

Berlin, 26. März 2025

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Positionspapier

Gasversorgung sichern und diversifizieren

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Ausgangslage und Zusammenfassung	3
2	Deutschland im internationalen Gasmarkt	4
2.1	Status quo: Herkunft des Erdgasverbrauchs in Deutschland:	4
2.2	Infrastruktur des deutschen Gasmarkts	6
3	Fokus sichere und diversifizierte Gasversorgung	7
4	Rahmenbedingungen	9
5	Handlungsempfehlungen	11
5.1	Vielfalt der Gashändler nutzen	11
5.2	Flankierung durch die Bundesregierung	12
5.3	Energiepartnerschaften breiter und nachhaltig anlegen	13
5.4	Garantie und Finanzierungsinstrumente auflegen	15
5.4.1	Grundsätzliche Anforderungen	15
5.4.2	Finanzierungsinstrumente für den Import von Erdgas/LNG	15
5.5	Den EU-Energiebinnenmarkt stärken	15

1 Ausgangslage und Zusammenfassung

- › Die Akzeptanz der Gesellschaft und die Produktivität der Wirtschaft hängt an der Bezahlbarkeit der Energie(wende). Der ökonomische Druck auf die Energiewirtschaft wird künftig wachsen und eng mit der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie verbunden sein. Die Europäische Kommission hat die Herausforderungen der geopolitischen Entwicklungen anerkannt und im Februar 2025 den „Affordable Energy Action Plan“ sowie den „Clean Industrial Deal“ vorgestellt, um die Energiepreise zu senken und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie zu verbessern. Das BDEW-Positionspapier greift die Diskussion zu den geopolitischen Herausforderungen bei der Sicherung der Gasversorgung auf und geht auf die Entwicklungen des internationalen Wettbewerbs ein.
- › Laut Draghi Report ist die Plattform „Aggregate EU“ in seiner aktuellen Form nicht ausreichend. Nach den Vorstellungen des Reports soll die gemeinsame Beschaffung – zumindest für LNG – gestärkt werden. Dieser Vorschlag ist problematisch, da so die Flexibilität, Effizienz und Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt eingeschränkt werden könnte. Auch das Ziel einer wettbewerbsfähigen und verlässlichen Preisstellung wird so nicht gerecht.
- › Die Energieunternehmen haben einen großen Beitrag dazu geleistet, dass die Energieversorgung in Deutschland und Europa nach Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine in den vergangenen zwei Jahren erfolgreich auf ein neues Fundament gestellt werden konnte. Es wurden in kurzer Zeit Lieferbeziehungen zu neuen Lieferländern aufgebaut, Vereinbarungen mit anderen Lieferländern erweitert und in Rekordzeit LNG-Terminals und die notwendigen Anbindungsleitungen errichtet.
- › Sowohl die Gasmärkte in Deutschland und Europa, als auch der globale LNG-Markt sind von hohem Wettbewerb geprägt. Sie funktionieren derzeit gut und zuverlässig. Die Abkopplung der europäischen Gasversorgung von russischem Pipelinegas und die Hinwendung zum globalen LNG-Markt erhöht allerdings die LNG-Nachfrage und damit die Konkurrenz mit Asien. Es besteht zudem Unsicherheit aufgrund geopolitischer Unwägbarkeiten sowie hinsichtlich der US-amerikanischen LNG-Mengen und der aktuellen Entwicklungen in der Handelspolitik.
- › Der BDEW spricht sich für eine Reihe von Handlungsempfehlungen aus. Aufbauend auf den Marktmechanismen des freien Handels sollte das „Riskwarehousing“ der Gashändler weiterhin genutzt werden. Markteingriffe in den Handel werden kritisch gesehen. Des Weiteren ist die Unterstützung der Bundesregierung u.a. im Rahmen von Energiepartnerschaften für die Importeure wichtig beim Aufbau von langfristigen

Lieferbeziehungen. Es bedarf ferner eines Commitments zu Erdgas als Brücke hin zu kohlenstoffarmen und erneuerbaren Gasen und zum Abbau regulatorischer Hürden, wie der Methanemissionsverordnung.

2 Deutschland im internationalen Gasmarkt

Durch die ökonomischen und politischen Entwicklungen seit 2022 sind drei Aspekte der Gasversorgung deutlich stärker in den Fokus des politischen Handelns gerückt:

- Sicherung und Diversifizierung der Gasversorgung, um Konzentrationsrisiken bei einzelnen Lieferländern zu vermeiden.
- Bezahlbarkeit sowohl für private Endkunden als auch für die energieintensive Industrie, für die Erdgas als Rohstoff dient.
- Sicherstellen der Integrität und Transparenz der europäischen Gasmärkte.

