ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of

ZBW Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Heilmann, Felix; Steitz, Janek; Müller, Simon; Sigl-Glöckner, Philippa

Research Report

LNG, Energiesicherheit und Klimaschutz: Wege aus dem Spannungsfeld

Fachtexte

Provided in Cooperation with:
Dezernat Zukunft - Institute for Macrofinance, Berlin

Suggested Citation: Heilmann, Felix; Steitz, Janek; Müller, Simon; Sigl-Glöckner, Philippa (2023) : LNG, Energiesicherheit und Klimaschutz: Wege aus dem Spannungsfeld, Fachtexte, Dezernat Zukunft e.V., Berlin

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/277909

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanzen

Agora Energiewende

HINTERGRUNDPAPIER

LNG, Energiesicherheit und Klimaschutz: Wege aus dem Spannungsfeld

@ Felix Heilmann, Janek Steitz, Simon Müller, Philippa Sigl-Glöckner[2,3]

felix.heilmann.ext@dezernatzukunft.org

22.06.2023[1]

Executive Summary

Importe von Flüssigerdgas (LNG) haben es Europa ermöglicht, den weitgehenden Ausfall russischer Gaslieferungen teilweise zu kompensieren. Dies war für die Sicherung der Energieversorgung zentral. Es besteht hierbei jedoch auch ein Risiko neuer Pfadabhängigkeiten, die der notwendigen Transformation zur Klimaneutralität entgegenstehen.

Ziel dieses Hintergrundpapiers ist es, in diesem Spannungsfeld zwischen Energiesicherheit und Klimaschutz Brücken für differenzierte Lösungsansätze zu bauen. Hierfür betrachten wir relevante Aspekte entlang der gesamten LNG-Versorgungskette, unter der Prämisse, dass die Einhaltung der Klimaziele und Energiesicherheit jederzeit gewährleistet sein müssen. Das Papier basiert auf Gesprächen und einem Workshop mit Stakeholder:innen aus dem gesamten Debattenspektrum.

Insgesamt birgt der Bau neuer LNG-*Export*-Terminals die größten Risiken für den Klimaschutz. *Import*-Terminals können als Reserve für Krisenzeiten dienen, wenn ihre Nutzung in Nichtkrisenzeiten eingeschränkt wird. Die globale LNG-Versorgungssituation wird sich auch ohne Investitionen in zusätzliche Exportterminals stark entspannen: Durch sich bereits jetzt im Bau befindliche Projekte wird sich das globale Angebot bis 2027 um rund ein Drittel erhöhen. Zusätzliche Exportkapazitäten können angesichts langer Entwicklungszeiten keinen relevanten Beitrag zur Entschärfung der aktuellen Versorgungskrise leisten und laufen Gefahr, als *stranded assets* zu enden.

Europäische Entscheidungen sollten daher keine neuen Exportprojekte unterstützen. Dies gilt auch für die Ermöglichung durch langfristige Lieferverträge. Stattdessen sollten sich europäische Akteur:innen auf die wachsende Menge nicht vertraglich gebundener Volumina konzentrieren, die aus auslaufenden Altverträgen, von Portfoliounternehmen und aus bereits im Bau befindlichen neuen Exportprojekten zur Verfügung stehen. Kurz- und mittelfristige Verträge können Unsicherheiten aus einer zu starken Exposition gegenüber dem Spotmarkt reduzieren und gleichzeitig Klimarisiken begrenzen. Regierungen können zur Umsetzung solcher Verträge beitragen.

#LNG
#ENERGIESICHERHEIT
#KLIMASCHUTZ

1 Dies ist eine deutsche Übersetzung des im Mai 2023 in englischer Sprache erschienen Hintergrundpapiers "LNG, Climate and Energy Security: Towards a Comprehensive Approach for Europe" (Heilmann et al. 2023).

2 Felix Heilmann ist Policy Fellow beim Dezernat Zukunft. Janek Steitz ist Direktor beim Dezernat Zukunft. Simon Müller ist Direktor Deutschland bei Agora Energiewende. Philippa Sigl-Glöckner ist Geschäftsführerin des Dezernat Zukunft.

3 Wir danken Christoph Bals, Anne-Sophie Corbeau, Lisa Fischer, Hanns Koenig, Regine Richter, Georg Zachmann, Peter Zeniewski und Constantin Zerger sowie allen anderen Expert:innen, die anonym bleiben möchten, für ihre vielen wertvollen Kommentare. Wir danken auch Max Krahé und Gerrit Schröter für ihre Unterstützung. Alle hier geäußerten Ansichten sind allein die Meinung der Autor:innen.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung und zentrale Erkenntnisse 4
2. LNG-Angebot 6
3. LNG-Verträge 12
4. LNG-Nachfrage und Importinfrastruktur 19
Literaturverzeichnis 23

LNG, Klima und Energiesicherheit: Wege aus dem Spannungsfeld 10 Thesen

LNG-Angebot

These 1: Neue LNG-Exportprojekte, die sich bereits jetzt im Bau befinden, werden den globalen Versorgungsengpass wahrscheinlich vor 2027 lösen. Zusätzliche Projekte können die LNG-Versorgung aufgrund langer Entwicklungszeiten kurzfristig nicht wesentlich erhöhen.

These 2: Zur Sicherung der Energieversorgung sind über die bereits im Bau befindlichen LNG-Exportprojekte hinaus keine zusätzlichen Projekte erforderlich – es sei denn, die Nachfrage nach 2030 weicht stark von klimaverträglichen Pfaden ab oder es kommt zu erheblichen unerwarteten Unterbrechungen der Gasversorgung.

These 3: Mit dem Bau neuer LNG-Exportterminals ist das mit Abstand größte Risiko verbunden, Pfadabhängigkeiten in Richtung eines erhöhten fossilen Gasverbrauchs (*fossil lock-ins*) zu schaffen.

LNG-Verträge

These 4: Um fossile Pfadabhängigkeiten und *stranded assets* zu vermeiden, sollten europäische Akteur:innen auf den Abschluss neuer Langfristverträge verzichten, die direkt oder indirekt neue LNG-Exportprojekte ermöglichen.

These 5: Kurz- und mittelfristige Verträge können Unsicherheiten aufgrund von zu großer Exposition gegenüber dem Spotmarkt reduzieren und gleichzeitig Klimarisiken begrenzen. Regierungen können zur Umsetzung solcher Verträge beitragen.

These 6: Lieferverträge ab Schiff (*delivery ex-ship*, DES) können zu regionalen Pfadabhängigkeiten hin zu höherem Erdgasverbrauch führen. Gleichzeitig bergen insbesondere zielflexible Lieferungen die Gefahr, zu einem global höheren Erdgasverbrauch zu führen.

LNG-Nachfrage und Importinfrastruktur

These 7: Der Großteil der weltweiten LNG-Nachfrage ist und bleibt außerhalb Europas. Europa spielt jedoch eine entscheidende Rolle bei der Festlegung weltweiter Erwartungen.

These 8: Das Ablassen und Abfackeln von Erdgas sowie Leckagen führen zu erheblichen Verlusten an Erdgasressourcen. Maßnahmen in diesem Bereich wären sowohl für das Klima als auch für die Gasversorgung von Vorteil und sollten daher bereits kurzfristig hohe Priorität haben.

These 9: Europäische Überkapazitäten für LNG-Importe können als Sicherheitsreserve sinnvoll sein. Dies setzt jedoch voraus, dass die Nutzung dieser Kapazitäten in Nichtkrisenzeiten eingeschränkt wird.

These 10: Klimaschutz und Energiesicherheit können letztlich nur durch den Ausstieg aus der Erdgasnutzung und den Umstieg auf effiziente erneuerbare Energiesysteme erreicht werden.

1. Einleitung und zentrale Erkenntnisse

Flüssigerdgas (*Liquefied Natural Gas*, LNG) gehört momentan zu den meistdiskutierten Themen in der Klima- und Energiepolitik. Im Jahr 2022 erhöhten europäische Länder im Eiltempo ihre LNG-Importe, um den Ausfall russischer Pipeline-Gaslieferungen infolge des Angriffs auf die Ukraine auszugleichen. Insgesamt stiegen die europäischen LNG-Importe um 63 Prozent, und neue Importinfrastrukturen wurden und werden mit Hochdruck errichtet. Gaspreise verzeichneten historische Anstiege und der weltweite Handel mit LNG erreichte einen Rekordwert von 450 Milliarden US-Dollar[4], während die gehandelten Mengen um nur 6 Prozent zunahmen (IEA 2023a).

In Diskussionen über und Entscheidungen zu LNG sind politische Entscheidungsträger:innen mit widersprüchlichen Anforderungen konfrontiert: Einerseits sind Teile des bestehenden Energiesystems in Ländern wie Deutschland nach wie vor stark von Erdgas abhängig. Versorgungssicherheit und Preisstabilität sind daher gerade in Zeiten zunehmender globaler geopolitischer Spannungen von großer Bedeutung. Andererseits ist ein Ausstieg aus der heutigen Erdgasnutzung notwendig, um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Die Herausforderung besteht also darin, jetzt Entscheidungen zu treffen, die eine zuverlässige und kostengünstige Versorgung mit Erdgas sicherstellen, solange sie benötigt wird, ohne dadurch – in Europa und weltweit – den Übergang zu einem erneuerbaren und effizienten Energiesystem im Einklang mit dem Pariser Klimaabkommen zu gefährden. Ziel dieses Papers ist es, diese wichtigen Abwägungen zu informieren, aufbauend auf der Überzeugung, dass heutige Entscheidungen die Erreichung beider Prioritäten, Energiesicherheit und Klimaschutz, gewährleisten müssen.

Diese Publikation basiert auf Interviews mit Expert:innen und einem Workshop mit führenden Akteur:innen aus dem gesamten Spektrum der Debatte sowie umfangreichen Recherchen. Wir danken allen Expert:innen und Entscheidungsträger:innen, die ihre Erkenntnisse und Perspektiven mit uns geteilt haben. Um LNG-Debatten, insbesondere in Europa, zu informieren, schlagen wir zehn Thesen vor. Im Gegensatz zu bisherigen Diskussionen in Europa, die sich vor allem mit Fragen des LNG-Imports beschäftigten, betrachten wir die gesamte LNG-Wertschöpfungskette und schlagen Thesen sowohl zur LNG-Versorgung und zu LNG-Verträgen als auch zur Nachfrage und zur Importinfrastruktur vor. Unsere zentralen Ergebnisse sind:

1. **LNG-Angebot und Exportinfrastruktur:** Die gestiegene europäische Nachfrage nach LNG infolge des russischen Angriffs auf die Ukraine hat zu einer angespannten Lage auf dem globalen LNG-Markt geführt. Angesichts der langen Entwicklungszeiten für neue Exportprojekte trägt es jedoch nicht zur Lösung dieser kurzfristigen Krise bei, jetzt neue LNG-Lieferprojekte in Angriff zu nehmen. Darüber hinaus wird das LNG-Angebot bis 2027 ohnehin um etwa ein Drittel der bestehenden Kapazität steigen, wenn aktuell bereits im Bau befindliche Exportprojekte in Betrieb genommen werden. Zusätzliche Exportkapazitäten sind zur Versorgungssicherung nicht erforderlich, es sei denn, der zukünftige LNG-Verbrauch weicht deutlich von klimaverträglichen Pfaden ab oder es kommt zu weiteren unerwarteten und gravierenden Unterbrechungen der Gasversorgung, die angesichts der aktuellen geopolitischen Spannungen nicht auszuschließen sind. Insgesamt ist mit dem Bau neuer LNG-Exportterminals das mit Abstand größte Risiko verbunden, Pfadabhängigkeiten in Richtung eines erhöhten fossilen Gasverbrauchs zu schaffen. Maßnahmen zur Unterstützung der Energiewende in anderen Staaten, die eine Reduzierung des LNG-Be-

4 Gemessen als Kosten der LNG-Beschaffung für Importeure.

darfs ermöglichen, haben für die kurzfristige Sicherung der Gasversorgung den gleichen Effekt wie zusätzliches Angebot. Gleichzeitig reduzieren sie den Einsatz fossiler Energieträger und damit verbundene Emissionen.

