

Ein neuer Ansatz für Gasimporte zum Schutz Europas industrieller Zukunft

Von Volatilität zu Stabilität:
Warum Europa jetzt
Langfristverträge mit
Preisbindung braucht

September 2025

Von Sébastien Rexhausen, Johannes Große,
Fabian Friedwagner und Jonas Schröder





Die Boston Consulting Group (BCG) unterstützt führende Akteure aus Wirtschaft und Gesellschaft in partnerschaftlicher Zusammenarbeit dabei, Herausforderungen zu meistern und Chancen zu nutzen. Seit der Gründung 1963 leistet BCG Pionierarbeit im Bereich Unternehmensstrategie. Die Boston Consulting Group hilft Kunden, umfassende Transformationen zu gestalten: Die Beratung ermöglicht komplexe Veränderungen, eröffnet Wachstumschancen, schafft Wettbewerbsvorteile, verbessert die Kunden- und Mitarbeiterzufriedenheit und bewirkt so dauerhafte Verbesserungen des Geschäftsergebnisses.



Zusammenfassung

Langfristige Gas-Importverträge mit Preisbindung können ein Hebel sein, um in Deutschland und Europa während der Energiewende Preisstabilität, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Das aktuelle Marktumfeld — geprägt von hoher Preisvolatilität, unsicheren geopolitischen Rahmenbedingungen und wachsendem globalen Wettbewerb um LNG — verdeutlicht den Handlungsdruck

- Europa überstand die Gaskrise 2022 durch eine schnelle Ausweitung der Importe von Flüssigerdgas (LNG), die durch eine schwache Nachfrage aus China auf dem Weltmarkt verfügbar waren. Die Gasversorgung ist aber weiterhin nicht gesichert, da 28 % des aktuellen Bedarfs nicht durch (langfristige) Verträge gedeckt sind. Ein erheblicher Teil bestehender Importverträge basiert außerdem auf volatilen kurzfristigen Preisen und/oder läuft bis 2030 aus.
- Hohe und volatile Gaspreise beeinträchtigen die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erheblich. In Deutschland sind Industrien mit ~ 3 Millionen Beschäftigten in Zeiten hoher Gaspreise mit spürbar sinkenden Margen konfrontiert — insgesamt ist ein Fünftel der industriellen Wertschöpfung gefährdet, zu einem großen Teil aufgrund hoher Energiekosten.
- Langfristige LNG-Importverträge z.B. aus den USA könnten zu ~ 25–30 €/MWh abgeschlossen werden. Dies liegt über den Vorkrisen-Preisen in Nordwesteuropa von rund 15–20 €/MWh, bietet der Industrie aber Planbarkeit und sichert sie gegenüber Gaspreisschocks von 60 €/MWh oder mehr ab.
- Gas bleibt mittelfristig essenziell, um erneuerbare Energien und schwer elektrifizierbare Prozesse abzusichern, bis Wasserstoff und Batteriespeicher skalieren.
- In den nächsten drei Jahren stehen finale Investitionsentscheidungen (FID) für substanzielle neue LNG-Kapazitäten (>100 Mio. Tonnen) an. Dies ist eine günstige Gelegenheit für Käufer, da die attraktivsten Mengen in der Regel vor FID verkauft werden.
- Gasimporteure und industrielle Abnehmer könnten diese Vorteile durch langfristige Gasbeschaffungsstrategien nutzen.

Kontext:

Europas Industrie ist von volatilen und hohen Gaspreisen bedroht

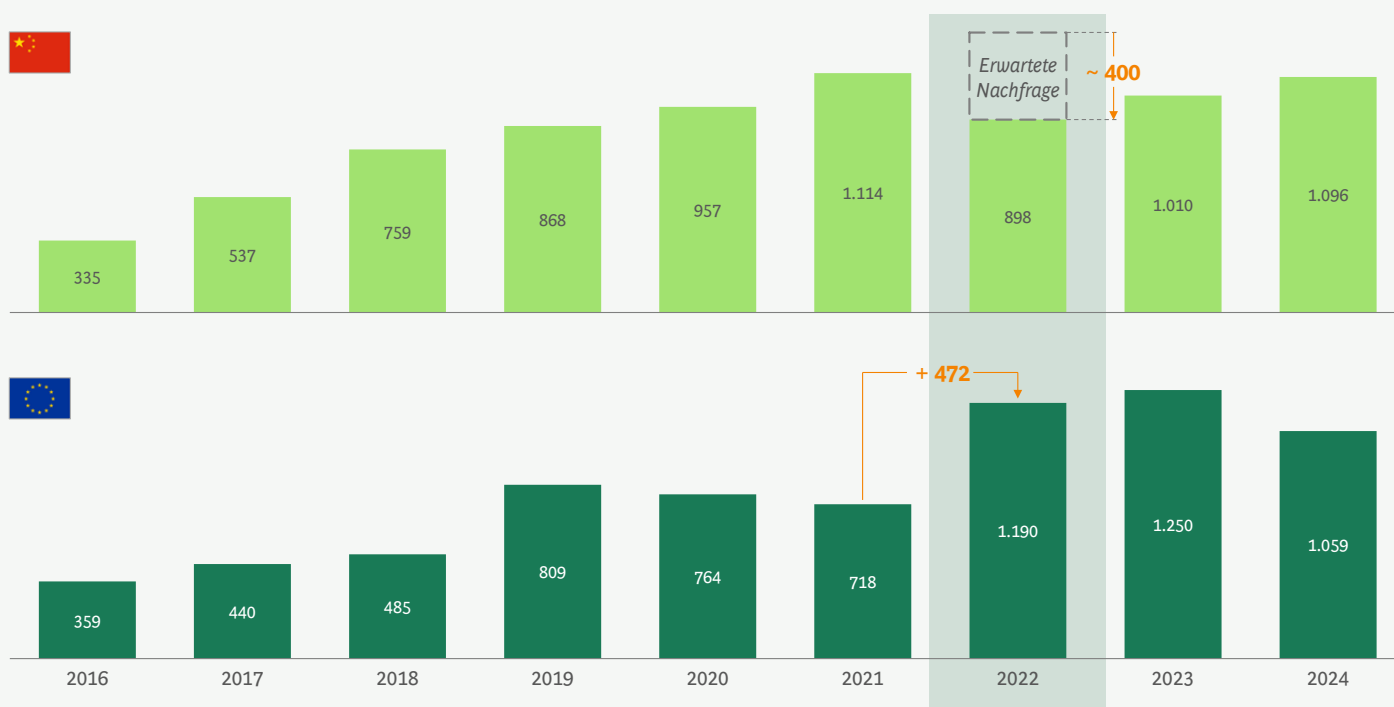
Europa überstand die Gaskrise 2022 weitgehend durch Zufall: Durch die schwache Nachfrage aus China konnte Europa mehr LNG importieren, während ein warmer Winter den Verbrauch senkte. Auf Glück kann man sich nicht zweimal verlassen.