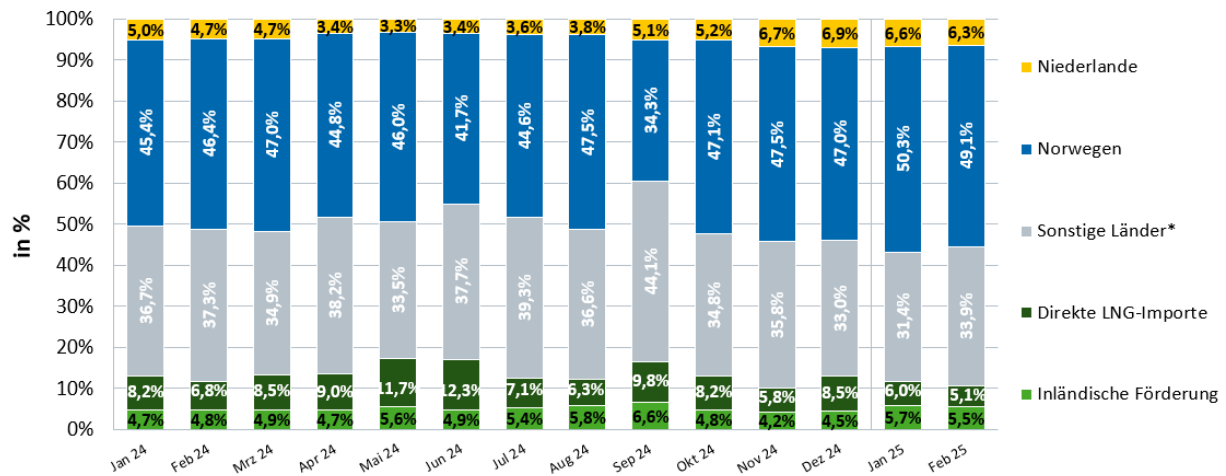
Die Europäische Kommission hat diese Herausforderungen durch verschiedene Aktionspläne adressiert: den Clean Industrial Deal zur Sicherstellung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie und den Affordable Energy Action Plan mit Maßnahmen zur Gewährleistung bezahlbarer Energie. Diese Pläne adressieren den zweiten der oben genannten Punkte. Der dritte ist Thema der aktuellen Novellierungen von REMIT und MiFID II. Der erste Punkt ist Thema dieses Papiers.

2.1 Status quo: Herkunft des Erdgasverbrauchs in Deutschland:

Im Jahr 2024 kam knapp die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Norwegen. Und dies mit hoher Zuverlässigkeit. Das Land wird auch künftig der wichtigste und größte Lieferant bleiben. Jedoch muss die deutsche Gasversorgung allein als Lehre aus der Gaspreiskrise 2022 weiter diversifiziert werden, um Produktions- und Lieferschwankungen, seien sie technischer, ökonomischer oder geopolitischer Natur, ohne Kompromittierung der Versorgungssicherheit ausgleichen zu können.

Über die Grenzübergangspunkte v.a. mit den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Dänemark wurde rund ein Drittel des Gasverbrauchs importiert. Das sind zum Großteil ebenfalls LNG-Mengen, die über Terminals aus den Nachbarländern importiert und nach Deutschland transportiert werden. Die genauen Ursprungsländer dieser LNG-Mengen lassen sich nicht einfach akkurat feststellen.

Herkunft des in Deutschland verbrauchten Erdgases



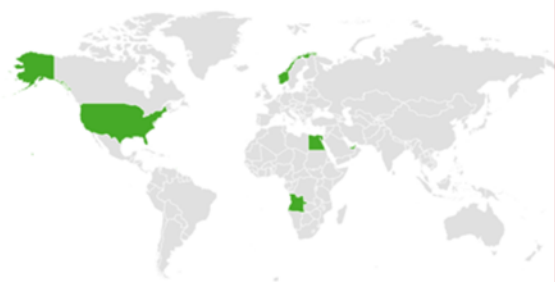
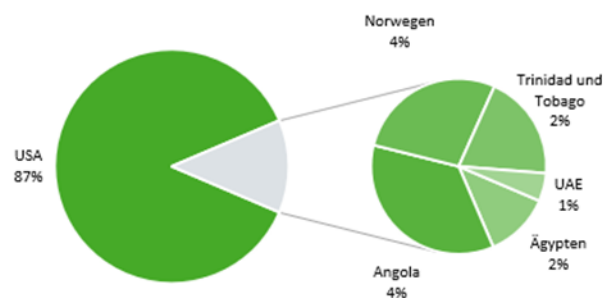
Quellen: ENTSOG, FNB, eigene Berechnungen

* nicht zuordenbare Importe via Belgien, Niederlanden, Frankreich, Dänemark

Direkte LNG-Importe über die deutschen Terminals hatten 2024 einen schwankenden Anteil am deutschen Erdgasverbrauch von rund 12 Prozent im Frühsommer und um die sieben Prozent im Winter 2024. Der überwiegende Teil der direkten deutschen LNG-Importe stammt mit einem Anteil von 87 Prozent aus den USA. Auch wenn die USA mit Abstand der wichtigste LNG-Lieferant für Deutschland sind, ist dessen künftige Rolle für den deutschen Gasmarkt derzeit schwer vorhersehbar.