2. **LNG-Verträge:** Europäische Abnehmer:innen haben sich bei der Unterzeichnung langfristiger Verträge für LNG-Lieferungen nach Europa bisher spürbar zurückgehalten. Dies ist ein Indiz dafür, dass aus Sicht der Marktteilnehmer:innen ein Rückgang des Importbedarfs von Erdgas im Zuge der Energiewende für wahrscheinlich gehalten wird. In den kommenden Jahren wird ein erhebliches Volumen an Altverträgen für LNG-Lieferungen auslaufen und neue Exportprojekte mit noch nicht vertraglich gebundenen Kapazitäten werden in Betrieb gehen und damit neue Bezugsoptionen für LNG eröffnen. Außerdem werden europäische Käufer:innen weiterhin in der Lage sein, kurzfristig große Mengen LNG über den Spotmarkt zu beziehen, auch über Zwischenhändler:innen (Portfolio-Unternehmen). Sollten Regierungen eine starke Abhängigkeit von Spotmärkten als volkswirtschaftlich zu riskant ansehen, können kurz- und mittelfristige Verträge eine relative Absicherung gegen volatile Spotmärkte bieten und für mehr wirtschaftliche Sicherheit sorgen. Da solche Verträge unter Umständen privatwirtschaftlich nicht kosteneffizient realisierbar sind und in der Regel nicht die bevorzugte Vertragsoption der Anbieter:innen darstellen, kann für ihren Abschluss staatliche Unterstützung erforderlich sein. Ein Schlüsselfaktor bei der Bewertung der Klimaauswirkungen von Vertragsentscheidungen ist die Frage, ob sie finale Investitionsentscheidungen (*final investment decisions*, FIDs) für neue LNG-Exportprojekte ermöglichen und dadurch mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu zusätzlichen Emissionen führen, die mit Paris-kompatiblen Klimapfaden unvereinbar sind.
3. **LNG-Nachfrage und Importinfrastruktur:** In Europa, insbesondere in Deutschland, werden derzeit Reservekapazitäten an LNG-Importinfrastruktur aufgebaut, um die Sicherheit der Gasversorgung auch bei weiteren unerwarteten Lieferunterbrechungen gewährleisten zu können. Damit diese Reservekapazitäten nur in möglichen Krisenzeiten zum Einsatz kommen und damit die Erreichung der Klimaziele nicht gefährden, sollte ihre Nutzung in Nichtkrisenzeiten eingeschränkt werden. Darüber hinaus sollte die Verfügbarkeit von Importkapazitäten für Buchungen durch private Akteur:innen an regulatorische Bestimmungen geknüpft werden, die sicherstellen, dass Vertragslaufzeiten im Einklang mit den Klimazielen sind. Um sicherzustellen, dass Reserveinfrastruktur nicht zu einem erhöhten Verbrauch fossiler Brennstoffe führt, darf ihre Entwicklung weder direkt noch indirekt zu finalen Investitionsentscheidungen für neue LNG-Exportinfrastruktur führen. Darüber hinaus ist zu beachten, dass sich öffentliche Investitionen in Reservekapazitäten nicht unmittelbar finanziell auszahlen müssen. Wo möglich, sollten flexible schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheiten (*floating storage and regasification units*, FSRUs) eingesetzt werden, zumal geplante LNG-Importterminals nicht direkt für den Import von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten geeignet sind. Letztlich ist die einzige Strategie, mit der Klimaschutz und Energiesicherheit nachhaltig erreicht werden können, die Beendigung der heutigen Abhängigkeit von Erdgas, indem dessen Nutzung durch erneuerbare Energien und Effizienzverbesserungen ersetzt wird.

2. LNG-Angebot

These 1: Neue LNG-Exportprojekte, die sich bereits jetzt im Bau befinden, werden den globalen Versorgungsengpass wahrscheinlich vor 2027 lösen. Zusätzliche Projekte können die LNG-Versorgung aufgrund langer Entwicklungszeiten kurzfristig nicht wesentlich erhöhen.

Der plötzliche Anstieg der europäischen LNG-Nachfrage im Jahr 2022 hat zu einer angespannten Lage auf dem globalen LNG-Markt geführt. Da Europa bereit und in der Lage war, zur Deckung seines LNG-Mehrbedarfs hohe Importpreise zu bezahlen, kam es auf dem Weltmarkt zu teilweisen Lieferengpässen und zu außergewöhnlichen Preissteigerungen. Abnehmer wie Pakistan und Bangladesch wurden teils aus dem Markt gedrängt, was in diesen Ländern schwerwiegende soziale Folgen hatte und dazu führte, dass in einigen Fällen die Verbrennung von Kohle den Einsatz von Gas ersetzte (Reuters 2023a).

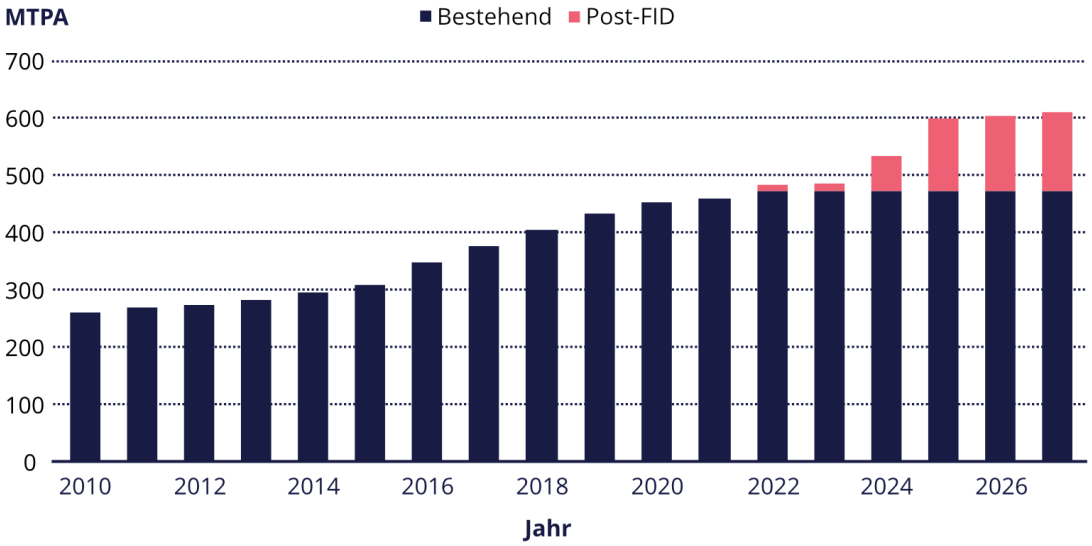
Bis 2026 wird der LNG-Weltmarkt voraussichtlich angespannt bleiben (BloombergNEF 2022). In naher Zukunft werden nur wenige neue Exportprojekte in Betrieb genommen, sodass die kurzfristige Perspektive in erster Linie von den Entwicklungen auf der Nachfrageseite abhängt, wobei die chinesische LNG-Nachfrage ein entscheidender Faktor ist (IEA 2023a). Zusätzliche Exportprojekte, für die noch keine endgültigen Investitionsentscheidungen getroffen wurden, können die kurzfristige Versorgungslücke jedoch nicht schließen, da allein der Bau von LNG-Exportterminals drei bis fünf Jahre dauert (Merlin Advisors 2019, Global Energy Monitor 2022).

So wird beispielsweise das LNG-Projekt in Port Arthur in den USA, für das im März 2023 eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde, erst 2027 in Betrieb gehen und 2028 seine volle Kapazität erreichen (Sempra 2023). Für schwimmende LNG-Exportanlagen (floating LNG, FLNG) gilt dies nur eingeschränkt, allerdings blieben FLNG-Projekte in der Vergangenheit oft hinter den Erwartungen zurück (Westwood Global Energy Group 2023, Eni 2022).

Bis 2027 wird das LNG-Angebot auf den Weltmärkten jedoch stark steigen, da sich aktuell eine signifikante Anzahl von Projekten im Bau befindet (mit finaler Investitionsentscheidung/post-FID, Abbildung 1). Wenn diese Projekte schrittweise bis 2027 in Betrieb gegangen sein werden, wird die weltweite Exportkapazität um etwa 35 Prozent höher sein als heute. Der größte Teil dieses Kapazitätszuwachses entfällt auf Exportprojekte in den USA und Katar.

Entwicklung der globalen LNG-Exportkapazität, Stand April 2022

2010–2027



Angepasst übernommen von IGU 2022 World LNG Report Abbildung 4.4, S. 40

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanzen

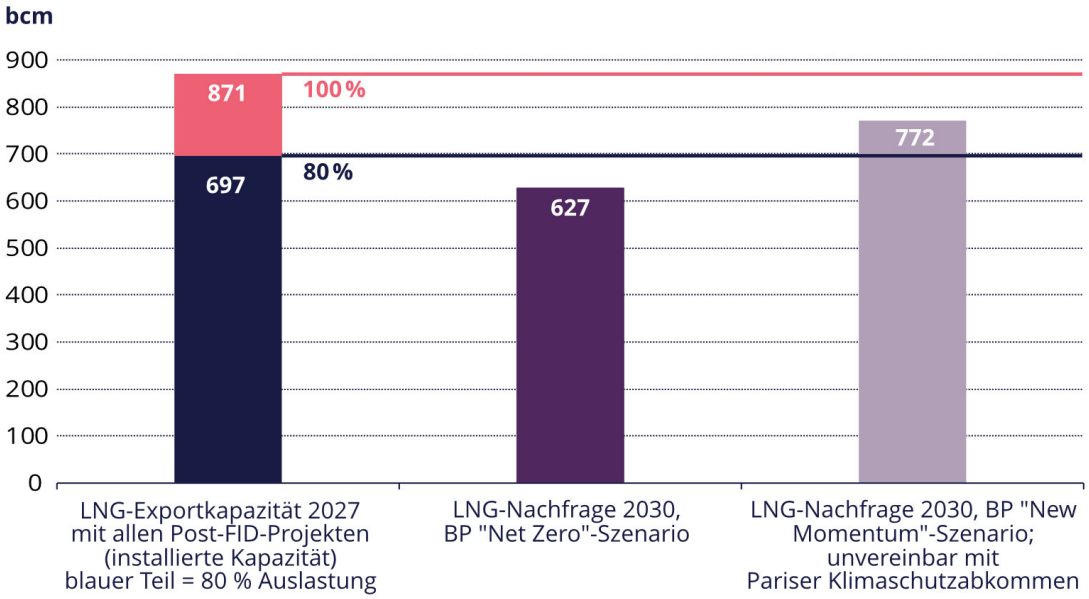
Abbildung 1: Entwicklung der globalen LNG-Exportkapazität, Stand April 2022; **Quelle:** angepasst nach IGU 2022[5]

Bei einer klimaverträglichen Nachfrageentwicklung bis zum Jahr 2030 werden die verfügbaren Exportkapazitäten dann den Bedarf deutlich übersteigen, sobald die derzeit im Bau befindlichen Projekte den Betrieb aufgenommen haben (Abbildung 2). Verschiedene Analysen kommen unabhängig voneinander zum gleichen Ergebnis: Zusätzliche Projekte über die bereits beschlossenen hinaus sind nur dann erforderlich, wenn die LNG-Nachfrage deutlich über klimaverträgliche Pfade hinaus ansteigt. Hierbei ist der Rückgang der russischen Pipeline-Gasexporte nach Europa bereits berücksichtigt (siehe z. B. Enervus 2023, EWI 2023).

