



Überblick Erdgasmarkt

Aktueller Stand der globalen Erdgasversorgung

DIHK

Deutsche
Industrie- und Handelskammer

 **Gemeinsam WirtschaftStärken**

Herausgeber und
Copyright

DIHK - Deutsche Industrie- und Handelskammer

DIHK Berlin

Postanschrift: 11052 Berlin
Besucheranschrift: Breite Straße 29 | Berlin-Mitte
Telefon (030) 20 308-0 | Telefax (030) 20 308-1000
Internet: www.dihk.de

Ansprechpartner

Dr. Sebastian Bolay
Vanessa Weis

Stand

Mai 2023

Bildnachweis für
Titelbild

Getty Images

Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung der Herausgeber gestattet. Alle Angaben wurden mit größter Sorgfalt erarbeitet und zusammengestellt. Für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts sowie für zwischenzeitliche Änderungen übernimmt der DIHK keine Gewähr.



Deutsche
Industrie- und Handelskammer

Der globale Erdgasmarkt - Ein aktueller Überblick

Seit dem russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine ist der Druck auf den globalen Markt für Erdgas stark gestiegen. Besonders für Deutschland, aber auch andere EU-Länder, wie Italien, haben die ausbleibenden Importe von Erdgas aus Russland weitreichende Folgen.

Dieses Papier bietet einen Überblick über den aktuellen Stand des globalen Marktes für Erdgas. Neben einer kurzen Übersicht über die Situation aus globaler Perspektive sowie die aktuellen Entwicklungen des russischen Gasmarktes wird der Fokus dieses Berichts auf dem Gashandel in Asien, dem amerikanischen Fracking-Markt sowie der Situation in Deutschland liegen. Da LNG-Importe aufgrund der Langfristigkeit von neuen Pipelineprojekten die kurz- bis mittelfristig einzige Alternative für Deutschland darstellen, konzentriert sich dieses Dokument vorwiegend auf den LNG-Sektor. Die nicht zu vernachlässigenden Auswirkungen der stark gestiegenen Nachfrage nach LNG auf dem Markt für LNG-Transportschiffe werden im letzten Abschnitt zusammengefasst.

Dieses Papier versteht sich als lebendes Papier. Wenn Sie dazu also Anmerkungen oder Hinweise haben, freuen wir uns darauf, von Ihnen zu hören bzw. zu lesen.

Inhaltsverzeichnis

1) Der globale Erdgasmarkt	3
1.1) Rückblick auf 2022	3
1.2) Prognosen für 2023	4
1.3) Prognosen bis 2030	6
2) Russland	8
3) EU LNG-Importe	9
4) Gashandel in Asien.....	10
4.1) Überblick	10
4.2) China.....	11
4.3) Japan	14
4.4) Südkorea	16
4.5) Indien	16
4.6) Indonesien.....	17
5) USA Fracking Marktüberblick	18
6) LNG-Tanker	22

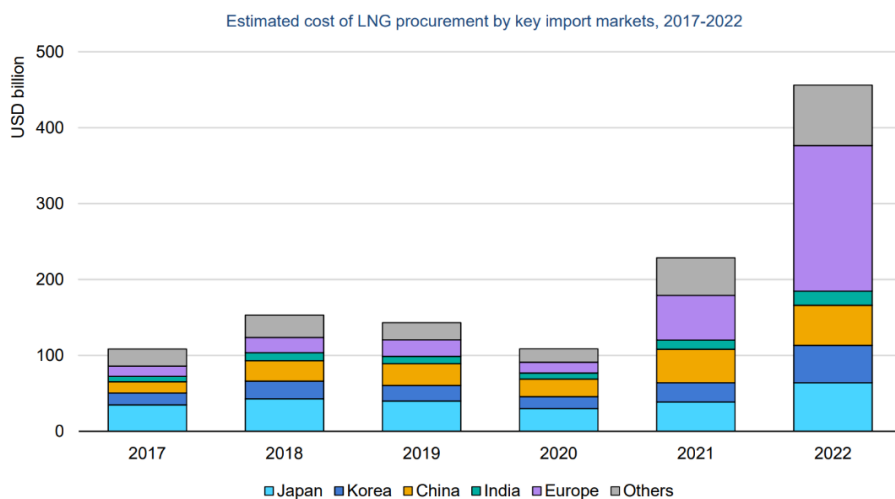
1) Der globale Erdgasmarkt

1.1) Rückblick auf 2022

(IEA Gas Market Report Q1 2023)

Die weltweite Gasnachfrage ist 2022 global um 1,6 Prozent und in Europa sogar um 13 Prozent gefallen. Allerdings ist durch den starken Rückgang der Gasimporte aus Russland in Europa die Nachfrage nach Liquefied Natural Gas (LNG) stark angestiegen. Das ist auch in dem USD-Wert des 2022 gehandelten LNGs klar erkennbar. Der Nachfrageanstieg Chinas nach den Covid-Lockerungen, der auf bis zu 35 % geschätzt wird, könnte den Wettbewerb auf dem globalen LNG-Gasmarkt weiter verstärken.

The value of global LNG trade doubled in 2022 to over USD 450 billion

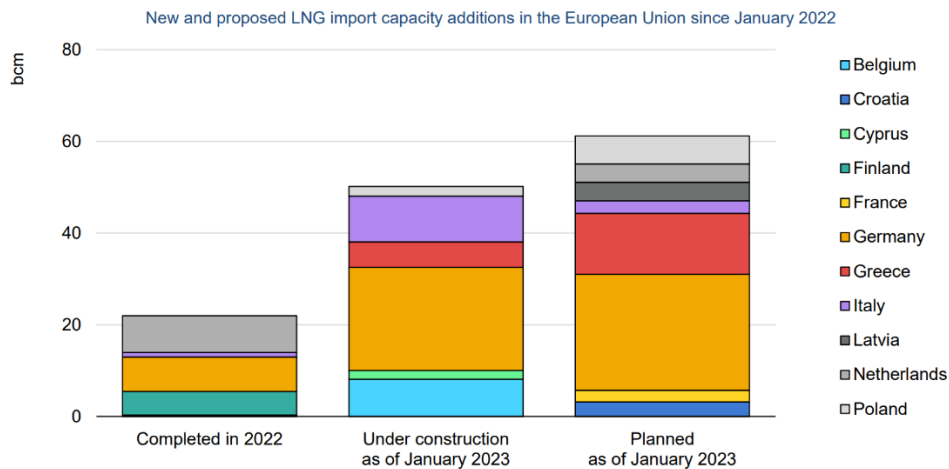


Sources: IEA analysis based on various customs data.

IEA. CC BY 4.0.