Herkunft der LNG-Liefermengen

01.01.2023 – 26.11.2024



Quellen: [Vesselfinder](#), [BDEW](#), [BGR](#), [FNB](#)

Die Gesamtliefermenge basiert auf Daten der Fernnetzbetreiber und wird dann anhand der Ladekapazitäten der beobachteten LNG-Tanker und ihren Entsendehäfen den Herkunftsländern zugeordnet.

Die heimische Produktion in Deutschland und Europa ist rückläufig. Die inländische Förderung deckt in Deutschland fünf Prozent des Bedarfs, weitere fünf Prozent werden aus niederländischer Förderung importiert.

Die Bedeutung von Biogas und Biomethan in Europa steigt hingegen kontinuierlich. Für eine weitere Skalierung braucht es ähnlich wie in einigen anderen EU-Staaten aber zusätzliche Impulse aus der deutschen Bundespolitik.

2.2 Infrastruktur des deutschen Gasmarkts

Im Ergebnis dieser neuen Importstrukturen ist der Anteil des spotmarkt-bepreisten Gases in Deutschland heute weit höher als in der Vergangenheit. Langfristverträge über 15-25 Jahre, die früher die Grundlast im Gasmarkt gestellt haben, sind heute marginal. Dadurch entsteht ein höheres Exposure gegenüber den Spotmärkten und deren kurzfristigen, volatilen Preisschwankungen.

Zu den Assets Deutschlands zählen das gute Pipelinenetz, das die Bundesrepublik mit den Nachbarländern verbindet, die LNG-Terminalinfrastruktur, die Gasspeicher sowie der Zugang zum liquiden, europäischen Gasbinnenmarkt. Allerdings kann das nicht mehr in dem Maße wie früher in Wert gesetzt werden, denn Transite durch Deutschland sind signifikant zurückgegangen.

Die Entscheidung für den Ausbau der LNG-Terminalinfrastruktur hat Auswirkungen auf dem Markt, da LNG ganzjährig verfügbar ist. Importe an deutschen Terminals tragen direkt zur Versorgungssicherheit in Deutschland bei. Das kann auch positive Rückwirkungen auf die Liquidität des deutschen Handelsplatzes haben. Allerdings stehen die deutschen LNG-Importkapazitäten auch im Wettbewerb mit Import-Terminals in den Nachbarländern (u.a. durch Gebührenstrukturen, Refinanzierungsmöglichkeiten, und Energieverbräuche bei der Regasifizierung).

Unabhängig von der Auslastungssituation der LNG-Importterminals können saisonale Nachfrageschwankungen, aber auch Leistungsspitzen überwiegend durch Speicher ausgeglichen werden. Durch den Ausbau von LNG-Importen und die Nutzung von Gasspeichern kann die Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern reduziert werden. Diese Faktoren machen Gasspeicher zu einem wesentlichen Bestandteil der Energieinfrastruktur und tragen zur Stabilität und Sicherheit der Energieversorgung bei. Dies ist besonders wichtig in Krisenzeiten oder bei Unterbrechungen der Lieferketten. Aus Sicht des BDEW waren die Füllstandsvorgaben für Gasspeicher in der konkreten Krisensituation in Folge des russischen Angriffskriegs 2022 gerechtfertigt. Dies hat nach der Reduzierung bzw. Einstellung der russischen Gaslieferungen zur Versorgungssicherheit in den Wintermonaten beigetragen. Die Energieunternehmen haben einen

großen Beitrag dazu geleistet, dass die Energieversorgung in Deutschland und Europa in den vergangenen drei Jahren erfolgreich auf ein neues Fundament gestellt werden konnte. Es konnten neue Importquellen erschlossen und die Importinfrastruktur erfolgreich erweitert werden. Die starren, gesetzlichen Vorgaben zur Befüllung der Gasspeicher wirken inzwischen kontraproduktiv. Eine staatliche Marktintervention durch die gesetzlichen Vorgaben hat großen Einfluss auf das Marktverhalten und zeigt sich als Fehlanreiz in Bezug auf die saisonale Eindeckung und Speichernutzung. Die Füllstandsvorgaben führen zu insgesamt höheren Endverbraucherpreisen für Industrieabnehmer, private Haushalte und alle anderen Letztverbraucher.

3 Fokus sichere und diversifizierte Gasversorgung

Deutschlands Gasversorgung ist im globalen LNG-Markt und gegenüber Spotmarktentwicklungen exponiert. Neben der Nachfrageentwicklung in Deutschland und Europa sind deswegen auf der hier im Fokus stehenden Angebotsseite kurz- und mittelfristig eine Reihe von Faktoren mitzudenken. Vor allem aber gilt, dass der Einfluss der (Geo-)Politik auf die Gasmärkte so hoch ist wie schon sehr lange nicht mehr. Zu den wichtigsten Themen zählen:

- Verfügbarkeit des globalen LNG-Angebots;
- Zukünftige Ausrichtung der US-LNG-Exportpolitik;
- Geopolitische Entwicklungen zwischen den USA, Russland, Europa und der Ukraine;
- EU-Sanktionspolitik sowie US-Sanktionspolitik gegenüber Russland;
- Geopolitische Entwicklungen im Nahen und Mittleren Osten;
- Chinas Politik und Handelsstrategie;
- Sicherheit europäischer Importinfrastrukturen.

