

Energiewirtschaftliche Begründung

Die Zielsetzung des EnWG verlangt eine sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Energieversorgung der Allgemeinheit. Zweck des Gesetzes ist ferner die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung. Bei der Sicherstellung der Energieversorgung soll nicht nur das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland, sondern der gesamte europäische Raum berücksichtigt werden. Das Vorhaben erfüllt diese Zielsetzung der Energieversorgung sowohl für die Bundesrepublik Deutschland als auch für Europa, denn es ist erforderlich, um den steigenden Erdgasimportbedarf zu decken sowie den sich verändernden Transportbedarf in den kommenden Jahrzehnten sicherzustellen.

Durch die Errichtung der EST sowie Erweiterungen der vorhandenen Infrastruktur durch den Bau der EUGAL und der AL NEL ist es möglich, das ab 2019 über die Nord Stream 2 ankommende Gas weiter zu transportieren. Nachfolgend werden der Anlass und die Gründe für das Vorhaben dargelegt und beschrieben, warum es für die Sicherung der Gasversorgung Deutschlands und Europas erforderlich ist.

Zwischen dem vorgelagerten Projekt der Nord Stream 2 und der EST, AL NEL und EUGAL besteht eine funktionale Abhängigkeit, sodass die Projekte miteinander verbunden sind. Kapitel 2.3.1 stellt daher zunächst zusammenfassend die Planrechtfertigung der Nord Stream 2, auf Basis der Antragsunterlagen der Nord Stream 2, dar.¹

1.1.1 Zusammenfassende Darstellung der Planrechtfertigung Nord Stream 2

Der Importbedarf Europas wird in den kommenden Jahren aufgrund des Rückgangs der Eigenproduktion in Europa und der Unsicherheiten bezüglich LNG steigen. Russland verfügt über die weltweit größten Erdgasreserven sowie über umfangreiche Förderkapazitäten und kann sowohl die Nachfrage in Russland als auch die Exporterwartungen in Europa erfüllen. Nach Prognosen von Nord Stream 2 wird die Importlücke von 30 Mrd. m³ im Jahr 2020 auf 59 Mrd. m³ im Jahr 2030 und 110 Mrd. m³ im Jahr 2050 ansteigen. Der Bau der Nord Stream 2-Pipeline kann diese Importlücke ab dem Jahr 2020 schließen. Die nachhaltig verfügbare Transportkapazität von Russland in Richtung EU-Gasmarkt wird so um 55 Mrd. m³/a erhöht und damit die zusätzliche Abhängigkeit von volatilem LNG vermieden.

Neben einer Schließung der absehbaren Importlücke kann die Nord Stream 2-Pipeline die Versorgungssicherheit auch und gerade in Bezug auf potenzielle Transit-, Liefer- und Nachfragerisiken sicherstellen.

Nord Stream 2 AG geht auch in Hinblick auf potenzielle Umwelt- und Klimaauswirkungen von erheblichen Vorteilen aus wie beispielsweise den deutlich kürzeren Weg von den jeweiligen Gasfeldern in Russland in den EU-Gasmarkt. Dies gilt sowohl im Vergleich zu Lieferungen über andere Pipelines wie Jamal-Europa und dem Zentralen Korridor, als auch im Vergleich mit allen wesentlichen LNG-Lieferoptionen.

Erdgas wird auf absehbare Zeit ein elementarer Bestandteil der Energieversorgung in Europa bleiben und kann zu niedrigeren Treibhausgasemissionen gegenüber der Energiegewinnung aus Kohle und Öl beitragen.

¹ vgl. ausführlich NORD STREAM 2 AG (2017): A.01 Vorhaben und Zulassungen für den deutschen Zuständigkeitsbereich, Kap. 5.3.2

Zudem steigert die Nord Stream 2-Pipeline den Wettbewerb zwischen Erdgas aus unterschiedlichen Herkunftsländern und trägt somit zu niedrigeren Gasmarktpreisen für Endverbraucher, mithin also zur preisgünstigen Energieversorgung bei.

Um die entstehende Importlücke in Europa– resultierend aus einer weitestgehend stabilen Erdgasnachfrage und einer rasch abnehmenden Erdgasförderung– zu decken, ist eine zusätzliche Versorgung mit Erdgas erforderlich. Die Nord Stream 2-Pipeline kann mit ihrer konzipierten Maximalkapazität von 55 Mrd. m³/a ab 2020 zur Versorgungssicherheit beitragen und auf diese Weise die Erdgasversorgung der EU sicherer, wirtschaftlicher, nachhaltiger, effizienter und verbraucherfreundlicher gestalten.

Durch die Anbindung der EST, AL NEL und EUGAL an die Nord Stream 2-Pipeline wird eine weitergehenden Integration des EU-Gasmarkts gewährleistet.

1.1.2 Sichere Energieversorgung durch EST, AL NEL und EUGAL

Die Realisierung des Vorhabens EST, AL NEL und EUGAL verbessert die sichere Energieversorgung gemäß § 1 Abs. 1 EnWG innerhalb der Bundesrepublik Deutschland und Europas.

Versorgungssicherheit umfasst dabei sowohl die Deckung der Nachfrage nach Energie als auch die Verstärkung der Versorgungssicherheit durch die Diversifizierung von Transportwegen².

Kapazitätsbedarf

Um den Bedarf an Erdgastransportkapazitäten in den kommenden Jahren zu ermitteln, fand im Sommer 2015 eine europaweite transparente Marktabfrage (**more capacity**) statt. Die im regulatorischen Rahmen angestoßene Marktabfrage der Fernleitungsnetzbetreiber GASCADE Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und der ONTRAS Gastransport GmbH (Stand: 2015)³ hatte zum Ziel, den künftigen Bedarf neuer Transportkapazitäten für H-Gas an den Grenzen des Marktgebietes GASPOOL zu ermitteln und so die Gasinfrastruktur zur Stärkung des europäischen Binnenmarkts langfristig weiter bedarfsgerecht zu entwickeln.

Hinsichtlich der im Rahmen der Abfrage unverbindlich eingereichten Anfragen wurde in der Nachfrageanalyse ermittelt, ob der angemeldete Bedarf eine weitergehende Planung neuer Ausbauvorhaben grundsätzlich notwendig macht. Soweit dies der Fall war, wurden die gesammelten Anfragen über technische Studien je Marktraumgrenze für die Dimensionierung verschiedener Angebotslevel, die später zur Auktion angeboten wurden, verwendet.

Im Rahmen dieser Analysen wurde ein zusätzlicher Bedarf an Erdgastransportkapazitäten festgestellt. Auf Basis dessen fanden am 6. März 2017 auf der europäischen Kapazitätsplattform PRISMA die verbindlichen Kapazitätsauktionen statt. Die bisher unverbindliche Nachfrage nach Transportkapazitäten wurde, wie in Abbildung 1 dargestellt, durch verbindliche Buchungen der Marktteilnehmer im Wesentlichen bestätigt. Um Gas von Nord Stream 2 über die EST Lubmin 2 an die EUGAL, die NEL und die Bestandsinfrastruktur zu übergeben, wurden Einspeisekapazität für 55 Mrd. m³/a gebucht. Für die Übergabe der in Lubmin eingespeisten Gasmengen an das tschechische Transportsystem, wurden aus dem GASPOOL-Marktgebiet Ausspeisekapazitäten in Höhe von 45,1 Mrd. m³/a gebucht. In Tschechien wurden in der gleichen Jahresauktion die korrespondierenden Einspeisekapazitäten in das tschechische Erdgastransportsystem vermarktet, damit ist der weitere Transport Richtung Südosteuropa gesichert.

² Salje, EnWG § 1 Rn. 26

³ Stand 2017: GASCADE Gastransport GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH und ONTRAS Gastransport GmbH, Fluxys Deutschland GmbH, NEL Gastransport GmbH

Aus den Auktionsergebnissen ergibt sich ein zusätzlicher Transportbedarf in Höhe von 9,9 Mrd. m³/a in Richtung Niederlande und ins zweite deutsche Marktgebiet Net Connect Germany (NCG). Diese Mengen werden über bestehende Grenzpunkte und bestehende Transportkapazitäten an die mit dem GASPOOL-Marktgebiet im Westen verbundenen Netzbetreiber Open Grid Europe (OGE) und Gasunie Transport Services übergeben.

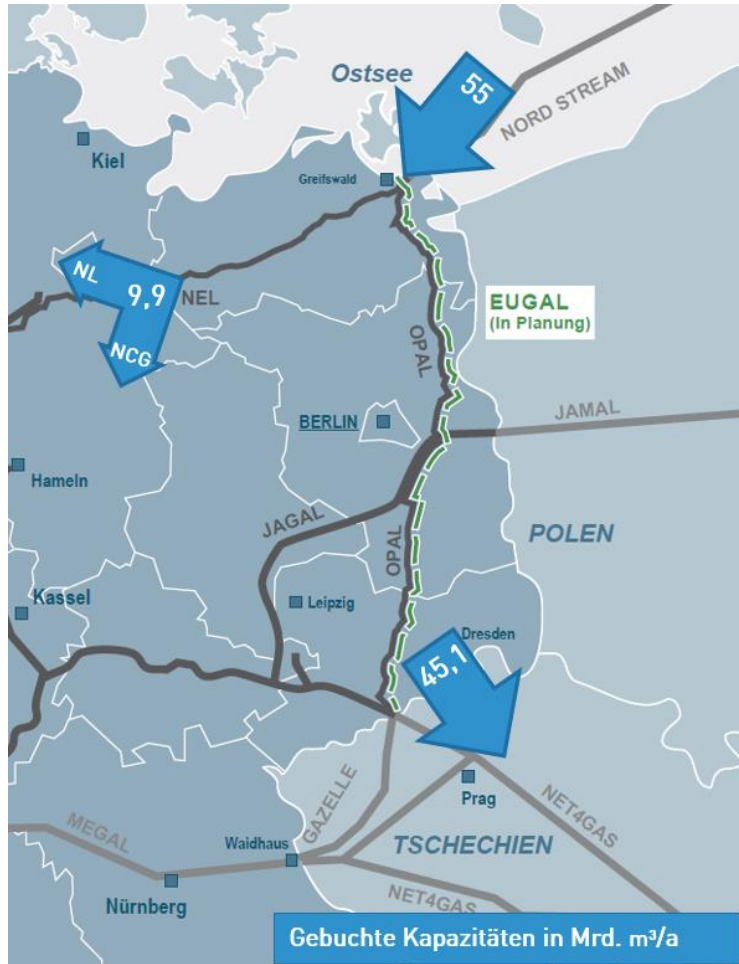


Abbildung 1: Ergebnisse der Jahresauktion 2017 für more capacity

Die auktionierten Kapazitäten sind zum 1. April 2017 in die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs („ELKB“) gemäß § 17 GasNZV eingeflossen.⁴ Die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs durch die Fernleitungsnetzbetreiber erfolgt jährlich und marktgebietsweit zum 1. April in einem netzbetreiberübergreifenden, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. Dabei müssen die Fernleitungsnetzbetreiber auch vorliegende Erkenntnisse aus durchgeführten Marktabfragen und die Auktionsergebnisse der Jahresauktionen zum langfristig verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf berücksichtigen. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, diese Erkenntnisse in den künftigen Netzausbau einfließen zu lassen. Die Auktionsergebnisse werden darüber hinaus im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 berücksichtigt.

Während aufgrund gesetzlicher Änderungen der Netzentwicklungsplan Gas seit 2016 nur noch im zweijährigen Rhythmus erstellt wird, muss die Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

⁴ vgl. FNB Gas (2017): Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zum 01.04.2017, http://www.fnb-gas.de/files/2017_03_31_ermittlung_des_langfristigen_kapazitaetsbedarfs_2017_1.pdf

gemäß § 17 GasNZV weiterhin jährlich erfolgen. Daher sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, diesen Bedarf im Jahr 2017 in einem eigenständigen Dokument zu veröffentlichen.⁵

Um den ermittelten zukünftigen Erdgasbedarf decken zu können, ist die Errichtung zusätzlicher Erdgastransportinfrastruktur notwendig. Das Vorhaben wird dazu beitragen, diesen ermittelten Transportbedarf zu befriedigen.

Darüber hinaus sorgt das Vorhaben der GASCADE, wie nachfolgend dargelegt wird, für eine Diversifizierung der Transportwege und der Erdgasbezugsquellen und unterstützt so die Sicherheit der zukünftigen Gasversorgung im Sinne des § 1 Abs. 1 EnWG. Der zusätzliche Import- und Transportweg kann potentiell auftretende Engpässe in Europa ausgleichen.