Daher kann jedes neue LNG-Exportprojekt, das zukünftig genehmigt wird, nur dann profitabel sein, wenn der künftige Gasverbrauch deutlich über klimaverträglichen Pfaden liegt. Bei jetzt zusätzlich geplanten LNG-Exportprojekten besteht dementsprechend ein sehr hohes Risiko, dass sie bei Erreichen der Klimaziele als *stranded assets* enden. Die Folgen der Energiekrise, wie gezielte Maßnahmen zur Reduzierung der Gasnachfrage und hohe LNG-Preise, sowie die Umsetzung klimapolitischer Maßnahmen im Allgemeinen, erhöhen die Wahrscheinlichkeit eines beschleunigten Rückgangs der LNG-Nachfrage in den kommenden Jahren (IEEFA 2023).

5 Seit April 2022 gab es weitere FIDs für neue LNG-Exportprojekte, vor allem für Port Arthur (18,6 Mrd. Kubikmeter/Jahr) und Plaquemines Phase 1 und Phase 2 (27,6 Mrd. Kubikmeter/Jahr) in den Vereinigten Staaten.

LNG-Exportkapazität nach 2027 mit im Bau befindlichen Projekten (post-FID) und möglicher Bedarf



Lesebeispiel: Bis 2027 werden die installierten Exportkapazitäten 870 Milliarden Kubikmeter (bcm) pro Jahr überschreiten, sobald alle im Bau befindlichen Projekte in Betrieb genommen wurden. Bei einer typischen Auslastungsrate von 80 Prozent entspricht dies einem LNG-Angebot von rund 700 Milliarden Kubikmetern pro Jahr, was deutlich über dem LNG-Bedarf in einem Net-Zero-Szenario liegt. Der höchste für 2030 prognostizierte Bedarf in einem klimaunverträglichen Szenario liegt mit 772 Milliarden Kubikmetern zwischen der installierten Exportkapazität und der verfügbaren Kapazität bei 80 Prozent Auslastung.

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanzen

Abbildung 2: LNG-Exportkapazität nach 2027 mit im Bau befindlichen Projekten (post-FID) und möglicher Bedarf; **Quellen:** angepasst nach: IGU 2022, BP 2023[6]

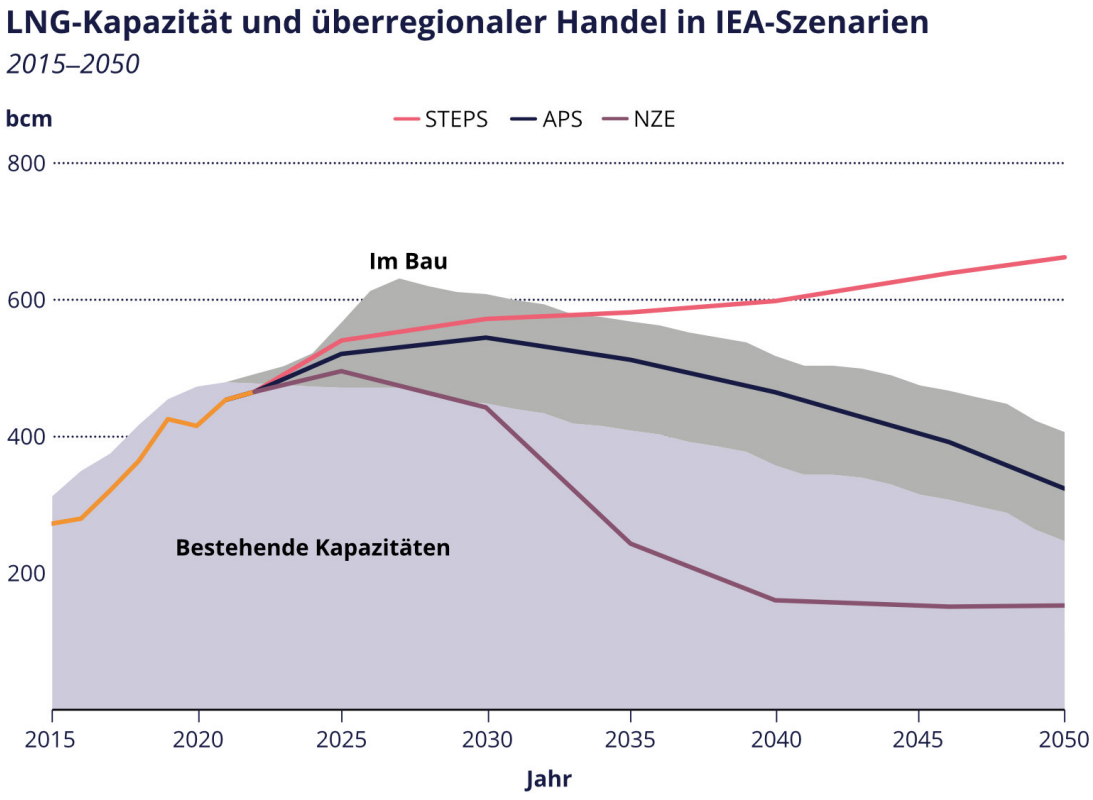
Darüber hinaus haben Maßnahmen zur Unterstützung der Energiewende in anderen Staaten, die eine Reduzierung des LNG-Bedarfs ermöglichen, für die kurzfristige Sicherung der Gasversorgung den gleichen Effekt wie zusätzliches Angebot. Gleichzeitig reduzieren sie den Einsatz fossiler Energieträger und damit verbundene Emissionen. Somit tragen solche Maßnahmen sowohl zur kurzfristigen als auch zur langfristigen Energiesicherheiten bei.

Die Europäische Union und ihre Mitgliedstaaten sind in einer sehr guten Position, um die beschleunigte Einführung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienzlösungen in Entwicklungs- und Schwellenländern zu fördern. Ein Abkommen zwischen Deutschland, den USA und Ägypten folgt dieser Logik: Durch die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien wird zusätzliches LNG frei (Climate Home News 2022a). Dieser Ansatz könnte in größerem Maßstab im Rahmen von Partnerschaften zur Beschleunigung der globalen Energiewende umgesetzt werden. Damit könnten auch weitere Ziele im Zusammenhang mit geopolitischen Erwägungen und der Schaffung stabiler Lieferketten für Energiewende-Technologien erreicht werden.

6 Die Angaben zur künftigen Exportkapazität basieren auf IGU (2022) (siehe Abbildung 1). Exportterminals in Port Arthur und Plaquemines, für die seitdem endgültige Investitionsentscheidungen getroffen wurden, wurden ergänzt.

These 2: Zur Sicherung der Energieversorgung sind über die bereits im Bau befindlichen LNG-Exportprojekte hinaus keine zusätzlichen Projekte erforderlich – es sei denn, die Nachfrage nach 2030 weicht stark von klimaverträglichen Pfaden ab oder es kommt zu erheblichen unerwarteten Unterbrechungen der Gasversorgung.

Wenn die globalen Klimaziele erreicht werden sollen, wird die LNG-Nachfrage in den kommenden Jahren sinken müssen, sowohl zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze (*Net Zero Szenario*, NZE) als auch angesichts der derzeit weniger ambitionierten Ziele von Regierungen (*Announced Pledges* Szenario, APS) (Abbildung 3).[7] In diesen beiden Fällen und unter der Annahme, dass es nicht zu weiteren unerwarteten Versorgungsunterbrechungen kommt, wie es zum Beispiel infolge des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine der Fall war, können die bestehenden LNG-Exportkapazitäten (einschließlich der im Bau befindlichen) die Versorgungssicherheit zuverlässig gewährleisten, sobald die sich derzeit im Bau befindlichen Projekte abgeschlossen sind.



Lesebeispiel: Werden die Klimaziele erreicht, sinkt der LNG-Verbrauch ab 2025 (NZE); unter Berücksichtigung bestehender nationaler Verpflichtungen sinkt der LNG-Verbrauch ab 2030 (APS). Zusätzliche Exportkapazitäten werden nur benötigt, wenn keine weiteren Maßnahmen für die Energiewende beschlossen werden, und auch dann erst ab ca. 2035 (STEPS).

Anmerkung: Dargestellt werden LNG-Kapazitäten für überregionalen Handel bei 80-prozentiger Auslastung.

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanzen

Abbildung 3: LNG-Kapazität und überregionaler Handel in IEA-Szenarien; **Quelle:** angepasst nach IEA 2022a

7 Grundlage hierfür ist der World Energy Outlook der Internationalen Energieagentur (IEA). Das Szenario „Net Zero Emissions by 2050" (NZE) wurde auf der Grundlage spezifischer Ziele entwickelt, insbesondere der Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5°C. Das „Announced Pledges Scenario" (APS) geht davon aus, dass die aktuell beschlossenen Klimaschutzziele der Regierungen erreicht werden. Das „Stated Policies Scenario" (STEPS) basiert auf den derzeitigen politischen Rahmenbedingungen (IEA 2022a).

Gleichzeitig ist die Projektpipeline für zusätzliche, darüberhinausgehende LNG-Exportkapazitäten signifikant. Die momentan geplanten Kapazitäten, für die noch keine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde, würden im unwahrscheinlichen Fall, dass sie alle realisiert werden, die weltweiten Kapazitäten verdreifachen (IGU 2022). Für die Zukunft des LNG-Weltmarktes werden in der nächsten Zeit wegweisende Entscheidungen getroffen: 2023 und 2024 sind endgültige Investitionsentscheidungen für Projekte im Umfang von mehr als 260 Milliarden Kubikmetern geplant, was mehr als 40 Prozent der bisher bestehenden Kapazitäten entspricht (Wood Mackenzie 2023).

Gleichzeitig ist es für die Einhaltung der Klimaschutzziele unerlässlich, die Verfügbarkeit fossiler Brennstoffe einzuschränken. Die prognostizierten Emissionen aus der bestehenden Infrastruktur für fossile Brennstoffe übersteigen bereits das Emissionsbudget für die Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C, und fast 40 Prozent der bisher erschlossenen Reserven an fossilen Brennstoffen müssten ungefördert bleiben, um ein 1,5-°C-kompatibles Emissionsbudget einzuhalten (IPCC 2023, Trout et al. 2022). Dementsprechend hat die Internationale Energieagentur einen sofortigen Stopp aller neuen Gasförderprojekte als entscheidenden Zwischenschritt auf dem Weg zur Klimaneutralität im Einklang mit der 1,5-°C-Grenze identifiziert (IEA 2021).

These 3: Mit dem Bau neuer LNG-Exportterminals ist das mit Abstand größte Risiko verbunden, Pfadabhängigkeiten in Richtung eines erhöhten fossilen Gasverbrauchs (*fossil lock-ins*) zu schaffen.

Die Entwicklung von Verflüssigungsterminals für den LNG-Export ist der kostspieligste und komplizierteste Teil der LNG-Lieferkette. Etwa drei Viertel des gesamten Investitionsbedarfs der Lieferkettekette von der Verflüssigung bis zur Regasifizierung entfallen auf diesen Bereich (Abbildung 4).

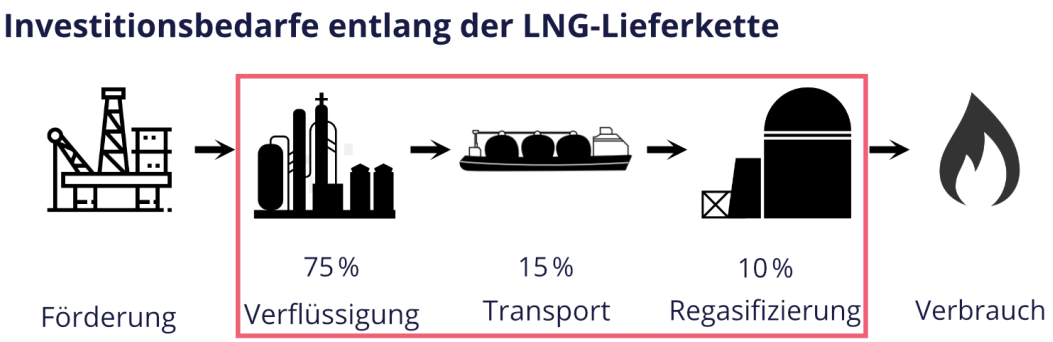


Abbildung 4: Investitionsbedarfe entlang der LNG-Lieferkette; **Quelle:** angepasst nach Corbeau & Ledesma (eds.) 2016

Die Entwicklung der kapitalintensiven *Upstream*- und *Midstream*-Infrastruktur erfordert in der Regel den Abschluss langfristiger Lieferverträge, um eine tragfähige Geschäftsgrundlage und die Projektfinanzierung sicherzustellen. Mindestens 70 Prozent und bis zu 80 Prozent der erwarteten Produktions- und Exportmengen müssen üblicherweise im Rahmen langfristiger Abnahmeverträge verkauft werden, damit ein Exportprojekt in Angriff genommen werden kann (Steuer 2019, US Department of Energy & United States Energy Association 2017). Es gibt nur wenige Ausnahmen, insbesondere in Katar aufgrund starker staatlicher Beteiligung in der Entwicklung von LNG-Infrastruktur. Die Entwicklung von Gasexport- und Förderinfrastruktur sind darüber hinaus oft miteinander verbunden, mit der Ausnahme des US-Marktes nach dem Fracking-Boom.