Grundsätzlich wirkt ein höheres Angebot an LNG preisdämpfend in den europäischen Gasmärkten. Genaue Preiseffekte lassen sich nur schwer abschätzen, da die Preisbildung in den Gasmärkten von zahlreichen Faktoren beeinflusst wird, insbesondere vom globalen LNG-Markt, aber auch von der generellen Entwicklung der Gasnachfrage und damit auch den strukturellen Veränderungen insbesondere im Wärmemarkt, der Industrie und in der Stromerzeugung, Verfügbarkeit und Füllstände der europäischen Gasspeicher, Witterungseffekte, konjunkturelle Entwicklung etc.

Derzeit gibt es laut IEA LNG-Projekte mit einem Volumen von zusätzlich 250 bcm Verflüssigungskapazität pro Jahr bis 2030, die derzeit im Bau sind oder deren finale Investitionsentscheidung getroffen wurde (Inbetriebnahmen vor allem zwischen 2025 und 2027). Das entspricht fast der Hälfte der heute verfügbaren Verflüssigungskapazität. Mehr als die Hälfte dieser Projekte befinden sich in den USA oder in Katar. Die IEA geht davon aus, dass die damit

verbundene Angebotsausweitung in eine Phase fallen wird, in der die Gasnachfrage nur noch geringfügig steigt oder langsam stagniert. Das könnte einerseits heißen, dass die zusätzlichen Projekte preisdämpfend wirken und die Versorgungssicherheit erhöhen. Andererseits werden sich auch geplante Terminals nicht automatisch materialisieren, sondern benötigen Abnahmeverträge und die Aussicht auf Nachfrage dahinter. Die IEA geht außerdem davon aus, dass rund ein Drittel der neuen Mengen über den Spotmarkt ohne langfristige Lieferverträge vermarktet werden.

Auch die Energiemärkte sind nicht abgekoppelt von den Polykrisen und der neuen geopolitischen Dynamik. Dazu zählt die Aufrüttelung des Status Quo durch die USA. LNG droht zunehmend als Machtwährung eingesetzt zu werden, um eigene nationale Interessen durchzusetzen. Gaslieferungen können aber auch Teil eines Großmachtausgleichs zwischen Russland und den USA werden. All dies schürt eine fast beispiellose Unsicherheit für die Marktteilnehmer.

Geoökonomisch besteht Unklarheit, wann und an welcher Stelle Nationalstaaten, z.B. mit Zöllen oder Handelsbeschränkungen, in den freien Markt eingreifen könnten. Die Ausrichtung der US-LNG-Exportpolitik ist von hohen Unwägbarkeiten geprägt. Ein größeres Angebot an weltweitem LNG ist eine Möglichkeit, den Druck aus dem Markt zu nehmen und wirkt sich ggf. sogar preissenkend aus. Es lassen sich vor dem Hintergrund der anscheinend fehlenden langfristigen Strategie der US-amerikanischen Energiepolitik schwer sichere Voraussagen für die LNG-Importe nach Deutschland machen. Das während der Biden-Administration verfügte Moratorium zum Neubau von LNG-Terminals wurde von der Trump-Administration aufgehoben. Auch entsteht über die neue Administration und ihre Handelspolitik Druck, mehr LNG aus den USA zu importieren. Gleichzeitig könnte eine protektionistische und transaktionale Politik unter dem Leitbild „Energie-Dominanz“ auch in kurzfristige Kurskorrekturen münden.

Auch die geopolitische Situation in Europa trägt zu bestehenden Unsicherheiten bei. Es ist abzuwarten, inwieweit die Verhandlungen zwischen Russland und den USA (mit oder ohne Einbindung der Ukraine und der Europäischen Union) auf die Wiederaufnahme russischer Energieimporte zurückwirken. Diese Wiederaufnahme von Gasimporten aus Russland wird von der EU-Kommission zum aktuellen Stand ausgeschlossen. Einerseits besteht die Möglichkeit, dass russisches und US-LNG künftig um Marktanteile in Europa (wieder) konkurrieren, andererseits haben sowohl die EU als auch die USA laufende Sanktionen und weitere Maßnahmen gegen Russland in der Planung.

Zudem führt die Situation im Nahen und Mittleren Osten zu Unsicherheiten auf den Märkten. Für die Verfügbarkeit von Mengen auf dem globalen Markt ist die sich entwickelnde Rolle Chinas nicht nur als Nachfrager, sondern auch als Handelsakteur mit Speichern und Portfolien prägend. Chinesische Staatsunternehmen bilden ein Handelsportfolio und weiten ihre Aktivitäten aus.

In dem Maße wie Geopolitik den Handel von Gas und LNG weiter beeinflusst, können sich Handelsströme verschieben, der globale LNG-Markt verengen oder Konkurrenzen entstehen.