Als Reaktion auf die ausbleibenden Importe von Pipelinegas aus Russland haben die EU-Länder 2022 Pläne für den Ausbau von neuen LNG-Importkapazitäten von 130 bcm bekannt gegeben. 20 wurden 2022 noch fertiggestellt, 50 sind derzeit im Bau (23 davon allein in Deutschland). Die effektive LNG-Importkapazität der EU wird bis Ende 2023 damit voraussichtlich um 40 bcm im Vergleich zu Ende 2021 ansteigen.

Interest in new LNG import infrastructure has surged within the European Union since the beginning of 2022



IEA. CC BY 4.0.

Sources: IEA analysis based on ICIS (2023), [ICIS LNG Edge](#); S&P Global Commodity Insights (2023), [Global LNG Regasification Capacity](#); Rystad Energy (2023), [Gas Market Cube](#); Cedigaz (2023), [Regasification database](#).

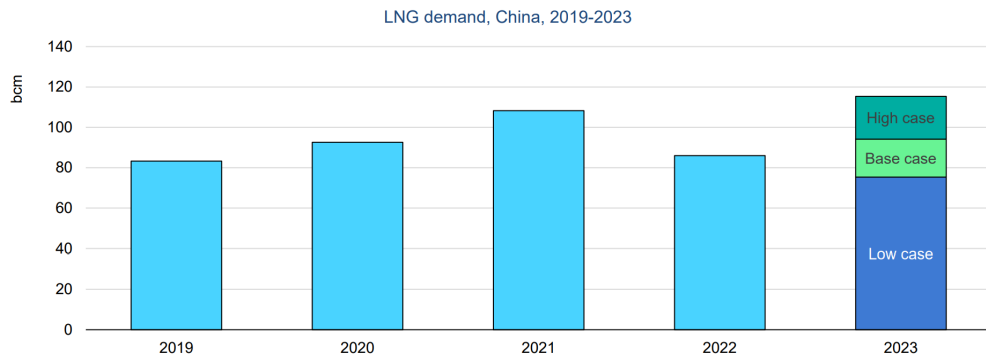
Gedeckt wurde der zusätzliche LNG-Bedarf in Europa zu zwei Dritteln mit LNG aus den USA. Der Rest wurde aus Ländern wie Katar, Ägypten und Norwegen abgedeckt. Investitionsentscheidungen in neue Verflüssigungskapazitäten haben sich 2022 nicht materialisiert.

1.2) Prognosen für 2023

(IEA Gas Market Report Q1 2023)

Die Gasnachfrage der europäischen OECD-Länder wird laut Prognose in 2023 um weitere 3 Prozent sinken. In Asien hingegen ist mit ca. 3 Prozent Anstieg der Gasnachfrage zu rechnen. Getrieben wird dies vor allem durch Länder wie Indien, die aufgrund der stark gestiegenen Preise in 2022 einen Rückgang von 6 Prozent verzeichneten, und China, dessen Nachfrage nach Jahren des Nachfragerückgangs während strikter Corona-Lockdowns mit einem 7-Prozent-Anstieg in 2023 prognostiziert wird. Allerdings ist besonders Chinas LNG-Bedarf eine große Unbekannte, selbst bei so kurzfristigen Prognosen der LNG-Marktentwicklung (siehe Grafik).

China's demand for LNG in 2023 presents 40 bcm of demand uncertainty for the global LNG market



IEA, CC BY 4.0.

Notes: Assumptions for 2023:

Low case: total consumption growth at 3.2% (lowest observed percentage growth in 2000-2021); domestic production growth at 15 bcm (average volume growth in 2019-2021); pipeline gas import growth at 11% (7 bcm) with Russia ramping up to 22 bcm, Central Asia flat at 2022 level and Myanmar delivering at 4.5 bcm (close to the 2019 peak rate).

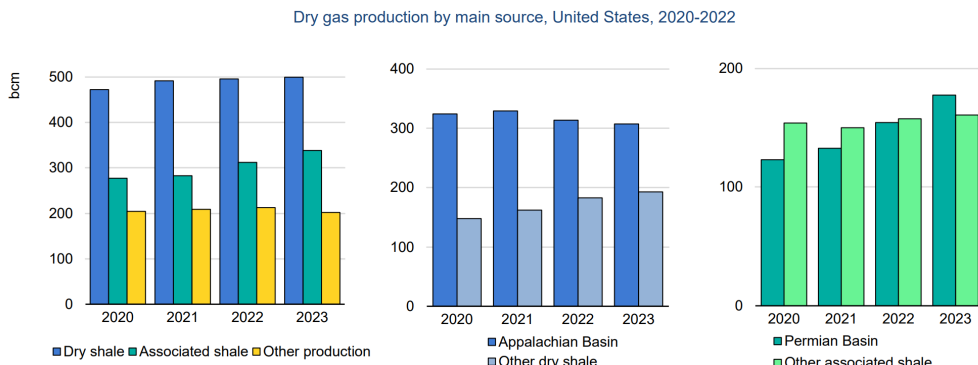
Base case: total consumption growth at 6.5% per our updated Q1 2023 forecast; domestic production growth at 10 bcm (average volume growth in 2015-2020); pipeline gas import growth at 8% (6 bcm) with Russia ramping up to 22 bcm, Central Asia at close to the 2019 level (45 bcm) and Myanmar delivering at close to the 2020-2021 average rate (4 bcm).

High case: total consumption growth at 9.4% (average percentage growth in 2020-2021); domestic production growth at less than 5 bcm (based on a linear trajectory between 2022 and 2025 to reach the National Energy Administration's March 2022 production target of 230 bcm by 2025); pipeline gas imports remain flat at 2022 levels (66 bcm), Russia ramps up to 22 bcm, Central Asia decreases to 40 bcm with Turkmenistan delivering at 2021 levels (33 bcm), Kazakhstan remaining flat (7 bcm) and Uzbekistan dropping to zero due to its inability to fulfill any export commitments; Myanmar delivers at close to the 2020-2021 average rate (4 bcm).

Source: IEA analysis based on ICIS (2023), ICIS LNG Edge.

Aufgrund der Angebotslücke durch den Wegfall der Importe von russischem Pipelinegas in Europa und damit hohen Preisen am globalen LNG-Gasmarkt ist die Gasproduktion in den USA in 2022 insgesamt um 3,8 Prozent gestiegen. Im aktuellen Jahr 2023 wird weiterhin mit einem Anstieg der Förderung gerechnet, allerdings nur um ca. 2 Prozent.