Die Gaskrise 2022 erforderte einen schnellen Ersatz von Gasimporten aus Russland. Trotz schneller und entschlossener politischer Maßnahmen in Europa war dies vor allem aufgrund der ungewöhnlich geringen industriellen Nachfrage in China infolge der chinesischen COVID-Maßnahmen möglich. Chinesische LNG-Käufe auf dem kurzfristigen Spotmarkt gingen im März 2022 im Vergleich zum Vorjahr um 80 %¹ zurück. Die gesamte chinesische LNG-Nachfrage lag 2022 um ~ 400 TWh unter den Erwartungen, während die LNG-Importe der EU um über 470 TWh stiegen, was auf eine starke Umleitung von LNG-Lieferungen von Asien nach Europa hindeutet. Außerdem trugen ein milder Winter (~ 1,5 °C über der durchschnittlichen deutschen Temperatur zwischen 1991 und 2020²), politische Maßnahmen zum Gassparen und eine schwache Industrienachfrage durch hohe Preise dazu bei, die Gasnachfrage zu senken.

Weil China weniger LNG kaufte, konnte Europa mehr kaufen

ABBILDUNG 1 | LNG Importe China & Europa

LNG Importe in China und EU-27
(TWh)



Anmerkung: Erwartete Nachfrage für China im Jahr 2022 basierend auf der Prognose vom März 2022 für das Jahresende
Quelle: Kpler; BCG Analyse

1. Quelle: Kpler.
2. Quelle: Deutscher Wetterdienst.

Heute und in Zukunft kann sich Europa nicht auf solche glücklichen Umstände verlassen. Als erste Gegenmaßnahme diversifizierte Europa seine Gasimporte, um die russischen Importe größtenteils zu ersetzen. Pipeline-Importe konnten nur wenig helfen, da Pipelines nicht schnell ausgebaut werden können und alternative Gasexporteure meist weit von Europa entfernt sind. Stattdessen schlossen vor allem LNG-Importe aus den USA und Katar die Lücke — ermöglicht durch einen raschen Ausbau der LNG-Importterminal-Kapazitäten. Während Deutschland Anfang 2022 noch kein Terminal hatte, wurden bis zum Winter 2022/23 drei installiert, was 2023 LNG-Importe in Höhe von 70 TWh ermöglichte. Die EU verabschiedete außerdem Regularien, um ausreichende Gasspeicherung sicherzustellen (wenn auch zu hohen Kosten) und den Gasverbrauch z.B. durch einen beschleunigten Erneuerbaren-Ausbau zu senken.

Trotz dieser ersten Maßnahmen für die Resilienz des europäischen Gasmarktes **leidet Europa weiterhin unter hohen und volatilen Gaspreisen.** Energieintensive Industrien fallen hinter ihre chinesischen und amerikanischen Konkurrenten zurück, die Zugang zu günstigerer Energie haben.