Ableitungskonzept auf Basis der vermarkteten Kapazitäten

Für den Transport nach Westen (Net Connect Germany und Niederlande) ist neben der Erdgasempfangsstation Lubmin 2 die Verbindung der EUGAL mit der Ferngasleitung NEL zwingend erforderlich. Das technische Konzept der EUGAL sieht im Sinne der Versorgungssicherheit vor, sowohl russische Gasmengen aus der Nord Stream 2 wie auch westeuropäische Gasmengen transportieren zu können – und zwar bidirektional. Dabei kommt der neuen GDRM-Anlage Lubmin-NEL, die zwischen EUGAL und NEL über eine Austauschkapazität in Höhe von 3,5 Mrd. m³/a verfügen wird, eine besondere Bedeutung zu. Über die GDRM Lubmin-NEL können im Falle von geplanten Wartungsarbeiten oder ungeplanten technischen Ausfällen der Anlandestation Greifswald oder der Erdgasempfangsstation Lubmin 2 Gasmengen - unabhängig von der Verfügbarkeit der Einspeisestationen - in Richtung Westen oder Süden transportiert werden. Außerdem kann über diese Verbindung Erdgas, das an den westlichen Einspeisepunkten des GASPOOL-Marktgebietes eingespeist wird, über die NEL und EUGAL in Richtung Polen und Tschechien gebracht werden. Damit steht für die ost- und südosteuropäischen Staaten eine leistungsfähige Anbindung an die norwegischen Produktionsfelder, die größten westeuropäischen Erdgasspeicher in Norddeutschland und den Niederlanden, sowie an die LNG-Terminals in Frankreich, Belgien und den Niederlanden (Abbildung 2) zur Verfügung. Aus diesem Grund ist es erforderlich, dass für die GDRM Lubmin-NEL eine bidirektionale Kapazität von insgesamt 20 Mrd. m³/a vorgesehen wird.

Von den über die EST in die EUGAL eingespeisten 55 Mrd. m³/a werden 51,5 Mrd. m³/a ab der Verbindung der EUGAL mit der NEL bis nach Kienbaum transportiert. Am Netzknoten Kienbaum ist die Verbindung der EUGAL mit der Ferngasleitung FGL 306, die sich im Bruchteilseigentum der Fernleitungsnetzbetreiber ONTRAS und OGE befindet, erforderlich, um Gasmengen über die der FGL 306 strömungsmechanisch nachgelagerte Ferngasleitung NETRA in Richtung Westen zu transportieren. Die Verbindung ist für die Mengen erforderlich, die nicht über die AL-NEL und die GDRM Radeland 2 ohne zusätzliche Ausbaumaßnahmen nach Westen transportiert werden können. Die dazu erforderliche GDRM-Anlage mit einer Kapazität für 5,5 Mrd. m³/a wird von ONTRAS errichtet. Die Verbindung ermöglicht ohne zusätzliche Maßnahmen den flexiblen Abtransport von Mengen, die an der Erdgasempfangsstation Lubmin 2 eingespeist werden und über die EUGAL in Richtung Westen (NCG und Niederlande) transportiert werden.

Von Kienbaum werden 46 Mrd. m³/a über die EUGAL bis zur Verdichterstation Radeland 2 transportiert. Davon sind Transportmengen in Höhe von 45,1 Mrd. m³/a für Tschechien vorgesehen. In Radeland werden nach der Druckerhöhung bis zu 10,6 Mrd. m³/a Erdgas über die neu zu errichtende GDRM Radeland 2 in die bestehende Ferngasleitung JAGAL übergeben werden können. Von diesen Mengen werden 0,9 Mrd m³/a unter Nutzung der bestehenden Infrastruktur JAGAL und

⁵ vgl. FNB Gas (2017): Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zum 01.04.2017, http://www.fnb-gas.de/files/2017_03_31_ermittlung_des_langfristigen_kapazitaetsbedarfs_2017_1.pdf

STEGAL-West, ohne weitere Ausbaumaßnahmen, nach Westen transportiert. Weitere Teilmengen in Höhe von 6,4 Mrd. m³/a werden durch Nutzung von Bestandskapazitäten der GASCADE über JAGAL und STEGAL-Ost nach Olbernhau transportiert und dort an den tschechischen Netzbetreiber NET4GAS übergeben. Die verbleibenden Mengen in Höhe von 3,3 Mrd. m³/a werden über die JAGAL zur bestehenden GDRM Groß-Köris (Eigentümer ONTRAS) transportiert und dort an den Fernleitungsnetzbetreiber ONTRAS übergeben. Der dann erforderliche Ausbau der GDRM Anlage in Groß-Köris erfolgt durch die ONTRAS als Eigentümer. Über das bestehende Fernleitungsnetz der ONTRAS werden diese Mengen weiter nach Tschechien transportiert. Weitere Mengen werden über die EUGAL zum geplanten neuen deutsch-tschechischen Übergabepunkt Deutschneudorf-EUGAL transportiert und über die neu zu errichtende GDRM Deutschneudorf-EUGAL an den tschechischen Netzbetreiber NET4GAS übergeben. Mit Fertigstellung der ersten Ausbaustufe werden ab Ende 2019 bis zu 21 Mrd. m³/a bereitgestellt. In der zweiten Ausbaustufe werden ab Ende 2020 die Mengen auf bis zu 35,4 Mrd. m³/a erhöht. Aufgrund der Vorgaben der europäischen SOS-Verordnung (994/2010) und im Sinne der Erhöhung der Versorgungssicherheit ist für Messanlagen, die für den innereuropäischen grenzüberschreitenden Transport genutzt werden, die Reversierbarkeit vorzusehen. Deswegen wird auch die GDRM Deutschneudorf-EUGAL als bidirektionale Anlage errichtet.

Zur Verbesserung der deutschen und europäischen Versorgungssicherheit kommt der EUGAL eine zentrale Bedeutung zu. Durch die Verbindung mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur in Kienbaum (mit der FGL 306 und der NETRA) und in Radeland (mit der JAGAL) sowie in Lubmin (mit der NEL) kann neben der Einspeisung von russischem Erdgas aus der Nord Stream 2, Erdgas aus ostdeutschen Erdgasspeichern und den westlichen Einspeisepunkten des GASPOOL-Marktgebietes in der EUGAL transportiert werden. Die westlichen Einspeisepunkte sind mit großen Erdgasspeichern in Nordwestdeutschland und den Niederlanden, mit Produktionsleitungen aus Norwegen und über die Infrastruktur der benachbarten westeuropäischen Netzbetreiber mit LNG-Terminal verbunden.

An der deutsch-tschechischen Grenze in Deutschneudorf / Hora Svaté Kateřiny soll die EUGAL mit der bestehenden und der neu zu errichtenden Erdgastransportinfrastruktur der Tschechischen Republik verbunden werden.

Dazu ist in der Tschechischen Republik der Bau einer ca. 2 km langen Anschlussleitung von der Grenze (Ende der EUGAL) bis zur bestehenden Grenzübergangsstation Hora Svaté Kateřiny und weiter bis zum Leitungsknotenpunkt Kateřinský Creek vorgesehen. Sowohl an der Übergangsstation als auch am Knotenpunkt soll die Anschlussleitung in das bestehende Leitungsnetz integriert werden. Zwecks Transportkapazitätserhöhung der bestehenden Erdgastransportinfrastruktur soll zudem im Gebiet der Gemeinde Jirkov eine Verdichterstation errichtet werden. Geplant ist die Inbetriebnahme der neuen Anschlussleitung sowie der Verdichterstation in Koordination mit der Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe der EUGAL.

Mit den zuvor beschriebenen Ausbaumaßnahmen können am neuen Netzkopplungspunkt mit der EUGAL zusätzlich bis zu 21 Mrd. m³/a von der Erdgastransportinfrastruktur der Tschechischen Republik aufgenommen, teilweise für die eigene Gasnachfrage genutzt und weiter in Richtung Slowakei transportiert werden.

Zur weiteren Erhöhung der tschechischen Transportkapazität ist außerdem der Bau einer ca. 150 km langen Erdgasleitung zwischen den Leitungsknoten Kateřinský Creek und Přimda sowie die Erweiterung der bestehenden tschechisch-slowakischen Grenzübergangsstation Lanžhot beabsichtigt. Es ist angestrebt, dass die Inbetriebnahme dieser Infrastrukturmaßnahme möglichst zeitnah mit der Inbetriebnahme der zweiten Ausbaustufe der EUGAL erfolgen kann.

Durch diese Ausbaumaßnahmen können am neuen Netzkopplungspunkt an der deutsch-tschechischen Grenze nochmals bis zu 14,4 Mrd. m³/a aufgenommen und auch weiter in Richtung Slowakische Republik transportiert werden.

Nach Inbetriebnahme aller vom tschechischen Netzbetreiber NET4GAS vorgesehenen neuen Projekte zur Erweiterung der Erdgastransportinfrastruktur in der Tschechischen Republik soll demnach an der deutsch-tschechischen Grenze eine zusätzliche Einspeisekapazität für nationale Gasbedarfe und den Transport in Richtung Slowakische Republik in der ersten Ausbauphase von bis zu 21 Mrd. m³/a und im Endausbau von bis zu 35,4 Mrd. m³/a zur Verfügung stehen.

Über die beabsichtigte Erweiterung der bestehenden tschechisch-slowakischen Grenzübergangsstation in Lanžhot hinaus, sind GASCADE keine weiteren erforderlichen Ausbaumaßnahmen der Erdgastransportinfrastruktur in der Slowakischen Republik bekannt.

1.1.2.1 Beitrag zur Deckung der zukünftigen Versorgungslücke in der Bundesrepublik Deutschland

Derzeit wird die Bundesrepublik Deutschland sowohl durch H-Gas (High calorific gas) als auch durch L-Gas (Low calorific gas) versorgt. L-Gas hat einen geringeren Methangehalt und damit einen geringeren Brennwert als H-Gas. L-Gas stammt aus deutschen und niederländischen Erdgasvorkommen. Die Förderung aus diesen Quellen nimmt stark ab. Nach aktuellem Stand soll der Export niederländischen Erdgases nach Deutschland in den kommenden Jahren zurückgefahren werden und im Oktober 2029 komplett zum Erliegen kommen⁶. Daher entsteht in der Bundesrepublik Deutschland in den nächsten Jahren ein kontinuierlich steigender Bedarf nach zusätzlichen Importkapazitäten für H-Gas. Dieser zukünftige Kapazitätsbedarf wird durch aktuelle Prognosen und Erkenntnisse deutlich⁷.

Um den schon mittelfristig bestehenden Zusatzbedarf decken zu können, müssen bis zum Jahr 2022 7 Mrd. m³/a und über das Jahr 2027 hinaus 17 Mrd. m³/a zusätzliche Importkapazitäten bereitgestellt werden⁸. Dementsprechend haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber die notwendigen Ausbaumaßnahmen für diese Kompensation seit 2014 in die deutschen Netzentwicklungspläne aufgenommen⁹. Auch das Vorhaben der GASCADE leistet einen bedeutenden Beitrag, um diese auftretende Versorgungslücke zu schließen.

Durch den geplanten Bau der Nord Stream 2 wird eine zusätzliche Liefermöglichkeit für zukünftig benötigtes Erdgas zur Verfügung stehen, wodurch die Versorgungssicherheit für die Bundesrepublik Deutschland verbessert und ein Beitrag zur langfristigen Absicherung des zu erwartenden Mehrbedarfs über die nächsten zehn Jahre hinaus geleistet werden kann. Das Vorhaben der GASCADE bindet diese neue Infrastruktur an das deutsche Fernleitungsnetz an. So kann ein beträchtlicher Teil der mittel- bis langfristig entstehenden Deckungslücke in der Bundesrepublik Deutschland geschlossen werden.

⁶ vgl. Bundesnetzagentur, Umstellung von L- auf H-Gas, <http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/UmstellungGasbeschaffenheit/UmstellungGasqualitaet-node.html>

⁷ vgl. Entwurf Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2016 S.135 ff.

⁸ vgl. Entwurf NEP Gas 2016, Tabelle 28, S.99 sowie Government of the Netherlands: Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, <https://www.government.nl/latest/news/2014/01/17/natural-gas-production-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen>, 17.01.2014 sowie Entwurf NEP Gas 2016, Abbildung 20, S.98

⁹ vgl. NEP Gas 2014, NEP Gas 2015, Entwurf NEP Gas 2016

Deswegen hat die Bundesnetzagentur die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, einen Teil der geplanten Erweiterung der Nord Stream bereits im aktuellen NEP 2016-2026 zu berücksichtigen.¹⁰ Und zwar jene Mengen, die geeignet sind, einen Teil des zukünftigen deutschen Zusatzbedarfs (42%), den es ab 2021 geben und der sukzessive ansteigen wird, zu decken. Um dies gewährleisten zu können, muss im Jahr 2020 neue Infrastruktur fertiggestellt sein, mit der zusätzliches Erdgas transportiert werden kann.