US natural gas production growth is expected to slow in 2023

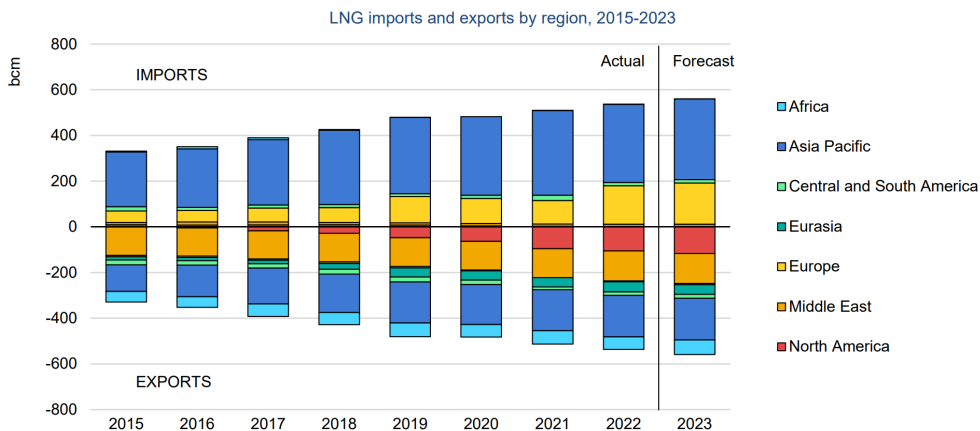


IEA, CC BY 4.0.

Sources: IEA analysis based on EIA (2023), [Natural Gas Data](#), [Natural Gas Weekly Update](#).

Der Anstieg des gehandelten LNG-Volumens wird sich laut Prognose auch im Jahr 2023 weiter fortsetzen - hauptsächlich getrieben durch den Nachfrageanstieg aus Asien und Europa.

Europe drove LNG import growth and North America led LNG export growth in 2022, a pattern expected to continue in 2023



IEA. CC BY 4.0.

Source: IEA analysis based on ICIS (2022), [ICIS LNG Edge](#).

1.3) Prognosen bis 2030

(EWI Köln Studie 2022)

Auch die Prognosen bis 2030 zeigen den Trend, dass Europa und Nordamerika sich tendenziell im Nachfragerückgang befinden, während für andere Regionen, wie z. B. Asien, Eurasien (Aserbaidschan, Georgien, Kasachstan, Russland, Turkmenistan, Usbekistan, Weißrussland) oder dem Nahen Osten in allen Szenarien eine Steigerung der Nachfrage erwartet wird.

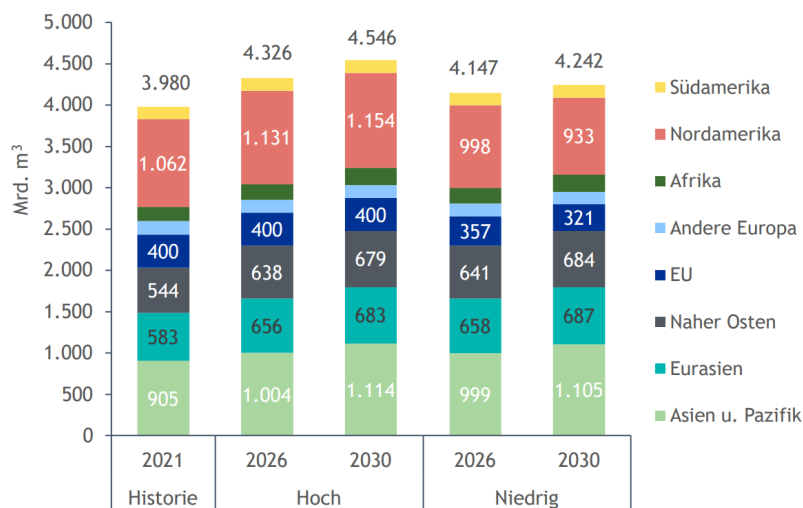


Abbildung 5: Szenarioabhängige Entwicklung der globalen Referenznachfrage nach Erdgas

Quelle: historische Werte basierend auf IEA 2021; ENTSOG & ENTSO-E 2022

Die prognostizierten Erdgasproduktionskapazitäten sind in 2030 um ca. 14 Prozent höher als im Jahr 2021 und erreichen knapp 4.600 Mrd. m³. Ein großer Teil der zusätzlichen Kapazitäten befinden sich im Nahen Osten sowie den USA, welche schon jetzt einen signifikanten Anteil der Produktionskapazitäten darstellen. Bei einer leicht rückläufigen globalen Nachfrage nach Gas (4.200 und 4.500 Mrd. m³) ist eine ausreichenden Angebotsseite von Gas zu erwarten.

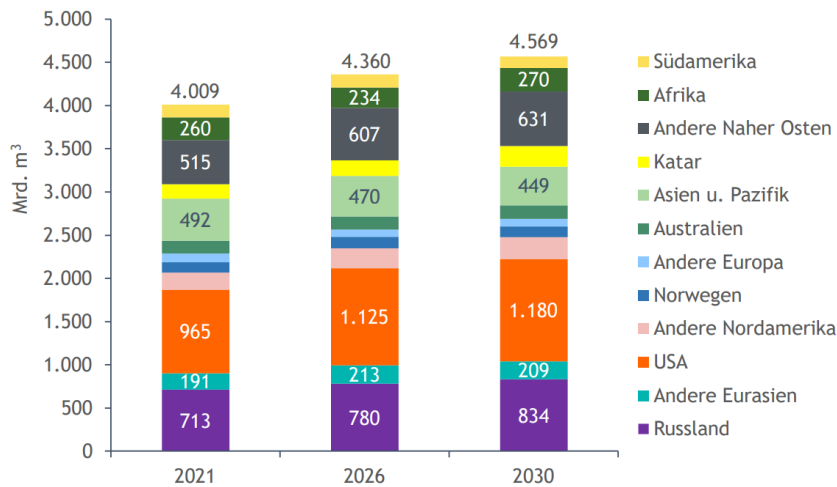


Abbildung 6: Entwicklung der weltweiten Produktionskapazitäten von Erdgas

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

Im Jahr 2021 kamen noch 75 Prozent der Gasimporte in die EU über Pipelines und 40 Prozent der Gesamtimporte aus Russland. Als Folge des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine und die Entkoppelung der EU von russischem Gas wird sich die Importstruktur der EU in den nächsten Jahren maßgeblich ändern. Die realistischsten Szenarien der untenstehenden Abbildung sind demzufolge die mit „Teil RU“ bzw. eher „Kein RU“. Auffällig ist: Gibt es keine russischen Lieferungen in die EU, werden die USA in etwa die Position Russlands aus dem Jahr 2021 einnehmen und knapp 40 Prozent des benötigten Gases liefern. Die energiepolitische Abhängigkeit von den USA wächst damit entsprechend.