Einmal gebaut, führen neue LNG-Exportprojekte mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit zu einem höheren Gasverbrauch und damit zu zusätzlichen Emissionen. Dies geschieht durch einen von zwei Mechanismen: im Falle neuer Projekte, die durch langfristige Verträge ermöglicht wurden, werden die Käufer:innen unter diesen Verträgen immer bestrebt sein, ihre gekauften Mengen zu vertreiben, entweder auf dem ursprünglichen Zielmarkt oder durch Weiterverkauf. Dies gilt auch dann, wenn die Verträge nicht mit Endabnehmer:innen, sondern mit Portfolio-Unternehmen geschlossen werden. Diese Unternehmen können die im Rahmen langfristiger Verträge erworbenen Mengen entweder längerfristig an Endkund:innen weiterverkaufen oder in ihrem Portfolio halten, um zwischen den Spotmärkten zu arbitrieren.

Zweitens reizen auch Kapazitäten, die nicht durch langfristige Verträge gesichert sind, eine höhere künftige Gasnachfrage an: Sobald die Anfangsinvestitionen in Exportprojekte getätigt und die Kosten irreversibel sind (*sunk costs*), haben die Infrastruktureigentümer:innen einen Anreiz, die produzierten Mengen zu verkaufen, solange die Preise für das verkaufte LNG die Grenzkosten für den Export übersteigen. Wenn die Anlagen noch genutzt werden können, gilt dies auch für Projekte mit langfristigen Verträgen, die bereits ausgelaufen sind.

Zusätzliche LNG-Exportinfrastruktur, ob mit oder ohne langfristigen Lieferverträgen, senkt daher mit aller Wahrscheinlichkeit den Preis für den LNG-Bezug. Je niedriger der Preis, desto schwieriger wird es, den weltweiten Gasverbrauch zu senken, wie es für die Erreichung der Klimaziele erforderlich ist; ein Überangebot an billigem Erdgas würde außerdem den Umstieg auf erneuerbare Energien weniger attraktiv machen.

Es ließe sich einwenden, dass dieses Problem angesichts der aktuellen Sorgen um die Sicherheit der Energieversorgung zweitrangig ist und in der Zukunft angegangen werden kann. Es ist jedoch völlig unklar, wie dieses Problem dann gelöst werden könnte: Um den Preis eines weltweit gehandelten Gutes anzuheben, müsste ein Mechanismus wie ein globaler CO_2-Preis eingeführt werden, was höchst unwahrscheinlich erscheint. Alternativ müsste die auf dem Weltmarkt verfügbare LNG-Menge aktiv reduziert werden. Dies erscheint nahezu unmöglich, es sei denn, es finden sich Akteur:innen, die dafür bezahlen, dass Erdgas aus bereits erschlossenen Feldern nicht gefördert und exportiert wird. Das wäre ein kostspieliges Unterfangen angesichts der relativen Leichtigkeit, mit der LNG-Lieferungen international umgeleitet werden können und somit immer Abnehmer:innen erreichen, die einen Marktpreis für die Ressource und ihre Nutzung zahlen würden. Dementsprechend gibt es keine einfache Lösung für das Problem eines Überangebots fossiler Energieträger als Resultat zusätzlicher LNG-Exportprojekte.

3. LNG-Verträge

LNG wird meist im Rahmen langfristiger Verträge mit *take-or-pay*-Klauseln verkauft, die Käufer:innen verpflichten, die vertraglich vereinbarten LNG-Mengen abzunehmen und zu bezahlen oder alternativ einen bestimmten Preis für die nicht abgenommenen Mengen zu zahlen (Herbert Smith Freehills 2020). Diese Vertragsstruktur spielt eine entscheidende Rolle bei der Risikominderung für die Entwicklung neuer kapitalintensiver LNG-Produktions- und Exportprojekte (siehe oben). Im Jahr 2021 wurden etwa zwei Drittel der weltweiten LNG-Ladungen über langfristige Verträge verkauft, deren durchschnittliche Laufzeit mehr als 15 Jahre betrug (volumengewichtet, GIIGNL 2022).

Gleichzeitig enthalten langfristige Verträge einige Flexibilitätselemente. Erstens sind die Preise in der Regel an einen bestimmten Faktor gekoppelt. Traditionell waren die meisten langfristigen LNG-Verträge an den Ölpreis gebunden, aber dies hat sich in den letzten zehn Jahren geändert: zunächst mit dem Aufkommen von an den Henry-Hub-Spotpreis gebundenem amerikanischem LNG und dann – als Öl- und Gaspreise zu divergieren begannen – mit einer breiteren Verlagerung zu Gas-zu-Gas-Indexierung (GaffneyCline 2022, S&P Global 2023). Darüber hinaus enthalten Verträge in der Regel Wiedereröffnungsklauseln, die es Käufer:innen und Verkäufer:innen erlauben, auf unerwartete Entwicklungen zu reagieren. Die Anwendung dieser Klauseln ist jedoch häufig Gegenstand von Rechtsstreitigkeiten. Insgesamt ist es aufgrund der Vertraulichkeit langfristiger LNG-Verträge schwierig, vollständig nachzuvollziehen, wie Preise festgelegt werden und wie die Verträge neu ausgehandelt werden können (Norton Rose Fullbright 2017).

These 4: Um fossile Pfadabhängigkeiten und *stranded assets* zu vermeiden, sollten europäische Akteur:innen auf den Abschluss neuer Langfristverträge verzichten, die direkt oder indirekt neue LNG-Exportprojekte ermöglichen.

Der Bau zusätzlicher LNG-Exportinfrastruktur über die Projekte hinaus, für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde, ist nicht mit den Klimaschutzzielen vereinbar (siehe oben). Aus klimapolitischer Sicht besteht daher ein entscheidender Unterschied zwischen langfristigen Lieferverträgen, die endgültige Investitionsentscheidungen für zusätzliche LNG-Exportprojekte ermöglichen und damit das kumulierte globale LNG-Angebot erhöhen, und Verträgen, die aus bereits bestehenden Projekten gespeist werden.

Verträge, die finale Investitionsentscheidungen für neue Lieferprojekte ermöglichen, schaffen mit deutlich größerer Wahrscheinlichkeit Pfadabhängigkeiten zu zukünftig höheren Emissionen (siehe oben, These 3). Daher muss und kann Europa darauf verzichten, langfristige Verträge abzuschließen oder zu fördern, die finale Investitionsentscheidungen für neue Exportprojekte ermöglichen.

Grundsätzlich kann der Abschluss umfangreicher Langfristverträge als Wette auf und Versicherung gegen einen zukünftigen Rückgang des globalen Erdgaseinsatzes, wie er zur Erreichung der Klimaziele notwendig wäre, angesehen werden. Hieraus kann auch eine selbsterfüllende Prophezeiung werden: Erstens kann eine aggressive langfristige Gaseinkaufsstrategie, insbesondere wenn sie politisch gefördert wird, das Vertrauen in die Erreichung der Energiewendeziele schwächen und damit die Wahrscheinlichkeit verringern, dass Investitionsentscheidungen in klimaverträgliche Bahnen gelenkt werden. Zweitens erhöht sich im

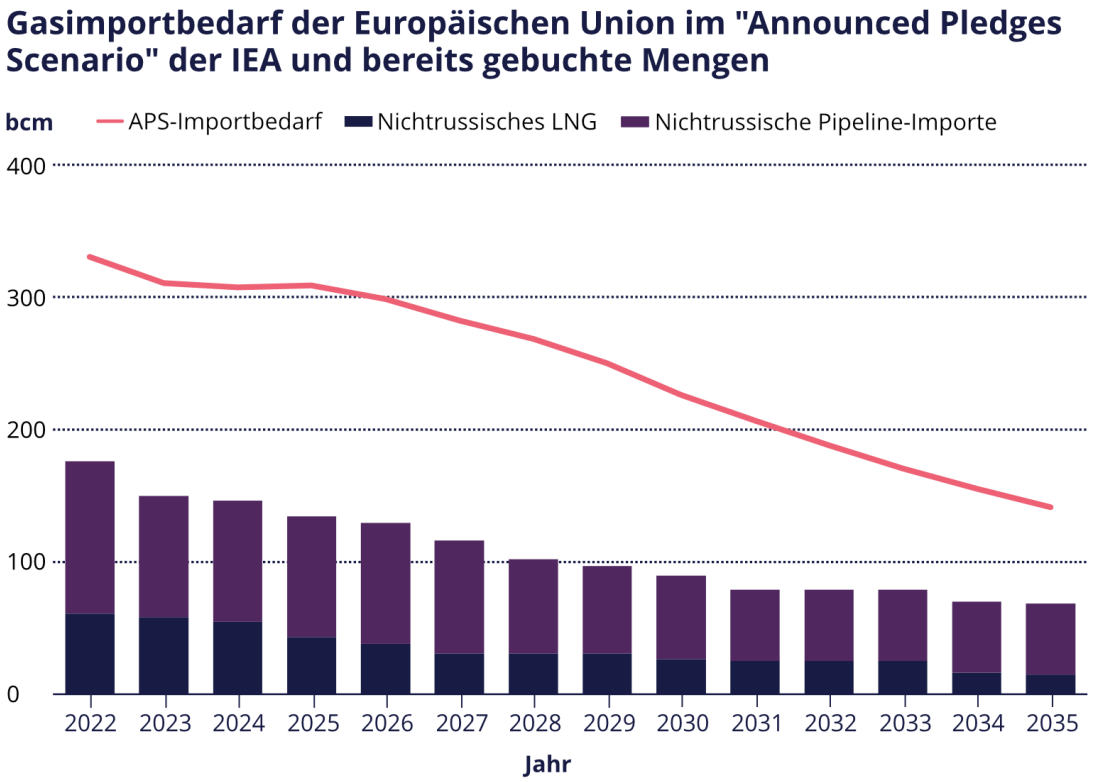
Falle von Langfristverträgen, die zusätzliche LNG-Exportinfrastruktur ermöglichen, das Gesamtangebot an LNG, wodurch die Gaspreise sinken und Anreize für einen höheren Gasverbrauch geschaffen werden. Mit dem Volumen der abgeschlossenen Langfristverträge nimmt die Bedeutung dieses Risikos zu.

Die gute Nachricht: Es gibt Alternativen zu langfristigen Verträgen, die es den Importländern ermöglichen, die notwendigen Gaslieferungen bis zum Ausstieg aus der Erdgasnutzung zu sichern, ohne sich in längerfristige, klima-inkompatible Pfadabhängigkeiten zu begeben. Insbesondere kurz- und mittelfristige LNG-Verträge auf Basis ungebundener Mengen, die in den kommenden Jahren durch auslaufende Altverträge und Portfoliounternehmen zunehmend verfügbar sein werden, stellen eine realistische und sinnvolle Alternative dar (siehe unten, These 5).