Die mittel- und langfristigen Auswirkungen von Verwerfungen bei LNG-Lieferungen sind schwer abschätzbar, da diese nicht nur durch den Ausbau der LNG-Exportterminals, insbesondere in den USA und Qatar bedingt sind. Entscheidend sind auch die Entwicklung der Lieferungen aus europäischem Pipeline-Gas (Norwegen, Vereinigtes Königreich und inländische Produktion), die Diversifizierung der deutschen LNG-Importe auch durch langfristige Lieferverträge, die mittel- bis langfristige Entwicklung des Erdgasverbrauchs in Deutschland und Europa, russische und aserbajdschanische Gaslieferungen nach Südosteuropa bzw. die Notwendigkeit deutscher Transitflüsse in Richtung Südosteuropa, direkte Gasflüsse aus Nordafrika, aber auch der Hochlauf eines europäischen Wasserstoffmarktes und Errichtung von H2-Infrastrukturen.

4 Rahmenbedingungen

Um die ausreichende und wettbewerbsfähige europäische und deutsche Versorgung mit Gas sicherzustellen, gilt es, zügig verbesserte Rahmenbedingungen und Planungssicherheit für die Beschaffung an internationalen Märkten und den Umgang mit den beispiellosen Unwägbarkeiten zu schaffen.

Für den Umgang mit den aktuellen Unwägbarkeiten und geopolitischen Krisen ist es besonders wichtig, den Handlungsspielraum der Unternehmen zu vergrößern. Diese müssen in der Lage sein, den Handel aktiv mitzugestalten, physische Verfügbarkeiten zu sichern und ein flexibles Portfolio-Management zu betreiben. Hierfür sollten den Unternehmen möglichst viele Instrumente zur Verfügung stehen, um auf die Entwicklungen der globalen Märkte zielgerecht antworten zu können.

Kurzfristig ist klar, dass es eines erhöhten LNG-Bezugs bedarf, mittel- und längerfristig sollte die Nachfrage zu im internationalen Vergleich bezahlbaren Kosten gedeckt werden und die Versorgung sicher sein. Diese Ziele stehen aber im Spannungsverhältnis zum Ziel der Klimaneutralität.

Markteingriffe wie die gemeinsamen Einkaufsplattformen, Preisobergrenzen, staatliches Hedging oder die staatlichen Eingriffe in die Bepreisung wie sie teilweise im Draghi-Bericht vorgeschlagen werden, sind hingegen höchstkritisch zu sehen; sie wirken kontraproduktiv. Aufgabe des Staates ist es, verlässliche und klare Rahmen- und Ausgangsbedingungen zu bilden, die einen funktionierenden Markt und Wettbewerb erlauben.

- › Der Wettbewerb von Unternehmen im Bereich Handel und Beschaffung ist wichtig für die Diversifizierung.

- › Es gilt eine Diversifizierung nicht „weg von“, sondern hin zu zusätzlichen Aufkommen zu betreiben. Die Diversifizierung sollte Pipeline- und LNG-Gas umfassen.

Der Sicherung von pipeline-gebundenen Gasimporten, der Vorhaltung einer ausreichenden LNG-Regasifizierungskapazität, ein attraktiver regulatorischer Rahmen, der sich in den Nutzungsbedingungen dieser Infrastrukturen widerspiegelt, sowie Security-of-Supply (SoS)-Instrumenten kommen entsprechend herausragende Bedeutung zu.

Die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens muss eine sinnvolle Balance von staatlicher Absicherung und marktlichen Anreizen sicherstellen. Zu strikte Vorgaben z.B. bei den Füllstandszielen für Gasspeicher und die Möglichkeit staatlicher Befüllung kann zur Einpreisung dieser Externalität in den Markt führen und damit die Versorgungssicherheit bzw. die Preisstabilität gefährden.

Andere europäische Abnehmer (v.a. aus Frankreich und Italien) kombinieren den Abschluss von Gasverträgen mit Upstream-Investments, was für deutsche Gashandels-Unternehmen, die nicht in der Exploration und Förderung von Öl- und Gasvorkommen aktiv sind, kaum vergleichbar möglich ist. Über diese Upstream-Investments werden jedoch substantielle Mengen für den Markt gesichert.

Einige Rahmenbedingungen wirken teilweise begrenzend und bieten nicht ausreichend Planungssicherheit für die Beschaffung von Gas. Regulierung steht im Konflikt zu Marktbedingungen:

- › Vertragslaufzeiten vs. Klimaneutralität 2045: Langfristverträge über 15-25 Jahre ermöglichen das Aushandeln besserer Bedingungen und sichern ein gewisses Preisniveau ab, stehen aber im Konflikt mit den Zieldaten und dem Auslaufpfad bei der Dekarbonisierung. Solche Langfristverträge ermöglichen oft erst die Erschließung von Ressourcen und die Tätigkeit von Investitionen, die zu Lieferungen von LNG in den Folgejahren führen. Investoren in Gasfelder und LNG stehen daher vor einem Dilemma, wenn potenziell attraktive Investitionen sich über zu kurze Vertragslaufzeiten nicht amortisieren. Aufgrund des daraus resultierenden Investitionsattentismus könnte eine Unterversorgung für potenzielle Abnehmerländer wie Deutschland resultieren.
- › Außerdem besteht zwar ein klares Commitment auf Klimaneutralität 2045. Dabei sind allerdings die Rolle von Pipelinegas, LNG, aber auch Biomethan sowie der Übergang zu Wasserstoff aus Methanspaltung/ Pyro-/Plasmalyse, für CCS und der Übergang zu grünem Wasserstoff und Derivaten nicht klar formuliert. Das Auseinanderklaffen von Zielen mit dem Stand der Umsetzung führt zu Unsicherheit über die künftigen Rahmenbedingungen und Realisierbarkeiten. Das begrenzt Entscheidungsfähigkeit der Unternehmen und damit Handlungsmöglichkeiten. Die Gasnachfrage in Deutschland erschwert

ein verlässliches Commitment, Erdgas/LNG für den langfristigen Zeitraum zu beziehen. Dies ist aber Voraussetzung für den Abschluss langfristiger Lieferverträge. Bei kontinuierlicher Zielveränderung können nur kurzfristige und damit möglicherweise unattraktivere Lieferungen vereinbart werden, was die Energieversorgung in Deutschland verteuert.

- › Indirekte Auswirkungen auf die Nachfrage und Angebot von Pipelinegas und LNG ergeben sich absehbar aus der Einführung des EU-Emission Trading System (ETS) 2 ab voraussichtlich 2027 und durch die Methanemissionsverordnung. Die Methanemissionsverordnung sieht ab 2025 eine stufenweise Verschärfung der Anforderungen an Gasimporte beginnend mit Berichtspflichten, gleichwertigen Anforderungen an Vorkettenemissionen von Gasimporten im Vergleich zu Emissionen innerhalb der EU und schließlich ab 2030 verpflichtenden Methanintensitäten vor. Insbesondere könnte sich die Methanemissionsverordnung als restriktiver Faktor erweisen, vor allem dann, wenn in den USA die Umwelt- und Klimaschutzvorgaben durch die neue Administration gelockert werden, aber gleichzeitig die Anforderungen an europäische Importeure aus der Methanemissionsverordnung greifen. In der Praxis zeigen sich allerdings trotz der schrittweisen Einführung bereits heute konkrete Auswirkungen in Verhandlungen mit wichtigen Lieferländern. Besonders der Mangel an Klarheit und konkreten Vorgaben zur Umsetzung erzeugt erhebliche Unsicherheit und Zurückhaltung bei zusätzlichen Lieferbeziehungen wie auch bei der Verlängerung bestehender Verträge. Im Ergebnis verknappt die EU somit nicht nur potenziell die LNG-Mengen, die in den EU-Markt kommen können, sondern segmentiert den Markt noch in ein „Premium-Segment“ für die EU, was zusätzlich Preisaufschläge bringt.
- › EU-Taxonomie und Vorgaben aus dem Bereich der Sustainable Finance bzw. Environmental Social Governance (ESG) erschweren und verteuern den Zugang zu Fremdkapital für Erdgasprojekte. Vorgaben der Finanzmarktregulierung schränken Aktivitäten ein, da potenzielle Importländer auf sog. Blacklists stehen (Overcompliance), was die Abwicklung von Finanztransaktionen, z.B. Bankgarantien, teuer und umständlich macht.

5 Handlungsempfehlungen

5.1 Vielfalt der Gashändler nutzen

- › Importeure, Händler und Midstreamer haben spezifische Kompetenzen. Sie agieren somit für Versorgungssicherheit im Sinne der Marktrationalität. Sie schließen kurzfristige und langfristige Verträge, diese wiederum reduzieren durch große Gesamtliefermengen über die Vertragslaufzeit die mengenspezifischen Transaktions- und Suchkosten und

schaffen eine wichtige Basisversorgung im System. Unternehmen, die Beschaffung, Eigenhandel und Portfoliomanagement betreiben und damit maßgebliche Mengen aggregieren bzw. poolen können, haben eine entscheidende Funktionen bei der Versorgung und für den Erhalt eines liquiden Marktes inne. Sie bauen über die Zeit ein unterschiedlich strukturiertes und diversifiziertes Portfolio auf und vermarkten dann ein möglichst fungibles Gut in Form von unterschiedlichen Produkten über verschiedene Wege (Börse, OTC). Dieses "Riskwarehousing" ist eine zentrale Leistung für die Abnehmer und ermöglicht ein Abfedern von externen Schocks und eine längerfristige Preisstellung in den Markt.