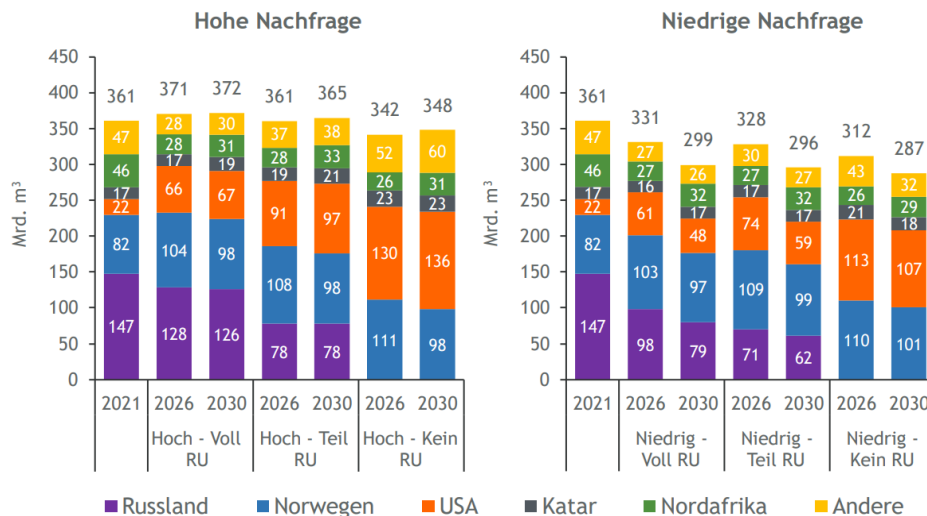


Abbildung 7: Gasimportstruktur der Europäischen Union

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

2) Russland

(aus EWI Köln Studie 2022)

Wie bereits in 1.3 verdeutlicht wurde, gehen die Gasexporte in die EU gegenüber dem Jahr 2021 zurück. Russland könnte sich deshalb langfristig neu ausrichten und Gas stattdessen per Pipeline oder durch den Ausbau von LNG-Kapazitäten in andere Länder umleiten.

Dabei können sich zwei unterschiedliche Entwicklungen ergeben. Bleibt die Nachfrage in der EU hoch und bleiben russische Gasexporte in die EU vollständig (Hoch - Voll RU) oder teilweise (Hoch - Teil RU) möglich, verliert Russland zwar Marktanteile in der EU, kann allerdings die Gesamtexporte bis 2030 um bis zu 20 % gegenüber dem Jahr 2021 steigern. Der Grund dafür ist in erster Linie die Nachfragesteigerung außerhalb der EU bis 2030. Allerdings tritt diese Entwicklung erst nach 2026 ein. Bis 2026 stagnieren die Gesamtexporte Russlands auf dem historischen Niveau von 2021.

Bleibt die Nachfrage hoch - allerdings ohne russische Gasexporte in die EU (Hoch - Kein RU), schrumpfen die Gesamtexporte Russlands gegenüber dem Jahr 2021 um 35 % bis 2026 bzw. 20 % bis 2030. Der unterstellte Nachfragerückgang innerhalb der EU von knapp 80 Mrd. m³ bis 2030 bedeutet für Russland unabhängig vom Szenario, dass das historische Niveau der Gesamtexporte nicht gehalten werden kann. Diese sinken bis 2030 um 25 %.

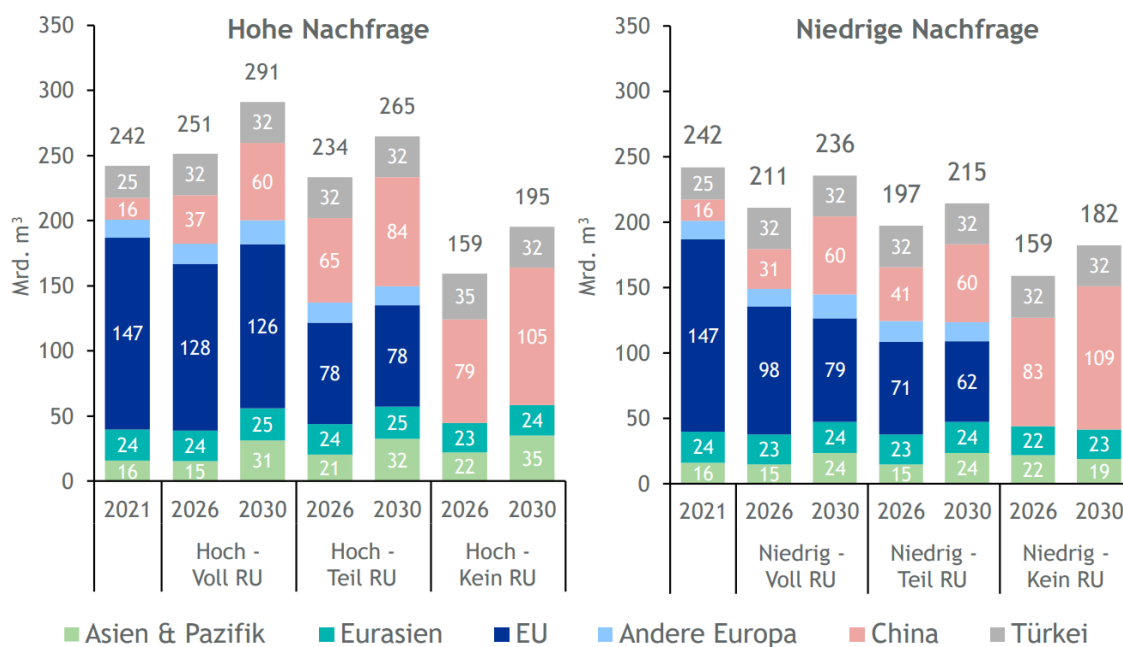


Abbildung 8: Gasexportstruktur von Russland

Quelle: historische Werte basierend auf Rystad Energy 2022

Um die Verringerung der Gasexporte in die EU auszugleichen, ist anzunehmen, dass sich der Export von russischem Gas auf den asiatischen Markt verlagern wird. In Kombination mit

bestehenden Langfristverträgen kann der LNG-Export nach Asien jedoch erst ab ca. 2030 erhöht werden. Ein Großteil der weltweit verfügbaren Kapazitäten wird daher aus Australien, USA, Katar & Kanada kommen. Trotz voller Auslastung der Pipeline nach China gehen Russlands globale Exporte um ein Viertel zurück.