Der Verzicht auf langfristige Verträge, die eine finale Investitionsentscheidung in neue Projekte ermöglichen, ist auch aus makrofinanzieller Sicht eine kluge Strategie, da sie das Risiko von gestrandeten Ladungen verringert. So steht die Europäische Union bis 2030 vor einer Versorgungslücke von bis zu 170 Milliarden Kubikmetern Erdgas, die sich aus den vertraglich gesicherten LNG-Lieferungen aus nicht-russischen Quellen und der Nachfrage unter Berücksichtigung der angekündigten Energiewendeziele ergibt. Diese Lücke wird sich jedoch bis 2035 auf 70 Milliarden Kubikmeter mehr als halbieren (Abbildung 5). Die gesamte bestehende Versorgungslücke durch langfristige LNG-Lieferverträge mit festen Liefermengen zu schließen könnte daher zu einer starken Diskrepanz zwischen vertraglich gesicherten Lieferungen und Nachfrage führen.

In diesem Szenario säßen (europäische) Importeur:innen auf Lieferungen, für die es in Europa keinen Absatzmarkt mehr gibt. Auch die Möglichkeiten des globalen Weiterverkaufs wären vermutlich begrenzt: Wenn Regierungen weltweit zunehmend Klimaschutzmaßnahmen umsetzen und damit die Nachfrage nach fossilen Energieträgern sinkt, kann es zu einem globalen LNG-Überangebot kommen. Eingeschränkte Weiterverkaufsmöglichkeiten sind auch deshalb wahrscheinlich, weil andere Importmärkte, wie zum Beispiel China, ihren Bedarf bereits eigenständig durch langfristige Verträge absichern (Bloomberg 2023). Im Gegensatz zu Spotmarktgeschäften verlagern langfristige Verträge somit einen erheblichen Teil des Geschäftsrisikos aus einer sinkenden Gasnachfrage von der Produktions- und Exportseite auf Abnehmer:innen.

Privatwirtschaftliche Akteur:innen in Europa scheinen den begrenzten Spielraum für langfristige Gasverkäufe und das Risiko von gestrandeten Ladungen im Falle zu hoher langfristig gebuchter Mengen erkannt zu haben, und haben bisher nur begrenzt Interesse an neuen Langfristverträgen gezeigt (McKinsey 2022). Im Jahr 2022 wurden langfristige Verträge über LNG-Lieferungen nach Europa in Höhe von rund 15 Milliarden Kubikmetern unterzeichnet, dies entspricht weniger als einem Drittel der Kapazität der Nord Stream 1-Pipeline (Holleaux 2023). Zum Vergleich: im Jahr 2021 haben europäische Unternehmen die langfristige Lieferung von vier Milliarden Kubikmetern LNG vertraglich vereinbart (IEA 2022b). Die wenigen Langfristverträge, die deutsche Unternehmen abgeschlossen haben, haben jedoch bereits zu finalen Investitionsentscheidungen für zwei neue LNG-Exportprojekte in den USA beigetragen: Plaquemines 2 mit Buchungen von EnBW und Port Arthur mit Buchungen von RWE (Venture Global 2023, Sempra 2023). Dies illustriert die Bedeutung und globalen Auswirkungen der Entscheidungen, die in Deutschland und Europa getroffen werden.



Lesebeispiel: Der Erdgas-Importbedarf sinkt im APS-Szenario ab 2025 rapide, die vertraglich vereinbarten Mengen weniger schnell. Dadurch schließt sich die Lücke zwischen den bereits gebuchten Liefermengen und dem Bedarf.

Angepasst übernommen von IEA World Energy Outlook, Abbildung 8.14, S. 391

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanzen

Abbildung 5: Gasimportbedarf der Europäischen Union im „Announced Pledges Scenario" der IEA und bereits gebuchte Mengen; **Quelle:** angepasst nach IEA 2022a

These 5: Kurz- und mittelfristige Verträge können Unsicherheiten aufgrund von zu großer Exposition gegenüber dem Spotmarkt reduzieren und gleichzeitig Klimarisiken begrenzen. Regierungen können zur Umsetzung solcher Verträge beitragen.

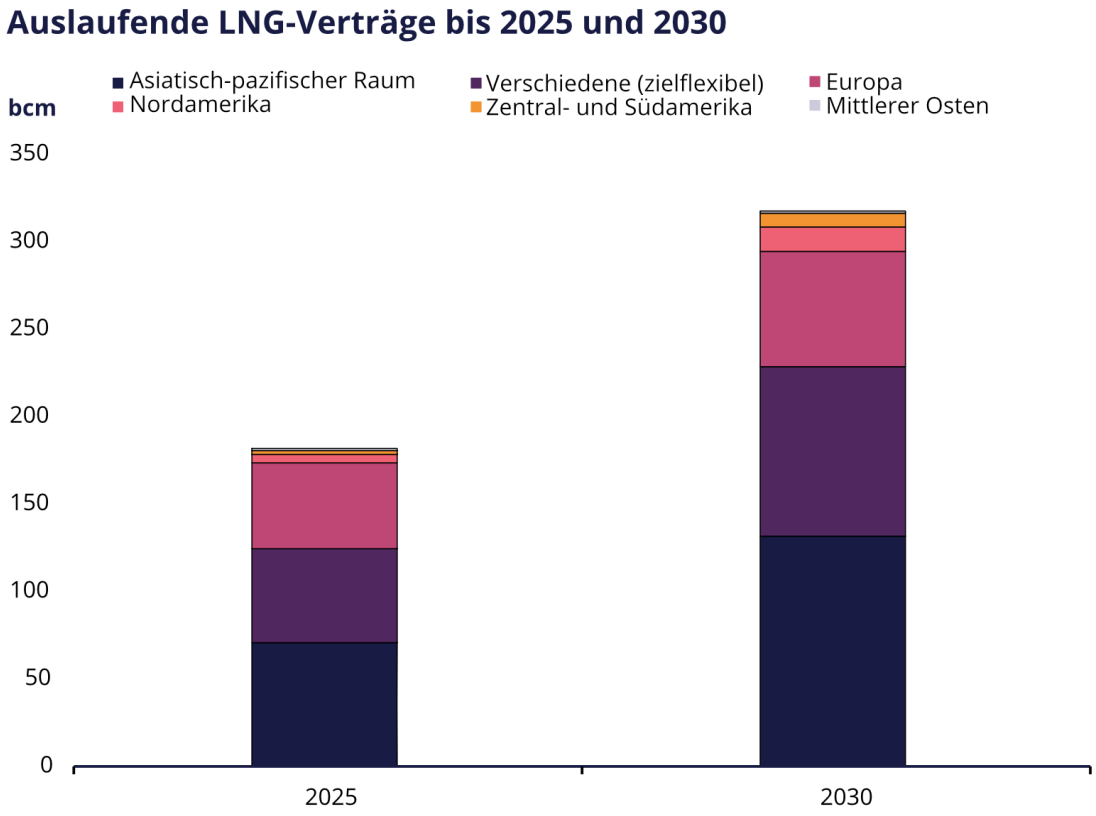
Langfristige LNG-Lieferverträge können mit Blick auf die Gas- und damit die Energieversorgungssicherheit wünschenswert erscheinen. Wie oben dargelegt sind solche Verträge, wenn sie neue LNG-Exportprojekte ermöglichen, aber nicht mit klimakompatiblen Transformationspfaden vereinbar. Glücklicherweise haben europäische Käufer:innen Zugang zu anderen Lieferquellen. Neben Käufen auf dem Spotmarkt gehören dazu Käufe von Portfolio-Unternehmen wie Shell oder BP sowie kurz- und mittelfristige Verträge. Dass diese Möglichkeiten bestehen, zeigt nicht zuletzt die Tatsache, dass Europa im Jahr 2022 kurzfristig erhebliche zusätzliche LNG-Ladungen beziehen konnte – wenn auch mit erheblichen Preisaufschlägen, die teils zu Nachfragevernichtung geführt haben.

Sich ausschließlich auf Spotmarkt-Käufe zu verlassen wäre aber eine riskante Strategie. Sollte in Zukunft ein Szenario eintreten, in dem der Zugang zu Gaslieferungen durch geopolitische Ereignisse beeinträchtigt wird oder die Gasnachfrage stark von klimaverträglichen Pfaden abweicht, könnte die Energiesicherheit über den Spotmarkt unter Umständen nicht jederzeit gewährleistet werden. Auch die Möglichkeit starker Preisanstiege kann nicht ausgeschlossen werden. Obwohl auch mehrjährige Verträge aufgrund ihrer Preisindexierung einer gewissen Preisvolatilität

unterworfen sind, stellen sie in diesem Zusammenhang eine Möglichkeit dar, für mehr Preisstabilität und Planungssicherheit zu sorgen. Die öffentliche Diskussion in Importländern wie Deutschland, die sich bisher weitgehend auf langfristige Verträge mit Laufzeiten von mindestens 15 bis 20 Jahren konzentriert hat, lässt dabei eine Reihe relevanter Nuancen außer Acht.

Erstens wird sich durch auslaufende Altverträge die Verfügbarkeit von nicht vertraglich gebundenen LNG-Mengen in naher Zukunft erhöhen. Nach Angaben der Internationalen Energieagentur werden bis 2025 Altverträge mit einem Volumen von 180 Milliarden Kubikmetern auslaufen, gefolgt von weiteren 135 Milliarden Kubikmetern bis 2030. Dies wird den Schwerpunkt der Vertragsaktivitäten von Lieferungen aus neuen Projekten zur Neuvergabe von Altverträgen verlagern (Abbildung 6). Darüber hinaus ist ein erheblicher Teil der großen LNG-Exportkapazitäten Katars, die sich bereits im Bau befinden, noch nicht vertraglich gebunden, wodurch sich die frei verfügbare LNG-Menge zusätzlich zu den auslaufenden Verträgen weiter erhöht (CGEP 2023).

Durch die Konzentration auf den Abschluss neuer LNG-Produktionsverträge aus auslaufenden Altverträgen sowie Exportinfrastruktur, die sich bereits jetzt im Bau befindet, kann das Risiko einer zu starken Spotmarkt-Exposition reduziert und gleichzeitig vermieden werden, dass zusätzliche Emissionen durch die Ermöglichung neuer Exportprojekte durch neue Langfristverträge zementiert werden.



Lesebeispiel: Bis 2025 laufen Lieferverträge über 180 Milliarden Kubikmeter LNG aus. Bis zum Jahr 2030 werden 315 Milliarden Kubikmeter an Altverträgen ausgelaufen sein.

Angepasst übernommen aus IEA Gas Market Report, Q4-2022, S. 47

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanzen

Abbildung 6: Auslaufende LNG-Verträge bis 2025 und 2030; **Quelle:** angepasst nach IEA 2022b

Zweitens ist zu beachten, dass der direkte Vertragsabschluss zwischen Produzent:innen und Importeur:innen nicht der einzige Weg ist, LNG zu beziehen. Portfolio-Unternehmen und Zwischenhändler:innen, die LNG aus verschiedenen Quellen einkaufen und weiterverkaufen, sorgen für Flexibilität auf dem Weltmarkt. Wie bedeutend ihre Rolle auf den globalen Märkten ist, wird in der politischen Diskussion teilweise übersehen, dabei wurde mehr als die Hälfte der im Jahr 2022 unterzeichneten LNG-Verträge von Portfolio-Unternehmen und Zwischenhändler:innen abgeschlossen (Wood Mackenzie 2023) und rund die Hälfte der über 300 Milliarden Kubikmeter LNG, über die Portfolio-Unternehmen bis 2025 vertraglich verfügen, ist noch nicht vermarktet (IEA 2022b).

Im Jahr 2021 (dem letzten Jahr, für das umfassende Daten verfügbar sind) schlossen Portfolio-Unternehmen wie BP mehrere mittelfristige Lieferverträge mit einer Laufzeit von fünf bis zehn Jahren ab (GIIGNL 2022). In letzter Zeit haben Verkäufer:innen, darunter Shell, auch damit begonnen, Lieferverträge mit Klauseln anzubieten, die Änderungen der Vertragsbedingungen und der Zielorte zu vordefinierten Zeitpunkten während der Vertragslaufzeit zulassen (Reuters 2023b). Solche Lösungen können entscheidend zur Erreichung der Ziele Versorgungssicherheit und Preisstabilität bei gleichzeitiger Vermeidung einer langfristigen Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen beitragen. Je weniger wohlhabende Importeur:innen bereit sind, Verträge zu konventionellen Bedingungen abzuschließen, desto größer wird auch der Anreiz für Exportfirmen und Portfolio-Unternehmen, solche flexibleren Vertragsmodelle anzubieten, wenn sie ansonsten keine Abnehmer:innen finden.