Die AL NEL ist ein erforderliches Bindeglied zwischen EUGAL und NEL, um das an der EST Lubmin 2 ankommende Gas aus der Nord Stream 2 dem deutschen und westeuropäischen Markt zur Verfügung zu stellen. Die Anbindungsleitung erhöht die Nutzung von bereits vorhandenen Kapazitäten auf der NEL um bis zu 3,5 Mrd. m³/h. Zudem wird die AL NEL den Erdgastransport größtmöglich flexibilisieren: So können durch einen sog. Reverse Flow über die AL NEL bis zu 20 Mrd. m³/a sowohl von der EUGAL in die NEL (Richtung Westen) als auch von der NEL in die EUGAL (Richtung Osten) überspeist werden. Mit der AL NEL werden die beiden größten deutschen Importpunkte Greifswald und Lubmin 2 über eine leistungsstarke Verbindung landseitig verbunden, um im Fall von Wartungsarbeiten oder ungeplanten technischen Ausfällen der vorgelagerten Infrastruktur Erdgas aus westeuropäischen Quellen zu transportieren und so die Versorgungssicherheit deutlich zu erhöhen.

Damit der Bedarf im Jahr 2020 tatsächlich gedeckt werden kann, müssen die Transportkapazitäten Richtung Westen durch neue Transportkapazitäten Richtung Süden ergänzt werden. Dies übernimmt die EUGAL.

¹⁰ vgl. Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026, http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Gas/NEP_Gas2016/Szenariorahmen2016/NEP_Gas_Szenario_node.html

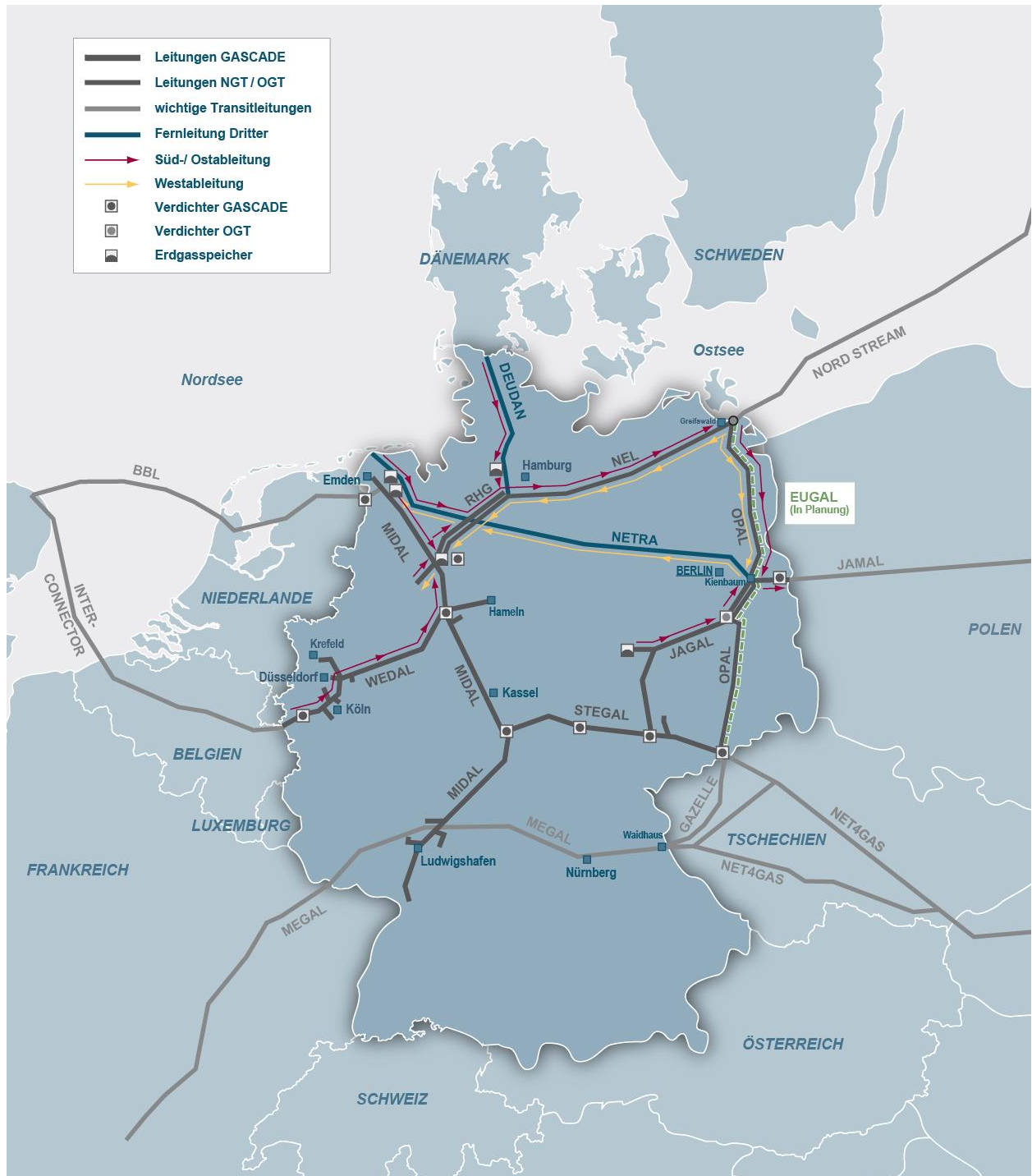


Abbildung 2: Flexibilisierung des deutschen Ferngasleitungsnetzes durch die EUGAL

Auf der EUGAL ist die Errichtung von drei Netzverbindungen mit dem bestehenden deutschen Fernleitungsnetz vorgesehen. Durch direkte Verbindungen an die Ferngasleitungen JAGAL, NEL und NETRA sowie indirekte Verbindungen mit weiteren bedeutenden Leitungen ermöglicht die EUGAL flexiblere Fahrweisen in großen Teilen des deutschen Fernleitungsnetzes, wodurch die Netzstabilität und Netzsicherheit allgemein verbessert wird (Abbildung 2). Durch diese Netzverbindungen können Erdgasmengen bis zu einer Höhe von 9,9 Mrd. m³/a ab dem Jahr 2020 in den deutschen Markt transportiert werden und so unmittelbar zur Deckung des prognostizierten deutschen Mehrbedarfs beitragen.

Die neue Transportinfrastruktur trägt zur Flexibilisierung im deutschen Ferngasnetz bei: Über die an die Erdgasempfangsstation Lubmin 2 angeschlossene neue Ferngasleitung EUGAL soll das Gas weiter Richtung tschechische Marktraumgrenze sowie über die AL NEL nach Westen transportiert werden.

1.1.2.2 Beitrag zur Deckung des zukünftigen Erdgasbedarfs in Europa

Das Vorhaben der GASCADE leistet einen wichtigen Beitrag zur Sicherstellung des zukünftigen Erdgastransportbedarfs in Europa. Prognosen zur europäischen Gesamtnachfrage und der europäischen Eigenproduktion gehen davon aus, dass Europa künftig verstärkt auf Importe angewiesen ist. Demnach wird der Erdgasbedarf im Jahr 2035 zwischen 406 Mrd. m³/a und 526 Mrd. m³/a betragen.¹¹ Nach Prognosen auf Basis des TYNDP 2017 wird bis 2035 eine Bedarfslücke von jährlich 63 bis zu 183 Mrd. Kubikmetern (m³/a) entstehen – je nach Szenario und verwendeten Annahmen.¹²

Bei der Planung der EUGAL wurden mittlere Bedarfsszenarien des europäischen Netzentwicklungsplans TYNDP zugrunde gelegt. Im TYNDP werden vier mögliche Entwicklungspfade der Erdgasnachfrage in Europa dargestellt. In drei der Entwicklungspfade stagniert bzw. sinkt die Erdgasnachfrage, in einem Entwicklungspfad steigt die Erdgasnachfrage. Die Produktionsmengen aus bestehenden Feldern in den erdgasproduzierenden Ländern Europas – insbesondere in Großbritannien, den Niederlanden und Norwegen – nehmen ab.¹³ Nennenswerte Neufunde von Erdgas innerhalb Kontinentaleuropas sind nicht absehbar. Die mögliche Förderung von Schiefergas und Gas aus anderen unkonventionellen Lagerstätten ist mit großen politischen und rechtlichen Unsicherheiten behaftet.¹⁴

Zur Deckung der Erdgasnachfrage wurden im TYNDP für die Importe von Gasmengen ein minimales und ein maximales Szenario entwickelt. Die tatsächliche Entwicklung der Importmengen für den EU-Binnenmarkt wird sehr stark davon abhängen, wie sich in den einzelnen Lieferländern die Förderung, der Inlandsverbrauch, die Produktion der Förderung als LNG für den Weltmarkt, die globale Preisentwicklung für LNG und die Verfügbarkeit der vorhandenen Infrastrukturen entwickeln werden.

1.1.2.3 Importe aus Russland

Russland besitzt die weltweit zweitgrößten nachgewiesenen Erdgasreserven und ist der zweitgrößte Erdgasproduzent der Welt.¹⁵ Die nachgewiesenen Erdgasreserven werden nach heutiger Einschätzung für die nächsten 75 Jahre ausreichen.

Während die russischen Transitzkapazitäten für den europäischen Binnenmarkt über Nord Stream 1 in Höhe von 55 Mrd. m³/a, und über Weißrussland in Höhe von 38,4 Mrd. m³/a nachhaltig verfügbar sind, besteht starke Unsicherheit über die zukünftige Verfügbarkeit der Transitzkapazitäten für russisches Gas durch die Ukraine. Der ukrainischen Transportnetzbetreiber Ukrtransgaz hat im September 2016 angekündigt, sich auf drei zukünftige Szenarien einzustellen: Transitzkapazitäten von

¹¹ vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.56, Anmerkung: Demand-Szenarien aus TYNDP (2017) + Ukraine

¹² vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C2 Demand, Annex C5 Supply

¹³ vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.102

¹⁴ vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.109

¹⁵ vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.81

Russland bis zur EU-Außengrenze für 0 Mrd. m³/a, 30 Mrd. m³/a oder 70 Mrd. m³/a.¹⁶ Der Zustand des ukrainischen Gastransportsystems und die begrenzten finanziellen Möglichkeiten für eine umfassende Sanierung deuten nicht darauf hin, dass der russische Gastransit durch die Ukraine nach 2019 im heutigen Umfang fortgesetzt werden kann. Eine nachhaltige Transitkapazität in Höhe von 70 Mrd. m³/a, ist daher unrealistisch. Andererseits wird das ukrainische Erdgastransitsystem im Reverse Flow für den Gasimport aus der EU benötigt, weshalb eine vollständige Stilllegung der Transitinfrastruktur in der Ukraine nahezu ausgeschlossen werden kann. Aus technischer und finanzieller Sicht erscheint eine ukrainische Transitkapazität bis zur EU-Außengrenze in Höhe von 30 Mrd. m³/a nachhaltig möglich und wird als maximale Transitkapazität im Weiteren betrachtet. Dies entspricht der derzeitigen Transitkapazität der voraussichtlich in der nahen Zukunft sanierten Urengoi-Pomary-Uschhorod-Pipeline.

Finnland und die baltischen Staaten sind derzeit technisch nicht mit dem restlichen EU-Binnenmarkt verbunden. Aus diesem Grund werden die EU-Importkapazitäten aus Russland in diese Staaten in Höhe 6,2 Mrd. m³/a nicht übersteigen. Dies entspricht dem gemittelten zukünftigen Erdgasbedarf in diesen Staaten nach TYNDP.¹⁷

Die für den EU-Binnenmarkt verfügbare Importkapazität müsste um 9,6 Mrd. m³/a reduziert werden, wenn in Polen und den baltischen Staaten verstärkt LNG importieren würde, da über Teile der Transportinfrastruktur nur regionale Versorgungsgebiete erreicht werden können.

1.1.2.4 Importe aus Norwegen

In Norwegen sind die größten europäischen Erdgasreserven verfügbar. Die geförderten Gasmengen werden fast vollständig exportiert. Der überwiegende Teil der Gasmengen wird über die vorhandene norwegische Offshore-Infrastruktur direkt in den EU-Binnenmarkt transportiert. Im Jahr 2016 hat Norwegen von den geförderten Gasmengen 6,1 Mrd. m³/a als LNG exportiert.¹⁸

Abbildung 3 zeigt, dass die Fördermengen aus den entwickelten Feldern nach 2020 deutlich abnehmen werden und durch die Förderung aus noch zu entwickelnden sowie bislang unentdeckten Feldern nicht vollständig ersetzt werden können.