3) EU LNG-Importe

(EWI Köln Studie 2022)

Während in der EU seitens Spaniens und Italiens Pipelineverbindungen mit Algerien und Libyen sowie über den südlichen Gaskorridor (Balkan) mit Aserbaidschan bestehen, hat Deutschland außer der Verbindung nach Russland lediglich eine direkte Verbindung mit Norwegen. Eine Erhöhung der Importe aus Aserbaidschan und Norwegen kann maximal ca. 25 Prozent der ausbleibenden Lieferungen aus Russland in Höhe von 147 Mrd. m³ ersetzen, weshalb LNG-Importe zukünftig für die EU, besonders aber für Deutschland, eine tragende Rolle spielen werden.

Vor allem werden die ausbleibenden Gaslieferungen mit LNG aus den USA ersetzt.

Bis 2030 wird auch eine Steigerung der LNG-Lieferungen aus Katar erwartet. Die Erhöhung der Produktionskapazitäten wird allerdings nicht vor 2026 realisierbar sein und ein großer Anteil der geplanten Fördermengen ist bereits an andere Länder, besonders in Asien, verkauft. Deutschland und Katar haben im Jahr 2022 eine Energiepartnerschaft unterzeichnet mit dem Ziel, den LNG-Handel zwischen den beiden Ländern auszubauen. Vertraglich zugesicherte Mengen stehen allerdings noch nicht fest.

Andere potenzielle Herkunftsländer für LNG-Lieferungen an die EU sind Israel, Nigeria, Trinidad & Tobago, Mauretanien und Senegal:

Israel besitzt derzeit noch keine eigenen Verflüssigungskapazitäten. Das Gas müsste also durch eine Pipeline zunächst nach Ägypten und von dort als LNG weiter in die EU transportiert werden. Eine trilaterale Absichtserklärung für ein solches Vorhaben wurde von der EU, Israel und Ägypten in 2022 bereits unterschrieben. Israel hat mehr als 700 Mrd. m³ Erdgasvorkommen.

Nigeria ist eine der größten Bezugsquellen der für LNG aus Afrika mit 11 Mrd. m³ importiertem LNG im Jahr 2021. Die EU hat bekannt gegeben, zukünftig mehr LNG aus Nigeria zu beziehen und Nigeria hat angekündigt, die eigenen Verflüssigungskapazitäten auszubauen. Allerdings plant Nigeria auch, durch die bestehende Trans-Nigeria-Gas-Pipeline sowie die geplante Transsahara-Gas-Pipeline über Niger und Algerien Gas nach Nordafrika und die EU zu liefern. In Anbetracht dessen ist die zu erwartende tatsächliche Steigerung der LNG-Liefermengen aus Nigeria unsicher.

Trinidad & Tobago beliefern hauptsächlich die nähergelegenen Märkte in Nord- und Südamerika. Während in Szenarien mit hoher Gasnachfrage in Europa vorübergehend bis zu

5 Mrd. m³ nach Europa geliefert werden könnten, so sind LNG-Lieferungen nach Europa nach 2030 eher unwahrscheinlich.

Auch **Mauretanien** und **Senegal** haben angekündigt, ab 2023 LNG nach Europa zu exportieren. Die beiden Länder verfügen über eigene Verflüssigungskapazitäten. Bis zu 6 Mrd. m³ könnten bei hoher Nachfrage in die EU importiert werden.

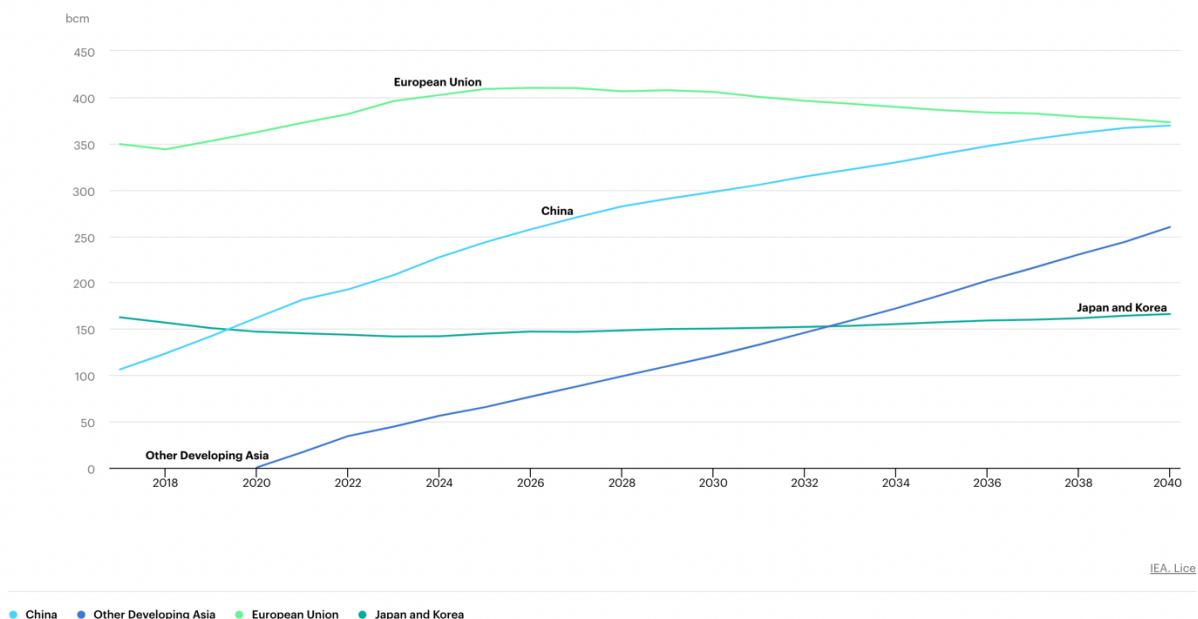
Obwohl der **Iran** große Erdgasvorkommen und damit Exportkapazitäten hat, ist ein Anstieg der Lieferungen aus dem Iran aufgrund der Einschränkungen für private Unternehmen durch die US-Sanktionen höchst unwahrscheinlich. Gas aus dem Iran wird daher nur in recht begrenzten Mengen (ca. 10 Mrd. m³) durch Pipelines über die Türkei in die EU geliefert.