Hohe Gaspreise beeinträchtigen die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erheblich. In Deutschland ist

ein Fünftel der industriellen Wertschöpfung gefährdet, vor allem aufgrund hoher Energiekosten³. Dies zeigt sich auch im Index der Produktionsentwicklung in energieintensiven Industrien⁴, der derzeit bei 79,8 gegenüber 100 im Jahr 2021 liegt. Gaspreise tragen wesentlich dazu bei, wie Abbildung 2 für Deutschland zeigt:

- Im Jahr 2019 — als günstiges Gas in Europa zu etwa 17 €/MWh verfügbar war und die CO₂-Kosten aufgrund niedriger Preise und kostenloser Zuteilungen fast vernachlässigbar waren — war die deutsche Industrie insgesamt profitabel⁵.
- Bei Gaspreisen von 27 €/MWh⁶ — z.B. bei US-LNG-Importen — würden Hersteller von Zwischen- und Endprodukten unter der Annahme von ansonsten konstanten Kosten einen ähnlichen Profit wie 2019 erwirtschaften. Die Grundstoffproduktion hingegen würde bei diesem Preisniveau⁷ bereits deutliche Margenrückgänge verzeichnen.
- Ein Gaspreis von 60 €/MWh würde in großen Teilen der Industrie, die rund 3 Millionen Arbeitsplätze ausmachen, zu substanziellen Margenrückgängen oder sogar Verlusten führen. Nur Branchen mit einem sehr geringen Anteil von Gas an den Gesamtkosten (z.B. Automobilproduktion) wären weniger betroffen.

Gaspreisspitzen schaden den meisten Industrien

ABBILDUNG 2 | Gaspreistoleranz der deutschen Industrie

Auswirkungen der Erdgaspreise auf die durchschnittlichen Gewinnmargen der deutschen Industrie

(€/Real2023/MWh)

Industriejobs (in Millionen)		17 €/MWh (Vor-Krisen Niveau 2019)	27 €/MWh (US LNG Importe)	60 €/MWh (Mögliche neue Krise)
Grundstoffe	Aluminium	0,1	>33 % geringere Marge zu 2019	Negative Marge
	Grundstoffchemie	0,2		
	Kokerei & Mineralöl	<0,1		
	Papier	<0,1		
	Glas/Keramik	0,1		
Zwischenprodukte	Baustoffe	0,1	Weniger als 5 % geringere Marge zu 2019 nur durch Gaspreise	
	Gummi/Kunststoffwaren	0,4		
	Weitere Chemie	0,2		
	Metallerzeugnisse	0,7		
Endprodukte	Maschinen- & Anlagenbau	1,1		
	Pharmaerzeugnisse	0,1		
	Automobil	0,9		

Anmerkung: Stahl und Gießereien werden aufgrund negativer Margen im Jahr 2019 nicht aufgeführt
Quelle: Statistisches Bundesamt (2024); BCG und IW Analyse

3. Quelle: BCG und IW 2024 (Transformationspfade für das Industrieland Deutschland).
4. Quelle: Statistisches Bundesamt.
5. Die Stahlindustrie bildete eine Ausnahme, da sie aufgrund der schwachen Nachfrage im Automobilbereich und Überkapazitäten nicht profitabel war.
6. Siehe Abbildung 5 — 27 €/MWh basiert auf der historischen Kostenaufschlüsselung von langfristigen US-LNG-Verträgen (2021–25).
7. Wenn Gaspreise in Europa auf diesem Niveau bleiben, würden Grundstoffindustrien zusätzliche Maßnahmen benötigen, um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu sichern — bspw. Subventionen für die Dekarbonisierung sowie Schutz vor hohen CO₂-Preisen, z. B. durch einen wirksamen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus.

Heutzutage, in Zeiten volatiler Märkte, sind 60 €/MWh Preisszenarien nicht ausgeschlossen. Im Krisenjahr 2022 lagen die Gaspreise meist über 100 €/MWh. Im Februar 2025 gab es auf dem Spotmarkt noch Preisspitzen von 59 €/MWh. Die jüngste Drohung des Iran zur Sperrung der Straße von Hormus, die glücklicherweise nie umgesetzt wurde, hätte laut einer BCG-Analyse zu Preisanstiegen auf 70–100 €/MWh führen können. Auch wenn es nicht dazu kam, könnten solche Preisschocks zukünftig leicht wieder auftreten. In Zeiten vielfältiger globaler Spannungen ist dies ein ernstes Risiko. Langzeitverträge mit Preisbindung sind der „Sicherheitsgurt“, der nach wie vor fehlt.

Industrieverbraucher kaufen Gas derzeit hauptsächlich kurzfristig ein und setzen sich damit der Volatilität der Spotmarktpreise aus, was die Planbarkeit verringert und Investitionen hemmt. Industriekunden sichern sich oft nur langfristige Lieferungen strategischer Rohstoffe. Aufgrund der historisch stabilen Gasmärkte hat die Industrie Gas jedoch hauptsächlich kurzfristig beschafft. Selbst wenn Industrieunternehmen langfristige Verträge zu stabilen Preisen anstreben, können viele — insbesondere kleinere Unternehmen aus dem Mittelstand — aufgrund ihrer fehlenden oder zu schlechten Bonitäts-