¹⁶ vgl. UNIAN.INFO (2017), <https://www.unian.info/economics/1519579-reuters-ukraine-may-decommission-part-of-gas-network-on-lower-russian-supplies.html>

¹⁷ vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C2 Demand

¹⁸ vgl. INTERNATIONAL GAS UNION: WORLD LNG REPORT (2017), S.9,

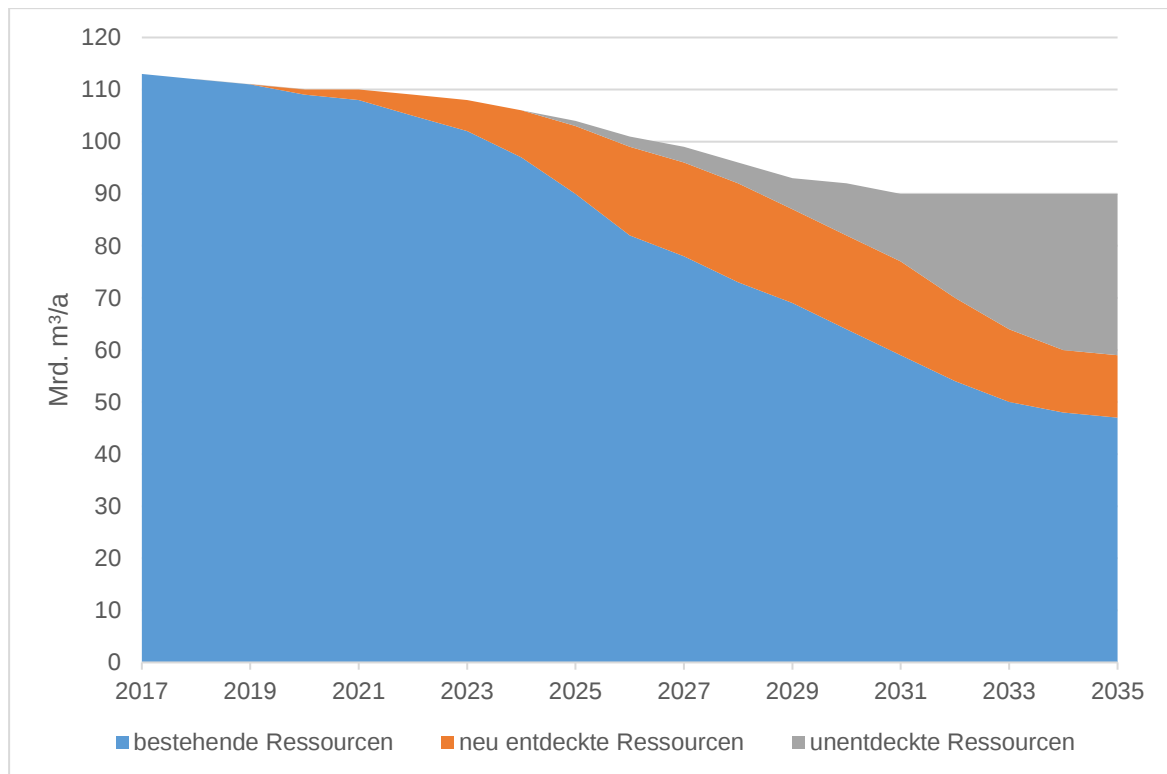


Abbildung 3: Produktionsprognose für Norwegen einschließlich LNG¹⁹

Der überwiegende Teil der bisher noch unentdeckten Felder liegt vermutlich im nördlichen europäischen Nordmeer oder in der Barentssee. Die vorhandene norwegische Offshore-Pipeline-Infrastruktur müsste ebenfalls noch weiter entwickelt werden. Wahrscheinlicher ist es, dass das Gas dieser Felder als LNG exportieren wird.

1.1.2.5 Importe aus Nordafrika (Libyen und Algerien)

Libyen und Algerien verfügen über eine umfangreiche, derzeit nicht vollständig genutzte Pipeline-Infrastruktur, um Erdgas in den EU-Binnenmarkt zu exportieren. Aufgrund politischer Unsicherheit fehlen, insbesondere in Libyen, Investitionen für die weitere Entwicklung der Förderung. In Algerien ist zu dem mit einem stark zunehmenden Eigenverbrauch zu rechnen, der durch die politisch gewünschten niedrigen Erdgaspreise im Land nicht gebremst wird. Von der algerischen Erdgasproduktion wurden in den Jahren 2014 bis 2016 durchschnittlich ca. 16,5 Mrd. m³/a als LNG dem gesamten Weltmarkt zur Verfügung gestellt.²⁰

1.1.2.6 Importe aus Aserbaidschan

Vom kaspischen Raum kommend, befinden sich gerade die neuen Infrastrukturen TANAP und TAP in der Türkei, Griechenland, Albanien und Italien im Bau. Die Inbetriebnahme der Infrastrukturen ist für 2019/2020 geplant. Es gibt derzeit keine Anzeichen, dass die neuen Infrastrukturen nicht mit ausreichenden Gasmengen versorgt werden könnten. Außerdem ist der südliche Korridor für den Binnenmarkt der EU von besonderer Bedeutung, da damit insbesondere für Süd- und Südosteuropa neben LNG oder russischen Gasmengen eine alternative Quelle zur Verfügung steht.

¹⁹ vgl. Eigene Darstellung in Anlehnung an: NORSKPETROLEUM (2017), <http://www.norskpetsroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/#natural-gas>

²⁰ vgl. INTERNATIONAL GAS UNION: WORLD LNG REPORT (2015), S.9, WORLD LNG REPORT (2016), S.7, WORLD LNG REPORT (2017), S.9, Anmerkung: Umrechnung: 1 MTPA entspricht 1,36 Mrd. m³/a

1.1.2.7 Importe als LNG

Im globalen Flüssiggas (LNG)-Markt konkurriert aus europäischer Sicht der EU-Binnenmarkt mit asiatischen Verbrauchern um potenzielle LNG-Importe. Die Preisentwicklung im asiatischen Raum ist stark von der Nachfrage der Länder abhängig, die ausschließlich auf LNG-Importe angewiesen sind, da ihnen Pipeline-Infrastruktur fehlt. Dies trifft insbesondere auf die beiden weltweit größten LNG-Importeure, Japan und Korea, zu. Daneben wird die LNG Nachfrage in China in Zukunft deutlich steigen, da Kohle durch klimafreundlicheres Erdgas ersetzt wird und eine erhöhte Nachfrage aufgrund des prognostizierten Wirtschaftswachstums besteht.

Derzeit sind in Europa 24 LNG-Terminals mit Regasifizierungskapazitäten von jährlich rund 214 Mrd. m³/a in Betrieb; weitere LNG-Anlagen befinden sich im Bau.²¹ Von diesen Kapazitäten befinden sich 77 Mrd. m³/a in Spanien und Portugal.²² Zwischen der iberischen Halbinsel und Zentraleuropa stehen allerdings kaum Pipeline-Kapazitäten zur Verfügung. Das hat zur Folge, dass die LNG-Terminals in Spanien und Portugal nur die Inlandsnachfrage decken und damit – wegen fehlender Leitungen – kaum zur Versorgung des restlichen EU-Binnenmarktes beitragen können. Die nicht nutzbare Kapazität beträgt in 2035 ca. 30 Mrd. m³/a. Damit stehen dem EU-Binnenmarkt effektiv nutzbare Regasifizierungskapazitäten in Höhe von 184 Mrd. m³/a zur Verfügung.

Laut TYNDP gehen die Prognosen für Flüssiggasimporte davon aus, dass diese sich bis zum Jahr 2035 gegenüber dem Jahr 2016 (43 Mrd. m³/a) im Minimumszenario auf rund 31 Mrd. m³/a reduzieren werden. Im Maximumszenario geht der TYNDP davon aus, dass sich der LNG-Import im Jahr 2035 auf rund 165 Mrd. m³/a erhöhen wird, das entspricht einer Vervierfachung gegenüber dem Jahr 2016. Dabei gehen Prognosen davon aus, dass in der ersten Hälfte der 2020er-Jahre eine Knappheit an LNG in Europa einsetzen kann, auch und gerade wegen des Wettbewerbs um LNG mit asiatischen Regionen, die hohe Preise zu zahlen bereit sind.

1.1.2.8 Eigenproduktion der EU

Aktuell werden nach TYNDP ungefähr 15 Mrd. m³/a Biogas produziert, davon etwa 50% in Deutschland.²³ Dieses Biogas wird vorwiegend lokal zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung verwendet. Weniger als 1 Mrd. m³/a wird in Deutschland in die Erdgasinfrastruktur eingespeist.²⁴ In Deutschland wird das ursprüngliche Ziel, zukünftig bis zu 11 Mrd. m³/a Biogas zu produzieren, nicht mehr verfolgt und aus den entsprechenden gesetzlichen Regelungen, wie der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV) gestrichen. Im gleichen Zuge wurde auch der Biogas Monitoringbericht der Bundesnetzagentur eingestellt. Eine ähnliche Entwicklung ist für den EU-Binnenmarkt zu erwarten.

Die Eigenproduktion in Europa ist stark rückläufig. Dies gilt konkret für die Niederlande, Großbritannien, Deutschland, Italien und Rumänien betroffen.²⁵ In den Niederlanden besteht dazu eine große Unsicherheit, ob bei anhaltenden seismischer Aktivitäten in der Region Groningen die Produktion nicht doch schneller reduziert werden muss, wie bisher angenommen.²⁶ Der TYNDP geht

²¹ vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex A1 Infrastructure Projects "Capacities" und "LNG Terminals", Annex D Capacities "LNG"

²² vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex A1 Infrastructure Projects "Capacities" und "LNG Terminals", Annex D Capacities "LNG"

²³ vgl. BNETZA, Monitoringbericht (2016), S.61

²⁴ vgl. BNETZA, Monitoringbericht (2016), S.272

²⁵ vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, C5 Supply „Indigenous Production“

²⁶ vgl. Wirtschaftsministerium Niederlande, <https://www.sodm.nl/actueel/nieuws/2017/04/18/xxxxxxx>, 18.04.2017

davon aus, dass sich die Eigenproduktion in den bisher bekannten europäischen Förderregionen bis zum Jahr 2035 um ca. 72 Mrd. m³/a gegenüber dem Jahr 2020 reduzieren wird. Die Mittelmeerregion um Zypern wird nach TYNDP als einzige langfristig ansteigende Eigenproduktionsregion des EU-Binnenmarktes prognostiziert. Ab dem Jahr 2022 wird dort mit einer konstanten Eigenproduktion in Höhe von ca. 11 Mrd. m³/a gerechnet. Es ist aber unklar, ob die in Richtung Zentraleuropa laufende, ca. 1.900 Kilometer lange Offshore- und Onshore-Pipeline-Infrastruktur „East Med“²⁷ bis 2022 realisiert wird, oder die Produktion als LNG dem Weltmarkt zur Verfügung gestellt wird.

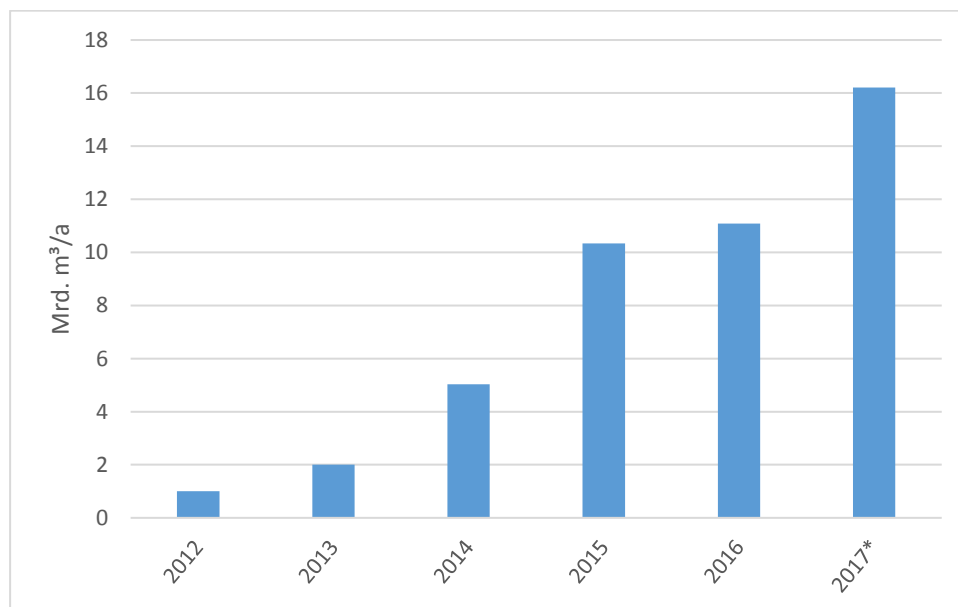
1.1.2.9 EU-Bedarfsszenarien

Im TYNDP 2017 gibt es vier Gasnachfrageszenarien für die 28 EU-Staaten, für die Schweiz sowie Bosnien-Herzegowina, Serbien und die Republik Mazedonien, die den Zeitraum bis 2037 abbilden. Ziel dieser Szenarien ist die realistische Abbildung des aktuellen Gasbedarfs und seiner Entwicklung in Anbetracht unterschiedlicher politischer, wirtschaftlicher und technischer Rahmenbedingungen.

