 dargestellt. Zwischen den Jahren 2015 und 2035 wird demnach ein **Rückgang der Gasförderung** um rund 65 % auf 144 TWh (14 Mrd. Sm³) erwartet (DECC, 2016).

Abbildung 14: Gasförderprognose Vereinigtes Königreich



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (DECC, 2016)

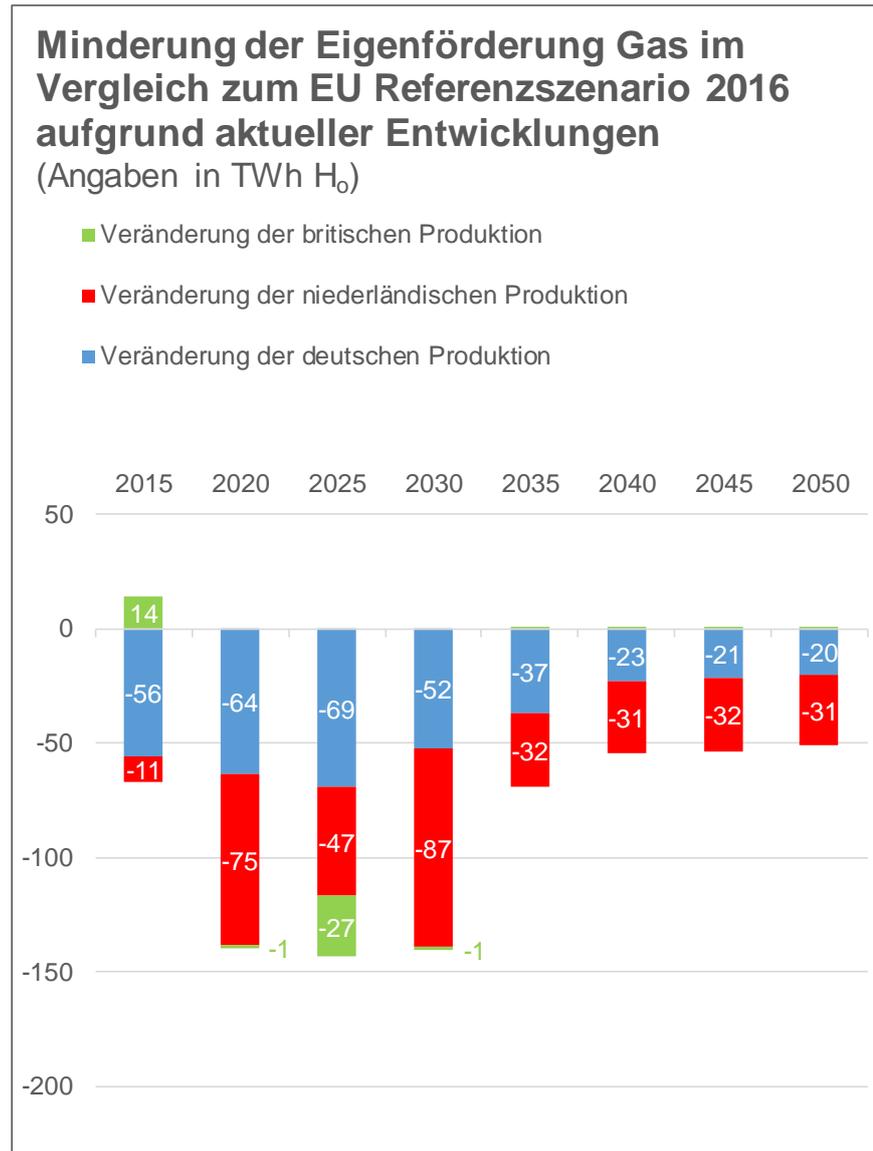
Zusammenfassung der Differenz zwischen EU Ref 2016 und aktuellen Prognosen zur Gasförderung

Die folgende Grafik zeigt die Differenzen zwischen der prognostizierten Gasförderung entsprechend dem Szenario EU Ref 2016 und den aktualisierten Förderprognosen in den drei Ländern Niederlande, Deutschland und Vereinigtes Königreich.

Es wird deutlich, dass es unter Berücksichtigung der aktuellen Förderprognosen insbesondere für die Niederlande und Deutschland zu einem **stärkeren Rückgang der Gasförderung** kommen wird als im Szenario EU Ref 2016 angenommen. In den folgenden

Betrachtungen zum europäischen **Gasimportbedarf** werden die hier dargestellten aktuellen Förderprognosen zugrunde gelegt („modifiziertes Referenzszenario“).

Abbildung 15: Differenz zwischen der Gasförderung gemäß EU Ref 2016 und aktuellen Förderprognosen in den Ländern Niederlande, Deutschland und Vereinigtes Königreich



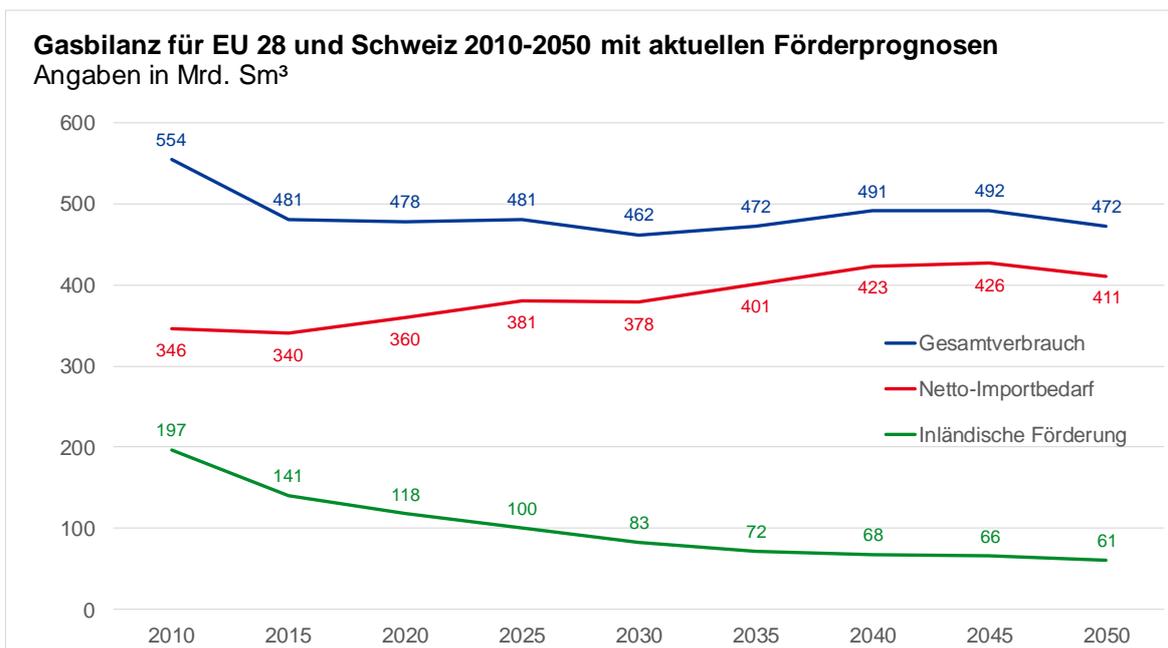
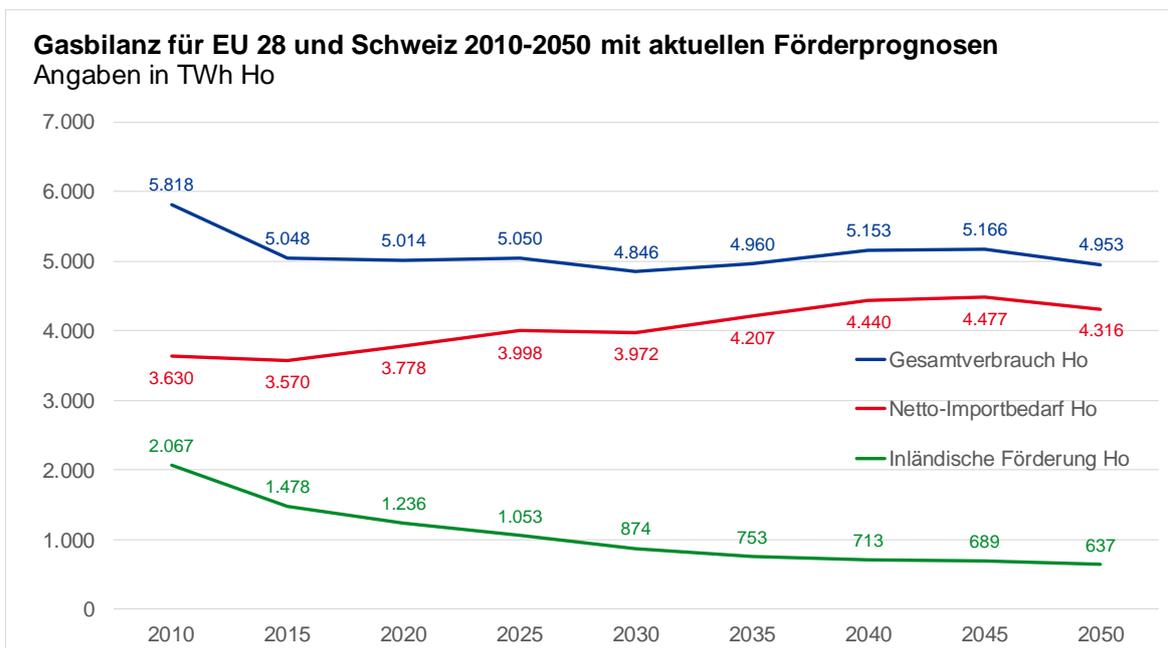
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (GTS, 2015), (Rijksoverheid, 2016), (FNB Gas, 2016), (DECC, 2016), (EC, 2016b)

4.3 Entwicklung des Gasimportbedarfs im Untersuchungsraum

Aus der Differenz zwischen der Entwicklung des Gasbedarfs (vgl. Kapitel 4.1) und der Gasförderung (vgl. Kapitel 4.2) ergibt sich der **Gasimportbedarf** für die Untersuchungsregion. Der in dieser Studie ausgewiesene Gasimportbedarf der EU 28 und der Schweiz basiert somit auf dem Szenario EU Ref 2016 – modifiziert durch aktuelle Förderprognosen für die Niederlande, Deutschland und das Vereinigte Königreich („**modifiziertes Referenzszenario**“). Für die Schweiz wurde auf ein Referenzszenario zurückgegriffen.

Im Ergebnis liegt der **Gasimportbedarf** im Jahr 2015 bei 340 Mrd. Sm³ (3.570 TWh H_o). Dieser wird bis zum Jahr 2020 um rund 20 Mrd. Sm³ und bis zum Jahr 2025 um etwa 41 Mrd. Sm³ steigen. Der Anstieg des Gasimportbedarfs zwischen den Jahren 2015 und 2025 beträgt somit etwas mehr als 12 % (vgl. Abbildung 16). Auch **nach dem Jahr 2030** ist demnach mit einem **weiter steigenden Gasimportbedarf** zu rechnen.

Abbildung 16: Ableitung des Gasimportbedarfs der Region EU 28 / Schweiz bis zum Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (GTS, 2015), (Rijksoverheid, 2016), (FNB Gas, 2016), (DECC, 2016), (EC, 2016b)
Hinweis: Im Jahr 2010 führten Speichorentnahmen dazu, dass sich Nettoimportbedarf und inländische Förderung nicht zum Gesamtverbrauch addieren lassen. Für 2015 und alle Zukunftsjahre gehen wir von einer ausgeglichenen Bilanz von Ein- und Ausspeicherung aus.

4.4 Gasbezüge der Ukraine

Zusätzlich zum Gas(import)bedarf der EU 28 und der Schweiz sind Gastransporte zu berücksichtigen, die über das Gebiet der EU fließen werden und sich somit in der Aufkommensbilanz der EU niederschlagen. Es wurde im einleitenden Kapitel 2 bereits darauf hingewiesen, dass in dieser Studie die Gasflüsse mit Fokus auf der Ukraine ergänzend zur Entwicklung des Importbedarfs im Untersuchungsgebiet dargestellt werden.

Beginnend in 2013 deckt die **Ukraine** zunehmende Teile ihres Importbedarfs über Verbindungsleitungen zur Slowakei, nach Polen und Ungarn aus Ländern der EU. Diese Mengen sind in EU Ref 2016 aus systematischen Gründen nicht abgebildet. Im Jahr 2015 bezog die Ukraine noch ca. 7 Mrd. m³ aus Russland und ca. 9 Mrd. m³ aus der EU (BP, 2016b). Seit November 2015 hat die Ukraine ihre Gasbezüge aus Russland eingestellt (SZ, 2015), (Sputnik, 2016).

Dieser Prozess kann anhand der Statistik „Trade movements per pipeline“ im BP Statistical Review of World Energy gut nachvollzogen werden:

*Tabelle 1: Gasimporte der Ukraine mit Herkunft
(in Mrd. m³)*

Jahr	Bezug aus Russland	Bezug aus übrigem Europa
2013	25,1	1,8
2014	12,9	4,6
2015	7	9,2

*Quelle: (BP, 2014) (BP, 2015), (BP, 2016b)
Hinweis: BP verwendet einen sehr ähnlichen Umrechnungsfaktor wie diese Studie (10,46 kWh/m³ im Vergleich zu 10,5 kWh/ m³), deswegen sind diese Angaben mit unserer Studie gut vergleichbar. Andere Quellen nennen teilweise leicht abweichende Werte.*

Offenbar ist dies unter anderem dadurch möglich geworden, dass der Gasbedarf der Ukraine in den letzten Jahren deutlich rückläufig war. So brach der Gasbedarf allein im Jahr 2015 gemäß (BP, 2016b) um rund 22 % ein und betrug nur noch rund 29 Mrd. m³.⁸ Im Jahr 2015 war nach (BP, 2016b) der tiefste Punkt des Gasbedarfs und des Importbedarfs seit Jahrzehnten erreicht.

⁸ (OIES, 2016b) nennt allerdings für 2015 noch den Wert 34 Mrd. m³. Naftogaz gibt den Gasbedarf im Jahr 2015 mit 43 Mrd. m³ und den Importbedarf mit rund 20 Mrd. m³ an (Naftogaz, 2016). Hierbei ist jeweils unklar, welche Heizwerte unterlegt sind.

Wie sich der Gasbedarf, die Produktion und somit auch der Importbedarf der Ukraine **künftig** entwickeln, ist derzeit schwer vorherzusehen. Zwar sind insbesondere in den Jahren 2015 und 2016 wichtige Schritte zur Reform des ukrainischen Gassektors unternommen worden. Deren Umsetzung und deren Auswirkungen sind noch nicht abzusehen.

Sollte der Gasbedarf der Ukraine wieder steigen, ist schwer vorhersehbar, woher der zusätzliche Bedarf bezogen wird. Für den Untersuchungszweck dieser Studie ist es ausreichend, mit einfachen, plausiblen Annahmen zu arbeiten. Somit unterstellen wir für die Zukunft:

- dass das Niveau des Gasbedarfs der Ukraine nicht mehr weiter zurückgeht, da z. B. Wärmemarktkunden nicht rasch auf andere Energieträger umgestellt werden können,
- dass die Eigenförderung der Ukraine in etwa gleich bleibt,
- dass das Niveau des Importbedarfs sich nicht weiter reduziert und
- dass Gasimporte bis auf Weiteres gemäß der Absicht der Ukraine aus dem Westen bezogen werden.
- Sollte sich der Gasbedarf wieder erhöhen, wird davon ausgegangen, dass diese Gasmengen nicht aus dem Westen bezogen werden.

Hieraus folgt, dass in den nächsten Jahren ca. **16 Mrd. m³ Erdgas** aus dem Westen bezogen werden. Dieser Westbezug der Ukraine erhöht die Gasnachfrage und damit den Importbedarf der EU (vgl. hierzu auch Abbildung 30).

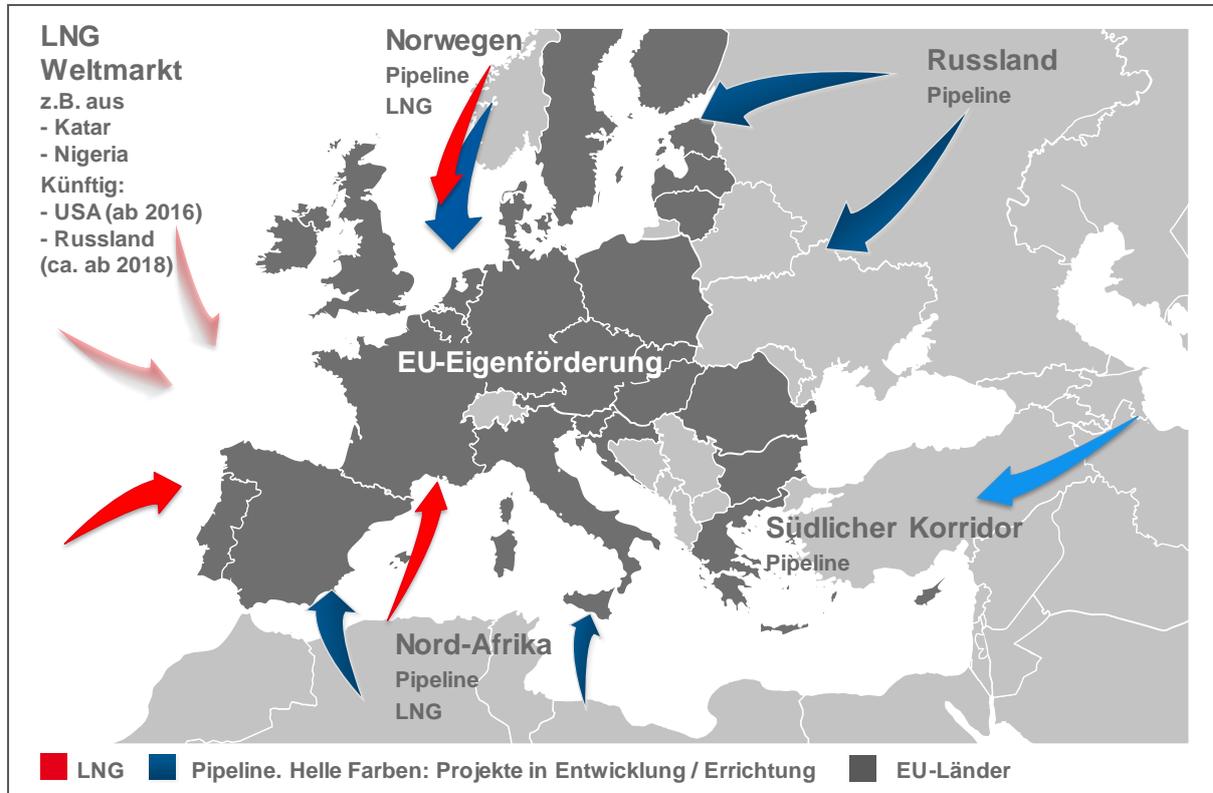
5 Status-quo und Perspektiven des Gasimports nach Europa

In den Kapiteln 1 bis 4 dieser Untersuchung wurde der Gasimportbedarf der EU und der Schweiz sowie der Westbezug der Ukraine abgeleitet. Es wurde verdeutlicht, dass der Importbedarf der Untersuchungsregion vor allem in Folge der sinkenden Eigenförderung deutlich steigen dürfte. Dieser Bedarf ist durch Lieferungen aus nicht-EU-Ländern zu decken, die mittels Pipelines und als LNG nach Europa gelangen können. Im Folgenden wird dargestellt, wie sich die weltweiten Reserven von Erdgas verteilen und wie sich die Gaslieferungen der heutigen und möglichen künftigen Lieferländer entwickeln könnten. Dabei liegt der Schwerpunkt der Darstellung auf den Exportpotenzialen, um die erwartbaren Jahresmengen dem Importbedarf im Untersuchungsraum gegenüberstellen zu können. Unter Exportpotenzial wird hier die Fähigkeit eines Landes verstanden, mehr Erdgas zu produzieren als es selbst verbraucht. Ergänzend wird in diesem Kapitel die Transportinfrastruktur überblicksartig dargestellt.

5.1 Nicht-EU-Gasquellen und Korridore für den Gastransport

Der Gasimportbedarf der Europäischen Union und der Schweiz wird über pipelinegebundene Importe aus Norwegen, Russland und Nordafrika sowie in Form von LNG-Importen gedeckt. Die nachfolgende Karte zeigt die heutige (dunkle Farben) und zukünftige (helle Farben) Herkunft. Prinzipiell kommen als LNG-Lieferanten alle LNG-Exportländer in Frage (z. B. auch Australien). Da der Transport des Gases aber nicht unerhebliche Kosten verursacht, dürften australische Exporte ganz überwiegend vom asiatischen Markt aufgenommen werden.

Abbildung 17: Mögliche Quellen zur Deckung des europäischen Gasimportbedarfs



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (EC, 2016b), (BP, 2016b)

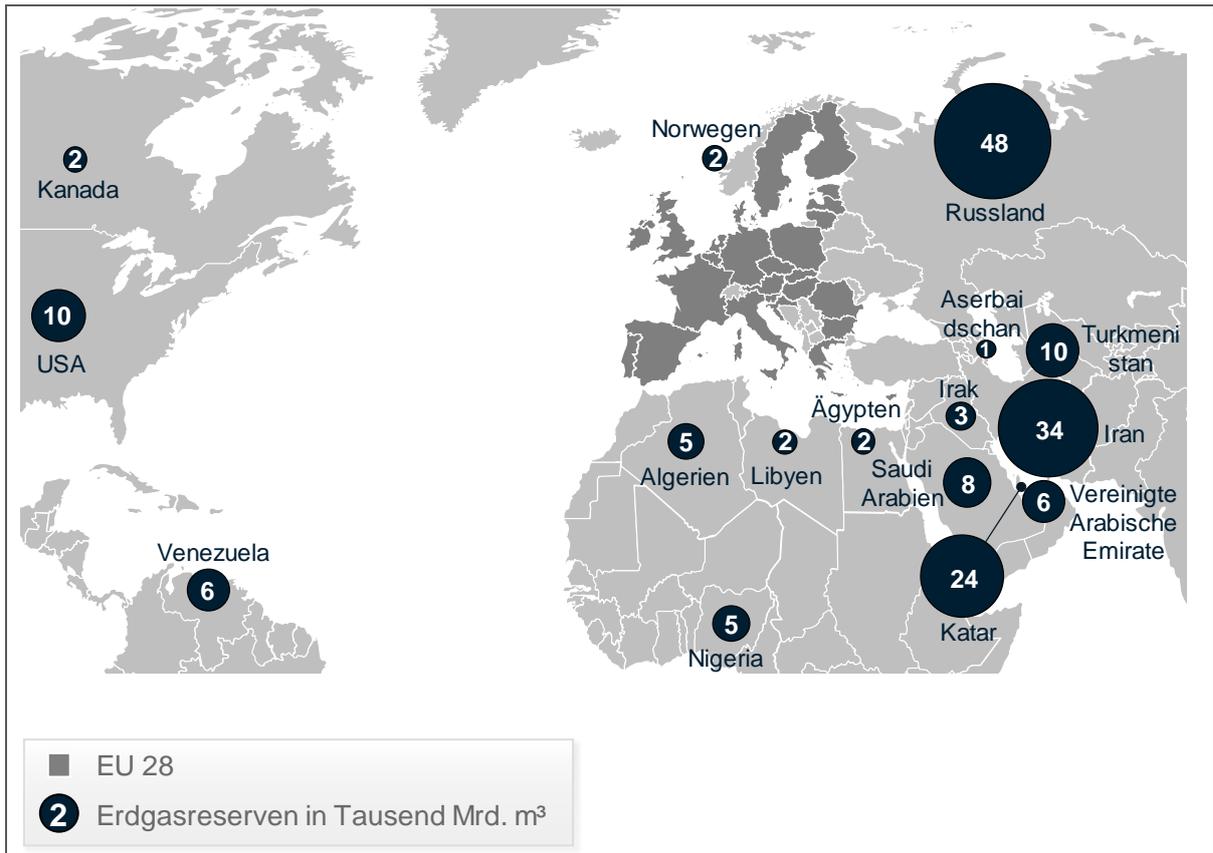
Eine weitere Zunahme der pipeline-gebundenen Importe nach Europa könnte durch Infrastrukturprojekte im sogenannten „südlichen Korridor“ entstehen. Die zurzeit im Bau befindliche Trans-Adria-Pipeline (TAP) sowie die ebenfalls in Bau befindliche Trans-Anatolien-Pipeline (TANAP) ermöglichen in der Zukunft den Import von Gas aus Aserbaidschan nach Italien.