4) Gashandel in Asien

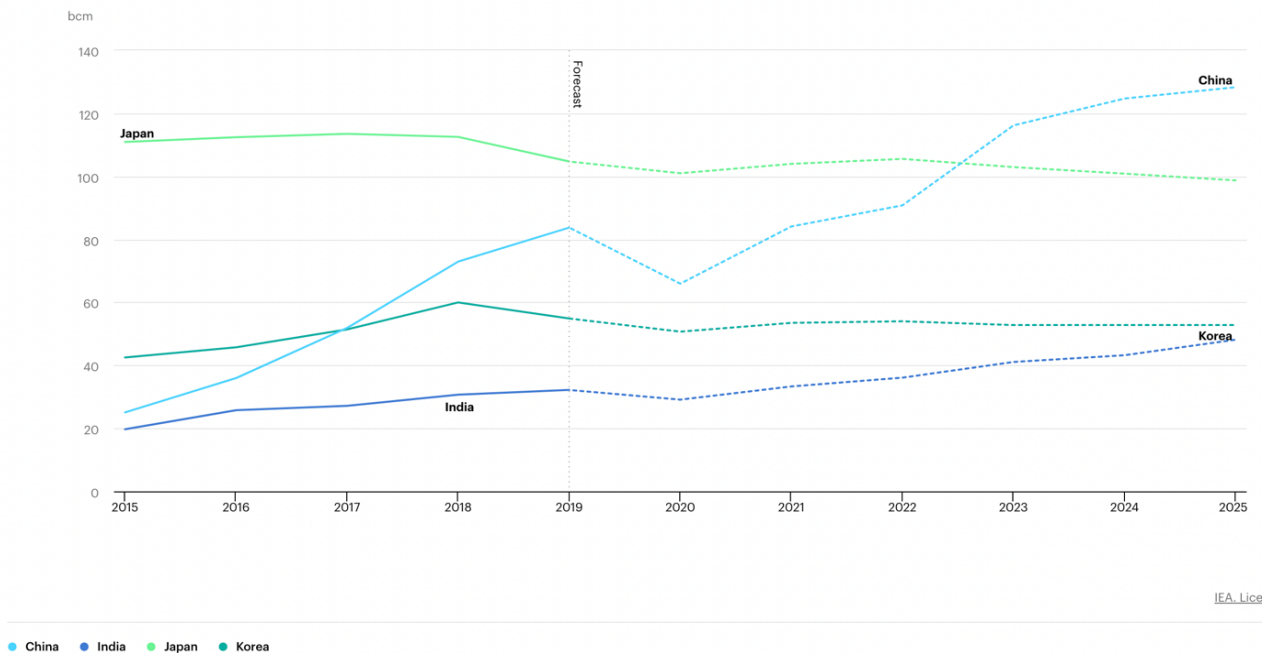
4.1) Überblick

Während der Gasbedarf der Europäischen Union sich tendenziell im Rückgang befindet und der von Japan und Südkorea nahezu stagniert, wird in China und der Asien-Pazifik-Region generell mit einem starken Anstieg der Gasimporte gerechnet. Im Jahr 2021 hatte die Region eine Erdgasnachfrage von ca. 900 Mrd. m³ und lag damit deutlich hinter dem größten Gasverbraucher Nordamerika (1.060 Mrd. m³) auf Platz zwei. Bis 2030 wird die Asien-Pazifik-Region Nordamerika allerdings eingeholt haben, da die Nachfrage in Nordamerika tendenziell stagniert oder sinkt, während die der Asien-Pazifik-Region weiter wächst (siehe Prognosen bis 2030 oben). Laut IEA werden allein die chinesischen Netto-Gasimporte die der EU ab ca. 2040 übersteigen.

Netto-Gasimporte in ausgewählten Regionen (IEA)



Top 4 LNG importierende Länder in Asien (IEA)



4.2) China

(Center on global energy policy 2022)

China ist derzeit der viertgrößte Gasförderer der Welt (nach den USA, Russland und dem Iran) aber auch drittgrößter Gasverbraucher (nach den USA und Russland). Da die eigene Fördermenge nicht reicht, um den Gasbedarf zu decken, müssen große Mengen an Gas zusätzlich importiert werden. China ist deshalb der größte Gasimporteure der Welt mit 170 Mrd. m³ im Jahr 2021. Damit werden 45 % des chinesischen Gasverbrauchs durch Importe abgedeckt. Ein Drittel der Importe im Jahr 2021 war Pipelinegas aus Zentralasien (41 Mrd. m³) und Russland (8 Mrd. m³). Die restlichen zwei Drittel waren LNG, welches 2021 über den Seeweg aus den folgenden Ländern importiert wurde:

- Australien (44 Mrd. m³)
- U.S. (12 Mrd. m³)
- Qatar (12 Mrd. m³)
- Malaysia (12 Mrd. m³)
- Russland (6 Mrd. m³)

Dabei ist der Anteil des Gases, welches über den Seeweg importiert wird, steigend. Generell sind die Gasimporte bisher jedes Jahr gestiegen, obwohl die Abhängigkeit von Importen,

besonders von LNG über den Seeweg, von der chinesischen Regierung strategisch, aufgrund von geopolitisch umstrittenen Seewegen und damit unsicheren Lieferketten, nicht gewünscht wird. Neue Pipelines aus Sibirien könnten die Abhängigkeit Chinas von LNG reduzieren, der Bau der nötigen Infrastruktur würde allerdings mehrere Jahre dauern. ([Reuters](#))

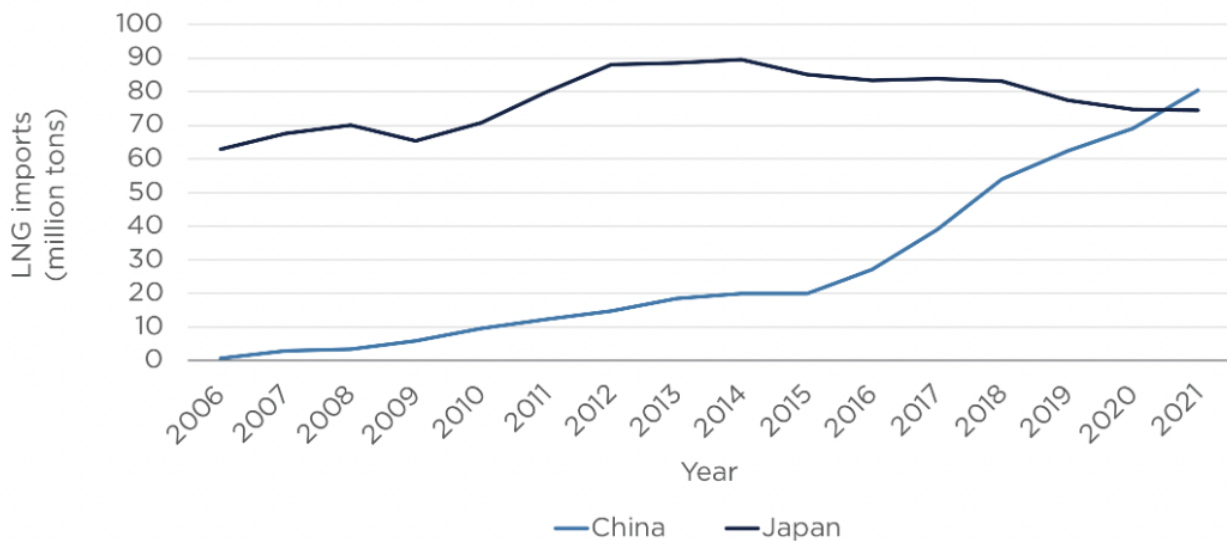
Table 1: Chinese gas supply and demand, 2021