Die Datenbasis der Szenarien bilden jährliche Verbrauchsdaten. Zusätzlich werden zur Überprüfung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit Spitzenlasttage und zweiwöchige Kälteperioden angenommen, mit denen zusätzlich die Robustheit der Prognosen überprüft wird.

Der Gesamtverbrauch untergliedert sich in die sektoralen Verbräuche des Wohnsektors, des Gewerbesektors, des Industriesektors, des Transportsektors sowie des Elektrizitätssektors auf. Die Nachfrage im Fall des Elektrizitätssektors wird gemeinsam mit den europäischen Strominfrastrukturbetreibern projiziert.

In den TYNDP-Nachfrageszenarien sind die Gasimporte der Ukraine aus dem EU-Binnenmarkt nicht berücksichtigt. Die Ukraine hat jedoch seit dem Jahr 2012 erhebliche Mengen Erdgas aus dem EU-Binnenmarkt importiert. Infolgedessen wurde die Gastransportinfrastruktur errichtet, welche die physikalische Versorgung der Ukraine aus dem EU-Binnenmarkt ermöglicht.



²⁷ vgl. IGI Poseidon, <http://www.igi-poseidon.com/en/eastmed>

Abbildung 4: Westimporte der Ukraine aus dem EU-Binnenmarkt,*Prognose auf Basis der aktuellen Importmengen²⁸

Wie in Abbildung 4 dargestellt, hat die Ukraine ihren Westimport seit dem Jahr 2012 kontinuierlich erhöht. Seit November 2015 bezieht die Ukraine kein Erdgas mehr aus Russland²⁹ und plant für die Zukunft auch nicht ernsthaft mit der Wiederaufnahme der russischen Gasbezüge. Der Westimport der Ukraine wird im Jahr 2017 vermutlich über 16 Mrd. m³/a betragen. Mit Blick auf die Langfristigkeit der auf sehr hohem Niveau gebuchten Exit-Kapazitäten an den Grenzpunkten des EU-Binnenmarktes zur Ukraine ist zu erwarten, dass sich die Westimporte der Ukraine zukünftig auf dem aktuellen Niveau stabilisieren werden. Dementsprechend sind die TYNDP-Prognosen um die erwarteten Gasimporte der Ukraine aus dem EU-Binnenmarkt in Höhe von 16 Mrd. m³/a zu ergänzen.

Bedarfsszenario *Blue Transition*:

Im Szenario *Blue Transition* wird ein moderates Wirtschaftswachstum in Europa angenommen, wobei die EU-Klimaziele 2050 in den meisten Bereichen erreicht werden. Dementsprechend steigt der Preis für CO₂ Zertifikate auf ein moderates Level. Im Umkehrschluss mündet das jedoch nicht in vermehrte Investitionen in die Strominfrastruktur für erneuerbare Energien, da die Kosten hierfür zu hoch sind und das Investitionsklima nicht maßgeblich durch Subventionen verbessert wird.

Der Gebäudesektor erfährt hinsichtlich der energetischen Sanierung, als auch der Verwendung neuer Heiztechnologien eine moderate Entwicklung. Auch hier fehlen die Investitionsanreize und die Kosten für Maßnahmen sind für die Mehrheit der Konsumenten zu teuer. So bleibt der Großteil der Heizsysteme auf heutigem technischem Stand. Ältere Gas- bzw. Öl-Heizungen werden allerdings durch Gasbrennwertkessel ersetzt. Der Einsatz von Gas ist nach der Fernwärme und Wärmepumpen der meistgenutzte Rohstoff zur Wärmegewinnung.

Der Energieverbrauch im Gewerbesektor, als auch der industrielle Sektor bleibt stabil. Grund hierfür ist das moderate Wirtschaftswachstum und eine ebenfalls moderate Steigerung der Energieeffizienz.

Gas erfährt im Vergleich mit den anderen Szenarien in diesem Szenario den größten Zuwachs im Einsatz im Transportsektor. Allen voran in der Schifffahrt wird Gas als präferierter Rohstoff verwendet. Auch im privaten Transportsektor werden vermehrt Gasbetriebene Fahrzeuge eingesetzt. Das Investitionsklima wird durch Subventionen verbessert. Dies führt zu einer Verdrängung von weniger umweltfreundlichem Diesel durch Gas.

Im Energiemix wird Gas als Substitut zur Kohleverstromung verwendet. Investitionen in Kohlekraftwerke werden nicht mehr getätigt.

Wie in Abbildung 5 dargestellt, geht dieses Szenario von einem Zuwachs des Gasbedarfes für den EU-Binnenmarkt bis 2035 (gegenüber 2020) in Höhe von 34 Mrd. m³/a aus. Die Erhöhung ergibt sich zum überwiegenden Teil aus der Verdrängung der weniger umweltfreundlichen Kohle durch Erdgas bei der Stromerzeugung und durch die verstärkte Verwendung von Erdgas im Transportsektor.³⁰

²⁸ Darstellung in Anlehnung an: <https://transparency.entsog.eu/> und http://www.eustream.sk/en_transmission-system/en_transmission-system

²⁹ vgl. UNIAN.INFO (2017), <https://www.unian.info/economics/1868879-ukraine-marks-first-500-days-without-russian-gas.html>

³⁰ Ausführungen vgl. ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.40

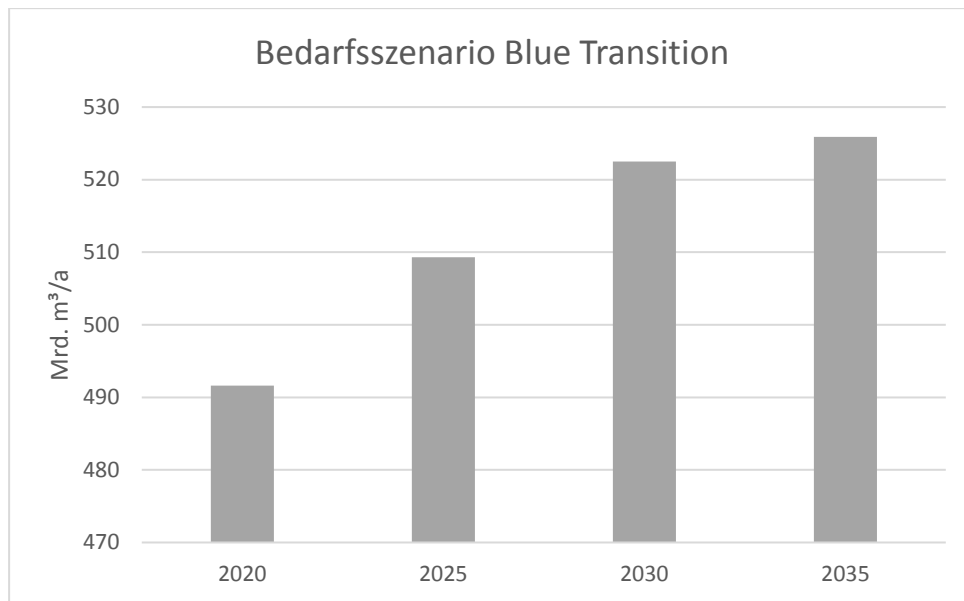


Abbildung 5: Bedarfsszenario Blue Transition nach TYNDP zuzüglich Westimporte der Ukraine³¹

Bedarfsszenario Slow Progression:

Das *Slow Progression*-Szenario des TYNDP unterstellt zukünftig ein geringes Wirtschaftswachstum und damit einhergehend ein schwieriges Investitionsklima. Dies spiegelt sich auch im Bereich der erneuerbaren Energien wieder, deren Entwicklung aufgrund der schwierigen Finanzierung nur begrenzt vorangetrieben wird. Bei weiterhin geringen CO₂-Zertifikatspreisen werden die EU-Klimaziele 2050 unter den genannten Voraussetzungen nicht erreicht.

Im Wohnsektor stagniert die Entwicklung der energetischen Sanierung, sowie dem Einbau neuer Heizsysteme aufgrund fehlender Subventionen. Fernwärme bleibt vor Wärmepumpen und Gasheizungen die meistverwandte Heiztechnik im Wohnbereich. Der Gewerbesektor erfährt leichte Verbesserungen im Bereich der Energieeffizienz. Im industriellen Sektor führt das schwache Wirtschaftswachstum zu wenigen Investitionen in neue energetische Lösungen, wohingegen die Effizienz der bestehenden Anlagen analog zum Gewerbesektor gesteigert wird. Fossile Brennstoffe, allen voran Öl, werden im Transportsektor verwendet, wohingegen die Entwicklung des Gasbedarfs und der Einsatz von Elektrofahrzeugen auf dem heutigen Niveau stagniert.

Erneuerbare Energien entwickeln sich aufgrund gering wirksamer Subventionen demnach kaum. Pumpspeicherkraftwerke werden weiter ausgebaut, um den Spitzenlastbedarf bei Dunkelflauten gering zu halten. Atomenergie spielt auch nach 2022 weiterhin eine grundlegende Rolle in der Stromerzeugung. Spitzenlasten werden durch Gas und Kohle gedeckt, wobei Kohle aus dem Kostenaspekt der präferierte Brennstoff ist.

Wie in Abbildung 6 dargestellt, wird in diesem Szenario von einem moderaten Rückgang des Gasbedarfes für den EU-Binnenmarkt bis 2035 (gegenüber 2020) in Höhe von 11 Mrd. m³/a ausgegangen. Der Rückgang ergibt sich zum überwiegenden Teil aus der Verdrängung von Erdgas durch weniger umweltfreundliche Kohle bei der Stromerzeugung.³²

³¹ Grafik angelehnt an: ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C2 Demand

³² Ausführungen vgl. ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.39

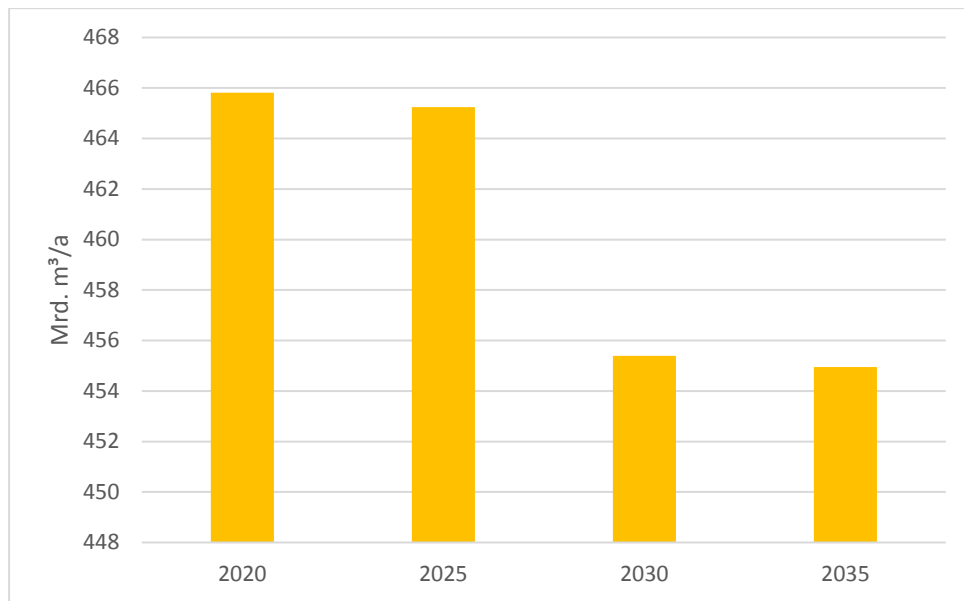


Abbildung 6: Bedarfsszenario *Slow Progression* nach TYNDP zuzüglich Westimporte der Ukraine³³

Bedarfsszenario *Green Evolution*:

Die Erreichung der EU-Klimaziele 2050 hat hohe Priorität, was sich in hohen Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien sowie in einem hohen Preis für CO₂-Zertifikate zeigt. Dabei wird ein großes Wirtschaftswachstum unterstellt. Die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen geht leicht, getrieben durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, zurück.

Die Umsetzung der EU-Klimaziele wird durch Subventionen für den Austausch der Heiztechnik, als auch für energetische Sanierungen im privaten Wohnsektor, als auch im Gewerbesektor vorangetrieben. Die Nachfrage von fossilen Brennstoffen zur Erzeugung von Wärme geht zurück.