- › Gemeinsame Einkaufsplattformen wie AggregateEU sind nicht zielführend. Es handelt sich um ein Instrument der gemeinsamen Beschaffung im Bereich Energie und kritische Rohstoffe, das in der Energiekrise 2022/23 zur Verfügung gestellt wurde. Es sollte nicht verstetigt werden. Es besteht die Gefahr, dass hier parallel zum eingespielten, funktionierenden Markt ein teurer Mechanismus aufgebaut wird, der letztlich keinen Mehrwert bringt. Die Vielfalt der Gashändler und -importeure, der Produkte und damit wachsende Liquidität schaffen mehr Wettbewerb auf dem Markt und führen zu wohlfahrtgenerierenden Effizienzvorteilen. Einkaufsplattformen sind mit hohem bürokratischem Aufwand und damit auch zeitlichem Verzug verbunden. Nennenswerte Beschaffungsvorteile haben sich durch die Einführung der Plattform AggregateEU bislang nicht eingestellt.
- › Die weitere Diversifizierung der Herkunft von Liefermengen ist zudem ein zentraler Baustein zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. In diesem Kontext sollte die Rolle nationaler (Midstream-)Unternehmen hinreichend berücksichtigt werden. Die Unterstützung der Versorgungssicherheit nehmen diese Unternehmen zuverlässig wahr (siehe auch BDEW-Positionspapier „[Zur Transformation Gas und der Rolle der Importeure und Midstreamer](#)“ vom 20. Dezember 2024).

5.2 Flankierung durch die Bundesregierung

- › Es braucht ein verlässliches Commitment zu Erdgas/LNG, damit die deutsche Nachfrage eine Basis für langfristige Importe darstellen kann. Dies ist wichtig für den Abschluss langfristiger Lieferverträge. Bei kontinuierlicher Zielveränderung können tendenziell kurzfristigere und damit wahrscheinlich unattraktivere Lieferungen vereinbart werden. Das bedeutet einen Wettbewerbsnachteil für die deutsche Industrie auf dem Weltmarkt. Wichtig wäre eine Klärung des Zielkonfliktes durch die Politik, dass einerseits bessere Vertrags- und Preisbedingungen für Importe eine große und verlässliche

Nachfrage benötigen und andererseits der europäische Gasbedarf aufgrund europäischer CO₂-Reduktionsinitiativen kontinuierlich sinkt.

- › Die Politik sollte ein Angebot machen, die Importeure bei der Beschaffung von Erdgas in den attraktiven Ländern auf höchster Ebene bei der Anbahnung von Kontakten zu unterstützen. In vielen Ländern könnte eine Flankierung durch den diplomatischen Dienst sinnvoll sein. Für den bundesdeutschen Kontext heißt das, dass die Bundesregierung Importeure dann dort begleiten und vor Ort in den Lieferländern sichtbar unterstützen würde. Es braucht hier eine gemeinsame Haltung der beteiligten Ministerien die deutlich macht, dass die Bundesregierung diese unternehmerischen Aktivitäten unterstützt.
- › Zentral ist eine verlässliche und wettbewerbsfähige Preisstellung, damit gasverbrauchende Unternehmen für den Übergangszeitraum eine klare Versorgungsperspektive haben. Dazu dient ein Mix aus Kurzfrist- und Langfristverträgen (u.a. Indexierung z.B. mit Henry Hub Preisen) in Verbindung mit Lieferungen nach Deutschland und Europa als „Delivery Ex Ship“ (DES) in Kombination mit Kapazitätsbuchungen an LNG-Terminals.
- › Ferner bleibt die Aufrechterhaltung eigener Gasförderung in Deutschland und Europa ein Beitrag zur Versorgungssicherheit.
- › Regulatorische Hürden müssen weiter abgebaut werden. Weitergehende regulatorische Eingriffe über die Finanzmarktregulierung (insbes. MiFID II – Nebentätigkeitsausnahme, Art. 9 REMIT – Niederlassungspflicht von nicht-EU-Händlern, EMIR – Clearing-Schwellen und -Pflichten) könnten den Hochlauf ausbremsen und erheblich verteuern.
- › Die Rolle der deutschen Infrastruktur sollte gestärkt werden, um Liquidität in Deutschland zu erhöhen. Dazu sollten auch die Rahmenbedingungen für LNG-Terminals in Deutschland verbessert und im Vergleich mit europäischen Nachbarländern wettbewerbsfähige Entry-Tarife ermöglicht werden.

5.3 Energiepartnerschaften breiter und nachhaltig anlegen

- › Deutschland strebt nach außen immer neue Energie- und Klimapartnerschaften, Energiedialoge und Wasserstoffpartnerschaften an, bei denen sich Zuständigkeiten auf verschiedene Ministerien verteilen bzw. durch unterschiedliche Ministerien geführt sind. Angesichts der Vielzahl der Energie-, Klima- und Wasserstoffpartnerschaften, sowie Energiedialogen fehlt es an Klarheit und frühzeitiger Abstimmung mit den Importeuren darüber, welche Länder relevant sind.
- › Die Bundesregierung vermittelt erste Kontakte für Unternehmen z.B. auf Auslandsreisen. Danach agieren die deutschen Unternehmen ohne weitere Flankierung und

Begleitung durch Botschaften vor Ort und schnüren vielfach umfassende Projekte, beispielsweise breite Förder-/ Infrastruktur und Exportprojekte statt reiner Gasimportverträge