Die Frage, welche Länder potenziell und dauerhaft als Lieferländer für Erdgas in Frage kommen, ist eng mit den verfügbaren **Resourcen- bzw. Reserven** verknüpft. Reserven sind nach Abgrenzung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe „nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffe“ (BGR, 2016). Die Reserven sind somit ein wichtiger Indikator für die mittelfristige Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Russland, Iran und Katar verfügen über die größten Gasreserven der Welt (BGR, 2016).

In der folgenden Abbildung werden die bestehenden Reserven außerhalb der EU dargestellt, die aufgrund ihrer räumlichen Entfernung wahrscheinlich für Gaslieferungen in die EU in Frage kommen. Dies betrifft vor allem die Gasreserven des sogenannten atlantischen Marktes, Russlands sowie des Mittleren Ostens. Weiter entfernte Gasreserven sind für die Deckung des Gasbedarfs in

Europa weniger relevant, da sie primär in andere Regionen geliefert werden (Asien, Pazifikraum, etc.). Theoretisch könnte auch LNG aus weiter entfernten Ländern (wie Australien) importiert werden. Dies ist aber aufgrund der hohen Transportkosten weniger wahrscheinlich.

Abbildung 18: Überblick der Gasreserven im Einzugsbereich der EU (Tsd. Mrd. m³)



Quelle: Eigene Darstellung nach (BGR, 2016)

Im Folgenden werden die für den Gasimport in die Europäische Union in Frage kommenden Märkte betrachtet und hinsichtlich ihrer zukünftigen Gasexportmöglichkeiten bewertet.

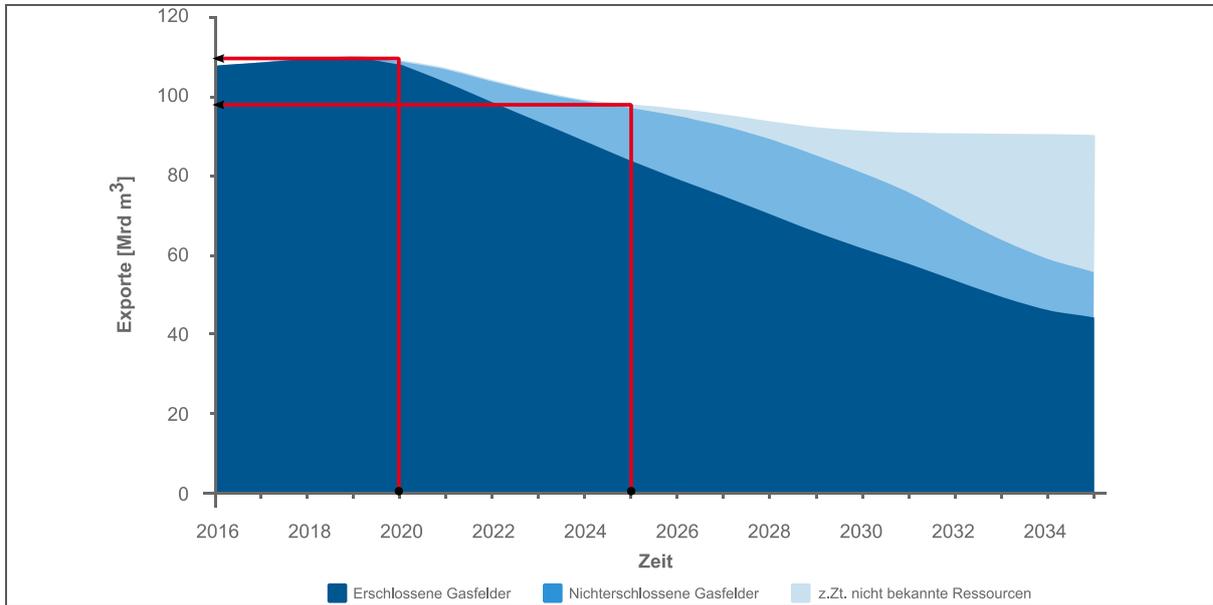
5.1.1 Norwegen

Norwegen verfügt über 1.922 Mrd. m³ konventionelle Gasreserven (BGR, 2016). Das Land hat eine jährliche pipeline-gebundene Exportkapazität von rund 180 Mrd. m³ (IEA, 2016a) in die Europäische Union und zählt somit zusammen mit Russland zu den wichtigsten Lieferanten von Erdgas für die Staatengemeinschaft. Die tatsächlichen Lieferungen liegen aber erheblich niedriger. In der Exportkapazität sind Flexibilitäten angelegt, so dass unterschiedliche Märkte je nach Bedarf beliefert werden können. Anlandepunkte der Pipelines innerhalb der Europäischen Union sind in Großbritannien, Deutschland, Belgien und Frankreich (IEA, 2016a). Des Weiteren besitzt Norwegen LNG-Exportkapazitäten in Höhe von 6,24 Mrd. m³ (GIE, GLE, 2016). Ein Ausbau der Exportkapazitäten innerhalb der nächsten zehn Jahre ist nicht geplant (ENTSO, 2015b).

Im Jahr 2014 hat Norwegen rund 107 Mrd. m³ Erdgas gefördert, im Jahr 2015 sogar 115 Mrd. m³. Dies war der höchste jemals erreichte Wert der norwegischen Gasproduktion. Der inländische Verbrauch von Erdgas ist gering, wodurch fast die gesamte Fördermenge exportiert wird (114 Mrd. m³ im Jahr 2015).⁹ Die Förderung begann im Jahr 1977 und ist seit Mitte der 90er Jahre deutlich gestiegen (NPD, 2015). Das norwegische Öldirektorat schätzt kurzfristig einen Rückgang der Fördermengen auf das Niveau von 2014, prognostiziert aber einen Anstieg auf 111 Mrd. m³ bis 2019. Für die Mittel- bis Langfristperiode schätzt das Direktorat eine Verringerung der Exporte auf etwa 90 Mrd. m³ in 2035 (vgl. Abbildung 19). Diese Menge beinhaltet allerdings die Förderung sowohl aus zur Zeit nicht erschlossenen Feldern (ca. 13 Mrd. m³) als auch aus heute noch nicht bekannten Ressourcen (ca. 32 Mrd. m³). Die Fördermengen der zur Zeit erschlossenen Felder reduzieren sich bis 2035 auf ca. 42 Mrd. m³ (NPD, 2016). Ab 2035 bis 2050 wurden die norwegischen Gasexporte mit -0,5 % p. a. fortgeschrieben.

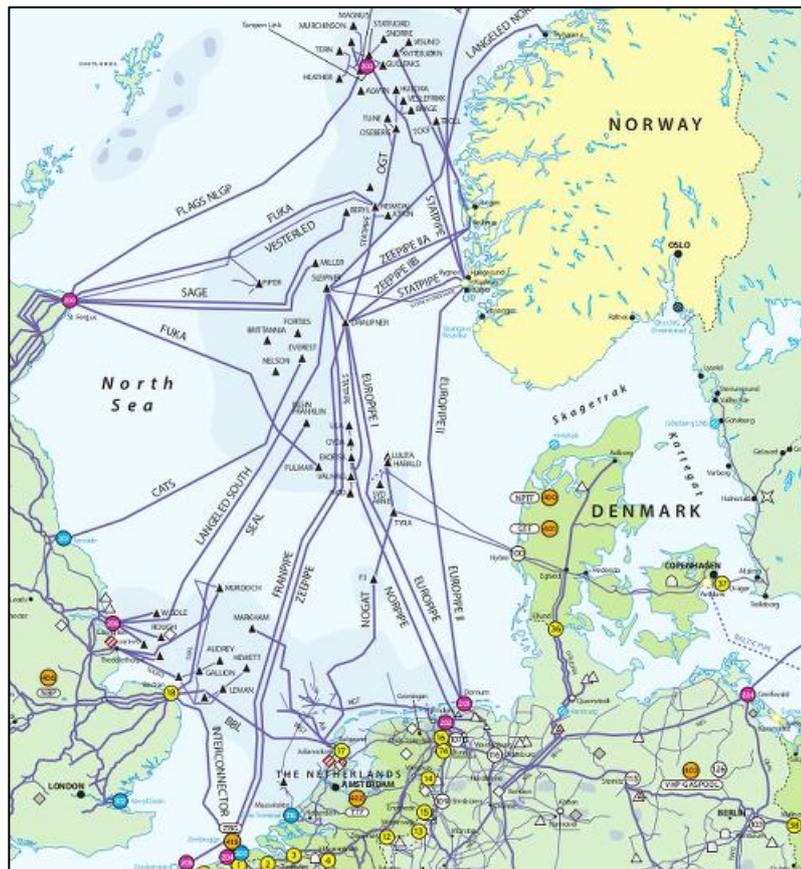
⁹ Demnach hätte Norwegen nur einen Eigenverbrauch von 1 Mrd. m³. BP 2016 nennt hingegen einen Verbrauch von 4,7 Mrd. m³. Anhand der Statistiken von NPD 2016 lässt sich dies nicht restlos klären. Als konservative Abschätzung wird hier vorsichtshalber davon ausgegangen, dass mit „Sales Gas“ die Exportmengen gemeint sind. Diese Angaben befinden sich auf der Seite des Erdöldirektorats im Downloadbereich „Exporte“.

Abbildung 19: Erwartete Exporte von Erdgas aus Norwegen 2016 bis 2035



Hinweis: Rote Linien dienen als Lesehilfe für die Jahre 2020 und 2025.
 Quelle: (NPD, 2016); Gemäß dieser Quelle hat der norwegische Sm³ 11,1 kWh.

Abbildung 20: Export-Pipelines Norwegens in die EU



Quelle: (ENTSOG, 2016b)

5.1.2 Nord-Afrika

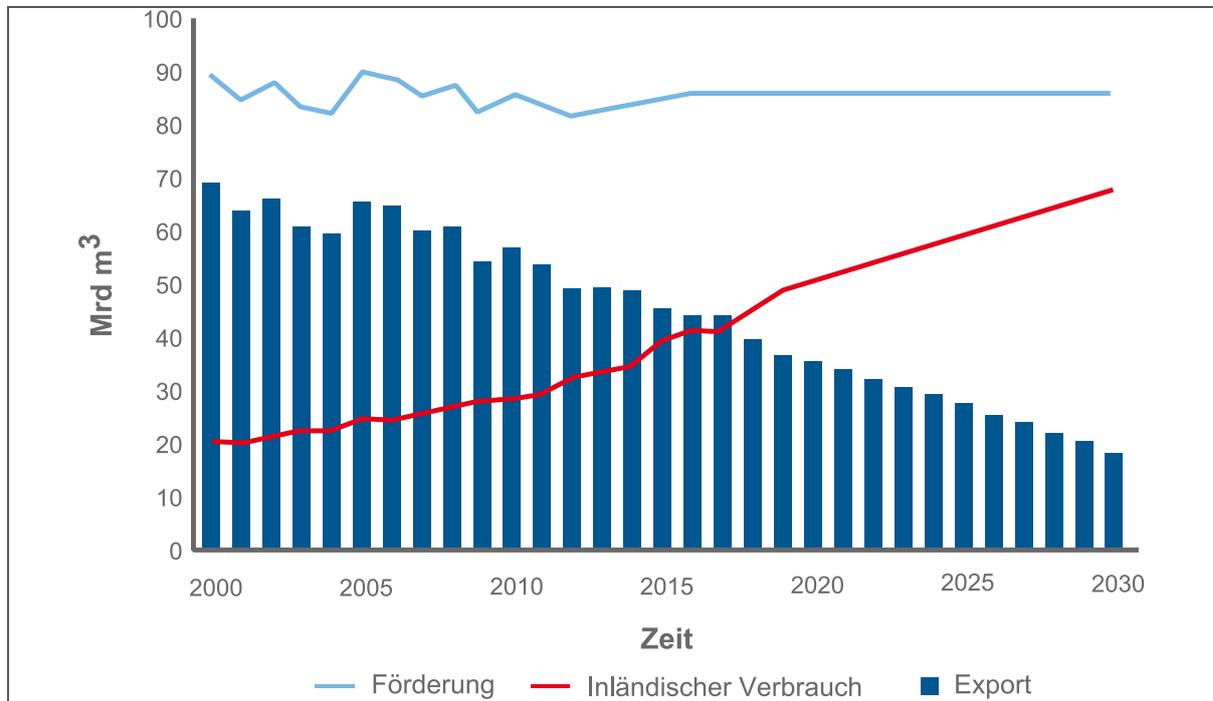
In der Region Nord-Afrika verfügen Algerien, Ägypten und Libyen über große konventionelle Erdgasreserven (in gleicher Reihenfolge 2.745¹⁰ Mrd. m³, 2.167 Mrd. m³ und 1.506 Mrd. m³) (BGR, 2016). Algerien hat eine jährliche pipeline-gebundene Exportkapazität von 60 Mrd. m³ nach Spanien und Italien (IEA, 2016a) sowie die LNG-Terminals in Arzew und Skikda mit einer jährlichen Exportkapazität von 31,2 Mrd. m³ (GIE, GLE, 2016). Damit hat Algerien eine größere Bedeutung für die Gasbilanz der EU als Libyen und Ägypten und wird hier ausführlicher dargestellt.

Libyen verfügt über eine jährliche pipeline-gebundene Exportkapazität von 13 Mrd. m³ nach Italien (IEA, 2016a) sowie ein LNG-Terminal mit einer jährlichen Exportkapazität von 4,2 Mrd. m³ (GIE, GLE, 2016). **Ägypten** verfügt über zwei LNG-Terminals mit einer jährlichen Exportkapazität von 15,9 Mrd. m³ (GIE, GLE, 2016).

Die Nettogasförderung **Algeriens** ist seit dem Jahr 2010 stabil auf dem Niveau von 80 Mrd. m³ bis 83 Mrd. m³. Im Jahr 2005 hatte sie aber auch schon mal bei 88 Mrd. m³ gelegen. Der Gasbedarf Algeriens stieg hingegen laut (BP, 2016b) zwischen 2000 und 2015 um durchschnittlich 4,6 % p. a. Laut (OIES, 2016a) kann davon ausgegangen werden, dass der Erdgasbedarf Algeriens auch in den nächsten Jahren weiter steigen wird, da Politiken zur wirksamen Deckelung oder Reduktion des Verbrauchs bisher nicht oder nur zögerlich umgesetzt wurden. Bei Fortschreibung dieser Trends dürfte das Exportpotenzial Algeriens bereits bis 2020 um ca. 8 Mrd. m³ zurückgehen (vgl. Abbildung 21). Bis 2030 würden ca. 20 Mrd. m³ Exportpotenzial verloren gehen. Wenn der erwartete Rückgang des Exportpotenzials im gleichen Umfang die EU und die nicht-europäischen Handelspartner trifft, geht der Gasexport von Algerien in die EU von 30 Mrd. m³ auf 24 Mrd. m³ im Jahr 2020 und auf rund 8 Mrd. m³ bis 12 Mrd. m³ im Jahr 2030 zurück (OIES, 2016a).

¹⁰ Angaben über gesicherte Reserven in Algerien mussten im November 2015 deutlich reduziert werden. Nach Regierungsangaben betragen demnach die gesicherten Reserven nicht 4.500 Mrd. m³, sondern nur 2.745 Mrd. m³ (OIES, 2016a).

Abbildung 21: Entwicklung des algerischen Gasbedarfs, der Gasförderung und des Gasexportpotenzials



Quelle: (OIES, 2016a)

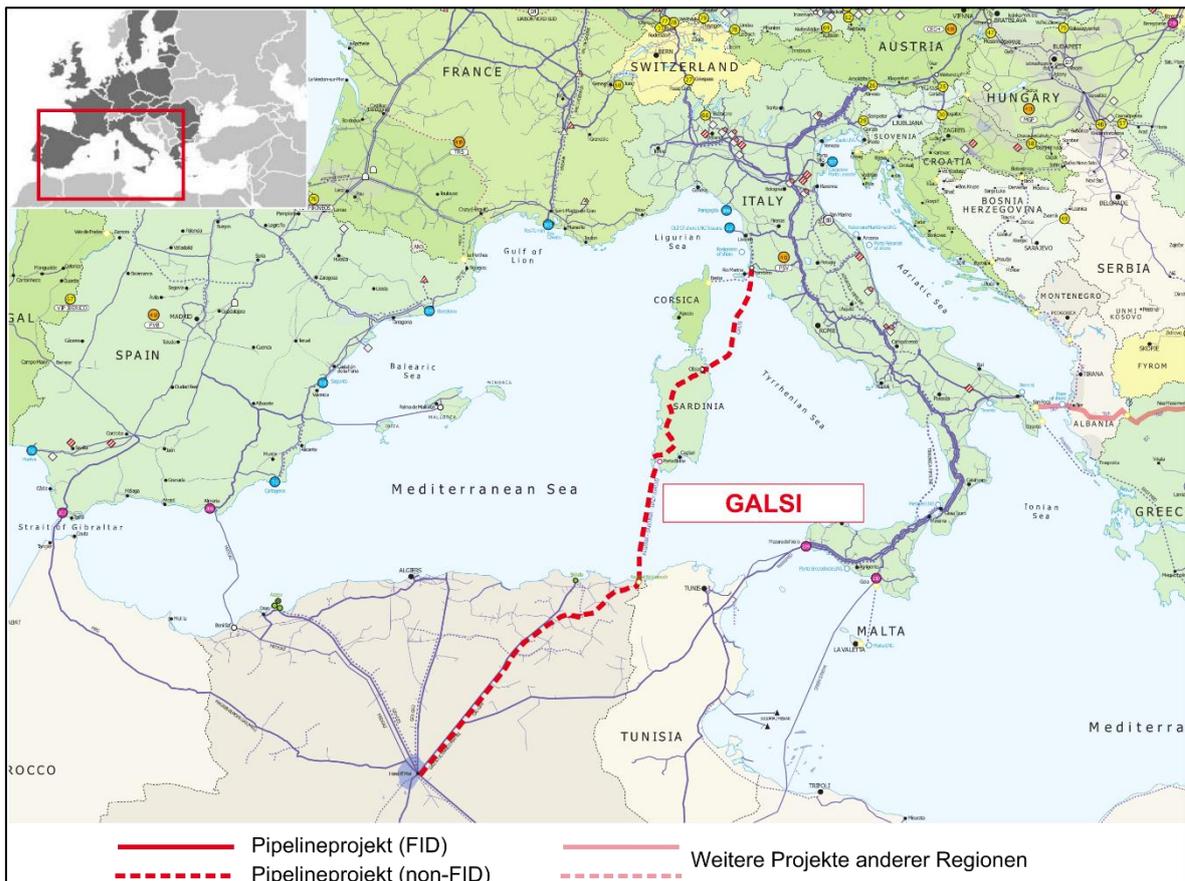
Bereits seit dem Jahr 2005 liegt eine Machbarkeitsstudie für eine Erweiterung der Exportkapazität mittels der GALSI-Pipeline um 8,8 Mrd. m³ von Algerien nach Italien vor (ENTSO, 2015b). Das Projekt hat allerdings keine finale Investitionsentscheidung. In Anbetracht der geringen Auslastung der Pipelines aus Algerien (ca. 48 % in der Periode 2014/15 (IEA, 2016a)) sowie des sinkenden Exportpotenzials können die Realisierungschancen des Projekts als gering eingestuft werden. Das Exportpotenzial Algeriens ist nicht durch die Infrastruktur begrenzt, sondern durch die dem Export zur Verfügung stehende Fördermenge.

Libyen exportierte im Jahr 2015 6,5 Mrd. m³ per Pipeline nach Italien. Im Jahr 2010 betrug die Exporte auch schon mal 9 Mrd. m³, im Jahr 2011 sank die Exportmenge aufgrund eines Exportstopps von einigen Monaten allerdings auf lediglich 2 Mrd. m³ (IEA, 2016a), (BP, 2016b). Es wird davon ausgegangen, dass 6 Mrd. m³ weiterhin geliefert werden können, da Libyen im Vergleich zu seinen Reserven eine niedrige Förderrate hat. Allerdings ist die politische Situation Libyens erheblich instabiler als die von Algerien. Eine Erweiterung der Exportinfrastruktur ist vorerst nicht geplant (ENTSO, 2015b).

Ägypten ist trotz seiner Reserven Nettoimporteur von Erdgas. Ab 2003 exportierte Ägypten zunächst LNG nach Europa und zu anderen Abnehmern auf dem Weltmarkt sowie Pipeline-Gas in Länder des Nahen Ostens. Der stark gestiegene inländische Erdgas-

bedarf veranlasste das Land ab 2013 zu Erdgasimporten aus Israel. Die kürzlich gefundenen großen Erdgasreserven vor der Küste dürften bis auf Weiteres durch den Eigenbedarf absorbiert werden (Abdel Ghafar, 2015). Es wird davon ausgegangen, dass es vorerst nicht zu einem Gasexport in die Untersuchungsregion kommt.

Abbildung 22: Export-Pipelines Nordafrika in die EU



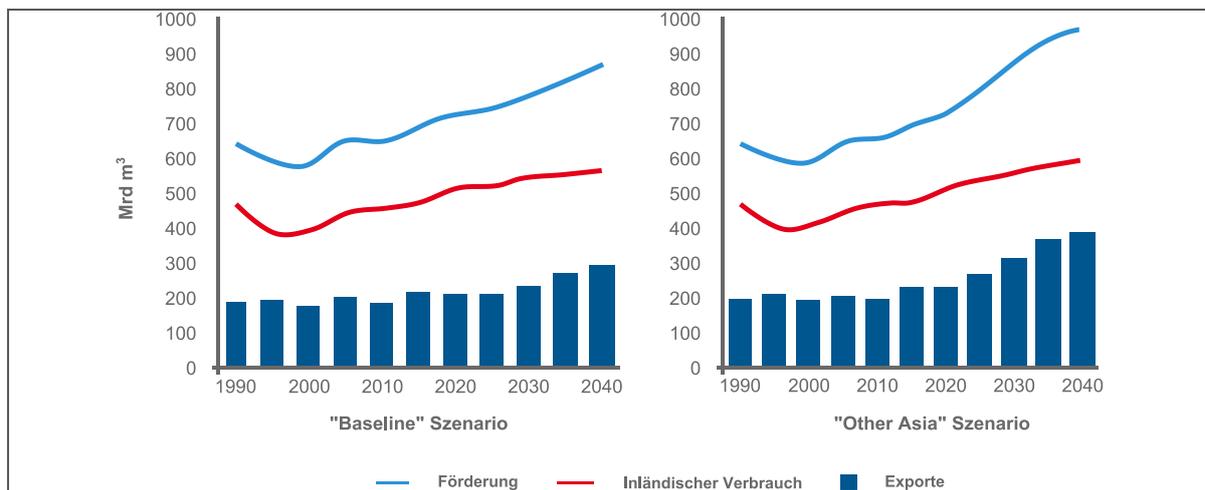
Quelle: (ENTSOG, 2016b)

5.1.3 Russland

Russland verfügt über 47.768 Mrd. m³ konventionelle Erdgasreserven (BGR, 2016). Das Land hat eine jährliche pipelinegebundene Exportkapazität von 278 Mrd. m³ in Richtung EU, teils über Weißrussland und die Ukraine (IEA, 2016a). Russland verfügt des Weiteren über ein LNG-Terminal (Sachalin 2) am japanischen Meer (ERI RAS, 2014a). Der erste Train von drei des Jamal LNG-Projektes mit einer Gesamtkapazität von 16,5 Mio. t LNG (dies entspricht ca. 22 Mrd. m³ Erdgas) soll nach Angaben von Total die Lieferung in 2018 aufnehmen. Darüber hinaus gibt es weitere LNG-Projekte sowohl für den atlantischen Raum (Baltic LNG) als auch für den pazifischen Raum (Wladiwostok).