Das hohe Wirtschaftswachstum in Verbindung mit Investitionen in energieeffiziente Technik resultiert in einer gleichbleibend hohen Nachfrage an Gas im industriellen Sektor. Der Einsatz der 'Power-to-Heat' und der 'Carbon Capture and Storage' Technologie wird im industriellen Kontext zur Umsetzung der EU-Klimaziele vorangetrieben.

Im Transportbereich hat sich LNG als Hauptbrennstoff in der Schifffahrt etabliert wohingegen der Anteil an Gasfahrzeugen nur moderat zunimmt.

Der Bedarf nach Elektrizität nimmt durch den vermehrten Einsatz von Elektrofahrzeugen und Elektroheizungen zu. Der Anteil an erneuerbaren Energien liegt auf dem Level der jeweiligen EU-Klimaziele. Die Speicherung des Stroms aus erneuerbaren Energien wird durch den Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke vorangetrieben. Zum Ausgleich der Dunkelflauten und Spitzenlasten wird Gas als Brennstoff zur Kompensation eingesetzt.

Wie in Abbildung 7 dargestellt, wird in diesem Szenario von einem Rückgang des Gas-bedarfes für den EU-Binnenmarkt bis 2035 (gegenüber 2020) in Höhe von 12 Mrd. m³/a ausgegangen. Die Reduzierung ergibt sich zum überwiegenden Teil aus dem Bedarfsrückgang bei der Wärme- und Stromerzeugung.³⁴

³³ Grafik angelehnt an: ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C2 Demand

³⁴ Ausführungen vgl. ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.41

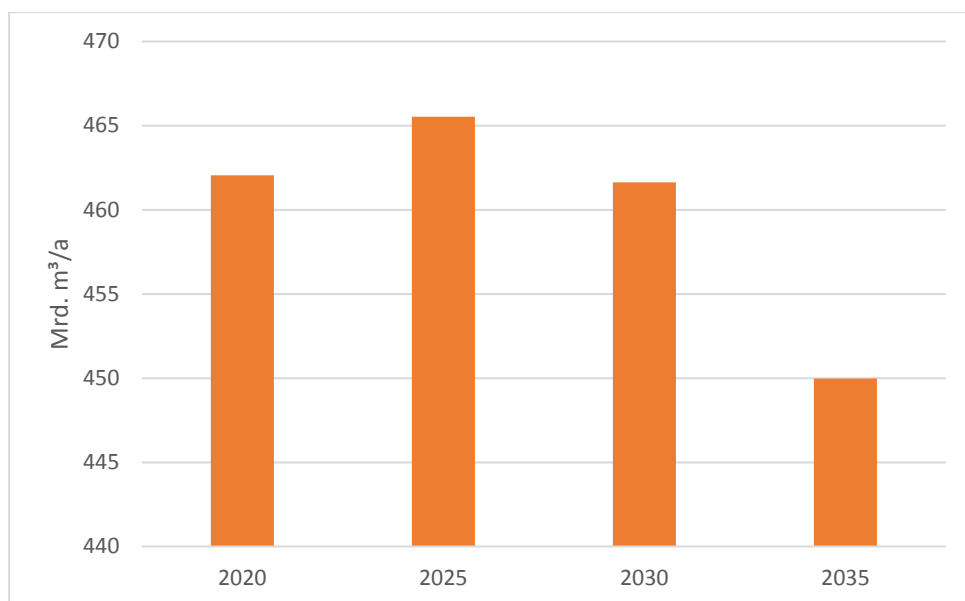


Abbildung 7: Bedarfsszenario Green Evolution nach TYNDP zuzüglich Westimporte der Ukraine³⁵

Bedarfsszenario EU Green Revolution:

Die Annahmen des EU Green Revolution-Szenarios basieren grundlegend auf den Annahmen des Green Evolution-Szenarios. Um die Klimaziele bereits früher zu erreichen, werden die entsprechenden Maßnahmen in der Umsetzung beschleunigt und der Umfang vergrößert. Die Bereitschaft der EU-Mitgliedstaaten zur gemeinsamen Umsetzung der Klimaziele ist in diesem Szenario hoch.

Die Maßnahmen im Bereich des Wohnsektors werden ausgeweitet, so ist die Verwendung von Wärmepumpen im Vergleich zum Green Evolution Szenario höher, was in geringerem Gesamtenergiebedarf mündet. Die Spitzenlasten sind dennoch gleichbleibend hoch.

Die Verwendung von Techniken zur Abscheidung und Speicherung bzw. Weiterverwendung von CO₂ in Form von 'Carbon Capture and Storage' und 'Carbon Capture and Utilization' wird im industriellen Sektor vermehrt zum Einsatz kommen. Ebenfalls wird der Einsatz der 'Power-to-Heat' Technologie gesteigert.

Dem Transportsektor wird die gleiche Entwicklung, wie im Szenario Green Evolution unterstellt.

Im Elektrizitätssektor ist der Einsatz von erneuerbaren Energien auf einem maximalen Level unterstellt. Die Dunkelflauten und Spitzenlasten werden durch den Einsatz von Gas gedeckt.

Wie in Abbildung 8 dargestellt, wird in diesem Szenario von einem Rückgang des Gas-bedarfes für den EU-Binnenmarkt bis 2035 gegenüber 2020 in Höhe von 57 Mrd. m³/a ausgegangen.³⁶

³⁵ Grafik angelehnt an: ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C2 Demand

³⁶ Ausführungen vgl. ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, S.42

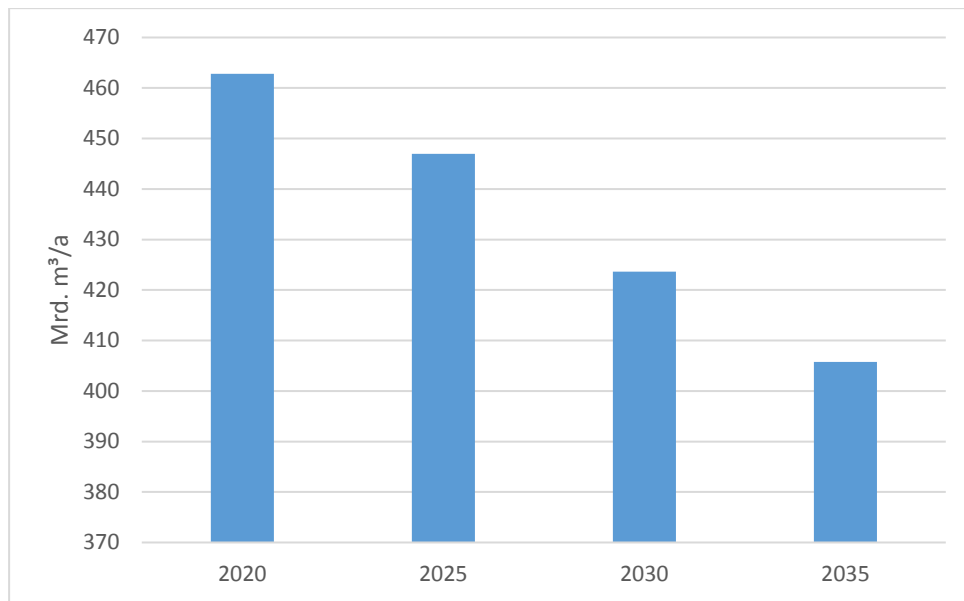


Abbildung 8 Bedarfsszenario EU Green Revolution nach TYNDP zuzüglich der Westimporte der Ukraine³⁷

1.1.2.10 Importbedarf EU

Im TYNDP wurde für jede Importregion ein minimales und ein maximales Szenario entwickelt. Die TYNDP-Szenarien beinhalten sowohl die LNG-Produktion als auch die Produktion für Pipelinegas.³⁸ Zur Ermittlung der Importmengen, die dem EU-Binnenmarkt über Pipeline-Infrastruktur zur Verfügung stehen, wurden in der weiteren Betrachtung die TYNDP-Szenarien um die LNG-Produktion bereinigt.

Die Erdgasversorgung des EU-Binnenmarktes aus Norwegen wird aufgrund der rückläufigen Produktion der entwickelten Gasfelder und der begrenzten Entwicklung neuer Förderkapazitäten voraussichtlich zurückgehen. Deswegen werden dem EU-Binnenmarkt über Pipeline-Verbindungen mit hoher Wahrscheinlichkeit die bekannten Felder und die noch zu entwickelnden Felder abzüglich der LNG-Produktion (wie in Abbildung 9 „real. Szenario“ dargestellt) zur Verfügung stehen.

³⁷ Grafik angelehnt an: ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C2 Demand

³⁸ vgl. ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C5 Supply

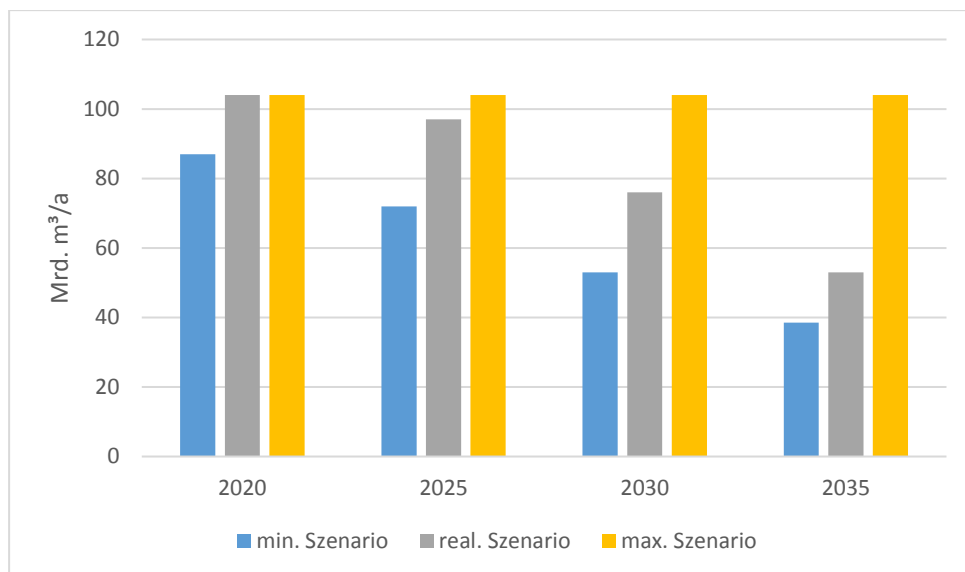


Abbildung 9: EU-Importe aus Norwegen ohne LNG³⁹

Erdgaslieferungen aus Algerien und Libyen werden sich voraussichtlich für den EU-Binnenmarkt verringern, da notwendige Investitionen unterbleiben die Inlandsnachfrage steigt. Unter der Annahme, dass sich das algerische Produktionsniveau für LNG, wie im Durchschnitt der letzten drei Jahren in Höhe von 16,5 Mrd. m³/a, weiter entwickelt, werden die in Abbildung 10 „real. Szenario“ dargestellten Importmengen über Pipeline-Infrastruktur für den EU-Binnenmarkt zur Verfügung stehen.

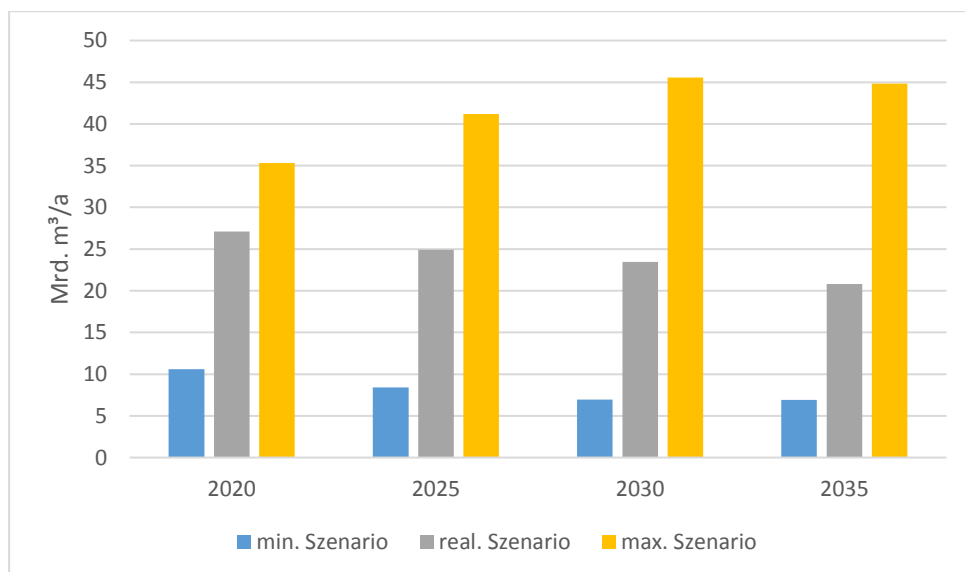


Abbildung 10: EU-Importe aus Nordafrika ohne LNG⁴⁰

Die Versorgung des EU-Binnenmarktes mit Erdgas aus Aserbaidschan ist ab dem Jahr 2019/2020 geplant. Unter der Annahme, dass ausreichende Gasmengen zur Verfügung gestellt werden, kann

³⁹ Eigene Darstellung, auf Basis ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C5 Supply sowie NORSE PETROLEUM (2017), <http://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/#natural-gas>

⁴⁰ Eigene Darstellung, auf Basis ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C5 Supply

dem EU-Binnenmarkt die in Abbildung 11 „real. Szenario“ dargestellten Mengen zur Verfügung gestellt werden.

