

# Hintergrundpapier

zu Gasinfrastrukturen im Lichte des  
russischen Angriffskriegs auf die  
Ukraine

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung



## Inhalt

Einleitung .....	4
I. Bezugsquellen für Gasimporte.....	5
II. Reverse-Flow-Kapazitäten des Erdgasnetzes und Aufbau des europäischen H <sub>2</sub> -Backbone-Transportnetzes.....	6
III. Auslastung der Regasifizierungskapazitäten an LNG-Terminals .....	8
IV. Geplanter Ausbau der LNG-Kapazitäten in Europa und möglicher Aufbau von LNG-Terminals in Deutschland.....	8
V. Ausbau der heimischen EE-Gas-Produktion und Einspeisung von Wasserstoff.....	10
VI. Erdgasspeicher .....	11
VII. Verringerung des Gasverbrauchs .....	12
Schlussfolgerungen und verbleibende Fragen.....	12
Literatur .....	14

## Einleitung

Vor dem Hintergrund der russischen Invasion in die Ukraine stehen die Energieträgerimporte der EU aus Russland in Frage, sowohl wegen eines möglichen Importstopps seitens Deutschlands oder der EU, als auch wegen eines möglichen Exportstopps durch Russland. Dabei kommt dem Bezug von russischem Erdgas für die EU eine besondere Bedeutung zu, weil der Bezug kurzfristig nur schwer durch andere Quellen ersetzt werden kann.

Die bestehenden Marktrestriktionen wurden bereits in vielen Berichten und Analysen aufgegriffen und eine Vielzahl von Maßnahmen vorgeschlagen (vgl. Tabelle 1), die einen möglichen Ausfall zumindest teilweise kompensieren.

Tabelle 1: Auswahl kürzlich erschienener Publikationen

OIES	Ukraine Invasion: What This Means for the European Gas Market	Das Papier diskutiert in verschiedenen Szenarien mögliche Konsequenzen, die ein Stopp russischer Gasimporte nach Europa mit sich bringen könnte. Würden die Lieferungen über Nord Stream 1, die Jamal-Europa-Pipeline und die Ukraine-Routen im Zeitraum vom 1. April 2022 bis 31. März 2023 ausfallen, könnten die Erdgasspeicher in Europa über den Sommer kaum gefüllt werden. Zwar wäre eine Deckung der Sommernachfrage noch möglich, wenn vorhandene Speicherkapazitäten herangezogen würden, im Winter entstünde aber ein Deckungsdefizit von ca. 40 Prozent, wenn der Verbrauch nicht deutlich gedrosselt wird. Diese Lücke könnte durch ein Bündel an Maßnahmen (Umleitungen von LNG nach Europa aus anderen Ländern, Steigerung der Liefermengen aus den Niederlanden, zusätzliche Pipeline-Importe aus Norwegen, Nordafrika und Aserbaidschan sowie Fuel Switch im Stromsektor einschließlich mehr Kernkraft, wie im Zehn-Punkte-Plan der IEA vorgeschlagen) um die Hälfte reduziert werden.	[26]
IEA	A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas	Die vorgeschlagenen Maßnahmen umfassen <ul style="list-style-type: none"> <li>•den Verzicht auf neue russische Gaslieferverträge,</li> <li>•die Erschließung alternativer Quellen, über die 30 Mrd. Kubikmeter russisches Gas ersetzt werden könnten,</li> <li>•Mindestgasspeicherverpflichtungen in Verbindung mit höheren Einspeicherungen im Jahr 2022,</li> <li>•den beschleunigten Ausbau von EE-Quellen und Wärmepumpen,</li> <li>•den Einsatz aller verfügbaren, CO<sub>2</sub>-armen Kraftwerke (inkl. Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken),</li> <li>•die Verbesserung von Energieeffizienzen im Gebäude- und Industriesektor und</li> <li>•die Absenkung der Durchschnittstemperaturen in Gebäuden.</li> </ul>	[27]
Leopoldina	Wie sich russisches Erdgas in der deutschen und europäischen Energieversorgung ersetzen lässt	Das Papier diskutiert, auf welche Weise und wie schnell russisches Erdgas in der EU, insbesondere in Deutschland, ersetzt werden könnte. Ein kurzfristiger Gaslieferstopp ist machbar und für die deutsche Wirtschaft verkraftbar. Vorgeschlagene Sofortmaßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> <li>•Flüssiggas-Importe können die Gasnachfrage theoretisch ersetzen; allerdings nur, wenn ausreichende Pipeline-Kapazitäten gewährleistet sind. Die Beschaffung sollte durch die EU erfolgen.</li> <li>•Stärkere staatliche Regulierung der Übertragungsinfrastruktur</li> <li>•Verringerung der Nachfrage nach Erdgas</li> <li>•Russisches Erdgas bei Stromerzeugung und Wärmegewinnung ersetzen.</li> </ul>	[28]
European Parlament	Russia's war on Ukraine: Implications for EU energy supply	Kernthesen/ -forderungen: Gasspeicher sollten bis zum kommenden Winter gefüllt werden. LNG wird neben weiteren zusätzlichen, nicht-russischen Lieferkapazitäten voraussichtlich eine Schlüsselrolle spielen. Erneuerbare Energien: Anhebung des Ziels für den Ausbau bis 2030 von derzeit 32 % auf 40 % des Endenergieverbrauchs. Energieeffizienz: Zielsteigerung von aktuell 32,5 % um weitere 9 %-Punkte bis 2030 Infrastrukturen: Um Strom- und Gasflüsse in Europa ungehindert zu ermöglichen, müssen die Pläne für Interkonnektoren sowohl im Strom- als auch im Gassektor neu bewertet werden.	[29]
Hertie School und Neon Neue Energieökonomik	Energy policy and energy industry options for Germany and Europe in view of Russia's attack on Ukraine	Kurz- und mittelfristige Reduzierung der Abhängigkeit der EU und DE von russischen Energieimporten so weit wie möglich durch <ul style="list-style-type: none"> <li>•Diversifizierung der Erdgaslieferanten</li> <li>•Reduzierung des Erdgasverbrauchs</li> <li>•Vorantreiben von Investitionen in erneuerbare Energien, Steigerung der Energieeffizienz und Elektrifizierung</li> <li>•Erhaltung und Reaktivierung aller verfügbarer Kohle- und Kernkraftwerke</li> <li>•Kurzfristige LNG-Beschaffung, mittelfristig Bau von LNG-Terminals in Deutschland</li> <li>•Signifikante Komfort-Einschränkungen im nächsten Winter</li> <li>•Akzeptanz hoher Energiepreise als effizientes Anreizsignal für Diversifizierung und Nachfragesenkung</li> <li>•Akzeptanz von Maßnahmen, die konträr zu klimapolitischen Zielen sind</li> </ul>	[30]
Bruegel	Preparing for the first winter without Russian gas	Die vorgeschlagenen Maßnahmen umfassen: <ul style="list-style-type: none"> <li>•EU muss Nachfrage um mindestens 400 TWh senken = 10-15% der jährlichen Nachfrage /</li> <li>•Einspeisung von rund 700 TWh in EU-Speicher --&gt; ca. 70 Mrd. EUR Kosten</li> <li>•EU-weite Speicherverpflichtungen könnten Sicherheit bieten</li> <li>•Mengen und Kosten müssen in Europa gerecht verteilt werden (staatliches Eingreifen ist notwendig, Koordination einer Task Force für die Einkäufe)</li> </ul>	[2]

Nur in geringerem Maße wurde bisher adressiert, welche zusätzlichen infrastrukturellen Erfordernisse zu beachten sind und ob und wie schnell diesbezügliche Engpässe zu beheben sind.