Die Nettoförderung Russlands betrug 2015 etwa 700 Mrd. m³, wovon der überwiegende Anteil in der auch für den Export nach Europa relevanten Region Nadym Pur Taz stattfand (ERI RAS, 2014a). Mit der Jamal Provinz ist eine weitere Provinz mit vergleichbar großen Gasreserven erschlossen worden. Die Exportquote des in Russland geförderten Gases betrug 2015 etwa 35 %. Auf lange Sicht kann die Exportquote laut ERI RAS (2014a)¹¹ noch weiter gesteigert werden (vgl. Abbildung 23). Die IEA nennt in ihrem Gas Medium-Term Market Report 2016 (der einen Ausblick bis ins Jahr 2021 gibt) für Gazprom eine ungenutzte Produktionskapazität in Höhe von 100 Mrd. m³ (IEA, 2016b).

Abbildung 23: Erwartete Nettoexporte Russlands



Quelle: (ERI RAS, 2014a)

¹¹ In der Abbildung 23 ist dargestellt, dass ERI RAS (2014a) unterschiedliche Szenarien für die erwarteten Nettogasexporte Russlands untersucht. Es wird deutlich, dass selbst die Einbeziehung eines höheren Verbrauchs im asiatischen Raum durch russische Förderkapazitäten abgedeckt werden könnte.

Auch (OIES, 2015) geht davon aus, dass diese Förderkapazität zur Verfügung steht, da Russland in der Erwartung eines wachsenden Gasbedarfs in die Erschließung neuer Felder investiert habe. Henderson und Mitrova ziehen die Schlussfolgerung:

„The combined effect of all these market forces has left the company [Gazprom] with a surplus of supply capacity totaling as much as 100 bcm/a.“* (OIES, 2015, S. 76).

* Einfügung durch Prognos

Neben der Erweiterung der LNG-Kapazitäten sind zwei große Pipeline-Verbindungen in Form des Nord Stream 2-Projektes nach Deutschland sowie des Baus von TurkStream 1 und 2 in die Türkei geplant. Des Weiteren weist ENTSOG (2015) eine um 5 Mrd. m³ höhere Kapazität der Pipeline Nord Stream 1 aus.

Das Nord Stream 2 Projekt umfasst zwei parallel verlaufende Stränge mit einer jährlichen Kapazität von zusammen 55 Mrd. m³. Das Projekt Nord Stream 2 befindet sich bereits in der Umsetzungsphase. Mitte September 2016 wurden die ersten Genehmigungsanträge in Schweden eingereicht. Auch die Bestellvorgänge für die Rohre und die Betonummantelung sowie für die Verlegung der Pipeline wurden bereits ausgelöst (DRWN, 2016). Die Inbetriebnahme der Nord Stream 2 ist für Ende 2019 geplant (Nord Stream 2 AG, 2016).

Die Inbetriebnahme der sogenannten TurkStream Pipeline von Russland durch das Schwarze Meer in die Türkei ist ebenfalls bis Ende 2019 geplant. Die zwei Pipelineröhren haben eine Gesamtkapazität von rund 32 Mrd. m³, wovon eine Pipeline mit 15,75 Mrd. m³ für den türkischen Markt vorgesehen ist. Die 15,75 Mrd. m³ der zweiten Pipeline könnten in den europäischen Markt geliefert werden (Gazprom, TurkStream, 2016). Das Projekt war 2014 nach Spannungen in den diplomatischen Beziehungen zwischen Russland und der Türkei auf Eis gelegt worden. Nach Annäherung der Regierungen beider Staaten wurde am 10.10.2016 ein Regierungsabkommen zwischen der Türkei und Russland abgeschlossen (Reuters, 2016).

Abbildung 24: Export-Pipelines Russlands in die EU



Quelle: (ENTSOG, 2016b)

5.1.4 Südlicher Korridor

Die Bezeichnung „Südlicher Korridor“ meint im Zusammenhang mit Gasimporten in Richtung Europa meist Importe durch die Türkei oder das Schwarze Meer aus Anrainerstaaten des Kaspischen Meeres. Dort verfügen Aserbaidschan, Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan über große konventionelle Erdgasreserven (in gleicher Reihenfolge: 1.166 Mrd. m³, 1.929 Mrd. m³, 9.934 Mrd. m³, 1.400 Mrd. m³) (BGR, 2016). Bisher gibt es keine Exporte von Gas über Pipelines in die EU. Bisherige Exporte Richtung Europa beschränken sich auf 15 Mrd. m³ (im Jahr 2015) in die Türkei (BP, 2016b). Seit mehreren Jahren ist eine Anbindung der Region mittels Pipelines nach Europa im Gespräch. Prominenteste Projekte sind die in Bau befindliche TAP/TANAP Pipeline sowie die ange-dachten Verbindungen AGRI (Pipeline/ LNG) und die White Stream-Pipeline.

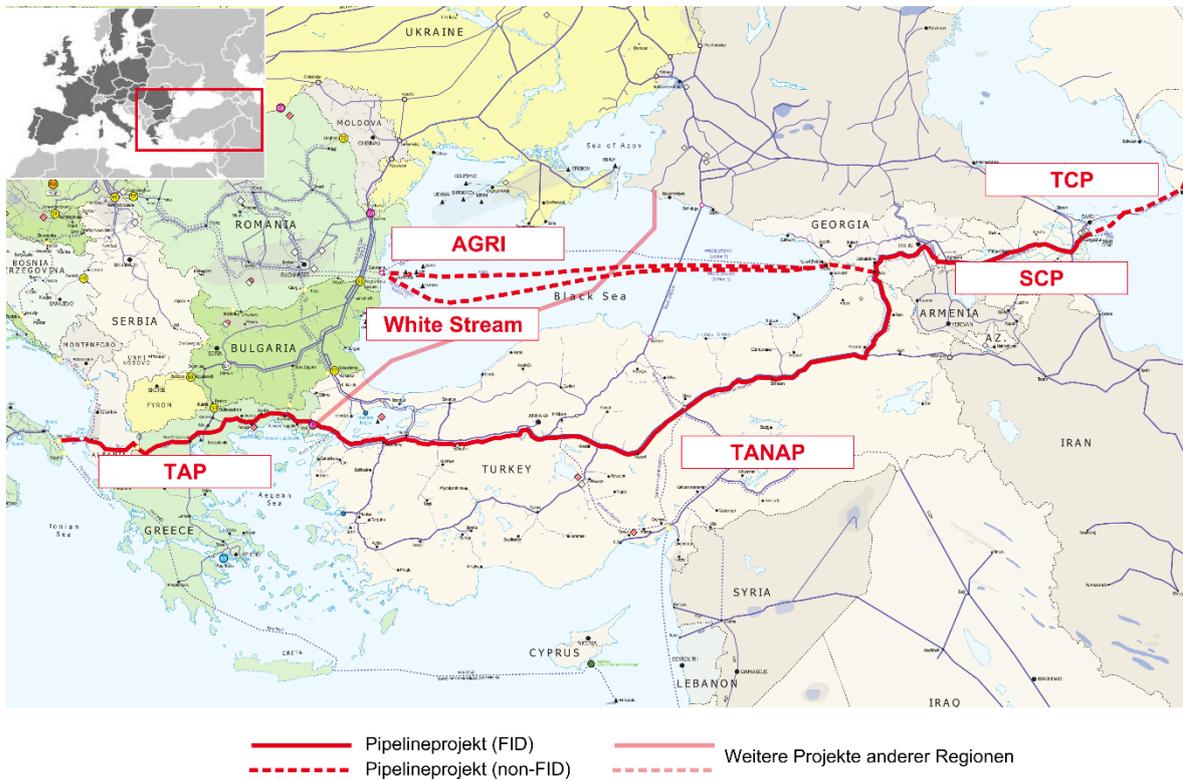
Die **TAP/TANAP Pipeline** besteht aus der Transanatolischen Pipeline (TANAP) sowie der Transadriatischen Pipeline (TAP). Die TANAP schließt im Osten der Türkei an die Südkaukasische Pipeline (SCP) an, um so Gas aus dem Shah Deniz II Feld vor Aserbaidschan durch die Türkei zu leiten. Die TANAP soll ab 2018 zunächst 16 Mrd. m³, dann 24 Mrd m³ und schließlich 31 Mrd. m³ Gas jährlich transportieren (TANAP, 2016). Im Westen schließt die TANAP an die TAP an, welche über die Türkei, Griechenland, Albanien und die Adria Gas nach Italien leitet. TAP soll 2020 mit einer jährlichen Transportkapazität von 10 Mrd. m³ beginnen, welche je nach Bedarf durch den Bau zweier weiterer Kompressorstationen auf über 20 Mrd. m³ ausgeweitet werden könnte (TAP AG, 2016a). Die Pipeline soll auch im Reverse Flow (also entgegengesetzt zur Hauptflussrichtung) betrieben werden können. Baubeginn für die TAP war Mitte 2015 (TAP AG, 2016b).

Die **weiteren Infrastrukturprojekte**, welche Gas aus der Region des kaspischen Meeres nach Europa transportieren sollen, sind weit von einer Umsetzung entfernt. Die geplante AGRI LNG-Verbindung würde aus einem LNG-Terminal in Georgien sowie einem LNG-Terminal in Rumänien bestehen, welches per Pipeline an das bestehende Netz in Ungarn angeschlossen wird. Die geplante jährliche Kapazität der Regasifizierung und somit des Projektes beträgt 8 Mrd. m³ (AGRI, 2016). Der Bau eines LNG-Terminals auf georgischer Seite wurde allerdings von dem aserbaidischen Energieversorgungsunternehmen SOCAR als in der nahen Zukunft nicht notwendig erachtet (Azernews, 2016).

Die ebenfalls durch das Schwarze Meer geplante White Stream-Pipeline ist eine **Alternative** zum AGRI-Projekt in Form einer Pipeline von Georgien nach Rumänien, welche im Osten an die diskutierte Transkaspische Pipeline anschließen könnte, um somit Gas aus Turkmenistan nach Europa zu transportieren. Die Pipeline würde eine jährliche Transportkapazität von 16 Mrd. m³ erreichen und frühestens 2022 fertig gestellt sein (EC, 2015). Momentan liegt allerdings für das Projekt noch keine Machbarkeitsstudie vor (White Stream, 2015).

Aufgrund der Projektphasen für die Infrastrukturprojekte sowie der allgemeinen politischen Unsicherheit in den tangierten Ländern wird hier davon ausgegangen, dass außer über die TAP/TANAP-Pipeline über den Südlichen Korridor keine weiteren Gaslieferungen in die EU stattfinden.

Abbildung 25: Export-Pipelines Südlicher Korridor in die EU



Quelle: (ENTSOG, 2016b)

5.1.5 LNG

Die wichtigsten LNG-Lieferländer für die EU waren im Jahr 2015 Katar, Algerien und Nigeria, aber auch Norwegen lieferte einen Teil seiner Gasexporte als LNG nach Europa. Der erste LNG-Tanker aus Sabine Pass in den USA wurde im April 2016 in Portugal entladen. Künftig können die Importe aus den USA zunehmen. Auch Russland errichtet im Jamal-Gebiet ein LNG-Exportterminal. Lieferungen von dort sind nicht vor 2018 zu erwarten.

EU LNG-Strategie

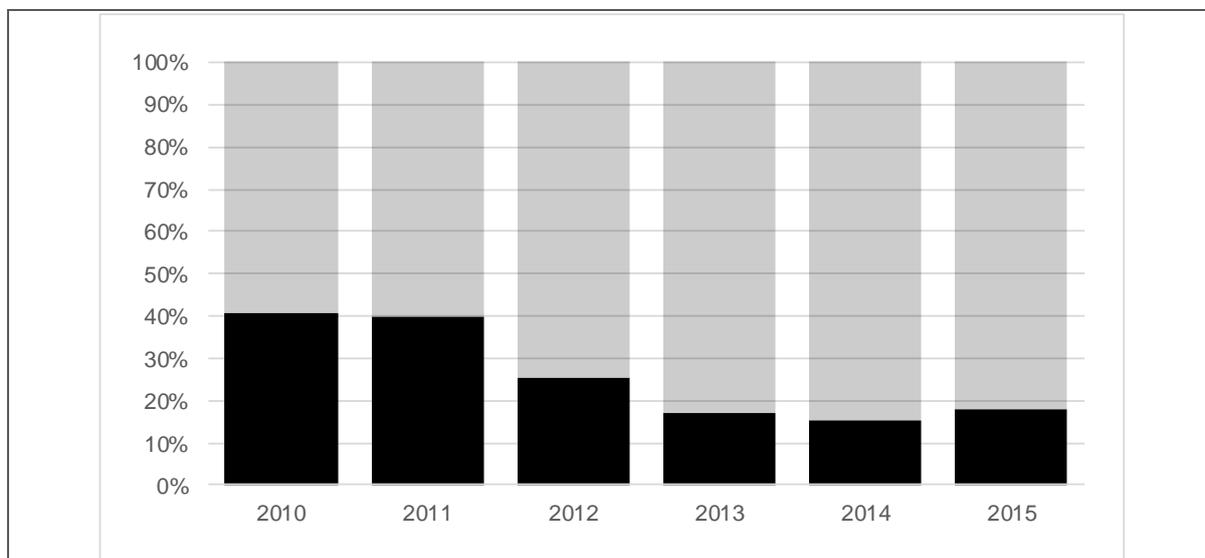
Die Europäische Kommission hat in ihrer Mitteilung COM (2016) 49 final (EC, 2016c) die EU Strategie für Flüssigerdgas (LNG) und die Speicherung von Gas beschrieben. Die Mitteilung verweist einerseits auf die bis 2020 steigenden weltweiten Gasverflüssigungskapazitäten vornehmlich in den USA und in Australien und andererseits auf die bedeutsamen ungenutzten Importkapazitäten bestimmter EU-Staaten. Die EU LNG-Strategie dient dazu, die Marktänderungen auszunutzen, um eine sichere, diversifizierte und bezahlbare Gasversorgung zu entwickeln.

Der Strategie nach sollten die geografische Verteilung und der Zugang zu LNG-Kapazitäten optimiert, die Grenzübergangspunkte verbessert, der Gasbinnenmarkt völlig implementiert und das internationale Engagement mit den größten LNG-Lieferanten oder Importeuren verbessert werden. Hierzu können in einigen Fällen schwimmende LNG-Regasifizierungsanlagen („floating storage and regasification units“, FSRU) eine kosteneffiziente Lösung sein. Während der Aufbau der Infrastruktur möglichst durch den Markt getrieben werden soll, werden auch EU-Fonds als mögliche Finanzierungsquellen für bestimmte Projekte genannt. Handelshemmnisse sowie regulatorische und rechtliche Barrieren zwischen effizienten regionalen Gas-Hubs und den Märkten einzelner Länder sollen aufgehoben werden. Ein verbesserter grenzübergreifender Zugang zu Gasspeichern und flexiblere Speichermöglichkeiten würden die potenziellen Vorteile der angestrebten steigenden LNG-Nutzung erhöhen. (EPRS, 2016)

Importkapazitäten

LNG-Importe (inkl. LNG aus Norwegen und Algerien) deckten im Jahr 2015 rund 14 % des Gasbedarfs der EU 28 und der Schweiz. Europa verfügt bereits heute über große **LNG-Importkapazitäten**: Mit 196 Mrd. m³ p. a. im Jahr 2015 hat Europa die drittgrößten Importkapazitäten der Welt (GIE, GLE, 2016) (GIE, 2016), dies entspricht bei hypothetischer Vollausslastung rund 58 % des Gasimportbedarfs des Jahres 2015 von der EU 28 und der Schweiz. Über 70 % der Kapazitäten befinden sich in Spanien, Frankreich und im Vereinigten Königreich (Abbildung 26).

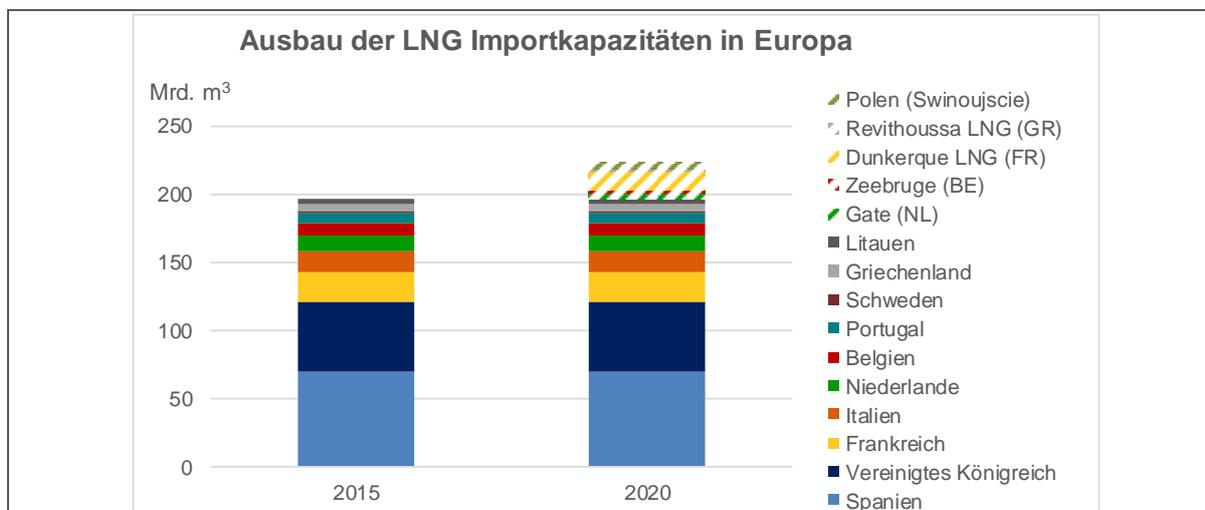
Abbildung 27: Entwicklung der Auslastung von LNG-Importkapazitäten in der EU 28



Quelle: (GIE, 2016), (IEA, 2016a)

Trotz der geringen Auslastung wurden im Jahr 2016 **neue LNG-Projekte** in Polen (Swinoujscie LNG: 5 Mrd. m³ jährliche Importkapazität) und Frankreich (Dunkerque LNG: 13 Mrd. m³ jährliche Importkapazität) realisiert. Dazu werden auch **Erweiterungen** bestehender LNG-Terminals geplant (genannt ist jeweils die hinzukommende jährliche Importkapazität): Zeebrugge LNG in Belgien (+3 Mrd. m³), Gate LNG in den Niederlanden (+4 Mrd. m³) und Revithoussa LNG in Griechenland (+2 Mrd. m³). Insgesamt können die jährlichen Importkapazitäten Europas bis zum Jahr 2020 um rund 27 Mrd. m³ auf 223 Mrd. m³ steigen (vgl. Abbildung 28).

Abbildung 28: Ausbau der LNG-Importkapazitäten in der EU 28



Quelle: (GIE, GLE, 2016)

Bei der Bewertung der Kapazitäten der LNG-Terminals ist zu berücksichtigen, dass ein großer Teil der Terminals in Spanien nicht vollständig zur Verfügung steht. Diese können auf mittlere Sicht nur sehr eingeschränkt zur Versorgung benachbarter Länder herangezogen werden, da die Grenzübergangskapazitäten zwischen Spanien und Frankreich nur schwach ausgelegt sind. Aufgrund der geringen Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten können derzeit nur ca. 9 % der maximal möglichen LNG-Gasimporte von Portugal und Spanien nach Frankreich exportiert werden.

Exportkapazitäten

Weltweit ist kurz- bis mittelfristig mit einer deutlichen **Erweiterung der LNG-Exportkapazitäten** auszugehen, welche potenziell große Gasmengen für Europa zur Verfügung stellen können. Entsprechend (IGU, 2016) werden die weltweiten LNG-Exportkapazitäten zwischen den Jahren 2015 und 2020 um rund 46 % bzw. von heute 415 Mrd. m³ auf 607 Mrd. m³ (+192 Mrd. m³) steigen. Diese Erhöhung erfolgt vor allem aufgrund von Projekten in den **USA und Australien** (vgl. Abbildung 29). Davon sind für den europäischen Markt vor allem die Länder des atlantischen Beckens und die Golfstaaten relevant.

Abbildung 29: Entwicklung der weltweiten LNG-Exportkapazitäten



Quelle: (IGU, 2016); H₀-Werte (europäischer Standard)

Der Bau vieler **LNG-Projekte** wurde zu Zeiten höherer Gaspreise beschlossen, als die IEA ein „Golden Age“ für Gas erwartete (IEA, 2011).

Die Ausbaumelle der LNG-Exportkapazitäten führt zu einem Überangebot auf dem **LNG-Markt**, welches mindestens bis 2022 anhalten sollte und danach je nach Entwicklung der Nachfrage in Asien absorbiert wird. Darüber hinaus üben schwache Ölpreise und eine geringere Nachfrage einen starken Druck auf die Gasmarktpreise aus, die oft auch auf Ölpreise indiziert sind. Während niedrige Gaspreise Gasimporte unterstützen, machen sie den Ausbau weiterer LNG-Kapazitäten unattraktiv. Investitionen in LNG-Kapazitäten wurden bereits zum Teil verlangsamt, LNG-Projekte in

Kanada, Russland und Ostafrika wurden zurückgestellt bzw. storniert. Deshalb ist die Entwicklung des LNG-Markts langfristig relativ unsicher. LNG wird sich in Europa zudem gegen Pipelinegas durchsetzen müssen.

Europa hat ausreichende LNG-Importkapazitäten, um von diesem kurz- bis mittelfristigen Überangebot zu profitieren. Es gibt aber zwei Hindernisse, die LNG-Importe in Europa einschränken könnten. Einerseits steht die EU in Bezug auf die vorhandenen LNG-Mengen in **Wettbewerb mit anderen Abnehmern**, insbesondere aus Asien. Andererseits bestehen in der EU teilweise noch **infrastrukturelle Engpässe**. So bestehen beispielsweise an der spanisch-französischen Grenze lediglich sehr eingeschränkte Übergangskapazitäten, so dass auf der iberischen Halbinsel importiertes LNG kaum in die anderen EU Länder gelangen kann. Somit ist fraglich, ob eine dauerhafte und umfassende Ausweitung der LNG-Importe nach Europa gelingen kann.

5.1.6 Zwischenfazit

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Untersuchungsraum EU 28 / Schweiz aktuell über einen guten Zugang zu **unterschiedlichen Gasquellen** verfügt. Zukünftig ist mit einem Anstieg des Gasimportbedarfs zu rechnen (vgl. Kapitel 4.3 und 5.2). Hier besteht durchaus eine Herausforderung für die europäische **Gasversorgungssicherheit**.

Mehrere **Nicht-EU-Gasquellen**, wie z. B. Algerien und auch Norwegen, bieten keine Perspektive für zusätzliche Gasexporte nach Europa. Vor allem die algerischen Lieferungen dürften deutlich zurückgehen.

Der **Südliche Korridor** bietet zwar eine Reihe von möglichen Infrastruktur-Projekten, die aber in Zusammenhang mit den notwendigen Quellen noch sehr unsicher sind. Insbesondere bis zum Jahr 2025 ist, über die bereits berücksichtigten 10 Mrd. m³ hinaus, die über das System TANAP/TAP aus Aserbaidschan kommen sollen, nicht mit einer Steigerung der Gasimportmengen nach Europa zu rechnen.

Der **LNG-Markt** steht vor einer Expansion der weltweiten Import- und Exportkapazitäten. Die EU kann vor allem bis Anfang der 2020er Jahre hiervon profitieren. Danach muss sie mit einem Nachfragewettbewerb mit anderen LNG-Beziehern, vor allem in Asien, rechnen.

Russland verfügt über ein großes ungenutztes Produktionspotenzial, das für den Export zur Verfügung steht.