	NEA report (August 2022)	bp report (July 2022)
Domestic consumption (bcm)	369.0	378.7
Domestic production (bcm)	207.6	209.2
Pipeline import (bcm)	59.1	53.2
LNG import (bcm)	108.9	109.5
Total supply (bcm)	375.6	371.9
Percentage of total imports/total supply	44.7%	43.7%

Note: Consumption is an approximation of demand. Supply is domestic production plus import amount. The official Chinese figures differ slightly from bp's.

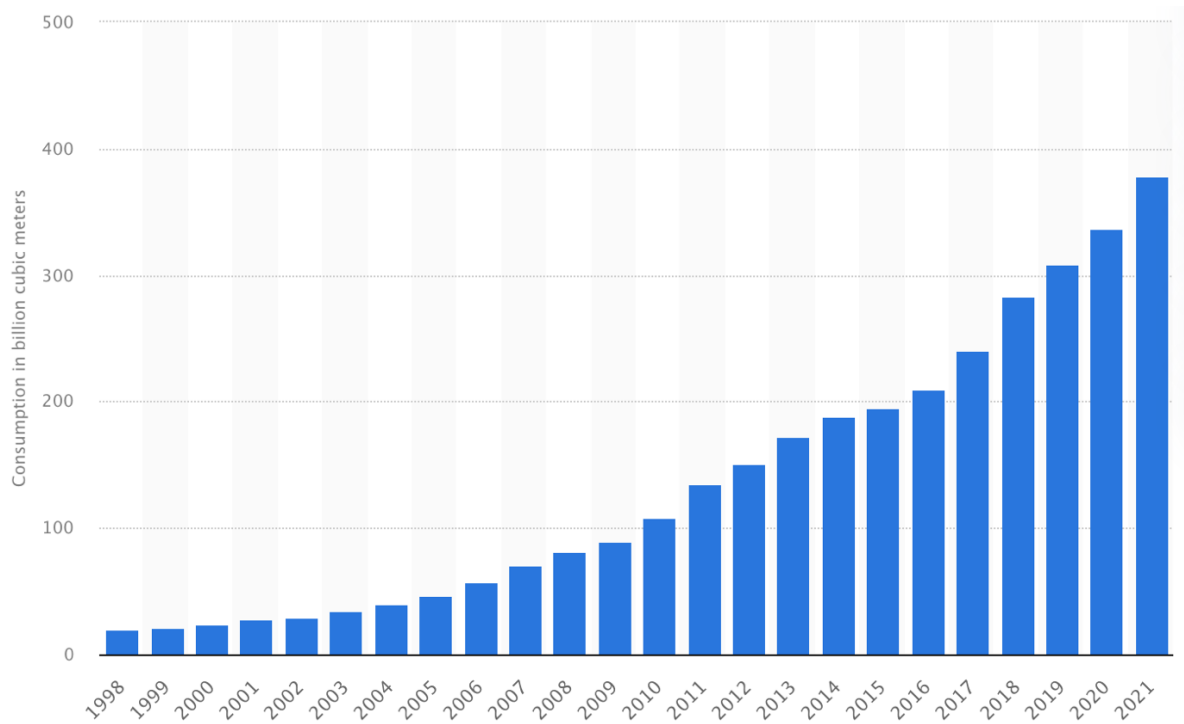
Source: The NEA, Natural Gas Development Report (2022); bp, Statistical Review of World Energy (2022).

Figure 1: China's and Japan's LNG imports, 2006–2021



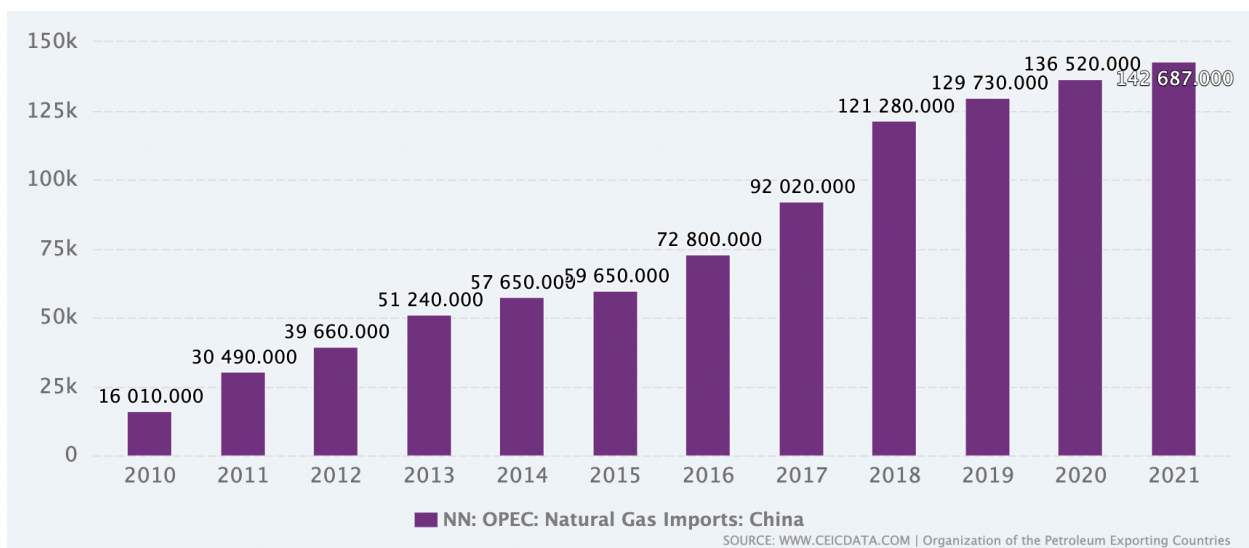
Source: bp, Statistical Review of World Energy (2022).