Diese Lücke wird mit dem vorliegenden Papier adressiert, wobei es sich um einen ersten Überblick auf Basis verfügbarer Informationen handelt, welche zeitnah in Bezug auf die wissenschaftliche Klärung offener Fragen und abgeleiteter Handlungsempfehlungen vertieft werden sollen.

Die Betrachtungen konzentrieren sich auf diejenigen Aspekte der Gasinfrastruktur, die entweder schon im kommenden Winter oder in den kommenden Jahren die Versorgungssicherheit erhöhen, oder die diesbezüglich einen Engpass darstellen können. Zumindest teilweise erscheint es dabei so, dass kurzfristig auch Optionen erwogen werden müssen, die unter Klimagesichtspunkten nicht wünschenswert sind. Dennoch sollte der Fokus der Planungen darauf liegen, dass mittelfristig wieder ein Pfad zur Klimaneutralität erreicht wird und insbesondere die unter dem Paris-Abkommen zugesagten Klimaziele für 2030 zu erfüllen sind. Diesbezüglich besteht in der Vielzahl an Szenarien weitgehend Konsens, dass Erdgas eine schon bis 2030 deutlich geringere Rolle zukommt, während europäische Infrastrukturen für defossilisierten Wasserstoff und Derivate daraus (z. B. Ammoniak und synthetisches Methan) benötigt werden. Dafür sollen Teile der bisherigen Gasinfrastruktur entsprechend umgebaut und in jedem Fall neue Importrouten erschlossen werden (vgl. [31]).

Es stellt sich also die Frage, wie die europäischen Gasinfrastrukturen so umgestaltet werden können, dass sie zugleich resilient gegenüber Lieferausfällen und zukunftsfähig für die Bedarfe der Klimaneutralität werden. Dabei gilt es Notfallmaßnahmen, welche aus Gründen der Versorgungssicherheit zumindest temporär nötig sind, mit No-regret- und No-lock-in-Maßnahmen, welche Flexibilität für den Schwenk auf den mittelfristig angestrebten Pfad schaffen, geeignet zu kombinieren (vgl. [32]). Dies wissenschaftlich fundiert zu beantworten, erfordert umfangreichere systemische und vor allem infrastrukturelle Analysen, welche es innerhalb der nächsten Wochen anzugehen gilt. In diesem Papier werden als Grundlage für solche Analysen zum einen Daten und Informationen zu den aktuellen und geplanten Gasinfrastrukturen zusammengefasst und zum anderen kurzfristig detaillierter auszuwertende Fragen aufgeworfen.

## I. Bezugsquellen für Gasimporte

### **Status Quo der europäischen Gasimporte**

Die Abhängigkeit von russischem Erdgas ist in Europa traditionell hoch. Im Jahr 2021 stammten etwa 45 % der Erdgasimporte in die EU und Großbritannien aus Russland [1]. Dies entspricht etwa 155 Mrd. m<sup>3</sup>/a bzw. etwa 1.550 TWh [1]. Die länderspezifische Abhängigkeit reicht von 100 % in mehreren Staaten Ost- und Südosteuropas bis zu 0 % in Großbritannien, Irland und Portugal [2]. Deutschland liegt mit einem Anteil von aktuell ca. 50 % (= 520 TWh) im Mittelfeld [1, 2]. Im ersten Quartal 2022 ist der Anteil auf 40 % gesunken. Die europäische Gasinfrastruktur (EU-27 + UK) wurde in den letzten Jahrzehnten stetig ausgebaut. Aktuell werden ca. 200.000 km Fernleitungsnetze, sowie 172 Unterspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 1.111 TWh und einer maximalen Entnahmekapazität von 19,4 TWh/d betrieben [4, 5]. In der EU sind derzeit 21 LNG-Terminals in Betrieb, sowie acht weitere in Europa, einer davon jedoch in Russland. Die Terminals in der EU und Großbritannien verfügen über eine Regasifizierungskapazität von etwa 2.400 TWh/a [3]. In den letzten Jahren wurde die Flexibilität und die Resilienz im europäischen Fernleitungsnetz z. B. durch zusätzliche Verbindungen und Reverse-Flow-Kapazitäten deutlich erhöht. Dennoch würde ein kompletter Wegfall der russischen Gaslieferungen die europäische Gasversorgung vor zwei Herausforderungen stellen:

- 1.) Beschaffung der Ausfallmengen am Weltmarkt zu hohen Preisen
- 2.) Bedarfsgerechte, europaweite Bereitstellung mit den vorhandenen Transportkapazitäten

## **Kurzfristige Maßnahmen zum Ersatz der Importe aus Russland**

Sofort umsetzbare Maßnahmen zum Ersatz von russischem Gas durch andere Handelspartner sind nur begrenzt vorhanden, da die bisherigen Lieferländer (insbesondere Norwegen und Algerien) nur begrenzte Zusatzlieferungen bereitstellen können und auch infrastrukturelle Maßnahmen einen gewissen zeitlichen Vorlauf benötigen. Dennoch müssen jetzt Maßnahmen identifiziert werden, die die Resilienz der europäischen Gasversorgung stärken und die Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern verringern und zugleich das Erreichen der Klimaziele für 2030 ermöglichen.

Die Diversifizierung der Gasversorgung in Europa muss umgehend angegangen werden. Hierzu müssen neue Lieferverträge für LNG abgeschlossen werden. Im ersten Quartal 2022 liegen die importierten LNG-Mengen bereits deutlich höher als 2021 und auch über den maximalen Mengen aus den Jahren 2015 - 2020 [2]. Für 2022 wird ein weiterer Anstieg der weltweiten LNG-Mengen von 63 bis 300 TWh erwartet. Für Europa könnte ein weiterer Ausbau der LNG-Mengen aus den USA für zusätzliche Liefermengen sorgen [2].