Es ist zu erwarten, dass der **zusätzliche Gasimportbedarf** der EU 28 und der Schweiz vor allem durch **Pipeline-Gas aus Russland** und über **LNG** gedeckt wird. Über die zukünftige Verteilung wird der Wettbewerb/Markt entscheiden.

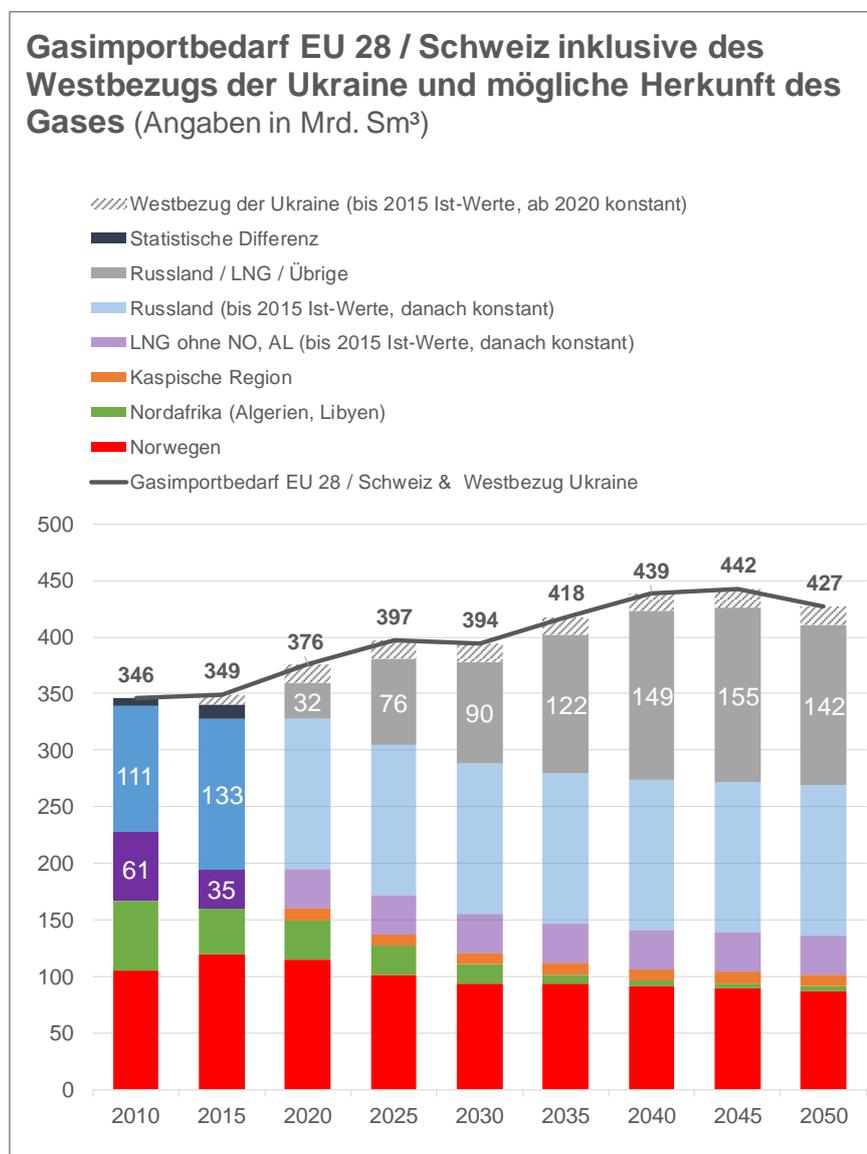
5.2 Perspektiven der Deckung des Gasimportbedarfs bis 2050

5.2.1 Deckung des Gasimportbedarfs durch Quellen außerhalb der EU

In Kapitel 4 wurde der Gasimportbedarf des Untersuchungsraums hergeleitet. Es wird erwartet, dass dieser bis 2025 deutlich steigen, zwischen 2025 und 2030 stagnieren und dann weiter zunehmen wird. In der Gesamtschau mit der Quellenlage in den Nicht-EU-Herkunftsländern von Gas (vgl. Kapitel 5.1) ergibt sich ein zusätzlicher Importbedarf, der wie folgt hergeleitet wird:

- Die Importe aus **Norwegen** und vor allem **Algerien** in die EU 28 und die Schweiz gehen wegen der rückläufigen Verfügbarkeit bereits vor 2030 deutlich zurück. Im Jahr 2040 könnte das Exportpotenzial Algeriens versiegt sein.
- Neue Quellen für Erdgas, z. B. in der **kaspischen Region** oder Irak/Iran sind wegen fehlender Transportkorridore und Förderinfrastruktur **kaum verfügbar** und können deshalb auf mittlere Sicht nur wenig zur europäischen Gasversorgung beitragen.
- Im Jahr 2015 lieferten **Russland** und die **weltweiten LNG-Lieferanten** (hier ohne NO, AL) zusammen etwa 168 Mrd. Sm³ in die EU.
- Werden für Russland und LNG die Ist-Werte des Jahres 2015 konstant in die Zukunft fortgeschrieben, zeigt sich der zusätzliche Gasimportbedarf, in der nachfolgenden Abbildung 30 als grauer Balken dargestellt.
- Bereits 2020 müssten etwa 32 Mrd. Sm³, im Jahr 2025 dann 76 Mrd. Sm³ mehr aus Russland und/ oder vom weltweiten LNG-Markt importiert werden.
- Hinzu kommen Gasmengen, die sich aus dem **Westbezug der Ukraine** ergeben. Im Jahr 2015 bezog die Ukraine 9 Mrd. m³ aus der EU und ca. 7 Mrd. m³ aus Russland. Ab 2020 wird von einem Westbezug der Ukraine in Höhe von 16 Mrd. m³ ausgegangen.
- Eine Aufteilung dieses Bedarfs auf den LNG-Weltmarkt und Russland wurde nicht vorgenommen, da diese Quellen (sowie mögliche weitere Anbieter) im Wettbewerb zueinander stehen. Wer letztendlich den hier dargestellten Mehrbedarf bedienen wird, entscheidet sich am Markt.

Abbildung 30: Gasimportbedarf EU 28 / Schweiz und mögliche Herkunft des Gases von 2010 bis 2050



Hinweis: Eine Erläuterung zur „Statistischen Differenz“ befindet sich im Anhang.
 Quelle: Prognos auf der Basis diverser Quellen, u. a. (EC, 2016b), (BP, 2016a), (OIES, 2016a), (NPD, 2016), (Prognos AG, 2012)

5.2.2 Vergleich der Ergebnisse mit anderen Szenarien

Eine überschaubare Zahl an Studien untersucht neben der Entwicklung des europäischen Gasbedarfs sowohl den Importgasbedarf Europas als auch die mögliche Herkunft des zusätzlichen Gasbedarfs und kann deswegen zur **Verifizierung der Ergebnisse** dieser Studie herangezogen werden.

- Die einzige Quelle, die einen direkten Vergleich mit der vorliegenden Untersuchung erlaubt, ist **IHS Cera** (IHS, 2016). IHR Cera ist ein Datenlieferant im Energiesektor, der eigene

Szenarien in hoher räumlicher Auflösung (auf Länderebene) anbietet. Das hier ausgewertete Szenario „Rivalry“ zeigt für den Raum EU 28 / Schweiz einen annähernd linear verlaufenden leichten Anstieg des Gasbedarfs. Die europäische Eigenförderung wird rückläufig eingeschätzt, wenn auch nicht so stark wie in der vorliegenden Studie. In der Folge steigt der Gasimportbedarf im Untersuchungsraum von rund 3.400 TWh (323 Mrd. m³) im Jahr 2015 auf rund 4.900 TWh (467 Mrd. m³) im Jahr 2040. Somit erwartet IHS Cera in 2040 einen **höheren Gasimportbedarf** als in dieser Studie zuvor ermittelt (423 Mrd. m³). Dieser höhere Gasimportbedarf ist teilweise dadurch erklärt, dass IHS Cera eine **ständig steigende EU-Gasnachfrage** prognostiziert, die um rund 15 % zwischen den Jahren 2015 und 2040 zunimmt.

- **Cedigaz**, ein auf die Gaswirtschaft spezialisierter und von ihr getragener Non-Profit-Datendienstleister, hat ein eigenes Referenzszenario zur Entwicklung des Gasimportbedarfs und der Herkunft von Erdgas entwickelt. Die hier ausgewertete Veröffentlichung aus dem Jahr 2015 (Cedigaz, 2015) bezieht sich zwar auf die EU und 7 weitere Länder, erlaubt aber einen überschlägigen Vergleich mit den in dieser Studie dargestellten Ergebnissen.¹² In dieser Studie wird ein moderater **Anstieg des Gasverbrauchs** bis 2020 und anschließend ein weiterer deutlicher Anstieg bis 2035 erwartet. Gleichzeitig sinkt auch in dieser Studie die Gaseigenförderung Europas deutlich, so dass der Gasimportbedarf vor allem nach 2020 steigt. Der erwartete Anstieg zwischen dem Ausgangsjahr (2013) und dem Jahr 2020 beträgt für Europa rund 616 TWh (58,7 Mrd. m³). Zwischen den Jahren 2020 und 2035 verdoppelt er sich und beträgt dann 1.274 TWh (121 Mrd. m³). Der **zusätzliche Gasimportbedarf** wird nach Cedigaz durch höhere LNG-Importe (23 % der Gasversorgung im Jahr 2035 gegenüber 8 % im Jahr 2013), russische Pipeline-Gasimporte (ca. 36 % der Gasversorgung im Jahr 2035 gegenüber ca. 30 % im Jahr 2013) sowie eine erhöhte unkonventionelle Gasförderung (6,8 % der Gasversorgung im Jahr 2035 gegenüber 0,2 % im Jahr 2013) gedeckt. In einer Studie vom Juni 2016 (Cedigaz, 2016) hat Cedigaz die Gasnachfrage Europas aktualisiert. Es wurden insbesondere die Ziele der EU Klima- und Energiepolitik bis 2030, die im Oktober 2014 von den EU-Staats- und Regierungschefs angenommen wurden und auf dem Klima- und Energiepaket 2020 aufbauen, berücksichtigt. Zwar erwartet Cedigaz einen Anstieg zwischen 2014 und 2020, wie in (Cedigaz, 2015). Die Gasnachfrage ab 2020 wurde aber nachjustiert. Aufgrund der größeren Rolle der erneuerbaren Energien im Jahr

¹² In der Region „Europa“ sind folgende Länder inbegriffen: EU 28, Schweiz, Türkei, Norwegen, Serbien, Bosnien, Albanien und Mazedonien.

2030 (mindestens 27 % am Endenergieverbrauch) erwartet Cedigaz nun keinen Anstieg der Gasnachfrage in Europa zwischen 2020 und 2035.

- Der norwegische Öl- und Gaskonzern **Statoil** veröffentlichte im Juni 2016 eine Studie mit dem Titel „Energy Perspectives 2016“. Die Studie enthält drei Zukunftsszenarien mit den Bezeichnungen „Reform“, „Renewal“ und „Rivalry“. „Reform“ bildet die Nationalen Verpflichtungen von Paris 2015 ab, „Renewal“ ist ein Zielszenario, bei dem die Einhaltung des 2 Grad-Zieles unterstellt wird. „Rivalry“ beschreibt hingegen eine Welt mit unkoordinierten Entwicklungen, die von geopolitischen Konflikten geprägt ist. Reform beschreibt einen „mittleren“ Pfad. Eine Bilanz des künftigen Gasimportbedarfs wurde ebenfalls aufgestellt. Die Untersuchung bezieht sich auf „Europa“ (in der Studie nicht näher spezifiziert), zudem wurde die Herkunft des Gases nicht thematisiert (Statoil, 2016). Das Szenario Reform, welches als geeignet für den Vergleich erscheint, erwartet einen **rückläufigen europäischen Gasbedarf** zwischen 2015 und 2040 (-6 %). Die **inländische Produktion** wurde nur bis zum Jahr 2020 modelliert und bezieht sich auf die europäische Gasförderung ohne Norwegen. Bis 2020 wird ein Rückgang der Gasförderung von rund 14 % erwartet, wobei der Gasimportbedarf aufgrund des zurückgehenden Gasbedarfs nur leicht steigt (3 %).
- Der US-Energiekonzern **ExxonMobil** veröffentlichte im Jahr 2016 sein Zukunftsbild der langfristigen Entwicklung der Energiemärkte bis 2040 (ExxonMobil, 2016). In dieser Studie wird u. a. eine Gasbilanz für sieben Regionen¹³ für die Jahre 2010, 2020, 2030 und 2040 dargestellt. Die Region „Europa“ ist hier weiter gefasst als EU 28 (aber ebenfalls wie bei der Statoil-Studie nicht näher spezifiziert). ExxonMobil erwartet eine 10 %-ige Abnahme der **europäischen Gasnachfrage** zwischen 2010 und 2020. Die Nachfrage wird entsprechend der Studie anschließend steigen, so dass der Gasbedarf im Jahr 2040 über dem Niveau von 2010 liegt. Der **Gasimportbedarf** stagniert bei rund 2.650 TWh (252 Mrd. m³) zwischen den Jahren 2010 und 2020, wobei der abnehmende europäische Gasbedarf durch die zurückgehende Gaseigenproduktion ausgeglichen wird. Danach steigt der Gasimportbedarf und stabilisiert sich bei rund 4.150 TWh (395 Mrd m³) im Jahr 2040.

Die unterschiedlichen Ergebnisse der Studien zeigen eine mögliche **Schwankungsbreite der Entwicklung des europäischen Gasimportbedarfs** (vgl. Abbildung 31).

¹³ Nordamerika, Lateinamerika, Afrika, Europa, Russland/Kaspischer Raum, mittlerer Ost, Asien-Pazifik.

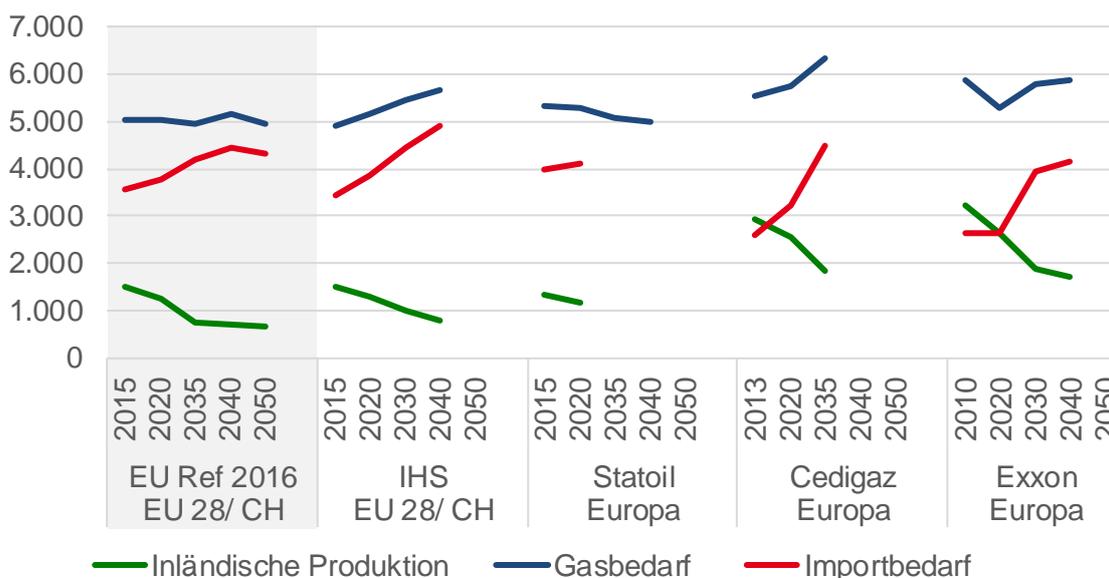
Hinsichtlich der Gasnachfrage gibt es deutlich unterschiedliche Einschätzungen. Hier liegt EU Ref 2016 am unteren Rand der ausgewerteten Referenzszenarien. Es wird allerdings in Kapitel 6.1 aufgezeigt, dass verschiedene Zielszenarien langfristig einen geringeren Gasbedarf erwarten.

In allen Studien wird von einer rückläufigen Gaseigenproduktion ausgegangen.

In Summe erwarten die ausgewerteten Referenzszenarien mit eigener Gasbilanz einen steigenden Gasimportbedarf.

Abbildung 31: Vergleich der Entwicklung der Gasbilanz in verschiedenen Studien

Gasbilanz nach Studien [TWh]



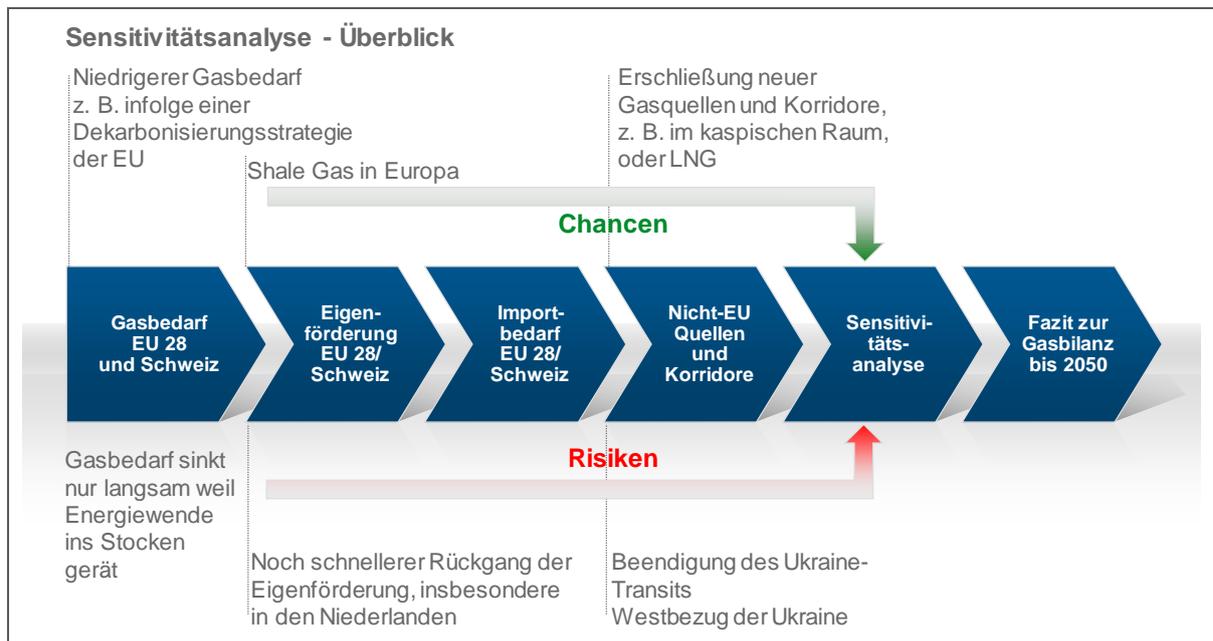
Hinweis: Es ist zu beachten, dass sich die Studien von Statoil, Cedigaz und ExxonMobil auf den Untersuchungsraum „Europa“ beziehen, es liegt somit eine andere geografische Abgrenzung als bei „EU 28 / Schweiz“ vor.

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis von (Cedigaz, 2015), (ExxonMobil, 2016), (Statoil, 2016), (EC, 2016b), (IHS, 2016)

6 Sensitivitätsanalyse: Chancen und Risiken für die europäische Gasbilanz

In den bisherigen Kapiteln wurde der Gasimportbedarf von der EU 28 und der Schweiz bis zum Jahr 2050 ermittelt. Hierzu wurde eine Vielzahl von Literaturquellen ausgewertet, zudem wurden weitere Annahmen für die Entwicklung des Gasbedarfs, der Gasförderung und der Gasinfrastruktur getroffen. Die verwendeten Informationen und Annahmen für die Zukunft sind naturgemäß mit **Unsicherheiten** behaftet, so dass in allen Komponenten der Gasbilanz abweichende Entwicklungen gegenüber der Referenz möglich sind. In diesem Kapitel werden verschiedene Chancen und Risiken für die europäische Gasbilanz in Form einer Sensitivitätsanalyse diskutiert und deren Auswirkungen beschrieben. Dabei werden Annahmen, die in vorangegangenen Arbeitsschritten getroffen wurden, variiert. Abbildung 32 ordnet diesen Schritt in das grundsätzliche Untersuchungsdesign ein.

Abbildung 32: Überblick Sensitivitätsanalyse



Quelle: Prognos AG

Unvorhergesehene Ereignisse (z. B. Krisen), **Entscheidungen** (z. B. zur Klimapolitik) oder **Entwicklungen** (z. B. der Fördertechnik) können dazu führen, dass die Zukunft anders verläuft als erwartet. Dies kann sich ungünstig oder günstig auf die Gasbilanz auswirken. Im Sinne der **Versorgungssicherheit** wird von folgender Definition von Chancen und Risiken für die Gasbilanz ausgegangen:

- **Chancen** in diesem Sinne verbessern das Angebot im Verhältnis zur Nachfrage, z. B. durch neue Gasfunde oder eine geringere Gasnachfrage. Die Gasbilanz ist dann relativ eher „long“, also eher durch Überangebot gekennzeichnet. Dieser Zustand kann auch als „Käufermarkt“ bezeichnet werden, weil die Käufer (bzw. Konsumenten) in einer solchen Konstellation in der besseren Position sind.
- **Risiken** in diesem Sinne führen zu einer Verschlechterung des Gasangebots im Verhältnis zur Gasnachfrage, z. B. durch einen schnelleren Rückgang der Gasförderung oder durch zusätzlichen Gasbedarf. Die Gasbilanz ist dann relativ eher „short“. Es kann von einem Verkäufermarkt gesprochen werden.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass in einem funktionierenden Markt Angebot und Nachfrage durch entsprechende Preissignale mit einem gewissen Zeitversatz ausgeglichen werden.

In den nachfolgenden Tabellen werden **Chancen und Risiken** für die europäische Gasbilanz dargestellt und hinsichtlich ihrer Eintrittswahrscheinlichkeiten und ihrer Wirkungsintensitäten qualitativ eingeschätzt. Dabei bezieht sich das Risiko bzw. die Chance immer auf eine **Abweichung gegenüber der Referenz**, also den bisher dargestellten Annahmen und Zusammenhängen.

In den folgenden Unterkapiteln wird detaillierter auf die einzelnen Aspekte eingegangen. Die nachfolgenden Tabellen erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Vor allem **technische Risiken wurden von Prognos nicht analysiert**.