Wenn Regierungen zu dem Schluss kommen, dass der erwartete zukünftige Erdgasbedarf selbst im Rahmen einer klimakompatiblen Transformation nicht ausreichend durch private Vertragsentscheidungen gedeckt wird und dies zu einer problematischen Abhängigkeit vom Spotmarkt führen könnte, können sie kurz- und mittelfristige Verträge mit einer Laufzeit von bis zu zehn Jahres als sinnvolle Option ansehen, um die Abhängigkeit vom Spotmarkt ohne langfristige Bindungen zu reduzieren.

Wenn für private Unternehmen die höheren Kosten von Verträgen mit kürzerer Laufzeit das Haupthindernis für den Abschluss solcher Verträge darstellen, können Regierungen Mechanismen in Betracht ziehen, die eine begrenzte öffentliche Unterstützung für solche Verträge ermöglichen. Dies könnte indirekt oder direkt über staatliche Energieunternehmen geschehen (zum Beispiel die verstaatlichten Energieunternehmen Uniper und SEFE in Deutschland). In diesem Zusammenhang sollten Regierungen es jedoch vermeiden, Verträge zu unterstützen, die finale Investitionsentscheidungen für neue Exportprojekte ermöglichen. Diese sind in klimaverträglichen Szenarien nicht erforderlich und führen mit hoher Sicherheit zu zusätzlichen Emissionen.

Darüber hinaus besteht eine innovative Lösung mit Vorteilen sowohl für die Energiesicherheit als auch für den Klimaschutz darin, die LNG-Nachfrage durch eine verstärkte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz in Entwicklungs- und Schwellenländern zu senken und damit die auf dem Weltmarkt verfügbare LNG-Menge zu erhöhen (siehe oben, These 1).

Neue mittelfristige Verträge, insbesondere solche mit Portfolio-Unternehmen und Zwischenhändler:innen, könnten bereits Bestimmungen für solche Fälle enthalten, wodurch sowohl für die europäischen Käufer:innen als auch für die Zwischenhändler:innen ein Anreiz bestünde, solche Optionen zu nutzen. Für die Käufer:innen könnten niedrigere Vertragspreise ein Anreiz sein, während die Zwischenhändler:innen eine Option erhalten könnten, solche Mengen zu einem sehr niedrigen Preis zu kaufen. Damit würde auch dem Risiko begegnet, dass selbst mittelfristige Verträge letztlich zu neuen Investitionen in Exportinfrastruktur führen könnten, wenn Produzent:innen ihre Investitionen über höhere Preise für mittelfristige Verträge in kürzerer Zeit wieder hereinholen können.

These 6: Lieferverträge ab Schiff (*delivery ex-ship*, DES) können zu regionalen Pfadabhängigkeiten hin zu höherem Erdgasverbrauch führen. Gleichzeitig bergen insbesondere zielflexible Lieferungen die Gefahr, zu einem global höheren Erdgasverbrauch zu führen.

Es gibt zwei Hauptarten von LNG-Lieferverträgen: Bei *free-on-board-Verträgen* (FOB) geht das Eigentum an dem LNG auf das importierende Unternehmen über, sobald das LNG auf das Schiff geladen wird. Bei Lieferverträgen ab Schiff (*delivery ex-ship*, DES) wird das Eigentum am LNG erst mit der Entladung des LNG am Importterminal übertragen. Bei DES-Verträgen sind in den Lieferverträgen in der Regel Zielhäfen festgelegt, an die das LNG geliefert werden muss, was die Flexibilität einschränkt. Gleichzeitig enthalten diese Verträge in der Regel Klauseln zu Nachverhandlungen mit der Möglichkeit, den Bestimmungshafen zu wechseln.

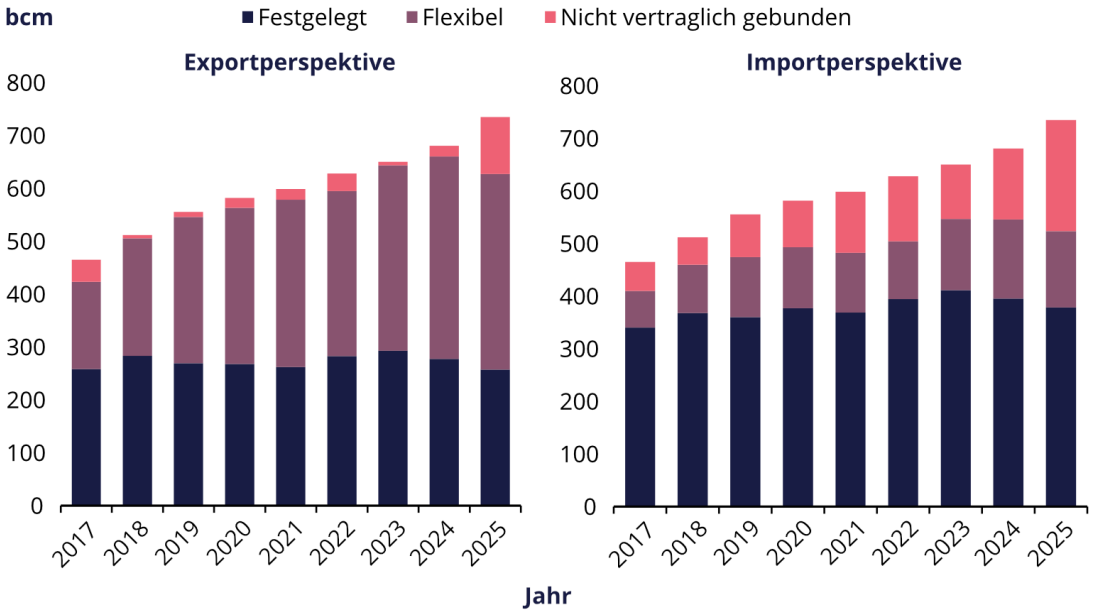
Ankunftsklauseln (*destination clauses*), die jeglichen Weiterverkauf von LNG-Lieferungen verbieten, ebenso wie obligatorische Gewinnbeteiligungsmechanismen, wenn Ladungen umgeleitet werden, wurden von den Regulierungsbehörden in wichtigen LNG-Importmärkten wie der Europäischen Union und Japan als wettbewerbswidrig eingestuft (Thomson Reuters 2019, Stephenson Harwood 2019). In diesen Ländern können also nur DES-Verträge dazu führen, dass ein bestimmtes regionales LNG-Angebot festgeschrieben wird.

Langfristige DES-Lieferverträge mit entsprechenden territorialen Beschränkungen könnten tatsächlich regionale Klimaneutralitätsziele untergraben, wenn sie Importunternehmen dazu verpflichten, LNG-Lieferungen an Importterminals in Regionen anzunehmen, in denen kein Bedarf für diese Gasmengen mehr besteht. In diesem Fall hätten diese Unternehmen ein Interesse daran, das angelieferte LNG notfalls auch mit hohen Abschlägen zu verkaufen, was wiederum den Erdgaseinsatz und damit Emissionen erhöhen würde. Dies gilt auch für Verträge mit Klauseln zu Nachverhandlungen, falls die mit einer Neuverhandlung verbundenen Kosten die Abschläge übersteigen, mit denen die Lieferungen im ursprünglichen Zielmarkt noch verkauft werden könnten.

Durch das zunehmende Angebot an LNG aus den USA, das in der Regel zielflexibel verkauft wird, sowie durch auslaufende Altverträge wird der globale LNG-Handel jedoch immer zielflexibler. Bis 2025 werden voraussichtlich fast 60 Prozent aller primären LNG-Exportmengen zielflexibel sein – ohne die Mengen, die von Portfolio-Unternehmen verkauft werden und weitere Flexibilität bieten (Abbildung 7).

Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang, dass zielflexible LNG-Verträge nicht zwingend besser mit der Transformation zur Klimaneutralität vereinbar sind als zielspezifische Verträge. Sogar das Gegenteil kann der Fall sein, da zielflexible Verträge es den beteiligten Unternehmen erlauben, LNG-Lieferungen jederzeit in Weltregionen umzulenken, in denen noch Bedarf besteht. Hierdurch und durch hieraus resultierenden niedrigeren Preisen können sie einen höheren weltweiten LNG-Verbrauch ermöglichen und anreizen.

LNG-Mengen nach Zielflexibilität (ohne Portfolioverträge)



Angepasst übernommen aus IEA Gas Market Report, Q4-2022, S. 42

Dezernat Zukunft
Institut für Makrofinanzen

Abbildung 7: LNG-Mengen nach Zielflexibilität (ohne Portfolioverträge); **Quelle:** angepasst nach IEA 2022b

4. LNG-Nachfrage und Importinfrastruktur

These 7: Der Großteil der weltweiten LNG-Nachfrage ist und bleibt außerhalb Europas. Europa spielt jedoch eine entscheidende Rolle bei der Festlegung weltweiter Erwartungen.

Der drastische Einbruch russischer Pipeline-Gaslieferungen in die Europäische Union führte zu einem starken Anstieg der europäischen LNG-Importe: Im Jahr 2022 stiegen diese Importe um 63 Prozent auf ein Rekordniveau von 132 Milliarden Kubikmetern. Obwohl die europäischen Importe (einschließlich derer des Vereinigten Königreichs und der Türkei) immer noch nur etwa ein Drittel des weltweiten LNG-Handels ausmachten, trieb der plötzliche Anstieg der Nachfrage aus Europa die LNG-Preise auf Rekordhöhen (IEA 2023a, Shell 2023, GIS 2023).

Die Bedeutung europäischer Importe auf dem LNG-Weltmarkt wird in Zukunft weiter abnehmen: Im *BP Energy Outlook* gehen die europäischen LNG-Importe in einem klimazielkompatiblen Szenario auf 15 Prozent des Welthandels im Jahr 2030 und auf acht Prozent im Jahr 2050 zurück. Setzt sich die strukturelle Abhängigkeiten von fossilen Brennstoffen weltweit fort, geht der europäische Anteil an den globalen LNG-Importeuren auf 24 Prozent im Jahr 2030 und 20 Prozent im Jahr 2050 zurück (BP 2023). Der Großteil der LNG-Nachfrage kommt und wird auch in Zukunft aus asiatischen Ländern wie insbesondere China, Südkorea und Japan kommen.

Andererseits spielt die europäische Energie- und Klimapolitik insgesamt eine wichtige Rolle für die zukünftige Entwicklung der weltweiten LNG-Nachfrage. Die Signale, die die europäischen Staats- und Regierungschef:innen und Unternehmen im Hinblick auf die erwartete zukünftige LNG-Nachfrage aussenden, zum Beispiel durch Vertragsabschlüsse oder den Bau von Importterminals, werden international aufmerksam verfolgt. Da die möglichen zukünftigen Entwicklungspfade für LNG in Abhängigkeit vom Grad der Erreichung der Klimaziele stark divergieren, sind solche Signale von besonderer Bedeutung. Schließen europäische Käufer:innen viele langfristige Verträge ab, könnte das beispielsweise leicht als Misstrauensvotum gegenüber den Aussichten für die globale Energiewende interpretiert werden.