Weiterhin ist zu prüfen, inwiefern die europäische Eigenproduktion kurzfristig erhöht werden kann. Hier ergeben sich nach Analysen von [6] Potenziale von insgesamt 18 Mrd. m<sup>3</sup> bzw. 24 Mrd. m<sup>3</sup>, sofern das Groninger-Erdgasfeld entgegen den aktuellen politischen Beschlüssen aufgrund der aufgetretenen Erdbeben in der Region über den Winter 2022 hinaus weiterbetrieben werden würde. Ferner ließen sich kurzfristig auch die Pipelineimporte aus Nordafrika (Algerien, Libyen) um etwa 7 Mrd. m<sup>3</sup> steigern [6]. Als weiterer Baustein, der allerdings erst mittelfristig in zwei bis drei Jahren wirken wird, ist der Ausbau der europäischen EE-Gasproduktion (Biomethan, SNG, Wasserstoff) zu nennen. Die EU hat hierzu ein Ausbauziel von 35 Mrd. m<sup>3</sup> Biomethan bis 2030 genannt [7].

## **II. Reverse-Flow-Kapazitäten des Erdgasnetzes und Aufbau des europäischen H<sub>2</sub>-Backbone-Transportnetzes**

Bevor in den folgenden Abschnitten die kurzfristig zur Verfügung stehenden Regasifizierungskapazitäten diskutiert werden, ist es wichtig zu betonen, dass eine rein summarische Betrachtung dabei nicht ausreichend ist. Durch die begrenzten Transportkapazitäten entstehen Engpässe beim Weitertransport der LNG-Importe in diejenigen Länder, die in besonderem Maße von russischem Erdgas abhängig sind, wie dies z. B. in Zentraleuropa oder in den Balkanländern der Fall ist. Engpässe bestehen dabei besonders durch begrenzte Reverse-flow Kapazitäten, also Transportkapazitäten im Fernleitungsnetz, die entgegen der bisherigen Haupt-Transportrichtung von Ost nach West bzw. Nord nach Süd verlaufen. Ein Großteil der LNG-Terminals befindet sich im Westen Europas (vgl. Abbildung 1), wodurch bei einer zunehmenden LNG-Versorgung entsprechende Reverse-flow Kapazitäten benötigt werden. Die kurzfristige Kompensation über LNG ist trotz der hohen verfügbaren zusätzlichen Kapazitäten demnach möglicherweise aufgrund infrastruktureller Restriktionen begrenzt. Eine Übersicht der Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten sowie die maximal verfügbaren Regasifizierungskapazitäten sind in der nachfolgenden Abbildung 1 dargestellt. Für eine übersichtlichere Darstellung wurden die LNG-Terminals, die Grenzübergangskapazitäten sowie die Gasspeicherdaten länderspezifisch zusammengefasst.

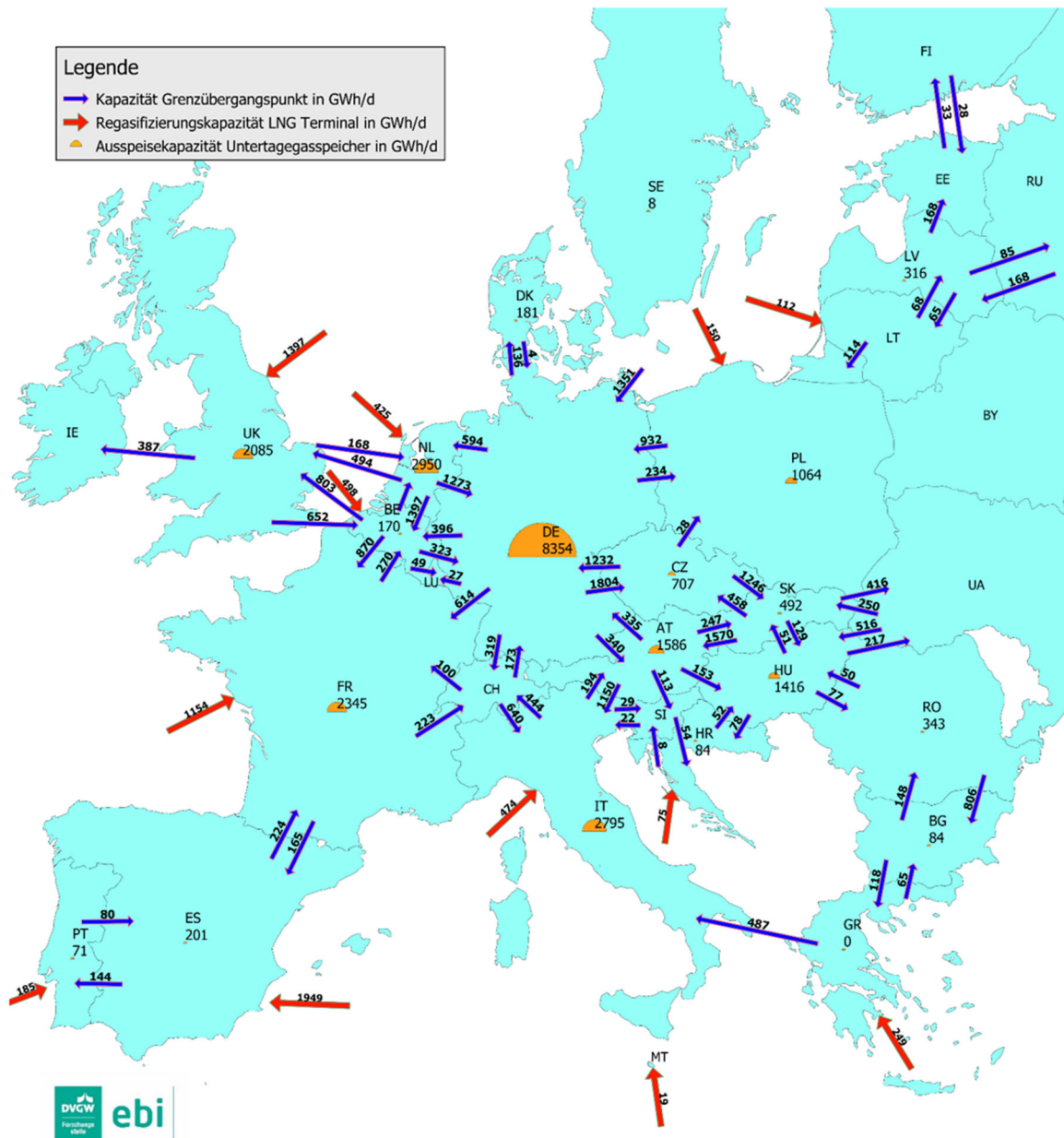


Abbildung 1: Übersicht der Kapazitäten der LNG-Terminals (Regasifizierung), Grenzübergangspunkte und Gasspeicher in Europa in GWh/d. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [5, 13, 14]