Tabelle 2: Chancen für die Gasbilanz

Chance	Beschreibung	Eintrittswahrscheinlichkeit	Hinweise zur Wirkungsintensität
Gasbedarf niedriger	Hoher Einsatz von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz führen zum Rückgang des Gasbedarfs gegenüber Referenz	vor 2025: niedrig nach 2025/2030: mittel	Siehe Abbildung 33
Erschließung unkonventionelles Erdgas	Europa erschließt unkonventionelles Gas, z.B. Schiefergas. Der Rückgang der Eigenförderung wird verlangsamt.	niedrig	Nicht quantifizierbar, mittelfristig wenige Mrd. m ³
Produktion und Netzeinspeisung von Biomethan	Europa produziert mehr Biomethan, und dies wird in die Transportnetze eingespeist.	niedrig	Theoretisches Potenzial: hoch Realistisches Potenzial: Wenige Mrd. m ³
Gasförderung Polen höher	Polen steigert seine Förderung schneller als gedacht	niedrig	Siehe Risiken
Gasförderung Niederlande höher	Die Niederlande heben Förderbeschränkungen des Groningen-Feldes auf	niedrig	Zwischen Dezember 2014 und September 2016 Kürzung der Förderung im Groningen Feld um 15 Mrd. m ³
Gasexporte aus Norwegen höher	Ausbau bekannter Reserven könnte schneller erfolgen	niedrig	Gasflüsse aus nicht erschlossenen Feldern könnten laut Projektion 2025 10 Mrd. m ³ ausmachen
Gasexporte aus Algerien höher	Algerien führt erfolgreich Maßnahmen zur Begrenzung des Gasbedarfs ein, wodurch höhere Potenziale für den Export verfügbar wären	niedrig	Lieferungen Algerien nach Europa 2015 ca. 34 Mrd. m ³ , Rückgang teilweise schon berücksichtigt
Gasexporte aus Libyen höher	Eine Stabilisierung von Libyen führt zu höheren Gasexporten	niedrig	Allzeithoch der libyschen Exporte (9 Mrd. m ³ in 2010) liegt 3 Mrd. über Referenzannahme
Gasexporte aus Russland höher	Russland steigert seine Gasexporte / Wettbewerb zu LNG Weltmarkt	hoch	Mengen ergeben sich im Wettbewerb zu LNG
Neue Gasquellen außerhalb Europas werden erschlossen	Irak, Iran oder Turkmenistan oder andere Länder bauen Förderkapazitäten auf. Der südliche Korridor erhält neue Förder- und Transportkapazitäten für den Export	niedrig	Nicht quantifizierbar, theoretisch großes Potenzial
Gasexporte vom LNG-Weltmarkt höher	Der Ausbau der weltweiten LNG Exportkapazitäten schafft ein anhaltendes Überangebot	Bis 2025 mittel, langfristig niedrig	LNG-Importe 2010: 79 Mrd. m ³ , 2015: 40 Mrd. m ³ . Importkapazitäten Europas liegen deutlich höher

Quellen Eintrittswahrscheinlichkeiten: Einschätzungen von Prognos; Wirkungsintensität: siehe Tabellen

Tabelle 3: Risiken für die Gasbilanz

Risiko	Beschreibung	Eintrittswahrscheinlichkeit	Hinweise zur Wirkungsintensität
Gasbedarf höher	Gasbedarf sinkt nicht so schnell, z.B. weil Gebäudesanierung nicht so schnell geht, wie in Referenz unterstellt	niedrig	Siehe Abbildung 33
Kalter Winter	Der Gaseinsatz für Beheizungszwecke schwankt mit der Temperatur, wodurch der Gasbedarf in besonders kalten Jahren steigt	hoch	Steigerung des Gasbedarfs gegenüber Normaljahr um bis zu 10 % in sehr kalten Jahren
Gasförderung Polen niedriger	Die für Polen angesetzten Förderprognosen werden nicht erreicht	mittel	Polen förderte 2015 4,5 Mrd. m ³ , EU Ref 2016 unterstellt einen Anstieg auf 6 (2025), 10 (2030), 14 (2040), 18 (2050) Mrd. m ³ . IHS hat 1-3 Mrd. m ³ weniger.
Gasförderung Niederlande niedriger	Wegen weiterer Erdbeben reduzieren die Niederlande ihre Gasförderung nochmals	mittel	Zuletzt (2016) wurde die Förderung um 6 Mrd. m ³ reduziert. Weiterer Rückgang teilweise schon berücksichtigt
Gasexporte Norwegen niedriger	Ausbau der bekannten oder unbekanntenen Reserven könnte nicht oder später erfolgen	bis 2030: niedrig, nach 2030: mittel	Gasexporte könnten lt. Studie von IHS im Jahr 2035 rd. 10 Mrd. und 2040 24 Mrd. m ³ unter unserer Annahme liegen
Gasexporte Algerien niedriger	Der algerische Gasbedarf steigt schneller oder die Produktion sinkt, so dass noch weniger Gas für den Export nach Europa zur Verfügung steht	niedrig bis mittel	Lieferungen Algerien nach Europa 2015 ca. 34 Mrd. m ³ , Rückgang teilweise schon berücksichtigt
Gasexporte Libyen niedriger	Der Zerfall der staatlichen Strukturen in Libyen erfasst die Gasförderung und führt zu einem Rückgang der Exporte	mittel	Lieferungen Libyen nach Europa 2015 ca. 6 Mrd. m ³ . Im Jahr 2011 brachen die Exporte auf 2 Mrd. m ³ ein.
Gasexporte Russland niedriger	Russlands Exportpotenzial steigt nicht so schnell wie angenommen	gering	Mengen ergeben sich im Wettbewerb zu LNG
Gastransit Ukraine blockiert	Eine Vereinbarung über den Gastransit durch die Ukraine nach 2020 scheidet	mittel bis hoch	Lieferung durch die Ukraine 2015 ca. 63 Mrd. m ³ , davon 48 Mrd. m ³ für die EU
Gasexporte aus neuen Gasquellen außerhalb Europas niedriger	Die Fertigstellung der Pipelines TAP/TANAP scheidet oder verzögert sich	niedrig	Transportkapazität in die EU (Italien) 10 Mrd. m ³
Gasexporte LNG niedriger	LNG Exportkapazitäten steigen nicht so schnell wie angenommen	gering	Mengen ergeben sich im Wettbewerb zu russischem Pipelinegas

Quellen Eintrittswahrscheinlichkeiten: Einschätzungen von Prognos; Wirkungsintensität: siehe Tabellen

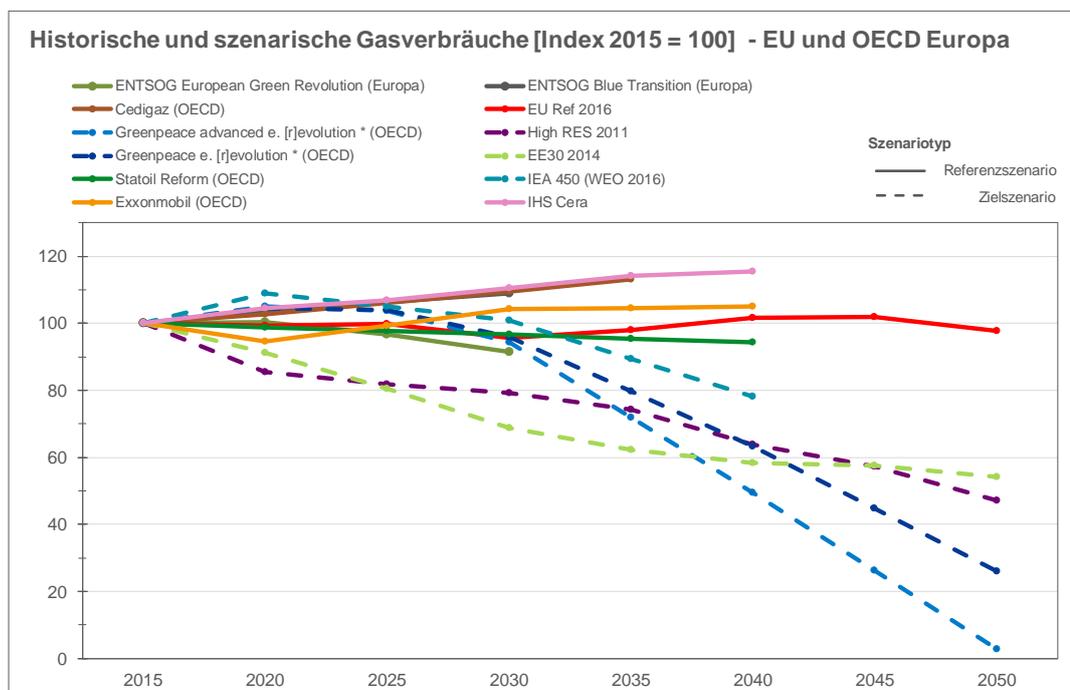
6.1 Chancen und Risiken der Nachfrageseite

Gasbedarf niedriger/ höher

Hinsichtlich des zukünftig erwarteten europäischen Gasbedarfs in der EU bzw. Europa gibt es eine **Vielzahl unterschiedlicher Szenarien**. Der erwartete Gasbedarf schwankt **je nach Szenario** deutlich. Vor allem nach dem Jahr 2030 ergibt sich eine große Spreizung der Ergebnisse. Dabei ist vor allem die **Art des Szenarios** maßgeblich, da hier jeweils unterschiedliche Annahmen unterstellt werden. Referenzszenarien (vgl. Kapitel 2) erwarten in der Regel einen höheren Gasbedarf.

Das im Mittelpunkt der vorliegenden Studie stehende **Referenzszenario 2016** der EU-Kommission unterstellt beispielsweise die Verwirklichung von bereits verabschiedeten Zielen und Maßnahmen, jedoch nicht die Umsetzung von Zielen und Maßnahmen, die zwar schon politisch verabredet wurden, rechtlich aber noch nicht umgesetzt wurden („*Moreover, REF2016 does not include the politically agreed but not yet legally adopted 2030 climate and energy targets.*“ (EC, 2016b, S. 5)) Die folgende Abbildung 33 zeigt die Entwicklung des Gasbedarfs in mehreren analysierten Szenarien.

Abbildung 33: Entwicklung des europäischen Gasbedarfs in unterschiedlichen Szenarien (Indexdarstellung)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Cedigaz, 2015), (EC, 2016b), (E3M, 2014), (ENTSOG, 2015a), ENTSOG (2016c), (Greenpeace, 2015), IEA (2016), (Statoil, 2016), (ExxonMobil, 2016), (IHS, 2016)

Die Abbildung 33 verdeutlicht, dass die Mehrzahl der Szenarien bis zum Jahr 2030 einen relativ stabilen Gasbedarf erwartet. Dies gilt für alle Referenzszenarien und auch für die Zielszenarien „IEA 450“ und „energy revolution“ von Greenpeace. Die Zielszenarien der EU-Kommission aus den Jahren 2011 und 2014, die einen ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien bzw. eine zielkonforme Steigerung der Energieeffizienz annehmen, erwarten bereits bis 2030 einen deutlichen Rückgang des Gasbedarfs.

Das Szenario „Statoil Reform“ beruht bereits auf den nationalen Selbstverpflichtungen zur Reduktion der Treibhausgase (den sog. Nationally Determined Contributions“, NDCs). Allerdings sind die bis Dezember 2015 abgegebenen NDCs nicht vollständig kohärent mit dem Ziel der Begrenzung der Erderwärmung auf „deutlich unter 2°C“. Insofern ist Statoil Reform zwischen Referenz- und Zielszenario anzusiedeln. Dieses Szenario erwartet einen leichten Rückgang des Gasbedarfs bis 2040.

Nach 2030 fächern sich die Ergebnisse zum Gasbedarf in den Szenarien deutlich auf. Sowohl die Greenpeace-Szenarien als auch IEA 450 erwarten dann einen beschleunigten Rückgang des Gasbedarfs. Im „advanced energy revolution“ Szenario wird im Jahr 2050 kaum noch fossiles Erdgas benötigt. Die betrachteten Referenzszenarien erwarten hingegen auch nach 2030 einen relativ stabilen oder sogar leicht wachsenden Gasbedarf.

Es ist nicht Aufgabe dieser Studie, Realisierungswahrscheinlichkeiten der dargestellten Szenarien zu verifizieren. Eine vollständige und schnelle Zielerreichung im Hinblick auf die Effizienzziele oder den Ausbau erneuerbarer Energien ist aber angesichts der vielfältigen Herausforderungen für die Politik derzeit wenig wahrscheinlich. So schlussfolgern O. Geden und S. Fischer in einem Beitrag vom Juli 2016 über die Folgen der BREXIT-Entscheidung:

„Der Brexit wird in den kommenden Jahren bei zentralen EU-Akteuren einen Großteil der politischen Aufmerksamkeit absorbieren. Energie- und Klimapolitik wird auf der Prioritätenliste der Staats- und Regierungschefs wohl deutlich nach unten rücken. (...) Dies wird die Transformation der europäischen Energiesysteme nicht grundsätzlich gefährden, sie wohl aber zumindest mittelfristig verlangsamen.“ (Geden & Fischer, 2016)

Darüber hinaus ist gegenwärtig nicht absehbar, welchen Kurs die neue Administration in den USA einschlagen wird. Die bisherigen Verlautbarungen deuten eher auf eine Stärkung des fossilen Sektors hin. Dies könnte die Umsetzung der Klimapolitik auch in der EU erschweren. (Dröge, 2016)

Die meisten Szenarien gehen heute davon aus, dass in einer Übergangszeit von wenigen Jahrzehnten **erdgasbetriebene Kraftwerke** eine geeignete Ergänzung für die schnell wachsenden Anteile erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung sind. Bisher

wurde allerdings in den meisten Szenarien angenommen, dass Kernenergie und Kohlenkraftwerke noch mehrere Jahrzehnte betrieben werden können und aufgrund ihrer günstigen Erzeugungskosten in weiten Teilen des Jahres günstiger Strom produzieren als Gaskraftwerke. Während für Deutschland der Ausstieg aus der **Kernenergie** bereits gesetzlich verankert und in den Szenarien daher berücksichtigt ist, bleibt die Frage nach der weiteren Nutzung der Kernenergie insbesondere in Frankreich offen. Bis auf das noch im Bau befindliche Kernkraftwerk in Flamanville werden alle französischen Kernkraftwerke während des Betrachtungszeitraums dieser Studie das Alter von 40 Jahren überschreiten. Es ist wenig wahrscheinlich, dass alle Kernkraftwerke in Frankreich Genehmigungen für Laufzeitverlängerungen über 40 Jahre hinaus erhalten. Somit dürfte Ersatzbedarf für eine Reihe von Erzeugungskapazitäten bestehen. Ein Teil der in Frankreich wegfallenden Stromerzeugung aus Kernenergie könnte dann durch Erzeugung in Gaskraftwerken ersetzt werden. Ähnliche Zusammenhänge gelten auch für die anderen europäischen Kernkraftwerke. In der EU gibt es derzeit 129 Kernkraftwerke in 14 Ländern mit einer Gesamterzeugungskapazität von 120 GW_{el} (EC, 2016).

Neben der Frage der Zukunft der Kernenergienutzung in Europa stellt sich die Frage, welche Rolle **Kohle** in der Stromerzeugung künftig spielen soll. So wird z. B. in Deutschland gegenwärtig diskutiert, ob nicht ein beschleunigter Kohlenausstieg zur Reduktion der CO₂-Emissionen verfolgt werden sollte. Da auf kurze bis mittlere Sicht nicht die vollständige Stromerzeugung aus Kernenergie und Kohle durch erneuerbare Energien ersetzbar ist, dürfte insbesondere bei einem gleichzeitigen Ausstieg Erdgas eine zunehmende Rolle bei der Stromerzeugung spielen.

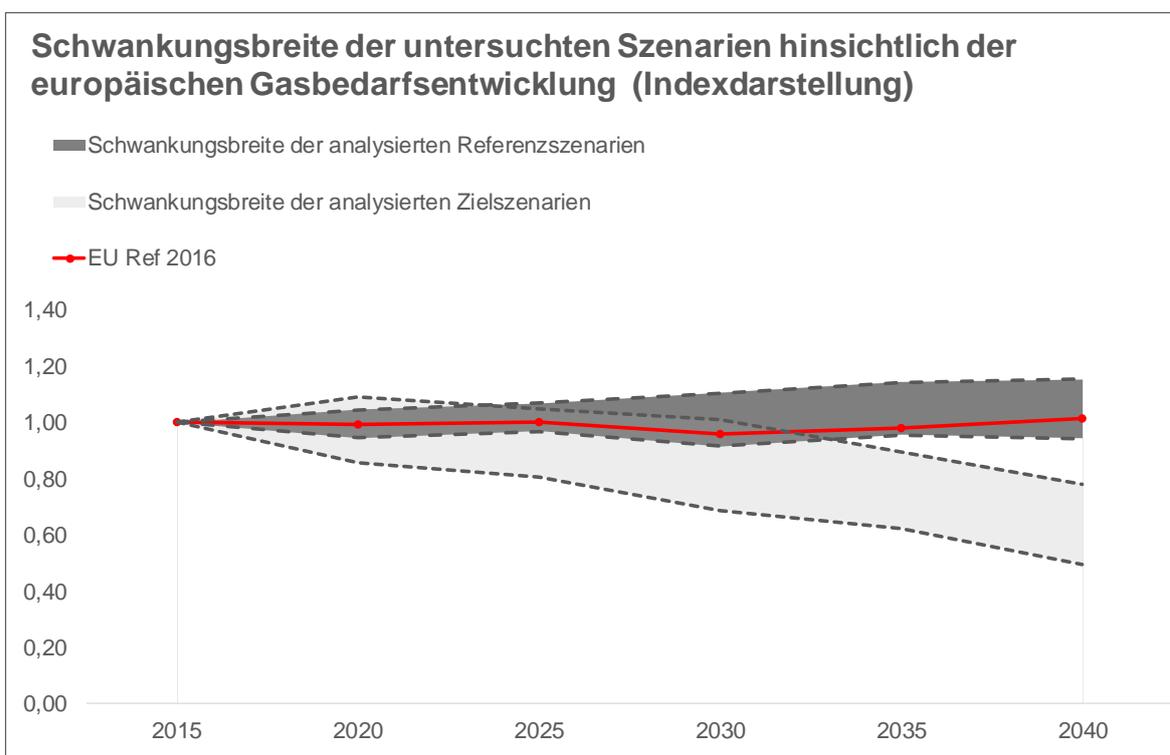
Aus Sicht der Autoren besteht ein (ohne detaillierte Modellrechnungen nicht quantifizierbares) Risiko, dass die Gasverstromung in einem Übergangszeitraum steigt, bis der Anteil erneuerbarer Energieträger inkl. den entsprechenden großvolumigen Speichertechnologien so groß ist, dass er Kohle und Kernenergie ersetzen kann. EU Ref 2016 erwartet bis 2025 einen Anstieg des Gaseinsatzes in den Umwandlungssektoren (vor allem in Kraftwerken) von 12 % bis 2025, bis 2030 einen leichten Rückgang und danach einen Wiederanstieg bis 2040 (vgl. Abbildung 9).

Risiko eines höheren Gasbedarfs in der EU

Die vorliegenden Szenarien lassen sich in verschiedene Szenariengruppen einteilen. In der nachfolgenden Abbildung wurde EU Ref 2016 mit den ausgewerteten anderen Szenarien verglichen, wobei jeweils Korridore die Ergebnisse der Zielszenarien bzw. Referenzszenarien aufzeigen. Da mehrere Untersuchungen nur bis 2040 blicken, endet die Darstellung in diesem Jahr.

Es wird deutlich, dass EU Ref 2016 am unteren Rand des Korridors der untersuchten Referenzszenarien liegt. Das Risiko eines höheren Gasbedarfs kann mit dem Korridor der Referenzszenarien beschrieben werden. Im Jahr 2020 liegt der obere Rand des Gasbedarfskorridors etwa 6 %-Punkte über EU Ref 2016. Im Jahr 2030 beträgt der Unterschied 14 %-Punkte, im Jahr 2040 13 %-Punkte. Somit zeigt sich in diesen Szenarien ein signifikant höherer Gasbedarf.

Abbildung 34: Schwankungsbreite des europäischen Gasbedarfs in den Szenariotypen (Indexdarstellung)



Hinweis: Die Darstellung endet 2040, weil einige Szenarien nur bis 2040 reichen.
 Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (Cedigaz, 2015), (EC, 2016b), (E3M, 2014), (ENTSO, 2015a), ENTSOG (2016c), (Greenpeace, 2015), (IEA, 2015), IEA (2016c), (Statoil, 2016), (ExxonMobil, 2016), (IHS, 2016).

Fazit Nachfrage: Aus Sicht der Autoren der vorliegenden Studie ist vor allem bis 2025 ein deutlicher **Rückgang** des Gasbedarfs im Untersuchungsraum gegenüber der Referenz wenig wahrscheinlich. Nach 2025/2030 schätzen wir die Wahrscheinlichkeit eines niedrigeren Gasbedarfs als in der Referenz mittel ein. Die Wahrscheinlichkeit eines **höheren** Gasbedarfs als in der Referenz halten wir für niedrig, da der erwartete Rückgang des Gaseinsatzes in den Wärmemärkten den Anstieg von Gas in der Stromerzeugung kompensiert.

Somit **überwiegen bei der Nachfrageseite die Chancen, allerdings erst ab 2030.**

Kalter Winter

Erdgas wird vor allem in den Sektoren Gebäude (private Haushalte) und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen für Beheizungszwecke eingesetzt. Es wurde bereits in Kapitel 0 darauf hingewiesen, dass Witterungseinflüsse signifikante Auswirkungen auf den Gasbedarf haben können. So war im Jahr 2010, einem besonders kalten Jahr, der Gasbedarf deutlich höher als im Jahr 2009 (dies war teilweise auch anderen Faktoren wie der Wirtschaftskrise in 2009 geschuldet). Auch im Vergleich des warmen Jahres 2014 mit dem klimatisch etwa repräsentativen Jahr 2012 fällt der deutliche Rückgang ins Auge. Zwischen einem klimatisch repräsentativen und einem kalten Jahr kann der Gasbedarf um bis zu 10 % schwanken. Diese Einschätzung wird auch im Winter Supply Outlook 2015/16 von ENTSOG im Grundsatz bestätigt, wobei hier lediglich auf das Winterhalbjahr Bezug genommen wird. Dort wird die Schwankungsgröße mit 10 % bezogen auf das Winterhalbjahr angegeben. Die mögliche Schwankung beträgt demnach ca. 300 TWh (etwa 28 Mrd. Sm³) (ENTSOG, 2015c). Aufgrund der guten Einschätzbarkeit der Größenordnungen von Temperaturschwankungen werden diese bei der Auslegung von EU-internen Gastransportsystemen berücksichtigt. Dies ist auch in der EU-Verordnung 994/2010 geregelt. Allerdings handelt es sich hierbei nicht nur um eine Kapazitätsfrage, sondern auch um eine Frage der verfügbaren Jahresmengen, insbesondere, wenn mehrere kalte Winter in Folge auftreten.

6.2 Chancen und Risiken der Gasproduktion in der EU

Die aufgezeigten Prognosen zur Gasförderung sind ebenso **Unsicherheiten** in Form von Risiken und Chancen für die europäische Gasbilanz unterworfen.

Erschließung unkonventionelles Erdgas

Europa hat ein Potenzial zur **Förderung von Schiefergas**. Die amerikanische Energy Information Administration (EIA) hat hierzu ein Szenario erarbeitet, das einen deutlichen Anstieg der europäischen Gasförderung aufgrund von Schiefergas unterstellt (EIA, 2016). Allerdings hatten sich die EIA/ USGS-Schätzungen in Bezug auf die polnischen Ressourcen an Shale Gas verglichen mit den Bohrungsergebnissen als erheblich (Faktor mindestens 5) zu hoch erwiesen, da die Schätzungen der EIA/ USGS auf Analogieschlüssen zu den USA basierten.

Die **weltweiten Erdgasressourcen** der kommerziell genutzten konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen werden insgesamt auf rund 638 Bill. m³ geschätzt, einschließlich Aquifer-

gas und Gashydrat sind es 845 Bill. m³. Bei den nicht-konventionellen Erdgasressourcen dominieren die **Schiefergasressourcen** (weltweit rund 206 Bill. m³). Diese Ressourcenangaben sind naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet. Für **Europa** werden derzeit insgesamt rund 12,9 Bill. m³ Schiefergasressourcen ausgewiesen. Dies entspricht über der Hälfte der europäischen Erdgasressourcen. Insgesamt gibt es tendenziell eine steigende Zahl von Angaben zu Schiefergasressourcen, aufgrund bestehender Unsicherheiten allerdings kaum zu Reserven. Die **kommerzielle Schiefergasförderung** beschränkt sich derzeit primär auf Nordamerika/ USA. (BGR, 2016)

Für eine **wirtschaftlich erfolgreiche Gewinnung** der bestehenden Ressourcen müssten eine Reihe von technischen und infrastrukturellen Faktoren erfüllt sein. Daneben gibt es **weitere beschränkende Faktoren**, wie die **geologischen Voraussetzungen**, die **gesellschaftliche Akzeptanz** und die **regulatorischen Rahmenbedingungen**.

Die **Förderung von Schiefergas** ist daher, u. a. aus Gründen der politischen Akzeptanz, aber auch aus geologischen Gründen, **mit Risiken verbunden**. Bisher wurde in Europa kaum Schiefergas gefördert, da zur Förderung dieses Gases in der Regel das umstrittene Fracking-Verfahren eingesetzt würde. Auch wurden die Schiefergasressourcen in Polen signifikant nach unten korrigiert.