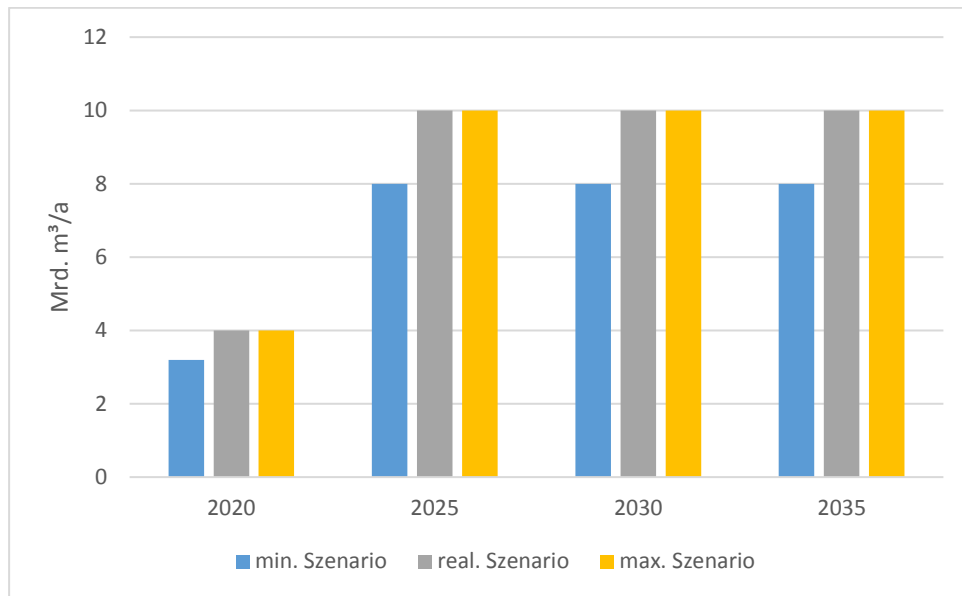
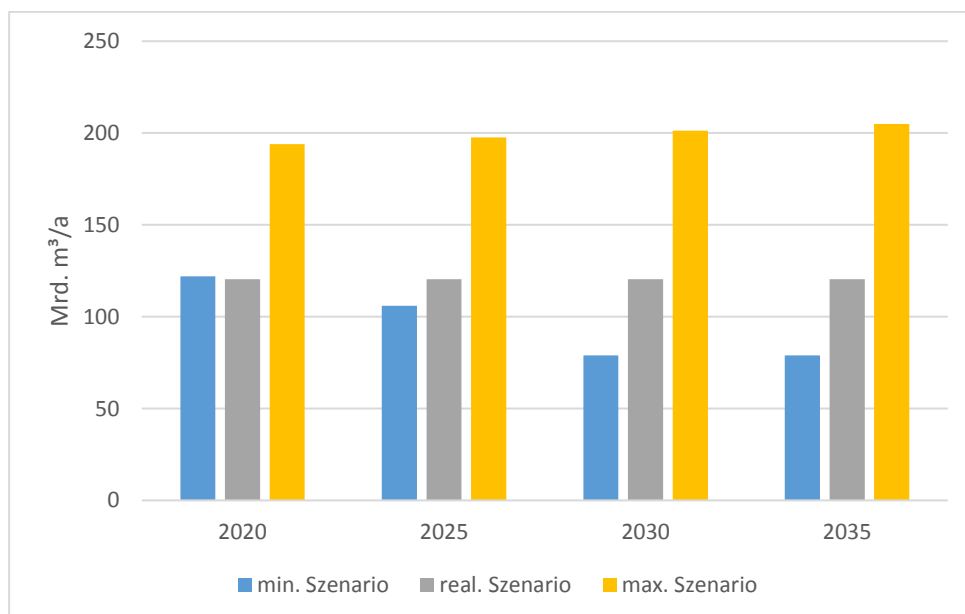


Abbildung 11 EU-Importe aus Aserbaidschan⁴¹

Die Importkapazitäten für den EU-Binnenmarkt über Nord Stream und Weißrussland gelten als sicher, während eine nachhaltige Verfügbarkeit von ukrainischen Transitkapazitäten von mehr als 30 Mrd. m³/a ungewiss ist. Es ist davon auszugehen, dass Polen und die baltischen Staaten ihre Möglichkeiten sich selbst mit LNG zu versorgen verstärkt nutzen werden. Für die Versorgung des EU-Binnenmarktes mit russischem Erdgas stehen damit wie in Abbildung 12 „real. Szenario“ dargestellt zukünftig rund 120 Mrd. m³/a zur Verfügung.



⁴¹ Eigene Darstellung, auf Basis ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C5 Supply

Abbildung 12: EU-Importe aus Russland⁴²

Wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt, entwickelt sich die Eigenproduktion in der EU stark rückläufig und es ist mit keiner nennenswerten Einspeisung von Biogas in die Erdgasinfrastruktur zu rechnen. Gegenüber dem Jahr 2020 wird sich die Förderung bis zum Jahr 2035 um ca. 72 Mrd. m³/a reduzieren.

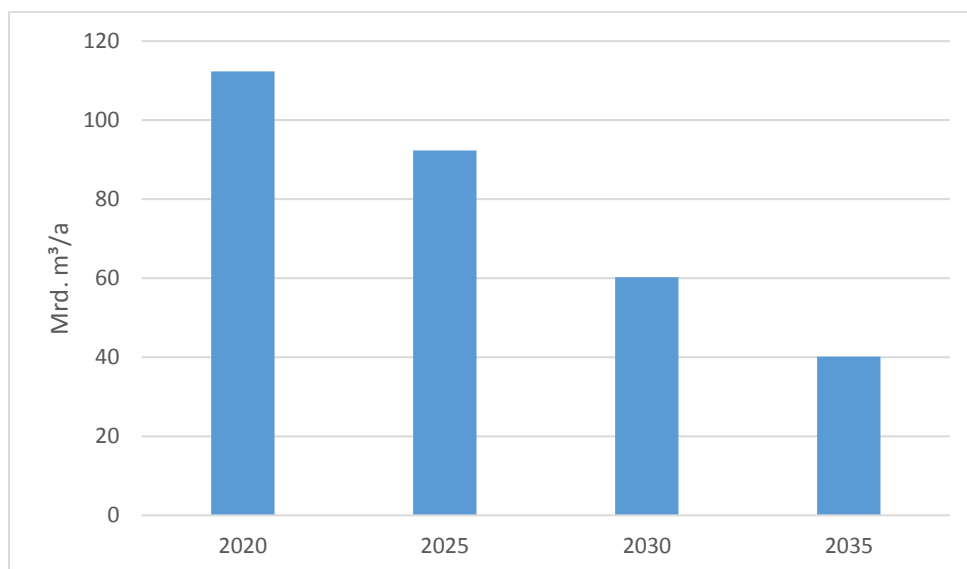


Abbildung 13: EU-Eigenproduktion nach TYNDP ohne LNG⁴³

In einem Marktumfeld mit LNG-Überschuss könnte der EU-Binnenmarkt durch die vorhandenen Regasifizierungskapazitäten zwar zusätzliche LNG-Importe aufnehmen. Dies wird allerdings dadurch limitiert, dass die vorhandenen LNG-Terminals auf der iberischen Halbinsel, die über Kapazitäten von 77 Mrd. m³/a verfügen, nur sehr begrenzt mit dem zentraleuropäischen Transportnetz verbunden sind. Darüber hinaus sprechen finanzielle Gründe gegen diese Entwicklung: Auch wenn ab den 2020er-Jahren die Nachfrage nach LNG das Angebot überschreiten könnte, müssen Abnehmer bereit sein, für solche Lieferungen im weltweiten Wettbewerb – insbesondere mit dem asiatischen Raum – einen höheren Preis zu zahlen. Trotz großer finanzieller Unsicherheiten wird im Weiteren, wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** „real. Szenario“ dargestellt, von einem mittleren LNG-Versorgungsszenario ausgegangen.

⁴² Eigene Darstellung, auf Basis ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C5 Supply

⁴³ Eigene Darstellung, auf Basis ENTSOG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C5 Supply

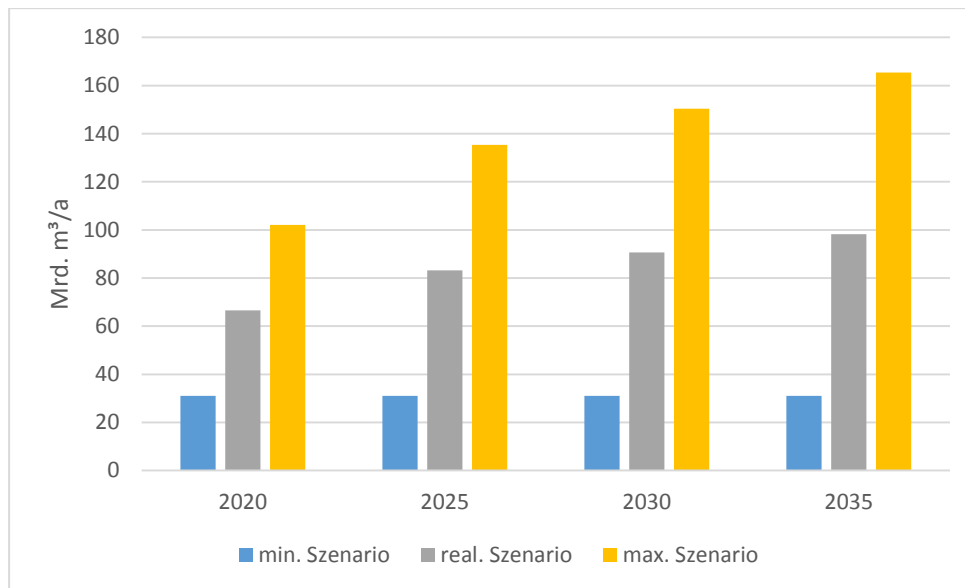


Abbildung 14: EU-Importe als LNG⁴⁴

Zusammenfassend ist festzustellen, dass Importmengen aus Norwegen und Nordafrika zurückgehen werden und für den EU-Binnenmarkt nur Aserbaidshan als neue, zusätzliche Quelle hinzukommt, die ihre Fördermenge nicht als LNG dem Weltmarkt zur Verfügung stellen kann. Aufgrund der rückläufigen Eigenproduktion führt dies, je nach unterstelltem Bedarfsszenario, trotz einer angenommenen Verdopplung der LNG-Importe, bereits ab dem Jahr 2020 zu einer Importlücke, die nur durch den zusätzlichen Import von LNG oder durch Gas aus Russland gedeckt werden kann. Je nach Bedarfsszenario, besteht im Jahr 2020 ein zusätzlicher Importbedarf zwischen 28 Mrd. m³/a und 57 Mrd. m³/a. Bis zum Jahr 2035 wird der Bedarf auf 63 Mrd. m³/a bis zu 183 Mrd. m³/a steigen. Wie Abbildung 15 dargestellt, besteht unter der Annahme, dass die EU-Klimaziele 2050 erreicht werden, bis zum Jahr 2035 ein zusätzlicher Importbedarf von bis zu 107 Mrd. m³/a.