Wie sich am Beispiel von Deutschland erkennen lässt, würden bei einem Ausbleiben der russischen Gasimporte Kapazitäten von 3.515 GWh/d (Nordstream 1: 1351 GWh/d, Polen: 932 GWh/d, Tschechien: 1232 GWh/d) wegfallen. Demgegenüber stehen die Kapazitäten der Grenzübergangspunkte im Westen Deutschlands in Höhe von 1.769 GWh/d (Belgien: 323 GWh/d, Niederlande: 1.273 GWh/d, Schweiz: 173 GWh/d), über die zusätzliche Gasmengen in Form von regasifiziertem LNG bereitgestellt werden könnten. Die resultierende Differenz von 1.746 GWh/d verdeutlicht, dass eine höhere Auslastung bereits vorhandener LNG-Terminals im Westen Europas zwar zu einer Entlastung der Versorgungssituation in Deutschland und damit auch in Zentral- und Osteuropa beitragen kann, allerdings nur in begrenztem Maße. Wegen der unterschiedlichen Auslastung der Transportkapazitäten erfordert eine genaue Abschätzung des Umfangs detaillierte Lastflussrechnungen. Dabei sollte auch geprüft werden, an welchen Stellen

und in welchem Umfang sich die Reverse-Flow-Kapazitäten noch erhöhen lassen, um damit eine bessere Anbindung an die bestehenden LNG-Terminals zu erreichen.

Der Aufbau von Reverse-Flow-Kapazitäten ist mit den Planungen des europäischen Wasserstoff-Transportnetzes in Einklang zu bringen, um die erwarteten mittel- und langfristigen H<sub>2</sub>-Transportbedarfe aus europäischer Produktion und aus der MENA-Region decken zu können. Die bisherigen Planungen sahen vor, dass bis 2030 ein erstes Fernleitungsnetz von 11.600 km verfügbar ist [15]. Diese Planungen basieren zum überwiegenden Teil auf der Umwidmung einzelner Leitungsstränge gering ausgelasteter oder nicht mehr benötigter Gasleitungen. Dies gilt es vor dem Hintergrund des erwartbar höheren Gastransportbedarfs von den bestehenden LNG-Terminals zu den Verbrauchsschwerpunkten nochmals zu überprüfen. Um kurzfristig erste Projekte umzusetzen, müssen insbesondere die bereits vorausgewählten IPCEI-Projekte schnellstmöglich bewilligt und der regulatorische Rahmen in Hinblick auf eine schnellstmögliche Umsetzung geschaffen werden. Parallel dazu müssen Verordnungen, technische Regelwerke und Normen eingeführt werden. Auf nationaler Ebene wird das DVGW-Regelwerk bis 2024 um das Thema Wasserstoff erweitert.

### III. Auslastung der Regasifizierungskapazitäten an LNG-Terminals

In Europa werden derzeit (Stand 2021) etwa 17 % des Erdgasbedarfs über LNG gedeckt [3]. Die Auslastung der Importterminals bewegte sich 2021 in einem Bereich von 30 bis 70 % [8] und lag im Jahresdurchschnitt bei etwa 35 % [9]. Besonders hohe frei verfügbare Regasifizierungskapazitäten weisen insbesondere die Importterminals von Spanien (Auslastung in Q4/21: 38 %), England (Auslastung in Q4/21: 30 %) und Belgien (Auslastung in Q4/21: 21 %) auf [9]. Demgegenüber wurden in den Niederlanden und Polen im 4. Quartal 2021 Auslastungen von 64 % bzw. 71 % erreicht [9].

Demnach könnten durch kurzfristige LNG-Zukäufe Versorgungslücken geschlossen werden, sofern entsprechende Mengen auf den Weltmärkten zur Verfügung stehen. Rein rechnerisch könnte ein Importstopp des russischen Gases somit kurzfristig zu einem erheblichen Teil kompensiert werden, da durchschnittlich ca. 1.600 TWh an freier Kapazität rund 1.550 TWh an bisherigen Importen aus Russland gegenüberstehen (>100 %). Das tatsächliche Kompensationspotenzial ist jedoch sowohl durch die verfügbaren Transportkapazitäten als auch die Verfügbarkeit von LNG stärker begrenzt.

### IV. Geplanter Ausbau der LNG-Kapazitäten in Europa und möglicher Aufbau von LNG-Terminals in Deutschland

Deutschland verfügt aktuell über kein eigenes LNG-Importterminal, ist jedoch über den europäischen Binnenmarkt, insbesondere über die LNG-Terminals in Dunkerque, Zeebrugge und Rotterdam an den globalen LNG-Markt angebunden. Da diese Terminals zum Teil bereits jetzt eine hohe Auslastung verzeichnen (s.o.) und die Transportkapazitäten zur Weiterleitung nach Deutschland begrenzt sind, gilt es zu klären, in welchem Umfang eine bessere Anbindung an die Nachbarländer erreicht werden kann und welcher Umfang und welche Art von Terminals bei der Errichtung von Terminals in Deutschland anzustreben ist. Auf europäischer Ebene sind in den nächsten Jahren bereits eine Reihe weitere LNG-Importterminals bzw. Erweiterungen bestehender Terminals geplant, die zusätzliche Regasifizierungskapazitäten von 28 Mrd. m<sup>3</sup>/a bis 2023 bzw. 58 Mrd. m<sup>3</sup>/a bis 2029 bereitstellen sollen (s. Tabelle 2).



Tabelle 2: Geplante LNG-Terminals in Europa (EU-27) [11, 12]

Projekt	Land	IBN	Kapazität Mrd. m <sup>3</sup> /a	Kapazität (Regasifizierung) GWh/d
<b>Cyprus Gas2EU</b>	Cyprus	2022	2,44	76,17
<b>LNG terminal in northern Greece / Alexandroupolis</b>	Greece	2022	8,3	253,1
<b>Project GO4LNG LNG terminal Gothenburg</b>	Sweden	2022	9,999	26
<b>Shannon LNG Terminal and Connecting Pipeline</b>	Ireland	2022	2,1	86
<b>Tallinn LNG</b>	Estonia	2022	4	121
<b>Tenerife LNG Terminal</b>	Spain	2022	1,3	41,9
<b>Fos Cavaou LNG Terminal Expansion</b>	France	2023		110
<b>Montoir LNG Terminal Expansion</b>	France	2023		100
<b>Skulte LNG</b>	Latvia	2023	1,5	150
<b>Upgrade of LNG terminal in Świnoujście</b>	Poland	2023	2,5	76,6
<b>Gate terminal phase 3</b>	Netherlands	2024		61
<b>LNG Terminal in Klaipeda</b>	Lithuania	2024	3,7	122,4
<b>Mugardos LNG Terminal: Send-out Increase</b>	Spain	2024	3,6	115
<b>Fos Cavaou LNG Terminal Expansion</b>	France	2025		330
<b>Montoir LNG Terminal Expansion</b>	France	2025		260
<b>Paldiski LNG Terminal</b>	Estonia	2025	2	140
<b>Shannon LNG Terminal and Connecting Pipeline</b>	Ireland	2025	2,8	64
<b>FSRU Polish Baltic Sea Coast</b>	Poland	2026	4,5	138
<b>LNG terminal Krk 2nd phase</b>	Croatia	2027	4,4	109,2
<b>Gran Canaria LNG Terminal</b>	Spain	2029	1,3	41,9
<b>Shannon LNG Terminal and Connecting Pipeline</b>	Ireland	2029	3,3	100