Der von der **EIA** erwartete deutliche Anstieg der europäischen Schiefergasförderung erscheint vor dem Hintergrund der beschriebenen Risiken der Schiefergas-Förderung in Europa **unrealistisch**. Ein Schiefergasboom wie in den USA ist aus unserer Sicht in Deutschland und Europa derzeit nicht zu erwarten.

Produktion und Netzeinspeisung von Biomethan

In Europa besteht ein signifikantes **Biogas-Potenzial**. Biomethan, welches den Erdgasspezifikationen entspricht, kann Erdgas direkt ersetzen, stellt allerdings heute nur einen sehr kleinen Teil der Biogasproduktion dar, da die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität sehr teuer ist. Der Großteil des Biogases wird direkt am Entstehungsort für lokale Stromerzeugung genutzt und hat damit einen indirekten Einfluss auf die Erdgasnachfrage. Aktuell wird 70 % des Biogases durch die Landwirtschaft produziert. Der Rest kommt u. a. aus Abwasserbehandlungsanlagen und Depo-nien (European Biogas Association, 2015). Die Angaben für das Potenzial schwanken je nach Untersuchung und sind in hohem Maße abhängig von den Annahmen. Eine der wichtigsten Annahmen betrifft den Anteil der landwirtschaftlichen Flächen und Produkte, der für energetische Zwecke verwendet wird. Darüber hinaus beeinflussen auch unterschiedliche Faktoren, wie z. B. Gaspreise, Produktionskosten und finanzielle Unterstützungen für die

energetische Nutzung von Biomasse, die Biogasproduktion. So liegt das technische **Biogas-Potenzial in Europa** zwischen **80 Mrd. m³** (AEBIOM, 2009) **und 250 Mrd. m³** (DBFZ, 2012). In jüngerer Zeit erfolgte eine Neubewertung der Biomassenutzung, so dass dieser Energiequelle eine geringere Bedeutung beigegeben wird. Die aktuelle Biogasproduktion in Europa liegt bei ungefähr 15 Mrd. m³ (davon rund 50 % in Deutschland) (European Biogas Association, 2015), wobei das Biogas fast ausschließlich ohne Netzeinspeisung aufkommensnah verstromt wird und sich somit nicht direkt auf die europäische Gasbilanz auswirkt. Das bestehende Biomassepotenzial wird heutzutage nicht ausgeschöpft. Eine Wachstumsdynamik (z. B. durch entsprechende Fördermechanismen wie dem Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Deutschland) für Biomasse zeichnet sich derzeit nicht ab, vielmehr stagniert die Biogasproduktion. Die Chancen auf ein schnelles Wachstum von Biogas schätzen wir deshalb insgesamt als gering ein und gehen davon aus, dass Biogas überwiegend weiterhin verbrauchsnahe verstromt wird oder als flüssige Biomasse dem Transportsektor zugeführt wird (SGC, 2013), (IE, 2007), (AEBIOM, 2009), (DBFZ, 2012).

Gasförderung Polen niedriger/ höher

Die Gasförderung in Polen wurde in EU Ref 2016 etwas optimistischer eingeschätzt als bei IHS Cera (IHS, 2016). Der Unterschied beträgt im Jahr 2030 rund 4 Mrd. m³ und im Jahr 2040 rund 3 Mrd. m³ (siehe Tabelle der Risiken). Wir halten es für wahrscheinlicher, dass die Gasförderung Polens nicht das angenommene Niveau erreicht als dass es überschritten wird, da die Erkundung der polnischen Schiefergasvorkommen bislang enttäuschend verlief (SGIP, 2015).

Gasförderung Niederlande niedriger/ höher

Die Niederlande haben zwischen Dezember 2014 und Juli 2016 aufgrund der Erdbebenproblematik mehrere Male ihre Vorgaben für die Gasförderung des Groningen-Feldes reduziert (vgl. Kapitel 4.2.2). Im modifizierten Referenzszenario dieser Studie ist der Stand Juni 2016 berücksichtigt. Sollten weitere Probleme auftreten, ist aber nicht auszuschließen, dass die Niederlande nochmals **Förderkürzungen** über ihre derzeitige Beschlusslage hinaus vornehmen. In diesem Fall würde sich die Gasbilanz gegenüber dem Referenzpfad verknappen. Zumindest kurz- bis mittelfristig müsste niederländisches Gas durch Nicht-EU-Gaslieferungen ersetzt werden und würde den Gasimportbedarf der EU entsprechend erhöhen. Die Chance auf eine Wiederanhebung der Fördermengen in den Niederlanden halten wir für gering.

Gasförderung in anderen Förderländern niedriger/ höher

Auch in anderen Förderländern wie **Deutschland** wurde die Gasförderprognose mehrmals nach unten korrigiert (vgl. Abbildung 13). Die gegenwärtigen niedrigen Großhandelspreise für Gas machen weitere Investitionen in die **Aufrechterhaltung des Förder-niveaus** tendenziell unwirtschaftlich. Es besteht ein Risiko von weiteren Förderkürzungen über das bisher erwartete Niveau hinaus. Ähnliches gilt für andere Förderländer in Europa. Eine höhere Förderung halten wir hingegen für wenig wahrscheinlich.

6.3 Chancen und Risiken der Nicht-EU-Gasquellen und Transportkorridore

Weitere Chancen und Risiken für die europäische Gasbilanz ergeben sich durch die Verfügbarkeit der Nicht-EU-Gasquellen bzw. Entwicklungen an den Transportkorridoren (vgl. Kapitel 5.1). Generell werden direkte Verbindungen zwischen einem Lieferland und einem Empfängerland als sicherer angesehen, als wenn Transitländer durchquert werden müssen. Transitländer, die zur EU gehören, werden als sicherer angesehen, als solche, die nicht den Regeln des EU-Binnenmarktes unterworfen sind.

Gasexporte Norwegen höher/ niedriger

Norwegen verfügt über eine gesicherte und gut erforschte Ressourcenbasis. Die Förderprognosen des norwegischen Erdöldirektorats zeigen einen deutlichen Rückgang in den bestehenden Feldern (vgl. Abbildung 19). Um das Förderniveau ungefähr aufrecht zu erhalten, sind weitere Funde und Erschließungen neuer Gasfelder notwendig. Bei niedrigen Gaspreisen könnten diese Investitionen gestreckt werden, so dass die Gasförderung in neuen Feldern nicht so schnell wächst wie angenommen. Andererseits nennt das Erdöldirektorat auch eine Chance, dass mehr Gas gefunden wird, als in den Projektionen unterstellt. IHS Cera (IHS, 2016) erwartet bis 2035 einen Rückgang der Gasexporte Norwegens auf rund 80 Mrd. m³ und bis 2040 auf dann 63 Mrd. m³. Demzufolge lägen die Gasexporte im Jahr 2035 um rund 10 Mrd. m³ und im Jahr 2040 um rund 24 Mrd. m³ unter unseren Annahmen. Die Autoren dieser Studie halten die **Chance, aber auch das Risiko** einer abweichenden Förderung aus Norwegen **bis 2030** für **niedrig**. Ab 2030 sehen wir aber ein **mittleres Risiko**, dass die Exporte Norwegens niedriger sind als von uns angenommen, da dann der Beitrag heute noch nicht gefundener Felder stark steigen müsste. Die Chance zur Steigerung des Exportpotenzials über das angenommene Maß hinaus ist unseres Erachtens gering.

Das Risiko des **Transports** von den norwegischen Feldern in die EU ist gering, da alle Lieferungen direkt von Norwegen in Mitgliedstaaten der EU 28 erfolgen.

Gasexporte Algerien höher/ niedriger

Im Kapitel 5.1.2 wurde auf das abnehmende Gasexportpotenzial Algeriens hingewiesen. Dieses wurde in der dargestellten Entwicklung zur Deckung des Gasimportbedarfs berücksichtigt (vgl. Kapitel 5.2.1). Nach Einschätzung des OIES handelt es sich hierbei um eine konservative Prognose zum Exportpotenzial Algeriens (OIES, 2016a). In einem anderen, von OIES ebenfalls als möglich eingeschätzten Szenario würde Algerien bereits bis zum Jahr 2030 seine Fähigkeit zu Gasexporten verlieren, da das geförderte Gas vollständig vom algerischen Eigenbedarf absorbiert würde. Theoretisch könnte Algerien auch einen Politikwechsel einleiten, der auf mittlere bis längerfristige Sicht das schnelle Bedarfswachstum der Vergangenheit eindämmen würde. Hierdurch könnte das Exportpotenzial Algeriens weniger schnell absinken. Aus heutiger Sicht ist die Chance hierauf gering. Aus den genannten Gründen halten wir das Risiko, dass Algerien weniger liefert als angenommen, für niedrig bis mittelhoch, die Chance, dass Algerien mehr liefert, jedoch für niedrig.

Die **Transporte** von algerischem Gas in die EU führen über Marokko (nach Spanien) bzw. über Tunesien (nach Italien). Zudem werden etwas mehr als 20 % der Gasexporte als LNG in verschiedene EU-Länder geliefert. Angesichts der rückläufigen Mengen sind diese Lieferwege immer schlechter ausgelastet. Es entstehen „Reservekapazitäten“. Das Risiko der Transportwege kann daher als gering eingeschätzt werden. Vor diesem Hintergrund ist schwer vorstellbar, dass die seit langem vorgeschlagene GALSI-Pipeline von Algerien nach Italien benötigt wird. Sie würde auch keine zusätzlichen Gasmengen nach Europa bringen.

Gasexporte Libyen höher/ niedriger

Die Verlässlichkeit der libyschen Gaslieferungen ist schwer einschätzbar. Die Exporte Libyens nach Europa schwankten zwischen 2 Mrd. m³ (2011) und 9 Mrd. m³ (2010). 2014 und 2015 zerfiel Libyen in einem Bürgerkrieg, dessen Folgen noch lange nicht überwunden sind. Es besteht ein latentes Risiko des Wiederaufflammens der Auseinandersetzungen. Zudem ist ein Teil der Reserven der Kontrolle der international anerkannten Regierung in Tripolis entzogen. Das Risiko von Förderausfällen wird daher als mittelhoch eingestuft. Die Chance auf eine mittelfristige Steigerung der Gasexporte ist aus den genannten Gründen aus Sicht der Autoren gering.

Gas aus Libyen wird über eine **Mittelmeer-Pipeline** ohne weiteren Transit durch ein anderes Land nach Italien geliefert. Zudem verfügt Libyen über ein LNG-Terminal, welches aber bereits 2011 außer Betrieb ging, weil es im Bürgerkrieg beschädigt wurde. Die Risiken der Mittelmeer-Pipeline werden als gering eingestuft.

Russland

Russland verfügt über die ergiebigsten Gasreserven weltweit und über eine flexible und komplexe Erdgasinfrastruktur. Aufgrund früherer Erwartungen eines deutlich wachsenden Erdgasbedarfs in Europa hat Russland in die Erschließung von Gasquellen investiert und verfügt über gesicherte zusätzliche Produktionskapazitäten von ca. 100 Mrd. m³ p. a. (vgl. Kapitel 5.1.3). Die Ersatzrate der Gasreserven von Gazprom lag nach Angaben auf der Homepage von Gazprom seit 2005 durchgängig über 1,0, was bedeutet, dass Gazprom mehr Gas entdeckt hat, als gefördert wurde. Zwischen den Jahren 2011 und 2015 lag die Ersatzrate durchschnittlich bei 1,4 (Gazprom, Gazprom in Figures, 2016). Das Risiko der russischen Gasreserven wird auf der Basis der hier ausgewerteten Literatur als niedrig eingeschätzt.

In dieser Studie wurde für die russischen Gaslieferungen in Richtung EU kein spezifisches Szenario angenommen. Wir gehen davon aus, dass mindestens so viel Gas wie in der Vergangenheit geliefert werden kann. Zudem hat Russland ein darüber hinausgehendes Exportpotenzial. Hierin besteht eine **Chance** für die europäische Gasbilanz.

Russisches Gas kann über folgende **Korridore** in die EU transportiert werden, die innerhalb Russlands teilweise auch miteinander verbunden sind:

Die ersten Gaslieferungen an EU-Länder erfolgten aus dem im Süden nahe der kasachischen Grenze gelegenen Feld Orenburg über die Soyuz-Leitung, die von dem Feld bis zur Westgrenze der **Ukraine** bei Ushgorod führt. Die Auslastung dieser Leitung ist mit der Verlagerung des Produktionsschwerpunkts nach Sibirien deutlich zurückgegangen.

In der Nadim-Pur-Taz-Region wurden zuerst die Gasfelder Urengoy (ursprünglich 8.100 Mrd. m³ gewinnbare Reserven) und Jamburg (ursprünglich 4.700 Mrd. m³ gewinnbare Reserven) in den 70er bzw. 80er Jahre erschlossen und durch mehrere großdimensionierte Leitungen abgeführt (Encyclopedia Britannica, 2016). Der **Zentrale Korridor** verläuft südlich von Moskau, wobei drei 56 Zoll-Leitungen (entsprechend einem Durchmesser von 1,42 m, 1 Zoll = 2,54 cm) und zwei 48 Zoll-Leitungen bei Sudja in die Ukraine führen. Zwei 56 Zoll-Leitungen (Urengoy-Pomaru-Ushgorod und parallel dazu die Progress-Leitung) queren die Ukraine bis zu

deren Westgrenze nach Ushgorod. Die dritte 56 Zoll-Leitung bringt Gas an die ukrainisch-rumänische Grenze bei Ismail.

Die Leitungen des **Nördlichen Korridors** („Northern lights“) verbinden die Nadym-Pur-Taz-Region mit den Gebieten nördlich von Moskau, wobei zwei 48 Zoll-Exportleitungen weiter durch Weißrussland in die Ukraine bis nach Ushgorod führen. Dazu kommt die 56 Zoll-Jamal-Leitung, die von dem Pipeline-Knotenpunkt in Torshok ausgehend durch Weißrussland und Polen bis nach Frankfurt an der Oder führt. Zu Beginn des Jahrhunderts wurde mit der Erschließung der Jamal-Region, mit geschätzten Reserven von über 20.000 Mrd. m³ darunter insbesondere das Feld Bovanenkovo, begonnen. Die neuen Gasmengen werden über neue Leitungen bis Ukhta transportiert, wo sie in den Nördlichen Korridor treffen.

Aus der Förderung in Jamal wird über den Nördlichen Korridor die Jamal-Pipeline aufgespeist sowie – nach Verschiebung der Entwicklung des dafür vorgesehenen Shtokman Offshore Feldes – auch die Nord Stream 1. Nord Stream 2 würde ebenfalls mit Gas aus Jamal gefüllt werden. Hierfür werden zur Zeit die Leitungsverbindungen im Nördlichen Korridor verstärkt (Leitungsneubau zwischen Ukhta und Torshok).

Während der **Transit durch Weißrussland** nach Beilegung des Gasstreits (2010) zwischen Weißrussland und Russland derzeit nicht in Frage steht, gestalten sich insbesondere die Beziehungen zwischen Russland und der **Ukraine** zunehmend schwierig. Wegen der großen Bedeutung dieser Transits wird im Folgenden auf die **Ukraine-Transits** vertiefend eingegangen.

Im Jahr 2015 flossen ca. 63 Mrd. m³ russisches Gas durch ukrainische Pipelines, davon 15 Mrd. m³ für die Türkei. Der Vertrag zwischen Gazprom und Naftogaz Ukrainy, der die Transits regelt, läuft am 31.12.2019 aus (OIES, 2016b). Sofern sich Gazprom und Naftogaz Ukrainy nicht auf eine Anschlusslösung verständigen, müssten zu diesem Zeitpunkt die russischen Lieferungen auf anderen Wegen zu den europäischen Abnehmern gelangen. Allerdings zeigt die Analyse von Simon Pirani und Katja Yafimava (OIES, 2016b), dass es schwierig bis unmöglich sein wird, den vollständigen Transitstrom durch die Ukraine auf andere Transportrouten umzulenken, solange Nord Stream 2 noch nicht verfügbar ist. Gazprom hat ein Interesse an einer Einigung bekundet, wenn die Konditionen akzeptabel sind. Ohne Einigung würden der ukrainischen Seite erhebliche Einnahmehausfälle infolge wegfallender Transitgebühren drohen. Auch die EU hat kein Interesse an einer Blockadesituation nach 2020. Pirani und Yafimava schlussfolgern, dass eine Entwicklung mit der Realisierung von Nord Stream 2 und einer fortgesetzten, wenn auch reduzierten Transitrolle für die Ukraine die optimale Lösung für Europa darstellen könnte.

Zitat:

„For this reason, it is argued here that the optimal outcome for Europe would be to reach a compromise: an inclusive solution, allowing Nord Stream 2 to go ahead, while assuring that Ukraine would continue to play a transit role (albeit reduced) even after Nord Stream 2 is built.“

(OIES, 2016b), S. 26.

Die Lösung des Konfliktes wird durch das im September 2014 in Kraft getretene ukrainische **Sanktionsgesetz** erschwert, das der Ukraine weitgehende Möglichkeiten für Wirtschaftssanktionen einräumt. Das Gesetz ermöglicht laut Artikel 4, Absatz 1, Nummer 3 die Abschaltung der Transitkapazitäten (*„partial or complete cessation of transit resources, flight and transportation through the territory of Ukraine“*) (Rada, 2014).

Im Dezember 2015 stellte die Ukraine Zeitungsmeldungen zufolge ihre **Gasbezüge aus Russland** ein (SZ, 2015). Gazprom berief sich auf eine Abnahmeverpflichtung und forderte die Bezahlung der nicht-bezogenen Gasmengen (Markets, 2016).

Im Jahr 2016 eskalierte der Streit zwischen der ukrainischen und russischen Seite weiter. Gazprom wurde von der ukrainischen Monopolkommission wegen Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung im Gastransit zu einer **Geldstrafe** von 3,4 Mrd. US-\$ verurteilt. Das höchste Gericht der Ukraine lehnte den Einspruch von Gazprom im September 2016 ab (Oilprice, 2016).

Eine Einigung über die Nutzung der ukrainischen Abschnitte der Transport-Pipelines von Jamal-Europa, Urengoy-Pomary-Ushgorod und Progress wäre auch aus **technischen Gründen** dringend erforderlich. Offenbar sind zumindest Teile des ukrainischen Transportsystems in einem schlechten Zustand. Die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (European Bank of Reconstruction and Development, EBRD) sowie die Europäische Investitionsbank (EIB) gewährten der Ukraine zur Weiterreichung an NAK Naftogaz im Jahr 2014 Kredite von jeweils bis zu 150 Mio. €, um ein Notfall-Aufrüstungs- und Modernisierungsprogramm (*„Emergency Pipeline Upgrade and Modernisation“*) durchzuführen. Demnach sind vier Abschnitte der Urengoy-Pomary-Ushgorod-Gas-Pipeline mit einer Gesamtlänge von 119 km reparaturbedürftig. EBRD bezieht sich auf eine technische Studie, die in den genannten Abschnitten kritische Fehlerquellen (*„critical faults“*), ausgemacht hat (EBRD, 2014) (EIB, 2014).

Vor allem vor dem Hintergrund der politischen Spannungen zwischen Russland und der Ukraine und der wirtschaftlichen Meinungsverschiedenheiten zwischen Naftogaz und Gazprom ist aus Sicht der Autoren dieser Studie das Risiko einer zumindest vorübergehend reduzierten Transitleistung durch die Ukraine nach 2019 mittelhoch bis hoch. Ein belastbarer Ausgleich der Interessen wäre wohl unter externer Vermittlung und Einbeziehung der höchst-

ten politischen Ebenen machbar. Die kommerziellen Interessen sind von politischen Spannungen zwischen Russland und der Ukraine sowie innerhalb der Ukraine überlagert. Hinzu kommt die Umstrukturierung der ukrainischen Gaswirtschaft. Hier ist das Unbundling noch nicht vollständig umgesetzt, so dass nicht immer klar ist, wer die Verhandlungspartner für Fragen des Transports durch die Ukraine in die EU sind.

Fazit für Russland: Russland hat das Potenzial zur Steigerung seiner Gasexporte in den Westen. Hierin liegt eine Chance für die europäische Gasbilanz. Das Risiko, dass dieses Exportpotenzial nicht zur Verfügung steht, halten wir für gering.

Risiken der russischen Gaslieferungen betreffen vor allem den Transit durch die Ukraine. Hier ist das **Risiko** eines Scheiterns der Verhandlungen für ein Folgeabkommen für den auslaufenden Transitvertrag **mittelhoch bis hoch**.

Neue Gasquellen außerhalb Europas/ Südlicher Korridor

Aserbaidschan und die anderen Anrainerstaaten des kaspischen Meeres haben ebenso wie der Nord-Irak **große Gasressourcen**. Bisher sind eine Ausweitung der Förderung und vor allem der Transport nach Europa aufgrund fehlender Förderkapazitäten und Anbindungen an das europäische Gasnetz nicht möglich. Die **TANAP-Pipeline** soll vor allem aserisches Gas in die Türkei bringen. Inwieweit darüber hinaus weiteres Erdgas in das europäische Gasfernleitungsnetz eingespeist wird, ist derzeit noch nicht absehbar. Die an TANAP anschließende **Pipeline TAP** („Trans-Adriatic-Pipeline“) soll gemäß Annahmen europäischer Fernleitungsnetzbetreiber 10 Mrd. m³ Erdgas nach Europa transportieren. Hiervon wurde in Kapitel 5.2.1 bereits ausgegangen. Weitere Gasmengen über den Südlichen Korridor sind mittelfristig (bis zum Jahr 2025) nicht zu erwarten, da die **geopolitische Lage** in der Region sehr angespannt ist. Aus diesem Grund halten wir die Chance für zusätzliche Gasmengen aus dem kaspischen Raum für niedrig. Das Risiko, dass die Fertigstellung von TAP und TANAP scheitert, halten wir aber ebenfalls für niedrig.

LNG

Der weltweite LNG-Markt durchläuft derzeit eine Phase der **Expansion**. Bis zum Jahr 2022 werden zahlreiche Projekte fertiggestellt und ca. 200 Mrd. m³ Exportkapazitäten dem Weltmarkt hinzugefügt (vgl. Kapitel 5.1.5). Andererseits konnte bis einschließlich 2015 noch kein deutliches Mengenwachstum der weltweit gehandelten Mengen festgestellt werden. Die europäischen LNG-Importe waren seit 2010 sogar rückläufig.

Generell bleibt festzuhalten, dass LNG bis 2022 prinzipiell ein großes **Wachstumspotenzial** hat und dass ausreichend Importkapazitäten in Europa zur Verfügung stehen, um an diesem Wachstum zu partizipieren (vgl. Abbildung 28). LNG wird auf dem europäischen Markt im Anbieterwettbewerb um **Marktanteile** konkurrieren. In einer Situation in der die Nachfrage das Angebot übersteigt, was im Zeitraum nach 2022 der Fall sein dürfte, kommt es zu einem verstärkten Beschaffungswettbewerb mit dem weit größeren LNG-Markt in Asien, zumal die asiatischen Hauptabnehmerländer wenig Alternativen zu LNG haben.

Selbst wenn es gelingt, größere LNG-Mengen für Europa zu akquirieren, sind **regionale Transportbeschränkungen innerhalb der EU zu beachten**. Beispielsweise weisen die Grenzübergangspunkte von Spanien nach Frankreich deutlich geringere Kapazitäten auf als die LNG-Importterminals der iberischen Halbinsel (ENTSOG, 2015b). Eine umfassende und dauerhafte (also auch nach 2025) Versorgung der EU mit zusätzlichem LNG ist somit wenig wahrscheinlich.