Europäische Regierungen, darunter Deutschland, spielten auch eine entscheidende Rolle in G7-Verhandlungen, in denen sowohl im Jahr 2022 als auch im Jahr 2023 zusätzliche Investitionen in Erdgasprojekte befürwortet wurden, im Widerspruch zu vorigen Selbstverpflichtungen (Climate Home News 2022b, Financial Times 2022, Financial Times 2023).[8]

Grundsätzlich hat der Grad, zu dem es Europa gelingt, seine Klimaziele und Ziele zur Reduktion des Erdgaseinsatzes im Rahmen von *REPowerEU* zu erreichen, wichtige Auswirkungen auf die globale Transformation zur Klimaneutralität, und somit auch auf mögliche Gasverbrauchspfade. Darüber hinaus können internationale Kooperationsmechanismen und Maßnahmen der Europäischen Union und ihrer Mitgliedstaaten in Zusammenarbeit mit internationalen Partner:innen, zum Beispiel im Rahmen von *Just Energy* Transition Partnerships, die weltweite Entwicklung weg von Erdgas und fossilen Brennstoffen erheblich unterstützen und somit auch zur Verbesserung der Energiesicherheit beitragen.

8 Dieser Abschnitt wurde gegenüber dem englischen Originaltext aktualisiert, um die Ergebnisse des G7-Gipfels 2023 zu berücksichtigen.

These 8: Das Ablassen und Abfackeln von Erdgas sowie Leckagen führen zu erheblichen Verlusten an Erdgasressourcen. Maßnahmen in diesem Bereich wären sowohl für das Klima als auch für die Gasversorgung von Vorteil und sollten daher bereits kurzfristig hohe Priorität haben.

Nach wie vor gehen große Mengen Erdgas durch Leckagen in der Gasinfrastruktur sowie durch das Ablassen oder Abfackeln von Gas verloren. Die Internationale Energieagentur schätzt, dass dem Weltmarkt bis zu 210 Milliarden Kubikmeter Erdgas zusätzlich zur Verfügung stünden, wenn Maßnahmen gegen Abfackeln und Methanlecks umgesetzt würden. Ergriffen Länder, die derzeit Gas nach Europa exportieren, entsprechende Maßnahmen, könnten 45 Milliarden Kubikmeter Erdgas pro Jahr zusätzlich angeboten werden, was fast einem Drittel der europäischen Gasimporte aus Russland im Jahr 2021 entspricht (IEA 2022c).

Gleichzeitig gelangt durch Leckagen oder Ablassen von Erdgas Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, in die Atmosphäre. Methan ist ein sehr starkes Treibhausgas, dessen Beitrag zum Treibhauseffekt über einen Zeitraum von 20 Jahren 84-mal stärker ist als der von CO_2 (IPCC 2013).

Dabei könnten viele der Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen, wie zum Beispiel die Erkennung und Reparatur von Leckagen, ohne Nettokosten umgesetzt werden: Bei Vorkrisen-Gaspreisen könnte etwa die Hälfte der möglichen Maßnahmen ohne zusätzliche Kosten umgesetzt werden und die Methanemissionen der Öl- und Gasindustrie um 40 Prozent reduzieren. Bei den Rekordgaspreisen im Jahr 2022 steigt der Anteil der Maßnahmen, die ohne Nettokosten umgesetzt werden könnten, auf 80 Prozent bei einer Reduzierung der Methanemissionen um mehr als 60 Prozent (IEA 2023b).

Wirksame Maßnahmen gegen das Ablassen und Abfackeln von Erdgas sowie gegen Leckagen können daher einen entscheidender Beitrag sowohl für Energiesicherheit als auch für den Klimaschutz leisten. Neue regulatorische Bestrebungen in den USA und Europa sowie Initiativen wie die *Global Methane Pledge* oder die *Oil & Gas Methane Partnership 2.0* bieten vielversprechende Ansätze für Fortschritte. Entscheidend ist jedoch, dass über die Einrichtung von Kontrollmechanismen hinaus zeitnah konkrete Fortschritte erzielt werden (CSIS 2023).

These 9: Europäische Überkapazitäten für LNG-Importe können als Sicherheitsreserve sinnvoll sein. Dies setzt jedoch voraus, dass die Nutzung dieser Kapazitäten in Nichtkrisenzeiten eingeschränkt wird.

In LNG-Importländern konzentriert sich die öffentliche Debatte weitgehend auf die Auswirkungen des Baus von *Import*-Terminals. Wie zuvor gezeigt birgt allerdings der Bau von *Export*-Terminals für LNG das mit Abstand größte Risiko, zu zusätzlichen Emissionen zu führen, da diese die stärkste und direkteste Auswirkung auf den zukünftigen globalen Gasverbrauch haben. Anders verhält es sich bei der Importinfrastruktur, da Importterminals prinzipiell auch mit geringer Auslastung betrieben und dafür gebaut werden können.

In Deutschland plant die Bundesregierung, bis zu fünf schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheiten (FSRU) zu chartern, von denen zwei bereits in Betrieb sind, zusätzlich zu einer privat betriebenen FSRU. Darüber hinaus ist der Bau von drei festen LNG-Importterminals geplant (BMWK 2023). Besonders hervorzuheben ist, dass die Bundesregierung offiziell plant, einen erheblichen Teil der zukünftigen LNG-Importinfrastruktur im Normalfall ungenutzt zu

lassen. Ein sehr hoher Anteil von über 75 Prozent der Importkapazitäten bis 2030 ist als Reservekapazität vorgesehen, das heißt als Versicherung gegen mögliche Versorgungsstörungen (42,5 Milliarden Kubikmeter von 54 Milliarden Kubikmetern, inklusive eines zehnprozentigen Risikoaufschlags, BMWK 2023).

Zur Erfüllung dieser Versicherungsfunktion sind jedoch entsprechende Regelungen erforderlich. Besonders entscheidend: Klarheit darüber, dass Reservekapazitäten in Nichtkrisenzeiten nicht in Anspruch genommen werden. Dies erfordert eine entsprechende Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens und von Finanzierungsmechanismen. Derzeit stehen die regulatorischen Bestimmungen im Widerspruch zu dem beabsichtigten Reservecharakter. Gemäß der aktuellen LNG-Verordnung dürfen Terminalbetreiber:innen in Deutschland 90 Prozent ihrer Importkapazitäten langfristig vermarkten, und hiervon 80 Prozent für mehr als 15 Jahre (LNGV 2022). Die Bundesnetzagentur hat die langfristige Vergabe dieses Anteils für die nächsten 20 Jahre in Lubmin und Brunsbüttel sowie für 25 Jahre in Stade genehmigt (Bundesnetzagentur 2023).

Gleichzeitig unterstützt die Bundesregierung die Entwicklung neuer LNG-Importinfrastrukturen mit Nachdruck. Neben erheblichen regulatorischen Erleichterungen durch das LNG-Beschleunigungsgesetz beteiligt sich der Staat auf fünf verschiedenen Wegen direkt finanziell an der Entwicklung der LNG-Importinfrastruktur. Erstens stellt der Bundeshaushalt zwischen 2022 und 2038 9,8 Milliarden Euro für den Charter und Betrieb von fünf schwimmenden Speicher- und Regasifizierungseinheiten (FSRUs) sowie für den Bau der erforderlichen Infrastruktur bereit, und die FSRUs werden über ein staatliches Unternehmen betrieben (BMWK 2023). Zweitens hält die staatliche Förderbank KfW eine 50-prozentige Beteiligung an der Gesellschaft *German LNG Terminal*, die mit öffentlichen Mitteln in Höhe von 744 Millionen Euro ein festes Importterminal in Brunsbüttel entwickelt (Bundesregierung 2023). Drittens hat das staatliche Energieunternehmen SEFE einen 20-Jahres-Vertrag über Importkapazitäten für das geplante LNG-Terminal in Stade unterzeichnet (HHE 2023). Viertens wurden öffentliche Mittel in Höhe von mindestens 400 Millionen Euro für Hafenbauarbeiten im Zusammenhang mit dem geplanten Terminal in Stade bereitgestellt (Niedersachsen Ports 2023, Energate 2022). Und schließlich finanzieren, fünftens, die Gasverbraucher:innen über die Netzentgelte den Bau der erforderlichen Pipelineverbindungen von den neuen Terminals zum bestehenden Erdgasnetz.

Energiesicherheit und Klimaschutz liegen im öffentlichen Interesse, eine hohe Auslastung von LNG-Importterminals als Selbstzweck jedoch nicht. Daher sollten Regierungen bei der Beteiligung an Importprojekten drei Grundsätze beachten: Erstens sollte die Beteiligung der öffentlichen Hand an solchen Projekten als Investition in die Energiesicherheit betrachtet werden. Das heißt: Es muss keine direkte finanzielle Rendite erwirtschaftet werden und die Infrastruktur muss nicht zwingend ausgelastet werden. Dies sollte sich in der Haushaltsplanung widerspiegeln.

Zweitens sollte der Nutzungskorridor für Importterminals, die von privaten Akteur:innen entwickelt und betrieben werden, klar definiert werden. Reservekapazitäten sollten nicht für langfristige Buchungen zur Verfügung stehen. Stattdessen sollte der Staat Reservekapazitäten als Krisenversicherung vorhalten und finanzieren. Reservekapazitäten in diesem Sinne sind Kapazitäten, die im Rahmen eines klimaverträglichen Verbrauchspfades nicht benötigt werden, um Importbedarfe einschließlich der Wiederauffüllung von Speichern zu decken, solange andere Versorgungswege nicht unterbrochen sind.

Drittens sollte die Verfügbarkeit von Importkapazitäten für privatwirtschaftliche Buchungen an wirksamere regulatorische Bestimmungen geknüpft werden, die sicherstellen, dass die maximalen Vertragslaufzeiten mit den Klimazielen im Einklang sind. Die derzeitigen Vorschriften zeigen, dass dies grundsätzlich möglich ist, diese Möglichkeit wird jedoch nicht effektiv genutzt. Daher sollten langfristige Kapazitätsbuchungen, die den künftigen Gasimportbedarf in klimaverträglichen Szenarien übersteigen, begrenzt werden. Im Laufe der Zeit kann der Schwellenwert für die Höchstlaufzeit im Einklang mit dem schrittweisen Erdgasausstieg reduziert werden.

Da es sich bei der Versorgungskrise in erster Linie um eine kurz- bis mittelfristige Krise handelt und die Abhängigkeit von Erdgas durch Nachfragereduzierung und die Nutzung erneuerbarer Energien mittel- bis langfristig deutlich verringert werden kann, sollten Regierungen auch das Potenzial mobiler LNG-Importterminals (FSRUs) umfassend prüfen und nutzen. FSRUs können nicht nur als Brücke bis zum Bau fester Importterminals dienen, sondern auch direkt als Brücke zu einem erneuerbaren Energiesystem, in dem keine (oder zumindest weniger) Erdgasimportkapazitäten erforderlich sind. Dies ist besonders relevant, da die geplanten LNG-Importterminals nicht direkt für den Import von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten geeignet sind (Riemer et al. 2022). Bei einem Fokus auf FSRUs für den LNG-Import wäre dann auch ein direkter Übergang zu festen Terminals möglich, die für den Import von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak ausgelegt sind.

These 10: Klimaschutz und Energiesicherheit können letztlich nur durch den Ausstieg aus der Erdgasnutzung und den Umstieg auf effiziente erneuerbare Energiesysteme erreicht werden.

Die vorangegangenen Abschnitte haben gezeigt, wie komplex die Entscheidungen im Zusammenhang mit LNG derzeit sind. Kurz- und mittelfristig lässt sich diese Komplexität nicht vermeiden, das Spannungsfeld lässt sich aber reduzieren. Langfristig ist klar: Der Übergang zu einem effizienteren, auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem ist der einzige Weg, mit dem sich sowohl Energiesicherheit als auch die Klimaziele erreichen lassen. Fortschritte in der Transformation zu klimaneutralen Volkswirtschaften reduzieren auch die Komplexität von LNG-Entscheidungen, da sie mehr Klarheit über wahrscheinliche zukünftige Entwicklungen und den dementsprechend resultierenden LNG-Bedarf schaffen.