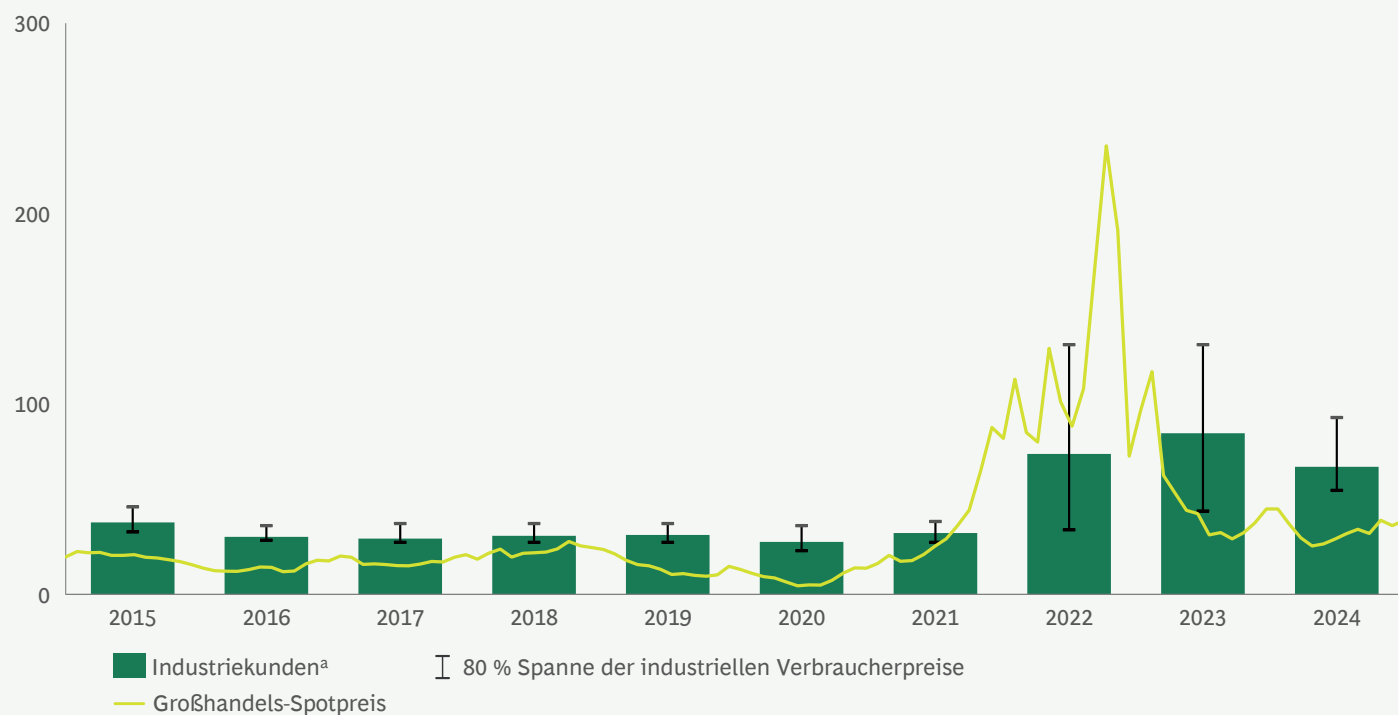
einstufung oft keine solchen Verträge abschließen. Der kurzfristige Gaseinkauf bietet Industrieunternehmen zudem einen gewissen Schutz vor regulatorischen Risiken und Lieferausfällen sowie Flexibilität für eine mögliche zukünftige Auslagerung der Produktion in Länder mit niedrigeren Kosten. Dies funktioniert jedoch nur in einem stabilen Marktumfeld.

Angesichts der derzeit hohen geopolitischen Unsicherheit und der volatilen Gaspreise kann diese kurzfristige Gasbeschaffungsstrategie die Profitabilität und damit die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien beeinträchtigen. Steigende Großhandelspreise resultieren in der Regel mit leichtem Zeitverzug in steigenden Industriegaspreisen. Während der Gaskrise stieg der durchschnittliche Industriegaspreis in Deutschland von 30 €/MWh zwischen 2021 und 2023 um über 160 %, bevor er sich 2024 auf 61 €/MWh leicht erholte (siehe Abbildung 3). Gleichzeitig nahm die Volatilität der Industriegaspreise im Vergleich zum Vorkrisenniveau erheblich zu. In unsicheren Zeiten wie diesen zögern Marktteilnehmer daher oft, größere Investitionen in ihre Produktionsanlagen in Europa zu tätigen, oder erwägen im schlimmsten Fall sogar, ihre Produktion ins Ausland zu verlagern.

Industriekunden sind Volatilität der Spotpreise ausgesetzt

ABBILDUNG 3 | Gaspreise der deutschen Industrie

Gaspreise in Deutschland, Großhandels-Marktpreis und Preise für industrielle Verbraucher (€/MWh)



a) 116 GWh/Jahr
Quelle: Bundesnetzagentur, Refinitiv

Gasimporte sind ebenfalls den kurzfristigen Märkten ausgesetzt, da 28 % der aktuellen europäischen LNG-Nachfrage nicht durch (längerfristige) Verträge gesichert sind. Bis 2030 werden in Europa Verträge mit einem Volumen von ~ 200 TWh auslaufen, wodurch sich die Abhängigkeit gegenüber dem Spotmarkt auf 47 % erhöhen wird, wenn keine Neu- oder Ersatzverträge abgeschlossen werden. Als wichtigste Vertragspartner und Lieferanten der europäischen und deutschen Industrie kaufen Importeure Gas im Auftrag ihrer Kunden und daher hauptsächlich mit kürzeren Vertragslaufzeiten und Indexierungen. Im Gegensatz dazu haben asiatische LNG-Importeure durchschnittlich 92 % ihres Gasbedarfs durch Verträge gesichert (Stand 2024)⁸ — 20 Prozentpunkte mehr als in Europa (siehe Abbildung 4). Für China und Indien wird bis 2030 ein weiteres Wachstum der langfristigen Vertragspositionen erwartet. Länder, die mehr Wert auf langfristige