Die Kapazitätserweiterungen in Deutschlands Nachbarländern Frankreich, Niederlande und Polen werden voraussichtlich zur Verfügung stehen, bevor überhaupt ein erstes Terminal in Deutschland in Betrieb gehen kann. Wenn zusätzlich auch ein entsprechender Ausbau der Transportkapazitäten nach Deutschland realisiert werden kann, ist dies bei der Planung der deutschen Terminalkapazitäten zu berücksichtigen, um nicht Kapazitäten zu schaffen, die weder zur Versorgungssicherheit noch zu den Klimazielen beitragen. Dies gilt es zeitnah genauer zu untersuchen. Aktuell plant insbesondere Frankreich zeitnah einen starken Ausbau der Terminalkapazitäten. Aktuell sind allerdings die Reverse-Flow-Kapazitäten von Frankreich nach Deutschland und in die Beneluxländer vergleichsweise gering (vgl. Abbildung 1). Dies unterstreicht einen möglichen Bedarf sowohl für die Erhöhung dieser Transportkapazitäten also auch für die Schaffung eigener Terminalkapazitäten in Deutschland.

Die Errichtung eigener Terminals in Deutschland wurde in der Regierungserklärung am 27.02.2022 angekündigt, mit dem Zusatz, dass diese Terminals zukünftig auch für den Import von grünem Wasserstoff genutzt werden sollen. Dies ist nachdrücklich zu betonen und zu befürworten, weil damit ein fossiler Lock-in vermieden werden kann. Vielmehr wird im ersten Schritt ein Verzicht auf Gasimporte aus Russland ermöglicht und frühzeitig signalisiert; im zweiten Schritt müssen diese Terminals den Ausstieg aus fossilen Erdgasimporten aus anderen Regionen und ihren Ersatz durch den Import grünen Wasserstoffs gewährleisten. Die Terminals müssen daher so geplant, ausgelegt und gebaut werden, dass sie zukünftig für die Regasifizierung von Wasserstoffimporten in Form von Ammoniak oder Flüssigwasserstoff genutzt werden können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Umrüstung von LNG-Terminals auf

Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>) bisher noch nicht untersucht ist. Eine Herausforderung stellt u. a. das deutlich tiefere Temperaturniveau dar (LH<sub>2</sub>: -253 °C, LNG: -162 °C bei Normaldruck).

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht über den Stand der Umsetzung, der derzeit in Planung befindlichen Importterminals Brunsbüttel, Wilhelmshaven und Stade.

Tabelle 3: Übersicht über die geplanten LNG-Terminals in Deutschland

Brunsbüttel	Wilhelmshaven	Stade
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Typ:</b> Schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierung (FSRU)</li> <li>• <b>Kapazität:</b> 8 Mrd. m<sup>3</sup>/a</li> <li>• <b>Besonderheit:</b> Anbindungsleitung ist H<sub>2</sub>-ready</li> <li>• <b>Status:</b> Freistellung von der Regulierung erteilt, Genehmigungsverfahren laufen bzw. sind in Vorbereitung</li> <li>• <b>Inbetriebnahme:</b> 2027</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Typ:</b> Schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierung (FSRU)</li> <li>• <b>Kapazität:</b> 5 Mrd. m<sup>3</sup>/a</li> <li>• <b>Status:</b> Freistellung nicht bekannt, Genehmigungsverfahren war gestoppt und müsste wieder aufgenommen werden. Der Bau wird durch das BMWK forciert.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Typ:</b> „Klassisches“ LNG-Terminal mit Regasifizierung</li> <li>• <b>Kapazität:</b> 12 Mrd. m<sup>3</sup>/a</li> <li>• <b>Status:</b> Freistellung von der Regulierung in Vorbereitung, Genehmigungsverfahren noch nicht gestartet (Plan: März 2022)</li> </ul>

Der Aufbau einer nationalen LNG-Infrastruktur eröffnet auch Optionen für den Import grüner Gase wie EE-LNG oder den o.g. Wasserstoffimporten. Hierzu existieren bereits Pläne z. B. für die Produktion von Ammoniak in Saudi-Arabien oder für Bio-LNG in Nordamerika. Die Umrüstung von LNG-Terminals auf NH<sub>3</sub>-Betrieb ist mit vertretbarem Aufwand möglich [10].

Ammoniak wird bisher nahezu ausschließlich in der chemischen Industrie eingesetzt. Derzeit werden ca. 3 % des Erdgasverbrauchs in Deutschland, d.h. 30 TWh, für die Ammoniaksynthese verwendet. Dementsprechend kann nur ein geringer Anteil der in den geplanten LNG-Terminals umsetzbaren Ammoniak-Mengen direkt stofflich genutzt werden; die industrielle Nachfrage nach Ammoniak in Deutschland würde beispielsweise den LNG-Terminal Brunsbüttel nur zu ca. 25 % auslasten. Außerdem muss für eine großskalige energetische Nutzung der Flottenbestand deutlich erhöht bzw. LNG-Tanker für den Ammoniaktransport umgerüstet werden. Auf die transportierte Energiemenge bezogen beträgt der weltweite Ammoniakhandel bisher ca. 2 % des LNG-Transportvolumens. Bei der Verwendung von Ammoniak als "Wasserstofftransportmedium" bzw. Wasserstoffspeicher, müssen die Terminals mit entsprechenden Ammoniak-Crackern ausgestattet werden, in denen der angelandete Ammoniak dehydriert wird. Neben Wasserstoff entsteht dabei auch Stickstoff.