⁴⁴ Eigene Darstellung, auf Basis ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C5 Supply

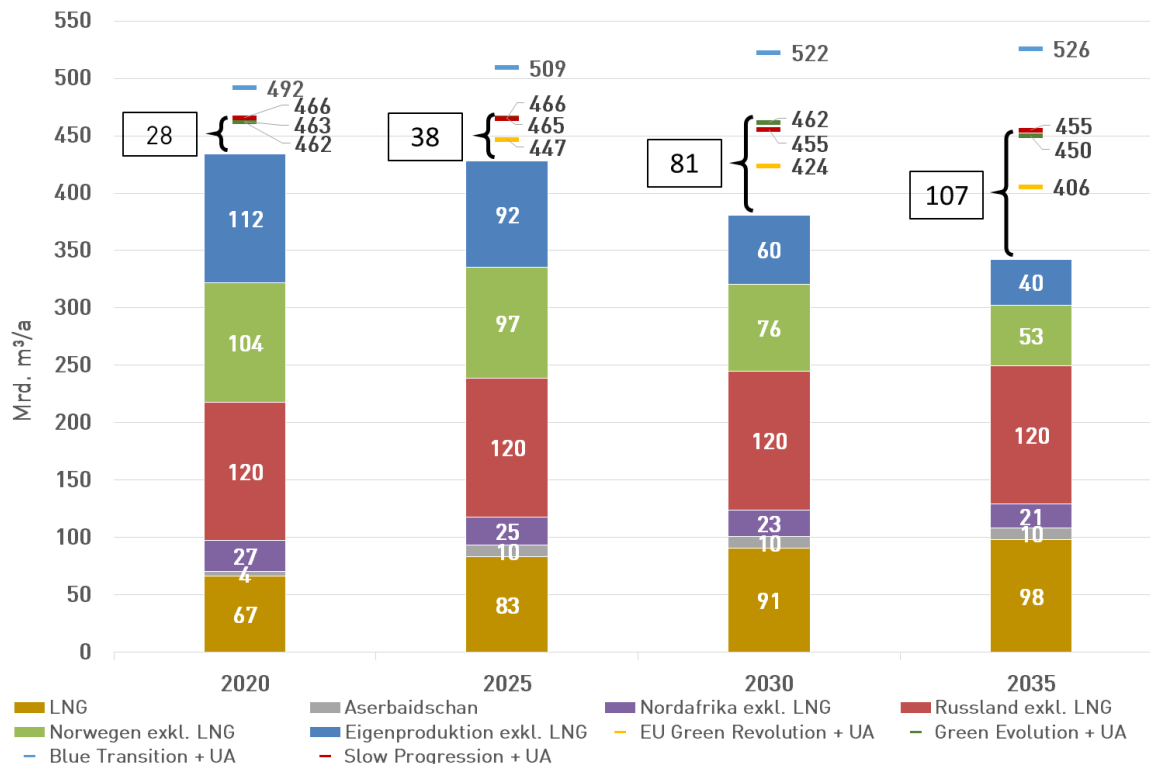


Abbildung 15: Zusätzlicher Importbedarf für den EU-Binnenmarkt in Mrd. m³/a⁴⁵

Um den steigenden Importbedarf in Europa befriedigen zu können, bedarf es weiterer Verknüpfungen innerhalb der europäischen Erdgastransportinfrastruktur. Dies liegt vor allem daran, dass der zusätzliche Importbedarf für den EU Binnenmarkt zu großen Anteilen nur durch russisches Gas oder LNG gedeckt werden kann. Aufgrund unterschiedlicher Grenzkosten für russisches Pipelinegas und LNG, sowie dem weltweiten Wettbewerb, dem LNG unterliegt, wird es immer zu einem Preiswettbewerb zwischen diesen beiden potentiellen Quellen kommen. Nur der Quellenwettbewerb sichert langfristig günstige Gaspreise in Europa, da sonst die Quelle der Preissetzer für den ganzen Markt wäre, die als letzte nicht mehr im Wettbewerb steht. Die EUGAL stellt eine Verknüpfung dar, die zu diesem Wettbewerb und zu einer sicheren Versorgung der Bundesrepublik Deutschland, Tschechiens und Polens mit Erdgas direkt beiträgt. Der zusätzliche Transport von größeren LNG-Mengen aus Westeuropa für die Regionen Ost- und Südosteuropa, ist aufgrund nicht ausreichend freier Transportkapazitäten an den dafür möglichen Grenzpunkten von Deutschland nach Tschechien, von Deutschland nach Österreich und von Deutschland in die Schweiz, sowie von Frankreich in die Schweiz nur begrenzt möglich. Derzeit sind Transportkapazitäten für eine zusätzliche LNG-Transportmenge von bis zu 8 Mrd. m³/a Jahr an diesen Grenzpunkten frei.⁴⁶ Das Vorhaben der GASCADE ist so vorgesehen, dass es die größtmögliche Flexibilität des Energietransportes in Deutschland erlaubt. EUGAL ist mit ihren Verbindungen an die bestehende deutsche Infrastruktur und an die vorgesehene Erweiterung der tschechischen Erdgastransportinfrastruktur so geplant, dass sie sowohl für Erdgas aus der Anbindung an die geplante Nord Stream 2 wie auch aus westeuropäischen Quellen -LNG-Terminals, aber auch Speicher

⁴⁵ vgl.: Eigene Darstellung, in Anlehnung an: ENTSG (2017): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2017, Annex C2 Demand, Annex C5 Supply, Ausführungen aus Kapitel 2.3.1.10 Importbedarf EU

⁴⁶ vgl. ENTSG: <https://transparency.entso.eu/>

und norwegischer Produktion- über die bidirektionale Anbindung an die NEL, unproblematisch und in größeren Mengen den Weitertransport nach Ost- und Südosteuropa erlaubt.

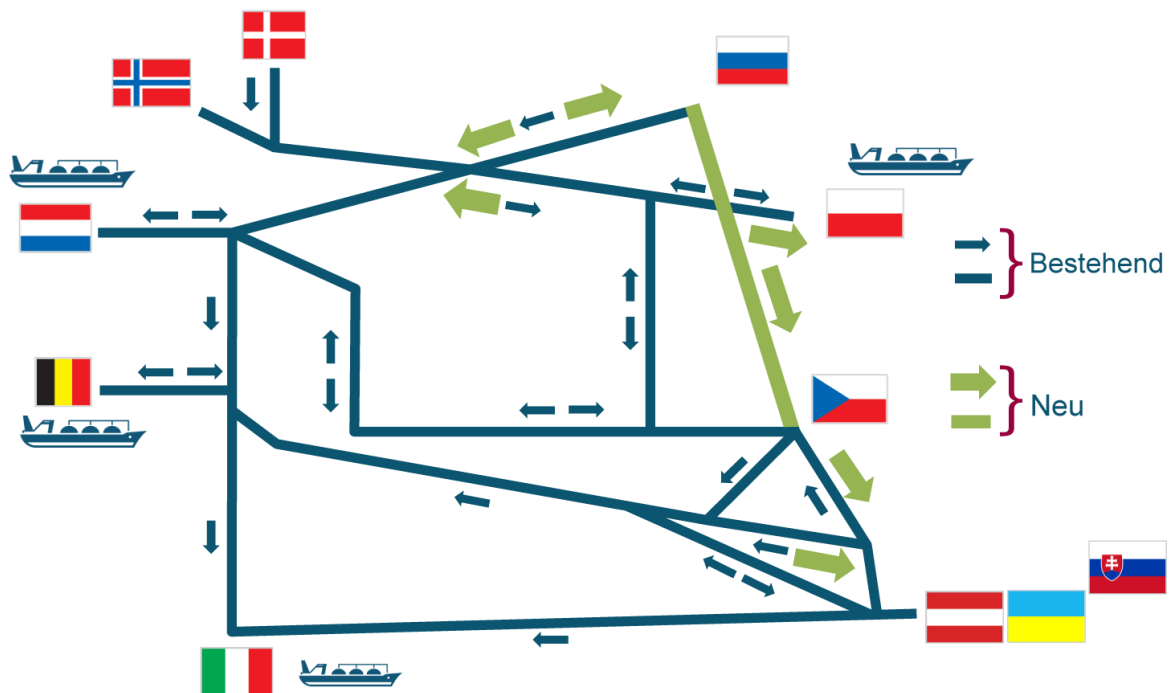


Abbildung 16: Die neue Transportinfrastruktur EUGAL (grün) wird in die bestehende Infrastruktur eingebettet und erhöht durch neue Netzverbindungen und Reversierungsmöglichkeiten vor allem die Versorgungssicherheit in Südosteuropa. So trägt sie zur Schaffung des EU-Binnenmarktes bei.

1.1.3 Preisgünstige, umweltverträgliche und verbraucherfreundliche Energieversorgung

Das Vorhaben der GASCADE ist ein wichtiges Bindeglied zwischen neu entstehenden Importkapazitäten der Nord Stream 2 und den bestehenden Gasnetzen der Bundesrepublik Deutschland und der Europäischen Union. Es ermöglicht die preisgünstige, umweltverträgliche und verbraucherfreundliche Energieversorgung mit Erdgas nach § 1 EnWG.

Die vermehrte Verwendung von Erdgas als Energieträger leistet unter Beachtung der vorgenannten Ziele einen entscheidenden Beitrag zur umweltverträglichen Energieversorgung und ist deshalb der bevorzugte fossile Energieträger der Zukunft. Denn Erdgas verbrennt nicht nur nahezu rußfrei, sondern weist zudem die geringsten CO₂-Emissionen aller fossilen Energieträger auf. Öl und Kohle setzen im Vergleich zu Erdgas zwischen 30 % und 100 % mehr CO₂-frei. Auch beim politisch angestrebten vermehrten Einsatz von regenerativen Energieträgern ist der Einsatz von Erdgas als Brückentechnologie zur Erreichung von Klimaschutzzielen bedeutsam und steht somit im Einklang mit der Zielsetzung, zukünftig verstärkt auf erneuerbare Energien zu setzen.

Im Wärmebereich hat sich Erdgas im Vergleich zu den übrigen Energieträgern als preisgünstig und verbraucherfreundlich erwiesen. Nicht ohne Grund entscheiden sich Verbraucher bei Neuanschlüssen und bei Modernisierungen wieder zunehmend für den Energieträger Erdgas. Im

Stromerzeugungsbereich ist das Wachstum von Erdgas insbesondere durch die steigende Bedeutung kleinerer, hocheffizienter und dezentraler (KWK-)Kraftwerke getrieben, für die Erdgas ebenfalls als preisgünstiger und verbraucherfreundlicher Brennstoff besonders geeignet ist.

Vor dem Hintergrund der energie- und klimapolitischen Vorgaben wird die Bedeutung von Erdgas für die Versorgung mit Wärme sowie bei der Erzeugung von Strom in der Bundesrepublik zukünftig weiter wachsen. Erdgas wird dazu beitragen die Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 um 40 % zu senken.

Die preisgünstige, umweltverträgliche und verbraucherfreundliche Energieversorgung wird auch durch die effiziente Auslegung der Vorhaben sichergestellt. Die Auslegung entspricht dem tatsächlichen Transportbedarf und erfolgt damit kosteneffizient. Die technische Ausgestaltung der AL NEL und EUGAL werden durch den Standort der EST Lubmin 2 sowie die Ausnutzung bestehender Infrastruktur auch im Sinne der Kosten optimiert. Im Zuge des Baus der EUGAL als Doppelleitung bis zur Absperrstation Weißack im Süden Brandenburgs wird nur eine Verdichterstation in Brandenburg (Radeland 2) erforderlich sein. So wird die energieintensive Verdichtung der zu transportierenden Gasmengen so weit wie möglich reduziert. Dieser effizienzbetonte Ansatz hält die CO₂-Emissionen im laufenden Betrieb gering. Darüber hinaus wird deutlich weniger Verbrauchsgas für den Antrieb von Verdichtern benötigt, wodurch die Kosten hierfür sinken und dadurch die Transportentgelte minimiert werden.

1.1.4 Effiziente Energieversorgung

Energievorhaben sollen versorgungseffizient sein. Das heißt, es sollen nur solche neuen Kapazitäten geschaffen werden, die langfristig auch wirklich benötigt werden. Das Vorhaben der GASCADE dient der effizienten Energieversorgung, weil es Transportkapazitäten schafft, die dem tatsächlichen und langfristigen Transportbedarf des Marktes entsprechen. Dieser Bedarf wurde in der europaweiten und transparenten Marktbefragung **more capacity** im Sommer 2015 ermittelt und durch die vermarkteten Transportkapazitäten in der Jahresauktion 2017 bestätigt.

Derzeit bestehen keine anderweitigen Leitungsnetze, die diese Aufgabe übernehmen oder wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ausgebaut werden könnten. Insbesondere gibt es keine Erdgasfernleitung, die den zusätzlich benötigten Transportbedarf von bis zu 45,1 Mrd. m³/a aus Lubmin in Richtung Tschechische Republik befriedigen oder den zusätzlichen Erdgasbedarf Richtung Westen decken könnte. Im Rahmen des **more capacity**-Prozesses wurden insgesamt 49 mögliche Ausbauvarianten untersucht. EUGAL mit ihren Verbindungen zur NEL, NETRA und JAGAL ist die effizienteste, kostengünstigste und ökologisch sinnvollste Ausbauvariante. Da die Dimensionierung der EUGAL und deren Verbindungen den gebuchten Kapazitäten entspricht, können zusätzliche Kosten oder Ineffizienzen (Leerstand) vermieden werden.