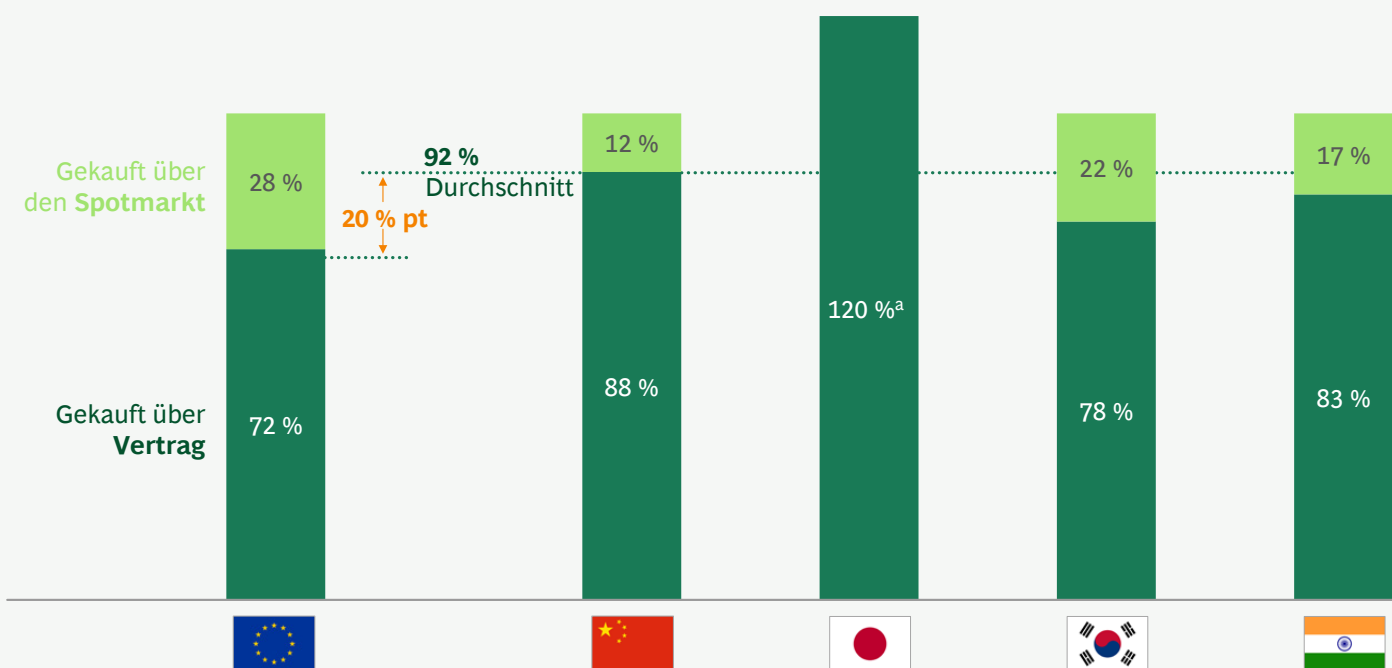
Gasverträge legen, profitieren nicht nur von einer höheren Resilienz gegenüber sich schnell ändernden Gaspreisen, sondern auch von insgesamt günstigeren Gaspreisen und einer sicheren physischen Gasversorgung.

Zudem sind wesentliche Teile der bestehenden langfristigen Lieferportfolios in Europa an kurzfristige Gaspreise indexiert und tragen somit nicht zur Preisstabilität bei. Viele „langfristige“ Verträge sind in Wirklichkeit kurzfristig — eine Indexierung, die Volatilität importiert, anstatt sie zu mindern. Gleichzeitig können Importeure derzeit keine langfristigen preisgebundenen Verpflichtungen mit Exporteuren eingehen, da diese Verträge ohne langfristige Abnahmeverpflichtung auf Kundenseite mit einem hohen Risiko behaftet sind⁹. Dieses Henne-Ei-Problem ist einer der Hauptfaktoren, der eine stärkere Gaspreisstabilität in Europa hindert.

Europa hat weniger LNG gesichert als andere Importeure

ABBILDUNG 4 | Vertragspositionen der fünf größten LNG-Importländer

LNG-Importe 2024 nach Verträgen und Spotmarktkäufen
(% der LNG-Nachfrage)



a) Japan mit einem vertraglich-gesicherten Überschuss in 2024, der auf einem langfristig-verfolgtem risikoaversen Ansatz von Japan basiert, dessen Fokus auf Versorgungssicherheit und Preisstabilität liegt.

Quelle: ACER basierend auf Daten von ICIS LNG Edge und S&P Global

8. Quelle: ACER 2025 ("Analysis of the European LNG market developments. 2025 Monitoring Report").

9. Langfristige Importverträge mit stabilen Preisen können auf verschiedenen Wegen realisiert werden. Der Importvertrag selbst könnte einen Festpreis enthalten — dies ist derzeit bei LNG unüblich, bei Pipeline-gas jedoch gängige Praxis. Die Verwendung von Preiskorridoren anstelle eines Festpreises könnte übergangsweise dazu beitragen, LNG-Verträge auf eine Preisbindung umzustellen. Alternativ könnte der Importvertrag wie üblich indexiert (z.B. an einen Öl- oder Gaspreis) und die Preise durch separate langfristige Öl- oder Gas-Hedges an Rohstoffbörsen abgesichert werden.