## V. Ausbau der heimischen EE-Gas-Produktion und Einspeisung von Wasserstoff

Eine weitere Möglichkeit für die mittel- bis langfristige Diversifizierung der Erdgasversorgung stellt die verstärkte Einbindung von grünen Gasen wie Biomethan, SNG (Synthetisches Erdgas aus Biomasse oder PtG-Prozessen) oder Wasserstoff dar. Biomethan und SNG erfüllen die Anforderungen eines Erdgassubstituts und können ohne Anpassung in die bestehende Gasinfrastruktur eingespeist werden. Die Einspeisung kann entweder in Reinform erfolgen, was insbesondere auf Transportnetzebene das Mittel der Wahl ist (reine Wasserstoffpipelines), oder als Zumischung zu Methan in die Verteilnetze integriert werden. In den letzten Jahren wurden zahlreiche Pilot- und Demonstrationsprojekte gestartet und wichtige technische Grundlagen geschaffen. Aktuell wird davon ausgegangen, dass die Zumischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff zu Erdgas bzw. Methan für einen Großteil der Gasanwendungen unkritisch ist [16–19]. Auch die Umstellung auf reine Wasserstoffnetze ist mit Bestandsnetzen möglich, jedoch mit einem

substanziellen Aufwand durch den notwendigen Austausch bzw. die Anpassung eines wesentlichen Anteils der Gasanwendungen verbunden und kann dadurch erst nach 2030 zu einer substantiellen Reduktion des Erdgasbedarfs beitragen. Ein Gasnetztransformationsplan für Verteilnetze wurde kürzlich im Rahmen der Initiative H2VorOrt fertiggestellt [20]. Eine ähnliche Initiative (Ready4H2) wurde auf europäischer Ebene gestartet.

In Europa werden ca. 20.000 Biogasanlagen mit einer erzeugten Energiemenge von 191 TWh/a betrieben. Davon werden 32 TWh/a über 1023 Biomethananlagen ins Erdgasnetz eingespeist (11 TWh/a aus 208 Anlagen in Deutschland) [21], 159 TWh/a gehen bisher in die lokale Verstromung. Die Entwicklung in den Mitgliedsstaaten ist dabei sehr unterschiedlich, was vor allem auf die unterschiedlichen nationalen Strategien und finanziellen Fördermechanismen zurückzuführen ist. Die mittel- bis langfristig zur Verfügung stehenden Biomethanpotenziale sind beachtlich. Verschiedene Studien weisen für Europa ein Potenzial von 335 bis 467 TWh/a bis 2030 aus [22]. In Deutschland werden derzeit ca. 9.700 Biogasanlagen mit einer Erzeugungsleistung von 95 TWh/a betrieben. Das Biomethanpotenzial liegt bei ca. 100 TWh/a. Dieses kann auf etwa 170 TWh/a durch Kopplung mit PtG-Anlagen gesteigert werden [33]. Außerdem existieren weitere Biomassepotenziale, die bisher nicht für die Biogaserzeugung genutzt werden [34]. Daher erscheint ein Ausbau auf 100 TWh insbesondere durch Umrüstung und Anschließen von Bestandsanlagen an das Gasnetz sowie durch den Neubau von Anlagen realistisch [23]. Aus Branchenkreisen ist außerdem bekannt, dass die Einspeisekapazitäten bestehender Biomethananlagen in Deutschland ad-hoc um 10 bis 20 % erhöht werden können, da alle Anlagen durch die Flexibilisierung über freie Kapazitäten verfügen. Für einen raschen Hochlauf der Kapazitäten bedarf es jedoch auch hier einer Beschleunigung der Prozesse. Aktuell dauert der Bau und die Inbetriebnahme einer Biomethaneinspeiseanlage 12 bis 24 Monate. Hinzu kommen insbesondere in Deutschland langwierige Genehmigungsverfahren für Einspeisebegehren.

Als weitere biogene Quelle könnte SNG aus Holz oder Stroh über den Weg der Biomassevergasung mit anschließender Methanisierung gewonnen werden. Die notwendigen Verfahren wurden bereits großtechnisch umgesetzt (z. B. Gobigas-Projekt in Schweden [24]). Auf europäischer Ebene wird von einem SNG-Erzeugungspotenzial von ca. 500 TWh ausgegangen [23].

Letzten Endes ist die Entscheidung über die Einsatzbereiche für Biomasse aber auch eine politische Ermessensfrage, in der Aspekte der Nachhaltigkeit, der Flächennutzung in Deutschland insgesamt sowie der unterschiedlichen Einsatzbereiche für biogene Energie abgewogen werden müssen.

Perspektivisch bietet Wasserstoff eine weitere Möglichkeit, die Gasversorgung im Einklang mit den europäischen Klimazielen zu diversifizieren. Die verfügbaren Potenziale hängen jedoch vom Ausbau von Wind und PV-Anlagen bzw. Elektrolyseuren ab. Der bisher geplante Aufbau der Elektrolysekapazitäten in Europa (40 GW bis 2030 [21]) würde zu Wasserstoffmengen von ca. 120 TWh/a führen.

## VI. Erdgasspeicher

Speicher sind ein zentrales Element zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und zur Pufferung von Nachfragespitzen in den Wintermonaten. Deutschland verfügt gegenwärtig über 60 Untertagegasspeicher mit einer Kapazität von insgesamt 266 TWh. Dies entspricht etwa 28 % des Jahresverbrauchs. Allerdings sind die Speicher derzeit (Stand 11.03.2022) nur zu 25 % gefüllt [4]. Auch auf europäischer Ebene (EU-27 + UK) stehen von den maximal möglichen Ausspeisemengen von etwa 1.111 TWh derzeit noch 291 TWh zur Verfügung (=26,2 % Speicherfüllstand) [4].

Um eine Versorgung im kommenden Winter unabhängig von der Verfügbarkeit von russischem Gas zu gewährleisten, muss die Einspeicherung von zusätzlichen, unterjährig beschafften Mengen sichergestellt werden. Die Europäische Kommission hat hierzu einen Entwurf zur kurzfristigen Steigerung der Unabhängigkeit von russischem Erdgas vorgestellt, der zukünftig eine Erhöhung der Speicherstände der europäischen Untertagegasspeicher auf 90 % bis zum 1. Oktober eines jeden Jahres vorsieht [7]. Weiterhin ist zu prüfen, ob vorhandene Pläne für den Aufbau von neuen Speicherkapazitäten beschleunigt werden können.

Letzten Endes liegt bei einer Unterbrechung der Erdgasimporte aus Russland die Herausforderung jedoch eher bei der Befüllung der bestehenden Speichervolumina als beim Bedarf neuer Speicherkapazitäten.