Die zur Erreichung dieses Ziels erforderlichen Maßnahmen wurden in einer Vielzahl von Analysen konsistent identifiziert. Dazu gehören der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Wind- und Solarenergie, der Ersatz von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Geräten wie Gasheizungen in Haushalten und Industrieanlagen durch strombetriebene Alternativen und die Verbesserung der Energieeffizienz in der gesamten Wirtschaft (siehe z. B. IEA 2022d, European Commission 2022, und Agora Energiewende 2022). Die Komplexität von LNG-Entscheidungen sollte dabei nicht von der Dringlichkeit und den Vorteilen der Energiewende ablenken. Im Gegenteil, sie ist ein weiteres Argument dafür, den Übergang zu effizienten und erneuerbaren Energiesystemen so schnell wie möglich umzusetzen.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2022): "Volle Leistung aus der Energiekrise: Mit Zukunftsinvestitionen die fossile Inflation bekämpfen", online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/volle-leistung-aus-der-energiekrise/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Bloomberg (2023): "China's Taking Control of LNG as Global Demand Booms", online verfügbar unter: https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-02-19/china-s-moving-to-take-control-of-liquefied-natural-gas-as-global-demand-booms, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

BloombergNEF (2022): "Global LNG outlook overview: Tight supply expected until 2026", online verfügbar unter: https://www.bloomberg.com/professional/blog/global-lng-outlook-overview-tight-supply-expected-until-2026/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

BMWK (2023): "Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals", online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20230303-lng-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

BP (2023): "BP Energy Outlook 2023", online verfügbar unter: https://www.BP.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Bundesnetzagentur (2023): "Beschlusskammer 7: Freistellung von der Regulierung", online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK07/BK7_78_FreiReg/BK7_FreiReg.html, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Bundesregierung (2023): "Antwort der Bundesregierung: Gasversorgungslage und LNG-Infrastruktur", online verfügbar unter: https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005170.pdf, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

CGEP (2023): "Qatar's Contract Quandary", online verfügbar unter: https://www.energypolicy.columbia.edu/qatars-contract-quandary/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Climate Home News (2022a): "German, US cash aims to cut Egypt's gas use and boost exports", online verfügbar unter: https://www.climatechangenews.com/2022/11/11/german-us-cash-aims-to-cut-egypts-gas-use-and-boost-exports/, [zuletzt aufgerufen: 13.5.2023].

Climate Home News (2022b): "Germany, Italy push G7 into watering down pledge to end overseas gas finance", online verfügbar unter: https://www.climatechangenews.com/2022/06/28/germany-italy-push-g7-into-watering-down-pledge-to-end-overseas-gas-finance/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Corbeau, A.-S. / Ledesma, D. (eds.) (2016): LNG Markets in Transition – The great reconfiguration, Oxford: Oxford University Press.

CSIS (2023): "What's Next for Oil and Gas Methane Regulations", online verfügbar unter: https://www.csis.org/analysis/whats-next-oil-and-gas-methane-regulations, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Energate (2022): "Bund zahlt 100 Mio. Euro für LNG-Terminal Stade", online verfügbar unter: https://www.energate-messenger.de/news/224972/bund-zahlt-100-mio.-euro-fuer-lng-terminal-stade, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Enervus (2023): "Global Natural Gas Balances to Remain Tight Until 2026", online verfügbar unter: https://www.enverus.com/newsroom/global-natural-gas-balances-to-remain-tight-until-2026/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Eni (2022): “Eni launches a second FLNG project to increase LNG production and export from the Republic of Congo”, online verfügbar unter: https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2022/12/eni-launches-second-flng-project-republic-of-congo.html, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

European Commission (2022): “REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition”, online verfügbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_3131, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

EWI (2023): “Analyse der Globalen Gasmärkte bis 2035”, online verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/20230303-lng-studie.pdf?__blob=publicationFile&v=8, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Financial Times (2022): “Germany risks breaking gas funds pledge made at UN climate summit”, online verfügbar unter: https://www.ft.com/content/ffc9c89a-6fc1-4d3c-9c0f-999bb60fcd41, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Financial Times (2023): „Germany sets stage for G7 clash with push to endorse gas”, online verfügbar unter: https://www.ft.com/content/4ccf9261-a4ea-4331-910d-362ed3d73ea7, [zuletzt abgerufen: 20.6.2023]

GaffneyCline (2022): “Market Advice and Estimates of Contemporary LNG Contract Prices”, online verfügbar unter: https://www.accc.gov.au/system/files/GaffneyCline%20methodology%20discussion%20paper%20LNG%20price%20estimates.pdf, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

GIIGNL (2022): “GIIGNL 2022 Annual Report”, online verfügbar unter: https://giignl.org/document/giignl-2022-annual-report/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

GIS (2023): “Averting a full-blown gas crisis in Europe”, online verfügbar unter: https://www.gisreportsonline.com/r/gas/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Global Energy Monitor (2022): “How Long Does it Take to Build an LNG Export Terminal in the United States?”, online verfügbar unter: https://globalenergymonitor.org/report/how-long-does-it-take-to-build-an-lng-export-terminal-in-the-united-states/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Herbert Smith Freehills (2020): “Take or pay, but at what price and when?”, online verfügbar unter: https://www.herbertsmithfreehills.com/latest-thinking/take-or-pay-but-at-what-price-and-when, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

HHE (2023): “SEFE-Gruppe sichert sich langfristig Kapazitäten in Stade”, online verfügbar unter: https://www.hanseatic-energy-hub.de/news/detail/sefe-gruppe-sichert-sich-langfristig-kapazitaeten-in-stade/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Holleaux, D. (2023): “Regional Update: Europe”, Global Voice of Gas, 1 (03), p. 16–17.

IEA (2021): “Net Zero by 2050”, online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IEA (2022a): “World Energy Outlook 2022”, online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IEA (2022b): “Gas Market Report, Q4-2022”, online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q4-2022, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IEA (2022c): "The energy security case for tackling gas flaring and methane leaks", online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/the-energy-security-case-for-tackling-gas-flaring-and-methane-leaks, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IEA (2022d): "How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023", online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IEA (2023a): "Gas Market Report, Q1-2023", online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IEA (2023b): "Global Methane Tracker 2023", online verfügbar unter: https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IEEFA (2023): "Global LNG Outlook 2023–27", online verfügbar unter: https://ieefa.org/resources/global-lng-outlook-2023-27, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IGU (2022): "World LNG Report 2022", online verfügbar unter: https://www.igu.org/resources/world-lng-report-2022/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IPCC (2013): "Climate Change 2013: The Physical Science Basis", online verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

IPCC (2023): "AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023", online verfügbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

LNGV (2022), online verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/lngv/BJNR632100022.html, [zuletzt aufgerufen: 13.5.2023].

McKinsey (2022): "2022 LNG Buyer Survey: Adapting to an uncertain future", online verfügbar unter: https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/2022-lng-buyer-survey-adapting-to-an-uncertain-future, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Merlin Advisors (2019): "Are LNG liquefaction projects taking longer to construct?", online verfügbar unter: https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2019/10/40-LNG19-04April2019-Zeal-Tom-paper.pdf, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Niedersachsen Ports (2023): "Offizieller Bau-Start für LNG-Anleger in Stade", online verfügbar unter: https://www.nports.de/aktuelles-presse/artikel/news/offizieller-bau-start-lng-anleger-stade/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Norton Rose Fulbright (2017): "The outlook for LNG disputes under current market conditions", online verfügbar unter: https://www.nortonrosefulbright.com/en-us/knowledge/publications/b6c5668b/the-outlook-for-lng-disputes-under-current-market-conditions, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Reuters (2023a): "Analysis: Gas shortage exposes fragile South Asian economies to more pain", online verfügbar unter: https://www.reuters.com/markets/asia/gas-shortage-exposes-fragile-south-asian-economies-more-pain-2023-02-20/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Reuters (2023b): "Analysis: Europe facing costly winter without enough long-term LNG deals", online verfügbar unter: https://www.reuters.com/business/energy/europe-facing-costly-winter-without-enough-long-term-lng-deals-2023-04-06/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Reuters (2023c): "Japan is pushing G7 to step up gas investments – source", online verfügbar unter: https://www.reuters.com/business/energy/japan-is-pushing-g7-step-up-gas-investments-source-2023-04-13/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Riemer, M. / Schreiner, F. / Wachsmuth, J. (2022): Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia: Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations, Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.

Sempra (2023): "Sempra Launches Port Arthur LNG Project", online verfügbar unter: https://www.sempra.com/sempra-launches-port-arthur-lng-project, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Shell (2023): "Shell LNG Outlook 2023", online verfügbar unter: https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng/lng-outlook-2023.html, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

S&P Global (2023): "Global LNG term contracting sees structural changes, greater adoption of market-based pricing", online verfügbar unter: https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/blogs/lng/022723-global-lng-term-contracting-structural-changes-market-based-pricing-adoption, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Stephenson Harwood (2019): "Destination clauses: destined for the chop?", online verfügbar unter: https://www.offshoreenergylaw.com/sites/default/files/pdf/Destination clauses_destined for the chop_new banner.pdf, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Steuer, C. (2019): "Conditions Essential to Reaching FID on an LNG Project", Oxford Energy Forum, (119), p. 7–12.

Thomson Reuters (2019): "Gas and LNG: Territorial Restrictions, Destination Clauses and Profit Share Mechanisms", online verfügbar unter: https://www.serlecourt.co.uk/images/uploads/documents/Gas_and_LNG_w-018-7364.pdf, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Trout, K. / Muttitt, G. / Lafleur, D. / Graaf, T. V. de / Mendelevitch, R. / Mei, L. / Meinshausen, M. (2022): "Existing fossil fuel extraction would warm the world beyond 1.5 °C", Environmental Research Letters, 17 (6), p. 1–12.

US Department of Energy / United States Energy Association (2017): "Global LNG Fundamentals", online verfügbar unter: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/10/f37/Global%20LNG%20Fundamentals_0.pdf, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Venture Global (2023): "Venture Global announces final investment decision and financial close for phase two of Plaquemines LNG", online verfügbar unter: https://ventureglobalIng.com/press/venture-global-announces-final-investment-decision-and-financial-close-for-phase-two-of-plaquemines-lng/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Westwood Global Energy Group (2023): "FLNG market emerges from the doldrums, with $35bn EPC contract award value forecast 2023–27", online verfügbar unter: https://www.westwoodenergy.com/news/westwood-insight/westwood-insight-flng-market-emerges-from-the-doldrums-with-35bn-epc-contract-award-value-forecast-2023-27, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Wood Mackenzie (2023): "Gas and LNG: predictions for 2023", online verfügbar unter: https://www.woodmac.com/news/opinion/gas-lng-2023-outlook/, [zuletzt aufgerufen: 2.5.2023].

Das Dezernat Zukunft ist eine überparteiliche Vereinigung, die Geld-, Finanz- und Wirtschaftspolitik verständlich, kohärent und relevant erklären und neu denken will. Dabei leiten uns unsere Kernwerte:
Demokratie, Menschenwürde und breit verteilter Wohlstand.

www.dezernatzukunft.org

@DezernatZ

Diese Arbeit wurde unterstützt von der European Climate Foundation, Franziska-und-Otto-Bennemann Stiftung, Hewlett Foundation, Partners for a New Economy, Laudes Foundation und Open Philanthropy.

Impressum

Veröffentlicht durch:
Dezernat Zukunft e.V.,
Tieckstraße 37, 10115 Berlin
www.dezernatzukunft.org

Vertretungsberechtigter Vorstand:
Dr. Maximilian Krahé

Vorstand:
Dr. Maximilian Krahé, Dr. Maximilian Paleschke, Nicolas Gassen

Vereinsregister des Amtsgerichts Charlottenburg
Vereinsregisternummer 36980 B
Inhaltlich Verantwortlicher nach §18 MstV: Dr. Maximilian Krahé

Herausgeber:
Dr. Maximilian Krahé, Hamburg
E-Mail: max.krahe@dezernatzukunft.org

Design:
Burak Korkmaz

Diese Arbeit von Dezernat Zukunft ist lizensiert unter der CC BY-NC 4.0.

Die Inhalte können mit klarer Kennzeichnung der Quelle und, sofern angegeben, unter Angabe des Autors bzw. der Autorin verwendet werden.