Langfristige LNG-Lieferverträge können zu sicheren und leistbaren Energiepreisen beitragen, die Wettbewerbsfähigkeit steigern und die Energiewende unterstützen

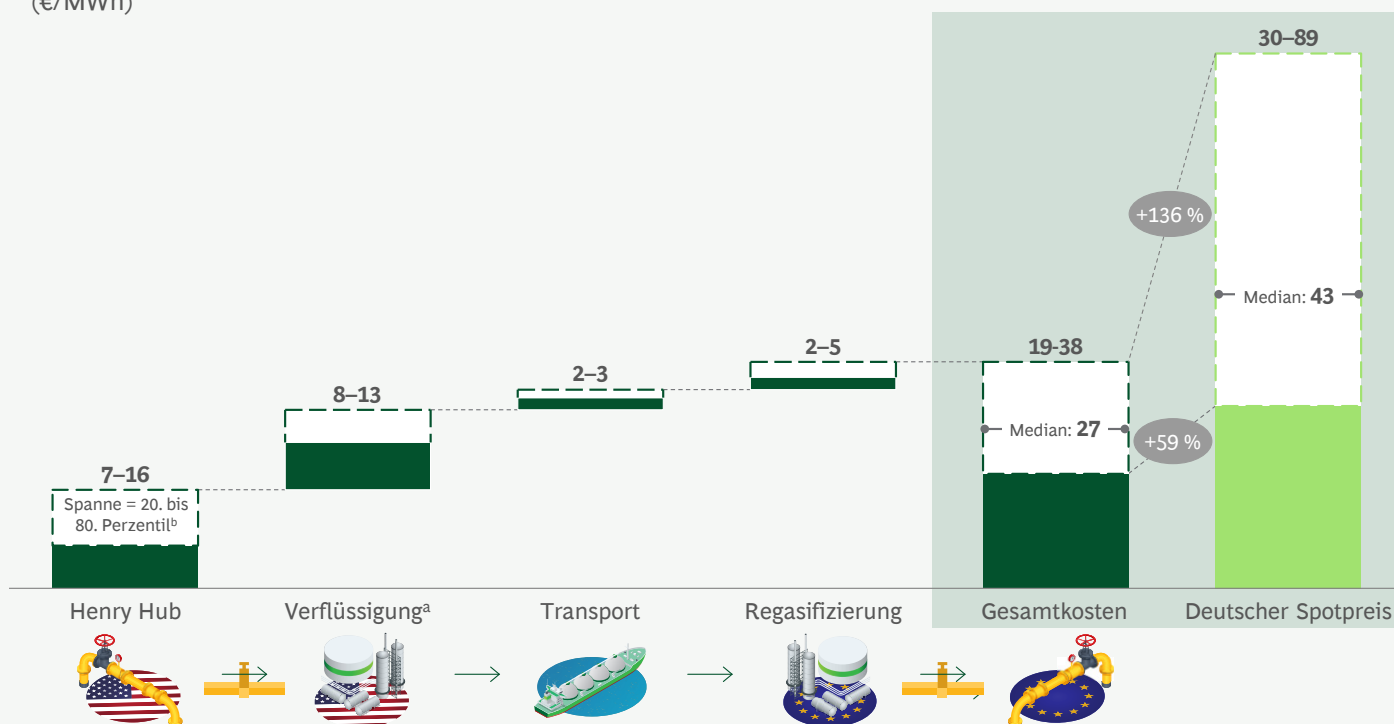
Langfristige Importverträge mit stabilen Preisen von ~ 25–30 €/MWh (siehe Abbildung 5) könnten einen wichtigen Beitrag zu bezahlbarer und zuverlässiger Energie in Deutschland und Europa leisten. Die historischen 5-Jahres-Monatspreisdaten (2021–2025) von aus den USA (Henry Hub) nach Europa verschifftem Erdgas, einschließlich Kosten für Beschaffung, Verflüssigung, Transport und Regasifizierung, zeigen die wirtschaftlichen Vorteile langfristiger LNG-Verträge. Während die Kosten für angelandete Gasvolumen in Europa, die an die US-Gaspreise (Henry Hub) indexiert sind, zwischen 19 und 38 €/MWh liegen (mit einem Medianwert von 27 €/MWh), ist die Preisspanne auf dem deutschen Spotmarkt mit 30 bis 89 €/MWh deutlich höher und volatiler. Dabei sind bereits 20 % der günstigsten und 20 % der teuersten Monate ausgeschlossen (43 €/MWh als Medianwert des deutschen Spotmarktes für 2021–2025).

Ein längerfristig festgeschriebener Vertragspreis von ~ 25–30 €/MWh liegt zwar deutlich über den ~ 15–20 €/MWh, die in Nordwesteuropa vor der Krise zu beobachten waren — könnte aber der Industrie Verlässlichkeit bieten und das Risiko von Gaspreisschocks mit deutlich höheren Preisen absichern. Dies ist eine Voraussetzung dafür, dass Industrieunternehmen planen können und in ihre Produktionsanlagen in Deutschland und Europa investieren. Für ein insgesamt positives Investitionsklima sind jedoch weitere Maßnahmen erforderlich, z.B. bezahlbare Strompreise, Digitalisierung, planbare CO₂-Bepreisung und beschleunigte Genehmigungsverfahren¹⁰.