## VII. Verringerung des Gasverbrauchs

Zuletzt muss betont werden, dass ein wirkmächtiger Hebel zur kurz- und mittelfristigen Kompensation eines Ausfalls russischer Gaslieferungen in der Reduktion des Verbrauchs liegt. Hierbei besteht eine Vielzahl an technischen Optionen und politischen Möglichkeiten, auch kurzfristig Erdgas in Deutschland und Europa einzusparen. Eine Aufzählung und Diskussion aller Optionen soll wegen deren großer Anzahl und des Fokus auf die Infrastruktur im Rahmen dieses Papiers hier nicht erfolgen. Klar ist jedoch, dass insbesondere Einsparmaßnahmen bei der Gebäudewärmeversorgung, u. a. durch bessere Betriebsführung von Gasheizungen, Gebäudeenergieeffizienz oder alternative Heizsysteme, ein großes Potential bergen. Weiterhin könnten Einsparungen durch den Fuel-Switch von Erdgas auf Braunkohle im Stromsektor erreicht werden. Dies würde allerdings mit einer Verdoppelung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einhergehen. Ein Fuel-Switch auf Steinkohle ist wenig zielführend, da Deutschland hier ebenfalls sehr stark von russischen Lieferungen abhängig ist und die Preise in den letzten Wochen sehr stark gestiegen sind.

Der Vollständigkeit halber sind schließlich noch die Maßnahmen der staatlichen Notfallplanung zu nennen, die in der Umsetzung der europäischen Verordnung zur Gasversorgungssicherheit (SoS-VO) im EnWG, dem Energiesicherungsgesetz (EnSiG) und der Gassicherungsverordnung (GasSV) verankert sind<sup>1</sup>. Ihr Einsatz soll aber nach allen Möglichkeiten vermieden werden.

## Fazit und verbleibende Fragen

Die Analyse zeigt, dass die europäischen Gasinfrastrukturen große Potentiale bieten, russische Erdgasimporte durch andere Optionen zu ersetzen. Wo immer möglich wird in diesem Papier versucht, diese Möglichkeiten auch zu quantifizieren. Allerdings ist bei einer rein summarischen Betrachtung der Optionen Vorsicht geboten. Die zeitlichen Verfügbarkeiten der Optionen variieren und sind zumindest teilweise unsicher. Während einige Optionen bereits sofort oder bis Ende des Jahres einsetzbar sind, müssten andere durch den Um- oder Neubau von Anlagen in den nächsten Jahren erschlossen werden. Es verbleiben daher eine Reihe von Fragen, die in den nächsten Wochen durch detaillierte technische Untersuchungen und politische Prozesse geklärt werden müssen:

---

<sup>1</sup> In diesen Regelwerken sind geschützte Kunden definiert, zu denen insbesondere die privaten Haushalte gehören. Der Gasverbrauch der geschützten Kunden macht in Deutschland etwa 50% aus und die Sicherstellung ihrer Versorgung ist die oberste Zielsetzung. Die Versorgung anderer Verbraucher kann im Notfall nach einem Stufenplan unterbrochen werden. Die Planung und Umsetzung erfolgen i. W. durch das Bundeswirtschaftsministerium, die Bundesnetzagentur und die Netzbetreiber. Für die Versorgung der geschützten Kunden schreibt die SoS-VO auch Solidarität zwischen den EU-Mitgliedsstaaten vor.

1. **Wieviel LNG kann über die bestehenden Terminals und Leitungen tatsächlich an welche Anschlusspunkte gebracht werden?** Diese technisch komplexe Frage ist von zentraler Bedeutung für die Frage der Versorgungssicherheit besonders in Deutschland und Südosteuropa und beinhaltet unter anderem die Klärung der Reverse-Flow-Kapazitäten des Fernleitungsnetzes.
2. **Was beeinflusst die realen Lieferkapazitäten und wie schnell können sie erhöht werden?** Hier besteht ein komplexes Geflecht von Wechselwirkungen zwischen den globalen Energiemärkten und den sich darin ergebenden Preisen, den Transport- und Speichermöglichkeiten und den Lieferstrukturen.
3. **Wie hoch ist der Bedarf an zusätzlichen LNG-Terminals und welche Maßnahmen können und sollen ergriffen werden, um neue LNG-Terminals für zukünftige Importe von Wasserstoff und Derivaten vorzubereiten?** Hierbei besteht neben offenen technischen Fragen möglicherweise auch ein Spannungsfeld zwischen einer kurzen Bauzeit und der ggf. zusätzlichen Planungszeit für die Vorbereitung eines späteren Umstiegs auf Ammoniak oder Flüssigwasserstoff.
4. **Wie schnell können innereuropäische Gasquellen erschlossen werden?** Dies betrifft sowohl biogene Methanpotenziale aus Biogas und Biomassevergasung, als auch die Produktion von Wasserstoff und Derivaten daraus. Dabei ist auch zu beachten, dass der Aufbau eines Wasserstoff-Backbones mit dem Bedarf höherer LNG-Importe über Nachbarländer harmonisiert werden muss.
5. **Welche kurzfristigen Substitutions- und Energieeffizienzpotentiale gibt es insbesondere in der Industrie und bei Gebäudewärme?** Hierbei sind neben den Kosten und Klimawirkungen auch die Auswirkungen auf die langfristige Energiewendestrategie zu berücksichtigen.

Das Konsortium von TransHyDE wird in den nächsten Wochen die Diskussionen um diese Fragen – insbesondere zu denen mit starkem Infrastrukturbezug – durch detaillierte Analysen unterstützen.

## Literatur

- [1] IEA, How Europe can cut natural gas imports from Russia significantly within a year. [Online] Verfügbar unter: <https://www.iea.org/news/how-europe-can-cut-natural-gas-imports-from-russia-significantly-within-a-year>. Zugriff am: 11. März 2022.
- [2] B. McWilliams, G. Sgaravatti, S. Tagliapietra und G. Zachmann, „Preparing for the first winter without Russian gas“, 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bruegel.org/2022/02/preparing-for-the-first-winter-without-russian-gas/>. Zugriff am 11. März 2022.
- [3] ACER, „Wholesale Gas Markets Monitoring 2021: Key developments“, Feb. 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.acer.europa.eu/events-and-engagement/news/wholesale-gas-markets-2021-rebound-demand-lng-imports-and-high>. Zugriff am: 11. März 2022.
- [4] Gas Infrastructure Europe, AGSI+ Storage Transparency Platform. [Online] Verfügbar unter: <https://agsi.gie.eu/#/>. Zugriff am: 13. März 2022.
- [5] Gas Infrastructure Europe, GIE Storage Database: Version July 2021. [Online] Verfügbar unter: <https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/>. Zugriff am: 11. März 2022.
- [6] Aurora Energy Research, „Impact of Russia-Ukraine war on European gas markets: can Europe cope without Russian gas?“, März 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://nkro22cl16pbxzrpzy39bezkw-engine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2022/03/Aurora\\_Mar22\\_ImpactRussia\\_Ukraine\\_EuropeanGas\\_Insights\\_Page2.pdf](https://nkro22cl16pbxzrpzy39bezkw-engine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2022/03/Aurora_Mar22_ImpactRussia_Ukraine_EuropeanGas_Insights_Page2.pdf). Zugriff am: 11. März 2022.
- [7] European Commission, REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy. Strasbourg, 2022.
- [8] European Commission, EU-U.S. LNG TRADE: U.S. liquefied natural gas (LNG) has the potential to help match EU gas needs. [Online] Verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu-us\\_lng\\_trade\\_folder.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu-us_lng_trade_folder.pdf). Zugriff am: 11. März 2022.
- [9] Team Consult, „LNG-Markt-Radar“, Berlin, Feb. 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://www.teamconsult.net/news/files/LNG\\_Marktradar\\_Nr.6\\_fv.pdf](https://www.teamconsult.net/news/files/LNG_Marktradar_Nr.6_fv.pdf). Zugriff am: 11. März 2022.
- [10] M. Ghasemi, „Converting LNG Import Terminals to Ammonia Import Terminals“, Dez. 2020. [Online] Verfügbar unter: <https://www.bv.com/perspectives/converting-lng-import-terminals-ammonia-import-terminals>. Zugriff am: 11. März 2022.
- [11] European Commission, PCI Transparency platform: Projects of common interest. [Online] Verfügbar unter: [https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency\\_platform/map-viewer/main.html](https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html). Zugriff am: 11. März 2022.
- [12] ENTSO-G, Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020: Annex A.2 - Project Tables. [Online] Verfügbar unter: [http://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-07/TYNDP\\_2020%20-%20Annex%20A%20-%20Projects%20Tables.xlsx](http://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-07/TYNDP_2020%20-%20Annex%20A%20-%20Projects%20Tables.xlsx). Zugriff am: 11. März 2022.