Zusätzlich zu den dargelegten qualitativen Einschätzungen der Prognos AG sei nachfolgend ein Blick auf die **OECD Country Risk Classification** für die Herkunfts- und Transitländer von Erdgas für die EU geworfen. Die OECD führt eine siebenstufige Liste zur Beschreibung des Risikos für die meisten Länder der Welt im Zusammenhang mit der Vergabe von Krediten. Länder mit hohem Einkommen, insbesondere solche die zur OECD gehören, werden nicht geführt. Die Einstufung 1 entspricht dem niedrigsten Risiko, 7 ist die höchste Risikokategorie. Dabei beschreibt die Einstufung einerseits das Risiko, dass eine Regierung Maßnahmen ergreift, die eine freie Konvertierbarkeit der Währungen einschränkt oder verhindert („transfer and convertibility risk“). Hierdurch könnte der Kapitalrückfluss eines Investors beeinträchtigt werden. Zum anderen wird die Wahrscheinlichkeit von Aspekten der höheren Gewalt („force majeure“) wie Krieg, Enteignung, Revolutionen, innere Unruhen, Überflutungen oder Erdbeben berücksichtigt. Nachfolgend sind die aktuellen Einstufungen der OECD zu den nicht-EU-Lieferländern bzw. Transitländern dargestellt, die für eine Gasversorgung Europas in Frage kommen. Diese Liste wird mehrmals im Jahr aktualisiert. Insofern stellt die nachfolgende Tabelle eine Momentaufnahme dar.

Tabelle 4: OECD-Risikoeinstufung der Herkunfts- und Transitländer für die europäische Gasversorgung

Herkunftsland	Transitland	Aktuelle Einstufung (Stand 28.10.2016)
Algerien		4
	Marokko	3
	Tunesien	4
Libyen		7
Aserbaidshon		5
	Georgien	6
	Türkei	4
	Albanien	6
Russland		4
	Ukraine	7
	Weißrussland	7
Katar (LNG)		3
Nigeria (LNG)		6

Quelle: (OECD, 2016), Stand 28.10.2016

Demnach haben unter den in Frage kommenden **Herkunftsländern** Katar, Algerien und Russland mittlere Einstufungen, während Aserbaidshon und Nigeria (LNG) ein erhöhtes Risiko haben. Das höchste Risiko sieht die OECD für Libyen.

Bei den **Transitländern** fällt die schlechte Bewertung von Weißrussland und der Ukraine ins Auge. Aber auch Georgien und Albanien als Transitländer von TANAP und TAP sind mit der zweitschlechtesten Einstufung bewertet. Die Transitländer des algerischen Gases sind hingegen nur mit mittlerem Risiko behaftet.

6.4 Zwischenfazit

Es wurde erläutert, dass bei allen Positionen der Gasbilanz im Vergleich zur angenommenen Referenzerwartung (vgl. z. B. Kapitel 5.2.1) **abweichende Ereignisse oder Entwicklungen** eintreten können, wodurch sich ein abweichender europäischer Gasimportbedarf ergeben könnte.

Nachfrageseitig wurde eine Vielzahl von unterschiedlichen Szenarien untersucht (vgl. Abbildung 34). Hierbei wurden sowohl Referenz- als auch Zielszenarien analysiert. Es zeigte sich, dass die hier zugrundeliegende Studie EU Ref 2016 am unteren Rand der ausgewerteten Referenzszenarien, aber oberhalb der Erwartungswerte der Zielszenarien liegt. Das Risiko, dass der Gasbedarf höher ist als die dargestellte Referenz, wird von den Autoren als gering eingeschätzt.

Der Gasbedarf Europas könnte bei einer **ambitionierten Dekarbonisierungsstrategie** unter Einsatz hoher Anteile erneuerbarer Energien und schnell gesteigerter Energieeffizienz langfristig deutlich niedriger liegen. Hier besteht eine Chance für die Gasbilanz, da hierdurch der europäische Gasimportbedarf geringer ausfiele als in der Referenz. Dieser Effekt dürfte (u. a. angesichts der Trägheit politischer Systeme und Volkswirtschaften) vor allem nach 2025/2030 zum Tragen kommen. Dies bestätigt auch Abbildung 33. Bis zum Jahr 2030 kommt es hier zu Überschneidungen hinsichtlich der europäischen Gasbedarfsentwicklung zwischen Referenz- und Zielszenarien, da auch in einigen Zielszenarien eine verstärkte Rolle von Erdgas bis 2030 gesehen wird.

Hinsichtlich der **europäischen Gaseigenproduktion** dominieren bis zum Jahr 2025 eher die **Risiken**, langfristig bestehen **Chancen durch Shale-Gas und Biogas**, deren Potenziale aber begrenzt sind. Bei den **Nicht-EU-Quellen** dominieren bis Anfang/ Mitte der 2020er Jahre die Chancen durch die Expansionsmöglichkeiten des LNG-Weltmarkts. Danach ist keine eindeutige Einschätzung möglich.

Hinsichtlich der **Transportkorridore** wird das Risiko in der **Ukraine** am größten eingeschätzt. Sollten Gazprom und die ukrainischen Verhandlungspartner keine Einigung über die Nutzung des Gastransportsystems erzielen, bestünde hierin ein großes Risiko, da mit 48 Mrd. m³ im Jahr 2015 immerhin etwa 14 % des europäischen Gasimports über diese Transitroute geleitet wurden. Aufgrund der festgefahrenen Situation ist die Wahrscheinlichkeit eines Scheiterns der Verhandlungen gegeben. Andererseits sollten alle Parteien (Russland, die Ukraine sowie die beteiligten Unternehmen und die europäischen Partner) ein Interesse an einer Folgelösung ab 2020 haben.

7 Gesamtfazit

Die Analysen der vorliegenden Studie haben ergeben, dass der **Gasimportbedarf** der Untersuchungsregion EU 28 / Schweiz aus „Sonstigen Quellen“ von 2015 bis 2020 um 32 Mrd. Sm³ und bis 2025 um 76 Mrd. m³ steigen könnte. Seit 2015 stieg zudem der Gasbezug der Ukraine aus dem Westen um 7 Mrd. m³.

Russland und der LNG-Weltmarkt wurden als geeignete Lieferanten identifiziert, da sie über ausreichende Reserven und Produktionskapazitäten verfügen und auch die Export-, Transport- und Importinfrastruktur existiert, um diese Gasreserven für die EU nutzbar zu machen, insbesondere wenn mit Nord Stream 2 zusätzliche Kapazitäten in Richtung Europa errichtet werden.

Die **Sensitivitätsanalyse** zeigte Chancen und Risiken einer von der Referenzentwicklung abweichenden Entwicklung auf. Beim Vergleich der Chancen mit den Risiken fällt folgendes auf:

- Die meisten **Chancen** weisen eher niedrige Eintrittswahrscheinlichkeiten auf oder werden erst auf mittlere bis längere Sicht wirksam (ab 2025). Die größte Chance besteht in der Dekarbonisierungspolitik mit erneuerbaren Energien und Energieeffizienz. Hier sehen wir nach 2025/2030 mittlere Chancen für eine deutlich niedrigere Nachfrage, bis dahin könnte der Gasbedarf durch den Wechsel von Kohle und Kernenergie zu Gas aber auch noch steigen.
- Mehrere der **Risiken** werden bereits kurzfristig wirksam und wurden mit mittleren oder hohen Eintrittswahrscheinlichkeit bewertet.

Die Verteilung der Chancen und Risiken ist somit nicht symmetrisch. Kurzfristig überwiegen die Risiken. Insofern halten es die Autoren der vorliegenden Studie vor allem bis 2025 für wahrscheinlicher, dass der in Kapitel 4 ermittelte Gasimportbedarf überschritten wird, als dass er unterschritten wird.

8 Literaturverzeichnis

- Abdel Ghafar, A. (2015). *Egypt's new gas discovery: Opportunities and challenges*. Retrieved from <https://www.brookings.edu/opinions/egypts-new-gas-discovery-opportunities-and-challenges/>
- AEBIOM. (2009). *A biomass roadmap for Europe*. Retrieved from http://www.seai.ie/Renewables/AD_In_Ireland_22nd_October/A_Biogas_Roadmap_for_Europe.pdf
- AGRI. (2016). *A. AGRI PROJECT – Overall*. Retrieved from <http://www.agriling.com/agriling/Home/EUProjectOfCommonInterest>
- Azernews. (2016). *SOCAR says no need to build LNG terminal in Georgia*. Retrieved from http://www.azernews.az/oil_and_gas/91412.html
- BFE. (2014). *GEST: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014*.
- BGR. (2016). *Die Energiestudie der BGR: Fakten zu Energierohstoffen seit 40 Jahren*. Retrieved from http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/energie_node.html;jsessionid=34BD6C80ECEC6B196F74B1913A91034F.1_cid331
- BGR. (2016). *Energiestudie 2016 - Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*. Retrieved from https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Produkte/energiestudie2015_Zusammenfassung.html
- BGR. (2016). *Schieferöl und Schiefergas in Deutschland: Potenziale und Umweltaspekte*. Retrieved from https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoelgaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- BP. (2011). *BP Statistical Review of World Energy 2011*. Retrieved from http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/statistical_review_of_world_energy_full_report_2011.pdf
- BP. (2012). *Statistical Review of World Energy June 2012*. Retrieved from <http://www.laohamutuk.org/DVD/docs/BPWER2012report.pdf>
- BP. (2013). *Statistical Review of World Energy June 2013*. Retrieved from http://www.bp.com/content/dam/bp-country/fr_fr/Documents/Rapportsetpublications/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf
- BP. (2014). *Statistical Review of World Energy June 2014*. Retrieved from http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf

- BP. (2015). *Statistical Review of World Energy June 2015*. Retrieved from <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>
- BP. (2016a). *Energy Outlook 2035*. Retrieved from <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook-2035.html>
- BP. (2016b). *Statistical Review of World Energy June 2016*. Retrieved from <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- Cedigaz. (2015). *Medium and Long Term Natural Gas Outlook 2015*. Retrieved from <http://www.cedigaz.org/documents/2016/SummaryMLTOutlook.pdf>
- Cedigaz. (2015). *Oil prices and the gas market*. Retrieved from <http://www.cedigaz.org/documents/2015/Oil%20prices%20and%20the%20gas%20market%20v7%20f169.pdf>
- Cedigaz. (2016). *Medium and Long Term Natural Gas Outlook 2016*. Retrieved from <http://www.cedigaz.org/documents/2016/SummaryMLTOutlook.pdf>
- DBFZ. (2012). *European biomethane potentials*. Retrieved from http://www.greengasgrids.eu/fileadmin/greengas/media/Downloads/Workshop_on_biomethane_trade/13_Daniela_Thraen_DBFZ_UFZ_European_biomethane_potentials.pdf
- DECC. (2016). *Production (and demand) projections - (updated 29/02/2016)*. Retrieved from https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/503851/OGA_production_and_DECC_demand_projections_-_February_2016.xls
- Dröge, D. S. (2016). *Internationale Klimadiplomatie nach Trumps Wahlsieg*. (SWP, Ed.) Retrieved from https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2016A71_dge.pdf
- DRWN. (2016). *Röhren für Nord Stream 2 geordert*. Retrieved from <http://drwn.de/de/roehren-fuer-nord-stream-2-geordert/>
- E3G. (2015). *Europe's declining gas demand: Trends and Facts on European Gas Consumption*. Retrieved from https://www.e3g.org/docs/E3G_Trends_EU_Gas_Demand_June2015_Final_110615.pdf
- E3M. (2014). *PRIMES modelling for the Impact assessment of the Commission's 2014 assessment according to Articles 24(7) and 3(2), (3) of Directive 2012/27/EU in energy efficiency. Final Report for (ENER/C3/2013-1000), Version 24th July 2014*. Retrieved from http://assets.panda.org/downloads/4_11_primes_modelling_for_the_impact_assessment__2.pdf

- EBRD. (2014). *NAK-Naftogaz Emergency Pipeline Upgrade and Modernisation*. Retrieved 11 21, 2016, from <http://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/nak-naftogaz-emergency-pipeline-upgrade-and-modernisation.html>
- EC. (2015). *Project of common interest 7.2*. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_7_2_en.pdf
- EC. (2016). *Nuclear Illustrative Programme*. Retrieved from <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/EN/1-2016-177-EN-F1-1.PDF>
- EC. (2016a). *Consultation on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage*. Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-eu-strategy-liquefied-natural-gas-and-gas-storage>
- EC. (2016b). *EU reference scenario 2016: energy, transport and GHG emissions trends to 2050*. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf
- EC. (2016bb). *EU reference scenario 2016: energy, transport and GHG emissions trends to 2050 - Main results*. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160712_Summary_Ref_scenario_MAIN_RESULTS%20%282%29-web.pdf
- EC. (2016c, Februar 16). *Communication for the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and social Committee of the regions on an EU strategy for liquefied natural gas and dag storage*. Brussels.
- EIA. (2016). *International Energy Outlook 2016*. Retrieved from <http://www.eia.gov/forecasts/ieo/>
- EIB. (2014). *EIB President Werner Hoyer Visit and EU Commitment to supporting Ukraine*. Retrieved from <http://www.eib.org/infocentre/press/releases/all/2014/2014-269-eib-president-werner-hoyer-visit-and-eu-commitment-to-supporting-ukraine>
- Encyclopedia Britannica. (2016). *World Distribution of Natural Gas*. Retrieved from <https://www.britannica.com/science/natural-gas/World-distribution-of-natural-gas#toc296831>
- Energy Union Choices. (2016). *A Perspective on Infrastructure and Energy Security in the Transition*. Retrieved from https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Energy_Union_Choices_Gas/EUC_Full_Technical_Report_Embargoed_10.00_CET_3_March_1__2_.pdf
- ENTSOE. (2015a). *ENTSOE TEN-YEAR NETWORK DEVELOPMENT PLAN 2015*. Retrieved from <http://www.entsoe.eu/publications/tyndp#ENTSOE-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2015>

- ENTSOE. (2015b). *Ten-Year Network Development Plan 2015 Annex A*. Retrieved from <http://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOE-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2015>
- ENTSOE. (2015c). *Winter Supply Outlook 2015/2016*. Retrieved from http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Outlooks%20&%20Reviews/2015/SO0012-151105_WinterSupplyOutlook2015-16_Review2014-15.pdf
- ENTSOE. (2016a). *ENTSOE Transparency Plattform*. Retrieved from <https://transparency.entsog.eu/>
- ENTSOE. (2016b). *System Development Map 2015/2016*. Retrieved from http://entsog.eu/public/uploads/files/maps/systemdevelopment/ENTSOE-GIE_SYSDEV_MAP2015-2016.pdf
- EPRS. (2016, June). Briefing: EU strategy for LNG and gas storage.
- ERI RAS. (2014a). *Global and Russian Energy Outlook to 2040*. Retrieved from https://www.eriras.ru/files/2014/forecast_2040_en.pdf
- ERI RAS. (2014b). *What consequences for the Russian Gas Strategy in View of the Ukrainian Crisis?* Retrieved from <http://www.konoplyanik.ru/speeches/141120-Konoplyanik-FEEM%20GT-session%203.pdf>
- Euler Hermes. (2016). *Country Risk Outlook 2016*. Retrieved from <http://www.eulerhermes.com/economic-research/country-risks/Pages/country-reports-risk-map.aspx>
- Eurogas. (2015). *Eurogas Statistical Report 2015*.
- European Biogas Association. (2015). *The present status and future prospects of the European biogas/biomethane industry*.
- Eurostat. (2016). Retrieved from <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- Eurostat. (2016). *Heizgradtage*. Retrieved from <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data>
- ExxonMobil. (2016). *The Outlook for Energy: A View to 2040*. Retrieved from http://cdn.exxonmobil.com/~/_media/global/files/outlook-for-energy/2016/2016-outlook-for-energy.pdf
- FERC. (2016). *North American LNG Import/Export Terminals Approved*.
- FNB Gas. (2016). *Entwurf Netzentwicklungsplan Gas 2016*. Retrieved from http://www.fnb-gas.de/files/2016_04_01-entwurf_nep-gas-2016.pdf
- Gazprom. (2015). *PJSC Gazprom Annual Report*. Retrieved from <http://www.gazprom.com/f/posts/56/116176/gazprom-annual-report-2015-en.pdf>

- Gazprom. (2016). *Gazprom in Figures*. Retrieved 2016, from www.gazprom.com/f/posts/12/001311/gazprom-in-figures-2011-2015-en.pdf
- Gazprom. (2016). *TurkStream*. Retrieved from <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/turk-stream/>
- Geden, O., & Fischer, S. (2016). *Die EU- und Klimapolitik der EU nach dem BREXIT-Referendum*. Stiftung Wissenschaft und Politik. Retrieved from http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/aktuell/2016A50_fischer_gdn.pdf
- GIE. (2016). *LNG Data*. Retrieved from <https://alsi.gie.eu/#/>
- GIE, GLE. (2016). *GIE LNG Map Dataset in Excel-format*. Retrieved from <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>
- GreenGasGrids. (2013). *Proposal for a European Biomethane Roadmap*. Retrieved May 15, 2016, from http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2014/02/GGG_European-Biomethane-Roadmap-final.pdf
- Greenpeace. (2015). *energy [r]evolution: a sustainable world energy outlook 2015*. Retrieved from <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/publications/climate/2015/Energy-Revolution-2015-Full.pdf>
- GTS. (2015). *Network Development Plan 2015: Final version, rev.1*. Retrieved from <https://www.gasunietransportservices.nl/uploads/fckconnector/86291a37-9a10-4afe-8bf3-849ebc0b3f3a?rand=115>
- IE. (2007). *Possible European biogas supply strategies: A study on behalf of the Government Parliamentary Group Bündnis 90 / The Greens*. Retrieved from <http://www.hans-josef-fell.de/content/index.php/dokumente/weitere-themenbereiche/213-study-possible-european-biogas-supply-strategies/file>
- IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011 Special Report: Are we entering a golden age of gas?*
- IEA. (2015). *World Energy Outlook 2015*. Retrieved from <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>
- IEA. (2016). *Natural Gas Information*.
- IEA. (2016). *World Energy Outlook 2016*.
- IEA. (2016a). *Gas Trade Flows in Europe*. Retrieved from <https://www.iea.org/gtf/#>
- IEA. (2016b). *Medium-Term Gas Market Report 2016*. Retrieved from http://www.iea.org/bookshop/721-Medium-Term_Gas_Market_Report_2016
- IEA. (n.d.). *Energy Statistics Manual*. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/statistics_manual.pdf

- IGU. (2016). *2016 World LNG Report: LNG 18 Conference & Exhibition Edition*. Retrieved from www.igu.org/download/file/fid/2123
- IHS. (2016). *IHS Energy European Gas Long-Term Demand Outlooks - Rivalry - July 2016*.
- IMF. (2016). *IMF Primary Commodity Prices*. Retrieved from <http://www.imf.org/external/np/res/commod/index.aspx>
- Markets, E. (2016). *Gazprom verlangt neue Milliarden von Naftogaz*. Retrieved 2016, from <http://www.emergingmarkets-magazin.de/de/emerging-markets-ukraine/item/2074-gazprom-verlangt-neue-milliarden-von-naftogaz>
- Naftogaz. (2016). *Gas*. Retrieved from <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweben.nsf/0/1720D8F507F13FA8C2257F3F004156A8?OpenDocument&Expand=1&>
- Nord Stream 2 AG. (2016). *Nord Stream 2: Die neue Pipeline für Europas Energiezukunft*. Retrieved from <https://www.nord-stream2.com/de/download/document/4/>
- NPD. (2015). *The Shelf in 2015*. Retrieved from <http://www.npd.no/en/news/News/2016/Summary/>
- NPD. (2016). *Expected volumes of sales gas from Norwegian fields, 2016-2035*. Retrieved from <http://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas>
- OECD. (2016). *Country Risk Classification*. Retrieved from <http://www.oecd.org/tad/xcred/crc.htm>
- OECD. (2016). *Country Risk Classification*. Retrieved 11 22, 2016, from <http://www.oecd.org/tad/xcred/crc.htm>
- OIES. (2015). *The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy*. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/09/NG-102.pdf>
- OIES. (2016a). *Algerian Gas: Troubling Trends, Troubled Policies*. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/05/Algerian-Gas-Troubling-Trends-Troubled-Policies-NG-108.pdf>
- OIES. (2016b). *Russian Gas Transit Across Ukraine Post-2019: pipeline scenarios, gas flow consequences, and regulatory constraints*. Retrieved from <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/Russian-Gas-Transit-Across-Ukraine-Post-2019-NG-105.pdf>
- OIES. (2016c). *LNG markets in transition: the great reconfiguration*. Oxford: Oxford University Press.

- Oilprice. (2016). *Ukraine Supreme Court Upholds \$3.4 Billion Gazprom Fine*. Retrieved from <http://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Ukraine-Supreme-Court-Upholds-34-Billion-Gazprom-Fine.html>
- Prognos. (2016). *Low Carbon Options and Gas Infrastructure*. Retrieved from https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20161222_Prognos_Interim_Report_Prognos_Ecologic_Low_Carbon_options_2016_12_14.pdf
- Prognos AG. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*. Retrieved from <https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/292/show/7f9a4382d75cc40032147306d423aaca/>
- Rada, V. (2014). *Law on sanctions No 1644-VII*. Retrieved 2016, from <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/anot/en/1644-18>
- Reuters. (2016). *Russia's Gazprom expects agreement on Turkish Stream pipeline in October*. Retrieved from <http://www.reuters.com/article/us-russia-gazprom-idUSKCN11L1X2>
- Rijksoverheid. (2016). *Maatregelen gaswinning Groningen*. Retrieved from <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardbevingen-in-groningen/inhoud/kabinetsbeleid-gaswinning-groningen>
- RT. (2016). *"Turkish Stream" - Russland und die Türkei reaktivieren auf Eis gelegte Energieprojekte*. Retrieved from <https://deutsch.rt.com/wirtschaft/39683-turkish-stream-russland-und-turkei/>
- SGC. (2013). *Production and potential of biomethane as a vehicle fuel*. Retrieved from http://www.greengasgrids.eu/fileadmin/greengas/media/Downloads/Workshop_Development_of_biomethane_in_Europe/Production_and_potential_of_biomethane_as_a_vehicle_fuel_-_Mattias_Svensson.pdf
- Sputnik. (2016). Retrieved from <https://de.sputniknews.com/wirtschaft/20160801311888864-ukraine-gas-import-20-fache/>
- Statoil. (2016). *Energy perspectives 2016: long-term macro and market outlook*. Retrieved from <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2016/Downloads/Energy%20Perspectives%202016.pdf>
- SZ. (2015). *Gazprom stoppt Export in die Ukraine*. Retrieved 2016, from <http://www.sueddeutsche.de/politik/russland-gazprom-stoppt-export-in-die-ukraine-1.2754260>
- TANAP. (2016). *MAJOR SHAREHOLDER IN THE PROJECT OF THE CENTURY!* Retrieved from <http://www.tanap.com/media/press-releases/major-shareholder-in-the-project-of-the-century/>
- TAP AG. (2016a). *TAP at a Glance*. Retrieved from <http://www.tap-ag.com/the-pipeline>

TAP AG. (2016b). *TAP project development schedule*. Retrieved from <http://www.tap-ag.com/the-pipeline/project-timeline>

White Stream. (2015). *Implementation plan for WHITE STREAM*. Retrieved from https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_annex_7_2_en.pdf

Zachmann, G. (2016). *Reaching the point-of-no-return for Ukraine's gas sector*. Retrieved from https://www.beratergruppe-ukraine.de/wordpress/wp-content/uploads/2016/09/PP_03_2016_en.pdf

9 Abkürzungsverzeichnis und Glossar

AGRI	Azerbaijan-Georgia-Romania-Interconnector
AL	Algerien
bcm	Billion cubic meters (Mrd. m ³)
BE	Belgien
BFE	Bundesamt für Energie der Schweiz
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
Bill. m ³	Billiarden Kubikmeter
BP	BP p.l.c.
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DRWN	Deutsch-Russische Wirtschaftsnachrichten
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development (Die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung)
EC	Europäische Kommission
EE	Erneuerbare Energien
EIA	U.S. Energy Information Administration
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
ERI RAS	The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences
ES	Spanien
ETS	Emission Trading System
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
FQD	Fuel Quality Directive
FR	Frankreich
GCV	Gross Calorific Value (oberer Heizwert)
GIE	Gas Infrastructure Europe
GR	Griechenland
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
GW	Gigawatt
Heizgradtage	Maßstab zur Messung des Bedarfs an Heizenergie.
H-Gas	Hochkalorisches Gas
Hi	Inferior Heating Value, auch Lower Heating Value genannt, siehe Hu
Ho	Oberer Heizwert; gibt den Energiegehalt von Erdgas mit Kondensationswärme an
Hs	Superior Heating Value, auch Higher Heating Value genannt, siehe Ho
Hu	Unterer Heizwert; gibt den Energiegehalt von Erdgas ohne Kondensationswärme an.
IE	Institut für Energetik und Umwelt gGmbH
IEA	International Energy Agency