LNG-Verträge können günstigere Gaspreise ermöglichen

ABBILDUNG 5 | Historische Großhandelspreise für Gas in Deutschland (2021–2025)

Kostenspanne eines langfristigen US-Gasvertrags mit Preisbindung im Vgl. zu deutscher Spotmarkt-Preisspanne (€/MWh)



a) Einschließlich Beschaffungs- und Transformationskosten b) Von historischen Preisen (ohne Transport- und Regasifizierungskosten)
Quelle: Refinitiv; Rystad Energy; Thunder Said Energy; Lokale Regasifizierungs- und Netzbetreiber; Spark Commodities; GIE; BCG

10. Quelle: BCG und IW 2024 (Transformationspfade für das Industrieland Deutschland).

Erdgas wird auf dem Weg zur Klimaneutralität benötigt — z.B. für Gaskraftwerke zur Ergänzung erneuerbarer Energien, oder für die Industrie, bis Wasserstoff verfügbar ist. Langfristig ist ein Ausstieg aus Erdgas notwendig für eine vollständige Dekarbonisierung. Mittelfristig bleibt es aber ein wichtiger Energieträger. Laut EU-Kommission werden je nach Szenario im Jahr 2040 EU-weit 950 bis 1.700 TWh Gas benötigt (immer noch 30 bis 50 % der aktuellen Gasversorgung)¹¹.

Zwei Bereiche, die während der Energiewende Gas benötigen, sind die Stromerzeugung aus Gas als Backup für Erneuerbare und industrielle Prozesse.

- Gaskraftwerke bieten eine flexible Reserve, wenn Erneuerbare bei wenig Sonne und Wind keinen Strom erzeugen („Dunkelflaute“). Alternative Reserven, wie Batterien oder Wasserstoff, sind noch nicht in ausreichendem Umfang verfügbar. Gas ist daher zentral, um volatile Erneuerbare zu ergänzen und abzusichern.
- Zweitens kann Gas in industriellen Prozessen als Brücke dienen, bis Wasserstoff und die entsprechende Infrastruktur vorhanden sind. Die kohlebasierte Eisenherstellung in Hochöfen kann beispielsweise durch das Direktreduktionsverfahren ersetzt werden. Um klimaneutral zu sein, muss dieses Verfahren mit Wasserstoff betrieben werden. Allerdings kann

zunächst Gas verwendet werden, um Investitionen in Direktreduktionsanlagen zu ermöglichen und die Emissionen im Vergleich zu Hochöfen bereits erheblich zu senken — um im nächsten Schritt sukzessive auf Wasserstoff umzustellen.

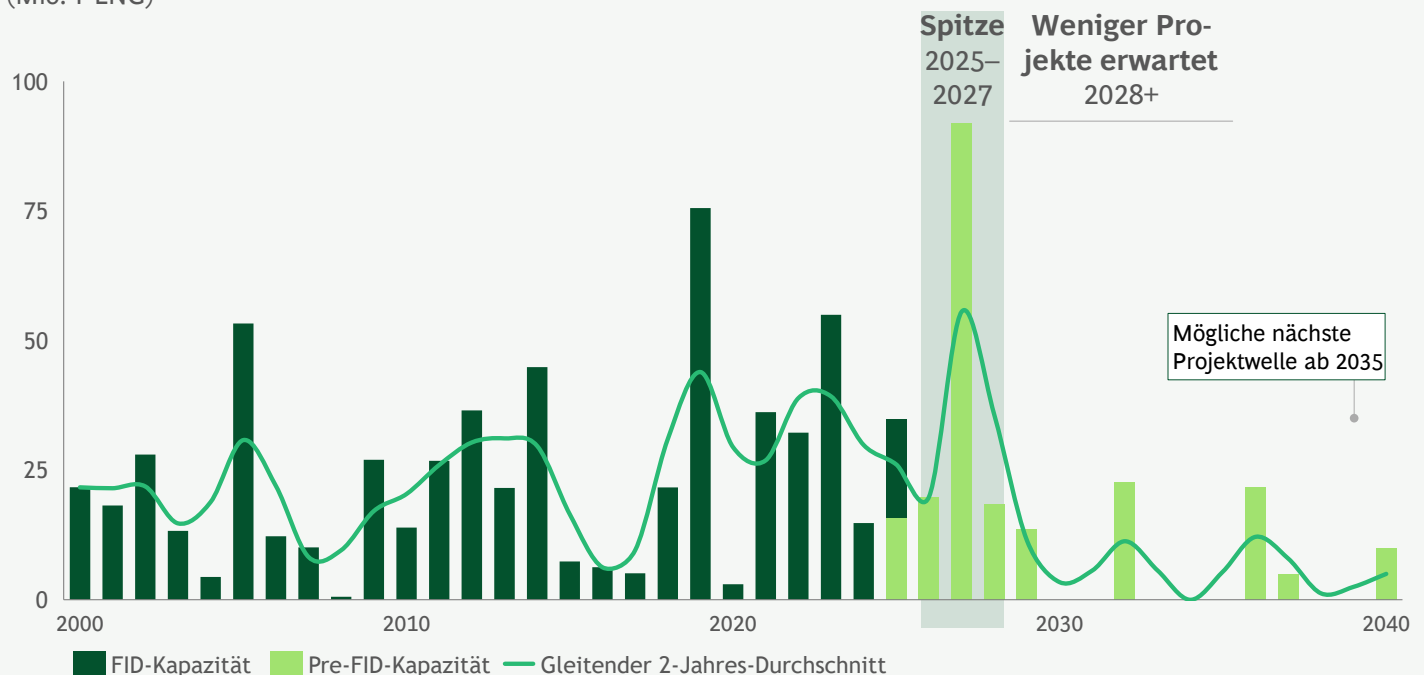
Langfristige Gas-Importverträge zu stabilen Preisen können eine Brücke bilden, ohne das deutsche Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu gefährden, da sie üblicherweise mit einer Laufzeit verkauft werden, die mit dem Dekarbonisierungspfad im Einklang steht. Außerdem können verbleibende LNG-Mengen an Länder mit einem späteren Klimaneutralitäts-Zieljahr verkauft werden (z.B. an Schwellenländer als Ersatz für Kohle).