- [13] Gas Infrastructure Europe, GIE LNG Database: Version March 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.gie.eu/transparency/databases/lng-database/>. Zugriff am: 11. März 2022.
- [14] ENTSO-G und GIE, „System Development Map 2020-2021“, Jan. 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-01/ENTSOG\\_GIE\\_SYSDEV\\_2020-2021.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-01/ENTSOG_GIE_SYSDEV_2020-2021.pdf). Zugriff am: 11. März 2022.
- [15] Jaro Jens, A. Wang, K. van der Leun, D. Peter und M. Buseman, „Extending the European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries“, Apr. 2021. Zugriff am: 5. August 2021.
- [16] H. Dörr et al., „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasnetz“, energie | wasser-praxis, Nr. 11, S. 50–59, 2016.
- [17] DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), Hg., „Untersuchungen zur Einspeisung von Wasserstoff in ein Erdgasverteilnetz – Auswirkungen auf den Betrieb von Gasanwendungstechnologien im Bestand, auf Gas-Plus-Technologien und auf Verbrennungsregelungsstrategien“, 2015.
- [18] F. Scholten, H. Dörr und M. Werschy, „Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI: Abschlussbericht G201615“, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.; DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT); DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Essen, Feb. 2018.
- [19] K. Altfeld und D. Pinchbeck, „Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems“, gas for energy, 3/2013, 2013.
- [20] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Hg., „H2vorOrt: Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen“, Bonn, Nov. 2020. [Online] Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>. Zugriff am: 30. November 2020.
- [21] J. Jens, D. Gräf und M. Schimmel, „Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe: A Gas for Climate Report“, Utrecht, Dez. 2021. [Online] Verfügbar unter: [https://gasforclimate2050.eu/?smd\\_process\\_download=1&download\\_id=822](https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=822). Zugriff am: 11. März 2022.
- [22] S. Alberici und J. Peters, „The future role of biomethane“, Utrecht, Dez. 2021. [Online] Verfügbar unter: [https://gasforclimate2050.eu/?smd\\_process\\_download=1&download\\_id=928](https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=928). Zugriff am: 11. März 2022.
- [23] F. Lehnert, J. Leiblein, R. Schlautmann, K. Bär und M. Bäuerle, „Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase: Deliverable 1.2 Roadmap Gas 2050“, 2021.
- [24] Anton Larsson, Ingemar Gunnarsson, Fressy Tenberg, „The GoBiGas Project Demonstration of the Production of Biomethane from Biomass via Gasification“, 2019.
- [25] IEA, „Energy Policies of IEA Countries – Japan – 2016 Review“, OECD/IEA, 2016.
- [26] Oxford Institute for Energy Studies, „Ukraine Invasion: What This Means for the European Gas Market“, 2022, [Online] Verfügbar unter: <https://www.oxfordenergy.org/publications/ukraine-invasion-what-this-means-for-the-european-gas-markets/>. Zugriff am 13. März 2022.

- [27] IEA, "A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas", 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.iea.org/topics/russia-s-war-on-ukraine>. Zugriff am 13. März 2022.
- [28] Leopoldina, „Wie sich russisches Erdgas in der deutschen und europäischen Energieversorgung ersetzen lässt“, 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.leopoldina.org/en/press-1/news/joint-statement-by-the-national-academies-of-the-g7-states-on-russias-attack-on-ukraine/>. Zugriff am 13. März 2022.
- [29] European Parliament, "Russia's war on Ukraine: implications for EU energy supply", 2022. [Online] Verfügbar unter: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/729281/EPRS\\_ATA\(2022\)729281\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/ATAG/2022/729281/EPRS_ATA(2022)729281_EN.pdf). Zugriff am 13. März 2022.
- [30] Hertie School und Neon Neue Energieökonomik, "Energy policy and energy industry options for Germany and Europe in view of Russia's attack on Ukraine. Open Letter to European Energy Policymakers and the Broader Public", 2022. [Online] Verfügbar unter: <https://www.hertie-school.org/en/content/detail/content/lion-hirth-and-colleagues-propose-german-and-eu-energy-policy-responses-to-russias-aggression>. Zugriff am 13. März 2022.
- [31] Sensfuß, F.; Lux, B.; Bernath, C.; Kiefer, C.; Pfluger, B.; Kleinschmitt, C. et al., „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien“, 2021, Karlsruhe: Fraunhofer ISI, [Online] Verfügbar unter: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. Zugriff am 11. März 2022
- [32] Wachsmuth, Jakob; Michaelis, Julia; Neumann, Fabian; Wietschel, Martin; Duscha, Vicki; Degünther, Charlotte; Köppel, Wolfgang; Zubair, Asif, „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“. In: Climate Change 2019 (12). Dessau-Roßlau. [Online] Verfügbar unter: [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-04-15\\_Roadmap-Gas-f%C3%BCr-die-Energiewende.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-04-15_Roadmap-Gas-f%C3%BCr-die-Energiewende.pdf). Zugriff am 11 März 2022.
- [33] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Hg., „Potentialermittlung zur Erzeugung erneuerbarer Gase mittels Methanisierung - EE-Methanisierung“, 2018 (<https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsbericht-g-201622-ee-methanisierung>)
- [34] Nachhaltiges technisches Mengenpotenzial für Methan aus Biogasanlagen, Hintergrundpapier Fachverband Biogas, 07.03.2022