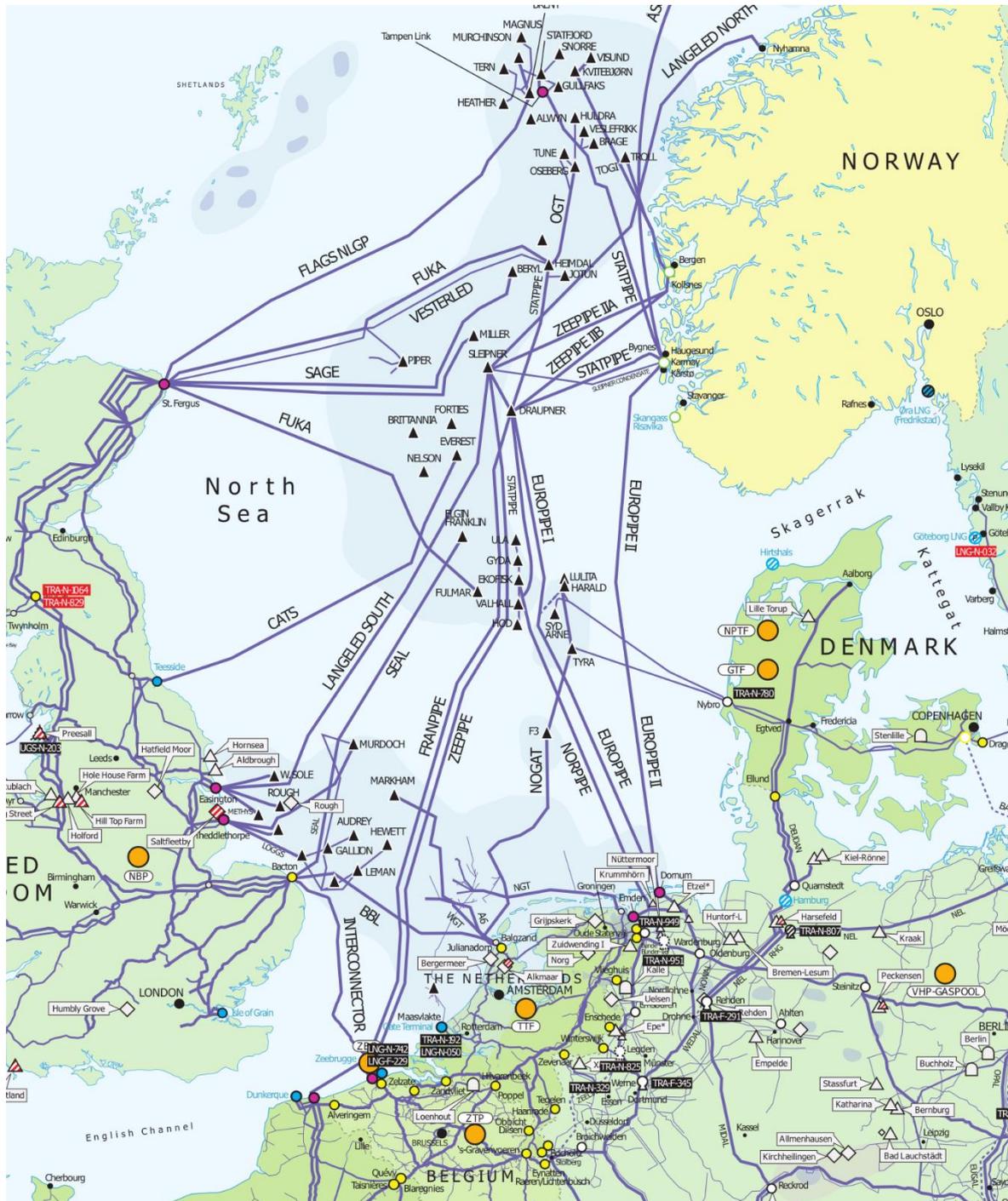
IGU	International Gas Union
ILUC	Indirect Land Use Change
IMF	International Monetary Fund
inkl.	inklusive
kWh	Kilowattstunde
L-Gas	Niederkalorisches Gas, vor allem in NL und DE gefördert, Ho 9,77 kWh/m ³
LNG	Liquefied Natural Gas (durch Kühlung verflüssigtes Erdgas)
LT	Lettland
MidCat	Midi-Catalonia
Mtpa	Million tons per annum
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NL	Niederlande
NO	Norwegen
NOP	Netzwerkentwicklungsplan
NPD	Norwegian Petroleum Directorate
OIES	The Oxford Institute for Energy Studies
p. a.	per annum (pro Jahr)
PL	Polen
RES	Renewable Energy Sources
Reserven	Die Reserven stellen die geologisch bekannte und (nach heutigen Preisen) wirtschaftlich abbaubare Teilmenge des Gesamtvorkommens eines Rohstoffs dar.
Ressourcen	Der Erkundungsgrad der Ressourcen ist geringer und ihre wirtschaftliche Gewinnung nicht erwiesen.
RT	Russia Today
SCG	Südkaucasische Pipeline
SGC	Svenskt Gastekniskt Center AB
Sm ³	Standardkubikmeter, in dieser Studie meist 10,5 kWh/m ³
stat.	statistisch
TANAP	Transanatolische Pipeline
TAP	Transadriatische Pipeline
THG	Treibhausgase

10 Umrechnungsfaktoren

Einheit		Quelle
1 Sm ³ (Standardkubikmeter)	= 10,5 kWh (Angegeben als Ho bei 20°C, russischer Standardkubikmeter) = 10,83 kWh (angegeben als Ho, europäischer Standardkubikmeter)	Angabe von Nord Stream 2 Eurogas
1 Mrd. m ³	= 10,5 TWh (20°C, Russischer Standardkubikmeter) = 10,83 TWh (Europäischer Standardkubikmeter gemäß Eurogas)	
1 ktoe	= 0,01163 TWh = 1,11 Mio. m ³ (bei Hu) = 1,23 Mio. m ³ (bei Ho)	IEA Energy statistics manual
1 Mtpa LNG per year	= 1,30 Mrd. m ³ Erdgas = 1,36 Mrd. m ³ Erdgas (EU Standard: 15°C)	IGU (International Gas Union) BP Statistical Review of World Energy June 2016/ IEA Energy statistics manual
GCV (Oberer Heizwert, Ho)	= 1,111 * NCV (unterer Heizwert, Hu) Bei der Umrechnung von Energie- in volumetrische Einheiten (m ³) ist darauf zu achten, ob der Energiegehalt als Ho oder Hu angegeben ist. Es findet je nach Herkunftsland und Gaszusammensetzung ein unterschiedlicher Energiegehalt je Volumeneinheit Anwendung. Darüber hinaus sind auch die unterschiedlichen thermodynamischen Parameter (Druck und Temperatur) der jeweiligen Volumendefinition zu berücksichtigen.	
1 Normalkubikmeter (0°C)	= 1,055 Standardkubikmeter (15°C)	IEA Energy statistics manual

11 Anhang A: Kartenausschnitte

Norwegen



Quelle: Ausschnitt aus (ENTSOG, 2016b)

Nordafrika



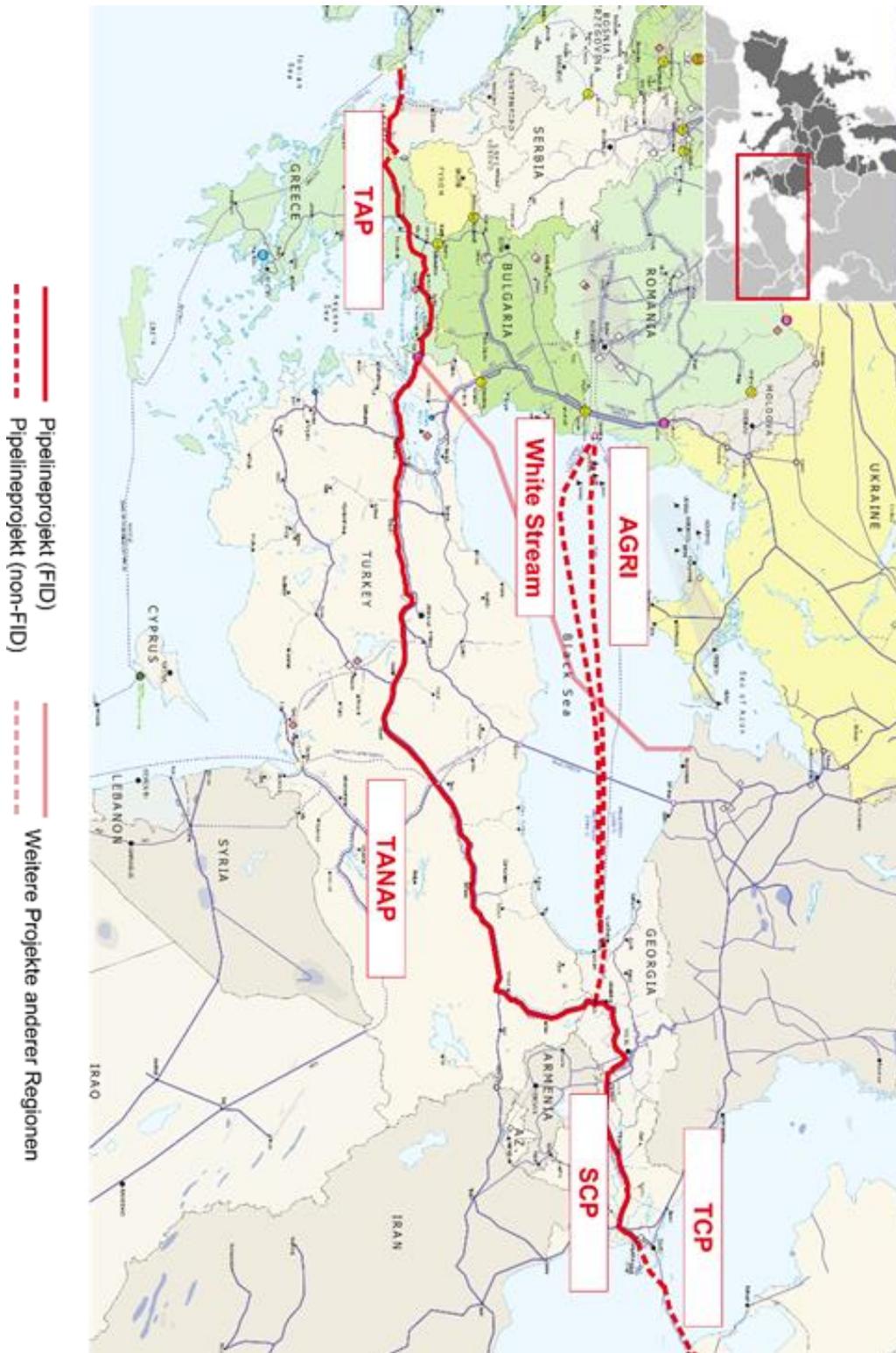
Quelle: Ausschnitt aus (ENTSOG, 2016b); Geplanter Verlauf im Text beschriebener Projekte in Rot nachgetragen

Russland



Quelle: Ausschnitt aus (ENTSOG, 2016b); Geplanter Verlauf im Text beschriebener Projekte in Rot nachgetragen

Südlicher Korridor



Quelle: Ausschnitt aus (ENTSOG, 2016b); Geplanter Verlauf im Text beschriebener Projekte in Rot nachgetragen

12 Anhang B: Erläuterungen

Erläuterung zur statistischen Differenz in Abbildung 30

Abbildung 30 zeigt die Entwicklung und mögliche Herkunft des zusätzlichen Gasimportbedarfs der Untersuchungsregion EU 28 / Schweiz. In den Jahren 2010 und 2015 enthält die Darstellung eine sogenannte **statistische Differenz**. Diese ergibt sich aus folgenden Gründen:

1. Generell stammen die Angaben zum Importbedarf und seiner Deckung aus **unterschiedlichen Quellen**. Der Importbedarf ist im Wesentlichen aus EU Ref 2016 sowie der Schweizer Energiestatistik abgeleitet, die Herkunft der Gaslieferungen wurden hingegen dem BP Statistical Review of World Energy entnommen. Dieser wiederum basiert auf unterschiedlichen Handels-Statistiken, deren Herkunft im Einzelnen nicht überprüft werden kann. Mögliche Ursache für die Differenz im Jahr 2010 könnten Umrechnungsfaktoren von Energieeinheiten auf m³ einzelner Länder sein, die nicht immer klar dokumentiert sind. Zudem könnten gehandelte Mengen von physischen Lieferungen abweichen. Vor diesem Hintergrund ist die Differenz von rund 6 Mrd. m³ im Jahr 2010 (rund 1,8 % des Importbedarfs) angesichts der vielen Einzelquellen, die hier zusammengeführt sind, gering.
2. Die Arbeiten an der Studie „EU Ref 2016“ wurden zu einer Zeit beendet, als die Statistiken über den tatsächlichen Gasverbrauch der EU noch nicht vorlagen. Daher ist das **Jahr 2015** im EU Referenzszenario 2016 bereits ein Prognosewert (also ein Modellergebnis). Prognosen werden stets ohne Wettereinfluss, also temperaturbereinigt angegeben.
3. Die Angaben zu den Importmengen nach Herkunft (Algerien, Norwegen usw.) basieren aber auf der erwähnten BP-Statistik, die **Ist-Werte** ausweist. Da das Jahr 2015 etwas wärmer war als der langjährige Mittelwert, lagen die tatsächlichen Lieferungen unter dem (in EU Ref 2016 berechneten, temperaturneutralen) Wert für 2015.
4. Weitere Gründe für eine statistische Differenz können sich daraus ergeben, dass nicht immer zweifelsfrei feststeht, ob Angaben einer Statistik als **oberer oder unterer Heizwert** angegeben sind.
5. Die statistische Differenz verschwindet in der Prognose, da dann sowohl der Importbedarf als auch die Herkunft der Gaslieferungen temperaturneutral dargestellt werden.

Erläuterungen der Abweichung der Zusammenfassung EU Ref 2016 von den hier dargestellten Zahlen

Wie in dieser Studie an mehreren Stellen ausgeführt (siehe unter anderem Kapitel 10) kann der Energieinhalt von Kohlenwasserstoffen (Öl, Erdgas) als unterer Heizwert und als oberer Heizwert angegeben werden. Die beiden Werte unterscheiden sich dadurch, dass beim oberen Heizwert die gesamte im Verbrennungsprozess entstehende Energie erfasst wird, während beim unteren Heizwert davon die Energie abgezogen wird, die durch die Verdampfung des bei der Verbrennung entstehenden Wassers absorbiert wird. Das Verhältnis von unterem zu oberem Heizwert beträgt für Erdgas 0,9, was bedeutet, dass der untere Heizwert 10% unter dem oberen Heizwert liegt.

Energiebilanzen (wie EU Ref 2016) werden in der Regel in Energieeinheiten bezogen auf den unteren Heizwert angegeben. Gaswirtschaftliche Betrachtungen beziehen sich dagegen in der Regel auf den oberen Heizwert. Die Energieinhalte von Gasflüssen werden somit als oberer Heizwert je Volumeneinheit angegeben.

Bei der Betrachtung von Gasflüssen muss zudem berücksichtigt werden, auf welche Temperatur und welchen Druck im Normzustand sich das angegebene Gasvolumen bezieht. Bei steigender Temperatur dehnt sich das Gas aus, so dass ein Kubikmeter entsprechend weniger Moleküle enthält; umgekehrt enthält ein Kubikmeter mehr Moleküle, wenn er unter höherem Druck steht. Je nach Kontext und Anwendungsfall existieren unterschiedliche Normierungen der Bezugsgrößen für Gas, wie die folgende Tabelle zeigt:

Tabelle 5: Vergleich verschiedener Standards für Gase

Definiert in...	Temperatur	Druck	Hinweis
DIN 1343	273,15 Kelvin (0° Celsius)	1,0135 bar	„Normkubikmeter“
ISO 2533	288,15 Kelvin (15° Celsius)	1,0135 bar	„Standardkubikmeter“
ISO 6358	293,15 Kelvin (20° Celsius)	1,0 bar	Entspricht dem russischen Standard

Quellen: (IEA, Energy Statistics Manual), (Gazprom, PJSC Gazprom Annual Report, 2015)

Die vorliegende Studie bezieht sich auf den russischen Standardkubikmeter, da der Gegenstand der Betrachtung die Entwicklung des zusätzlichen Gasimportbedarfs von EU 28 und Schweiz sowie der Ukraine ist. Dieser zusätzliche Importbedarf soll mit der Kapa-

azität der Nord Stream 2 verglichen werden, deren Kapazität in russischen Standardkubikmetern angegeben wird.

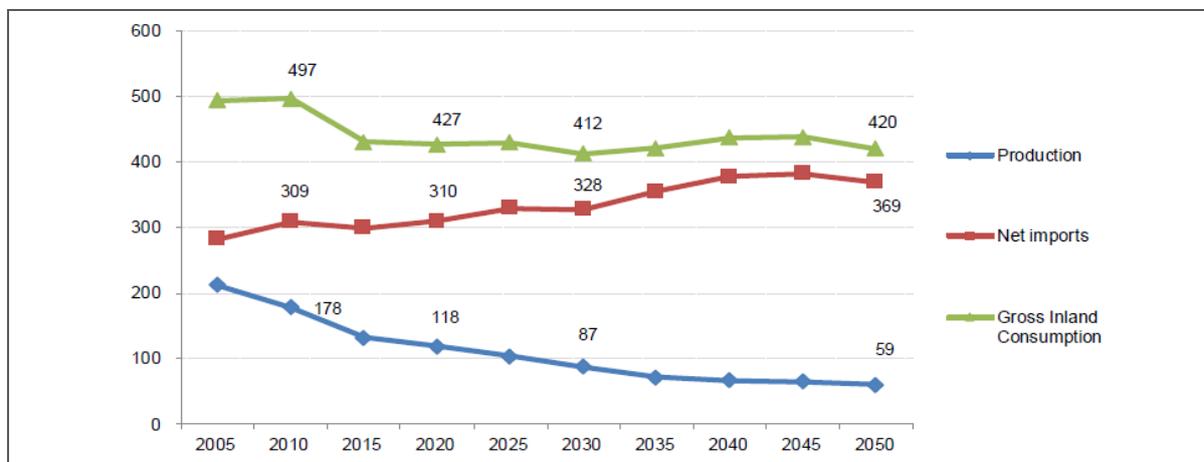
Am nachfolgenden Beispiel für das **Jahr 2010** kann nachvollzogen werden, wie die energetischen Angaben von EU Ref 2016 in der vorliegenden Studie in Volumenangaben umgerechnet wurden:

Tabelle 6: Herleitung der Volumenberechnung in der vorliegenden Studie am Beispiel 2010

	2010
Gasbedarf EU 28 unterer Heizwert gemäß EU Ref 2016	447.394 ktoe
Dies entspricht Gasbedarf EU 28 oberer Heizwert	497.104 ktoe
Zum Vergleich: Gasbedarf EU (oberer Heizwert) gemäß Eurostat	496.727 ktoe
Dies entspricht einem oberen Heizwert von (0,01163 TWh/ktoe)	5.781 TWh
Gasbedarf der Schweiz 2010 (oberer Heizwert)	37 TWh
Gasbedarf oberer Heizwert EU 28 / Schweiz (vgl. Abbildung 16)	5.818 TWh
Dies entspricht Kubikmeter gemäß russischem Standard (10,5 TWh / Mrd. m ³)	554 Mrd. m ³
Kubikmeter gemäß Eurogas Standard (10,83 TWh / Mrd. m ³)	537 Mrd. m ³

Die Zusammenfassung von EU Ref 2016 (Dokument „Main results“) enthält dagegen folgende Grafik:

Abbildung 35: Gas(import)bedarf der EU 28 gemäß EU Ref 2016 – Main results (in Mrd. m³)



Quelle: EU Ref 2016 – Main results, S. 4 (EC, 2016bb)

Gemäß dieser Quelle wurde zur Berechnung der Kubikmeter die Energiemenge von 447,394 Mtoe (Hu) mit einem **Umrechnungsfaktor** 1 Mtoe = 1,11 Mrd. m³ umgerechnet. EU Ref 2016 beruft sich hier auf BP. (Zitat: „The conversion rate of 1 Mtoe = 1.11 bcm was used for natural gas, based on the BP conversion calculator.“ Quelle: EU Ref 2016 – Main Results, S. 4). Umgekehrt ausgedrückt (und ebenfalls bei BP enthalten) wurde mit 0,9 Mtoe/Mrd. m³ gerechnet. Dies entspricht 10,47 TWh / Mrd. m³ oder 10,47 kWh / m³.

Hierbei wird nicht klar, ob es sich bei BP um kt₀e (H_u) oder kt₀e (H₀) handelt, ebenso wenig werden die Normbedingungen für das Volumen benannt.

Der von **BP angegebene Umrechnungsfaktor** ordnet sich folgendermaßen zum europäischen oder russischen Standard ein:

Tabelle 7: Vergleich der Umrechnungsfaktoren für Erdgas

Quelle	Umrechnungsfaktor
BP	10,47 kWh / m ³
Eurogas H ₀	10,83 kWh H ₀ / m ³
Russischer Standard H ₀ (bei 20°C)	10,5 kWh H ₀ / m ³ bei 20°C

Quelle: (BP, 2016b) (Eurogas, 2015), (Gazprom, PJSC Gazprom Annual Report, 2015)

Reines Methan (wichtigster Bestandteil von Erdgas) liegt bei 10,48 kWh H₀ / m³ (15 Grad Celsius).

Somit entspricht der bei BP angegebene Wert dem in dieser Studie für die Ermittlung der russischen Standardkubikmeter herangezogenen Wert (angegeben als oberer Heizwert bezogen auf einen Kubikmeter bei 20 Grad Celsius). Die Annahme, dass sich der BP Umrechnungsfaktor auf den unteren Heizwert bezieht, würde zu einem sehr hohen spezifischen oberen Heizwert führen, der in der EU praktisch nicht vorkommt.

Korrigiert man die in der Zusammenfassung von EU Ref 2016 enthaltenen Zahlen im Jahre 2010 um das Verhältnis zwischen H_u und H_o von $1 / 0,9 = 1,1111$ vor Anwendung des BP Umrechnungsfaktors ergibt sich im Jahr 2010 der Gasbedarf mit $497 * 1,1111 = 552$ Mrd. m^3 und der Gasimportbedarf mit $309 * 1,1111 = 343$ Mrd. m^3 . Damit würde sich die Darstellung sehr gut mit den Ergebnissen dieser Studie decken (vgl. Abbildung 16).

Das Unternehmen im Überblick.

Die **Prognos AG** berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen entwickeln wir praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber sowie internationale Organisationen.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9
4010 Basel | Schweiz

T +41 61 3273 - 310
F +41 61 3273 - 300

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin | Deutschland

T +49 30 520059 - 210
F +49 30 520059 - 201

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen | Deutschland

T +49 421 517046 - 510
F +49 421 517046 - 528

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel | Belgien

T +32 28089 - 910

Prognos AG

Schwanenmarkt 21
40213 Düsseldorf | Deutschland

T +49 211 91316 - 110
F +49 211 91316 - 141

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 23
79100 Freiburg | Deutschland

T +49 761 7661164 - 810
F +49 761 7661164 - 820

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München | Deutschland

T +49 89 9541586 - 710
F +49 89 9541586 - 719

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart | Deutschland

T +49 711 3209 - 610
F +49 711 3209 - 609

info@prognos.com
www.prognos.com