In den nächsten drei Jahren könnten potenziellen Käufern große LNG-Kapazitäten zur Verfügung stehen. Die meisten großen, geplanten LNG-Projekte nähern sich innerhalb dieses Zeitraums (siehe Abbildung 6) der finalen Investitionsentscheidung (FID). Die attraktivsten Volumina werden oft vor FID verkauft, da LNG-Lieferanten gute Konditionen anbieten, um sich große, langfristige Abnehmer zu sichern und das Risiko ihrer Projekte vor der Investition zu reduzieren. Akteure, die größere Volumina kaufen können, sind dabei besonders gut positioniert. In den Jahren 2026 und 2027 wird erwartet, dass mehr als 100 Mio. T LNG-Verflüssigungskapazität die FID erreichen, davon mehr als 50 Mio. T aus den USA.

Eine große Welle neuer LNG-Projekte steht bevor

ABBILDUNG 6 | Angekündigte LNG-Kapazitäten

Angekündigte Erdgasverflüssigungskapazität nach Jahr der geplanten finalen Investitionsentscheidung (FID)
(Mio. T LNG)



Quelle: Rystad Energy, BCG

11. Quelle: Europäische Kommission 2024 ("Securing our future — Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society").

Importeure, Abnehmer und die Politik müssen jetzt handeln, um bezahlbare Energie für Europa sicherzustellen

Das Zeitfenster für europäische Importeure zur Sicherung langfristiger Volumina ist jetzt. Für die Jahre 2028 und 2029 wird erwartet, dass nur 30 Millionen Tonnen neuer Verflüssigungskapazität FID erreichen, mit einer ähnlichen Erwartung bis 2035. Dieser Rückgang der neuen Kapazitäten könnte das Pre-FID Angebot reduzieren und damit die Preise erhöhen. Europäische Käufer, die zu lange warten, könnten die derzeit verfügbaren attraktiven Volumina verpassen — und damit die Chance, große Mengen in langfristigen Verträgen zu einem niedrigeren Preis zu sichern. Importeure, die jetzt handeln, können sich für das nächste Jahrzehnt eine stabile und erschwingliche Gasversorgung sichern, ihre Exponierung gegenüber künftiger Volatilität verringern und die Resilienz der europäischen Industrie unterstützen.

Allerdings ist auch das Interesse der industriellen Abnehmer an langfristigen Verträgen notwendig, um Angebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Wie bereits als „Henne-Ei-Problem“ erwähnt, können Gasimporteure ohne entsprechende vertragliche Verpflichtungen mit der nachgelagerten Konsumenten-Seite keine langfristigen Volumina mit Preisbindung von den vorgelagerten Exporteuren sichern. Folglich müssen auch europäische Industrieunternehmen ihren Teil beitragen, indem sie ihre Gasmengen mit Preisbindung über langfristige Verträge von Gasimporteuren beziehen. Europäische Regierungen können aktiv zur Lösung dieses Problems beitragen, indem sie ihren Industrien und Gasimporteuren Anreize bieten, größere Energievolumina mit einem längeren Zeithorizont und Preisbindung zu beschaffen.

Langfristige Verträge mit Preisbindung für die Industrie könnten Energiekosten bezahlbarer und planbarer machen — und zu einer wettbewerbsfähigeren europäischen Industrie mit einer stärkeren Investitionsbereitschaft für die nächsten 10 bis 15 Jahre beitragen.



**Europa kann sich keine
weitere Energiekrise
leisten.**

**Gas-Importeure,
Industrie und Politik
sollten jetzt handeln,
um mit langfristigen
Verträgen zu
sicheren Preisen die
Wettbewerbsfähigkeit
zu schützen.**

Über die Autoren



Sébastien Rexhausen

Managing Director und Senior Partner, Köln

Rexhausen.Sebastien@bcg.com.



Johannes Große

Managing Director und Partner, Berlin

Grosse.Johannes@bcg.com.



Fabian Friedwagner

Project Leader, Wien

Friedwagner.Fabian@bcg.com.



Jonas Schröder

Senior Manager, Frankfurt

[Schroeder.Jonas@bcg.com](mailto:Schröder.Jonas@bcg.com).

Danksagung

Die Autoren bedanken sich für die inhaltlichen Beiträge von Felix Heusgen, Bas Percival und Fidel Núñez.