- › Für eine prozedurale Unterlegung wäre Klarheit darüber wichtig, wie Stabilität und Kontinuität gesichert werden können, um aus den Energiepartnerschaften konkrete Projekte zwischen Unternehmen zu entwickeln. Da Erdgas nur für einen Übergangszeitraum bezogen und dann durch grünen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff und seine Derivate ersetzt werden soll, helfen kooperative Ansätze mit den Partnerländern. Mit Blick auf die Versorgungssicherheit ist es somit wichtig, bestehende Erdgaspartnerschaften z. B. mit Norwegen oder Nordafrika, in die Transformation der Gaswirtschaft hin zu Wasserstoff und Wasserstoffderivaten einzubeziehen und zu transformieren. Diese können z.B. Phase-in & Phase-out Arrangements oder Überkreuzbeteiligungen an Infrastrukturen wie Speichern sein.
- › Die neuen Energiepartnerschaften sind nicht einfach Export-Import-Beziehungen, sondern sind breiter anzulegen (Technologie- und Energiepartnerschaften) und müssen neue Importkorridore nachhaltig etablieren.
- › Zu prüfen ist auch, ob andere Investitionen – beispielsweise im Bildungswesen, in der Entwicklungszusammenarbeit, beim Ausbau Erneuerbarer Energien etc. unter Beteiligung des BMZ – möglich sind.
- › Europäische Kooperationsabkommen sind ein wichtiges Element der internationalen Zusammenarbeit zur Minderung von Methanemissionen. Sie sind in europäischem Interesse zur Diversifizierung des Gasbezugs bei gleichzeitiger Umsetzung der Methanemissionsverordnung. Diese sieht auch im außereuropäischen Ausland gleichwertige Standards bei Messung, Berichterstattung und Kontrollen von Methanemissionen bei der Gasförderung vor. Ohne Unterstützung können einige Lieferländer diese Gleichwertigkeit nicht auf kurze Frist garantieren.
- › Letztlich sollten im Rahmen der Energiepartnerschaften aber auch Importe klassischer Energieträger nach Deutschland ermöglicht werden, die einen Beitrag zu Erhöhung der Versorgungssicherheit bzw. zur Sicherung der Preisstabilität leisten. Deutschland hat hier auch kurzfristig eigene Interessen zu vertreten und benötigt hierfür den Einsatz außenpolitischer Instrumente zur Verfolgung energiepolitischer Ziele.

5.4 Garantie und Finanzierungsinstrumente auflegen

5.4.1 Grundsätzliche Anforderungen

- › Die Sektorleitlinien der KfW setzen den 1,5 Grad-Pfad voraus. Dazu braucht es eine Klärung über den Dekarbonisierungspfad, um zusätzliche Langfristverträge für Erdgas überhaupt erst möglich zu machen.

5.4.2 Finanzierungsinstrumente für den Import von Erdgas/LNG

- › Derzeit gibt es keine reinen Import-Finanzierungsinstrumente. Für Exporte gibt es Allianz Trade (vormals Euler Hermes) Kredite. Diese greifen aber nicht für Importe. Daher bedarf es zusätzlich auch Finanzierungshilfen für die importierenden Unternehmen, damit diese in der Lage sind, das aus den Abnahmeverpflichtungen resultierende Finanzexposure besser darzustellen.
- › Kreditinstrumente (UFK) greifen nur in Verbindung mit Vorort- oder Infrastrukturinvestitionen (Upstream) zur Rohstoffförderung. Das Instrument der „UFK“-Linien (ungebundene Finanzkredite) wurde, während der Gaskrise verwendet, um Kredite im Zusammenhang mit Gasimporten staatlich abzusichern. Das Instrument ist allerdings so konzipiert, dass es nur für die Finanzierung „nicht-deutscher“ Unternehmen gilt. Ein Importvertrag deutscher Unternehmen kann auf diese Weise also nicht unterstützt werden. Das UFK-Instrument sollte deswegen auch für deutsche Unternehmen geöffnet werden und nicht nur Risiken im Zusammenhang von Krediten, sondern auch im Zusammenhang von Anleihen absichern.

5.5 Den EU-Energiebinnenmarkt stärken

Ein liquider EU-Energiebinnenmarkt ist die Basis für die sichere Versorgung mit Energie in Deutschland und Europa. Dieser bedarf eines klaren und stabilen Rechtsrahmens. Hoheitliche Eingriffe sind ausschließlich als Ultima Ratio einzusetzen; Marktliche Mechanismen sind zu stärken und auch im Krisenfall so lange wie möglich aufrecht zu erhalten. Parallele Mechanismen, wie Einkaufsplattformen, Marktverzerrungen oder Eingriffe in die freie Preisbildung wirken kontraproduktiv. Die Marktmechanismen des freien Handels sind die besten Garanten für eine bezahlbare und sichere Energieversorgung. Gleichzeitig gilt es, verstärkt auf den Ausbau grenzüberschreitender Infrastrukturen zu setzen, um die Vorteile des gemeinsamen Energiebinnenmarkts in Zukunft noch besser nutzen zu können.