Historischer Gasverbrauch



- 1998: 20,4 Mrd. m³
- 2010: 108.9 Mrd. m³
- 2020: 336.6 Mrd. m³
- 2021: 378.7 Mrd. m³

Historischer Gasimport



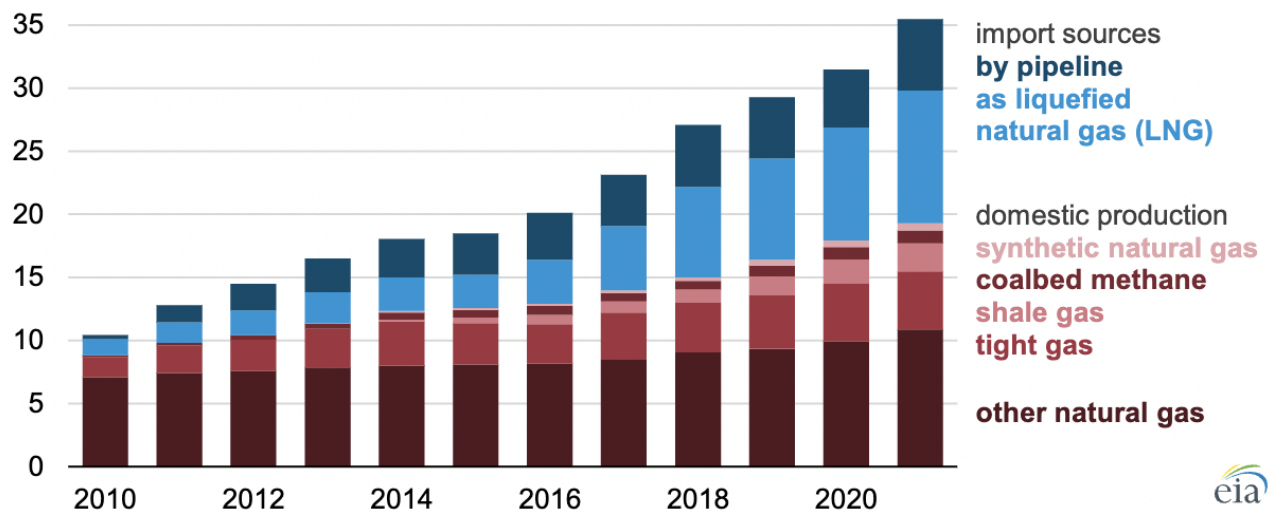
- 2010: 16 Mrd. m³
- 2020: 137 Mrd. m³
- 2021: 143 Mrd. m³

Import und inländische Produktion

(U.S. Energy Information Administration 2022)

China natural gas supply: imports and domestic production (2010–2021)

billion cubic feet per day



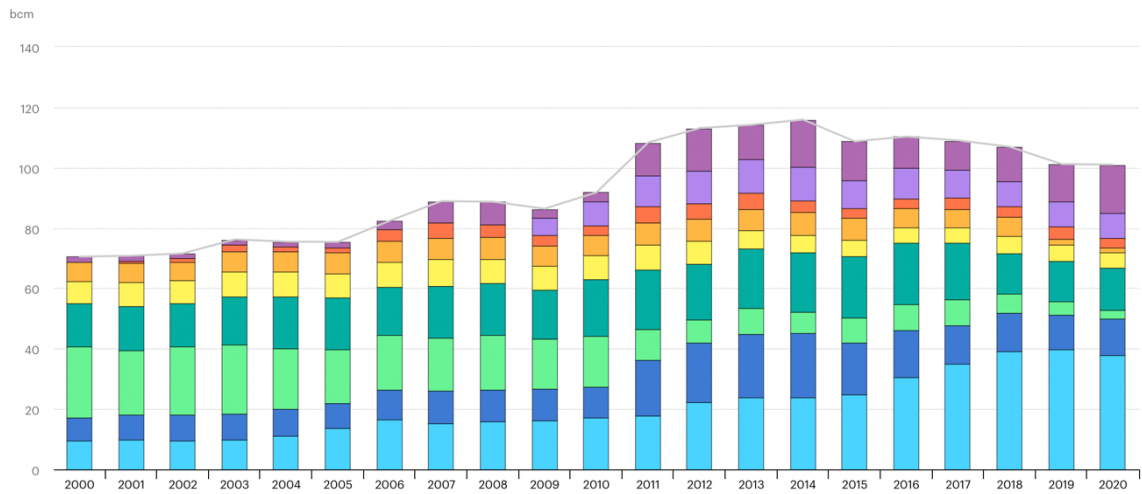
Source: Graph by the U.S. Energy Information Administration, based on China's National Bureau of Statistics, China's General Administration of Customs, Global Trade Tracker, and IHS Markit

Note: *Other natural gas* refers to natural gas that is produced from discrete gas reservoirs and associated gas from oil production.

4.3) Japan

Japan ist höchst abhängig von importiertem Gas. Über 90 % des Verbrauchs importiert das Land ausschließlich in Form von LNG über LNG-Terminals. Der Großteil der Importe kommt aus Australien, Katar und Malaysia. Die Entwicklung des Gasbedarfs war über die letzten Jahre tendenziell leicht fallend. ([IEA](#))

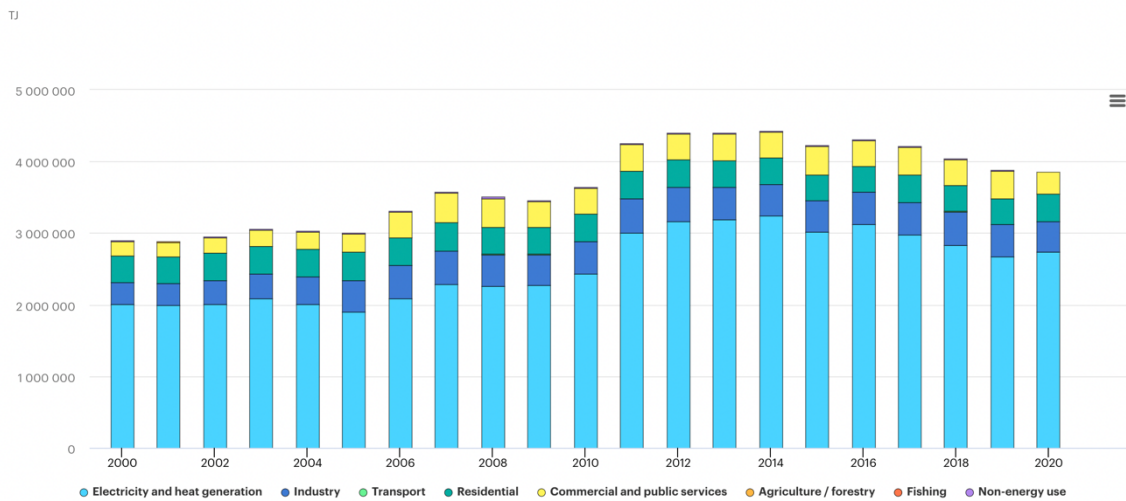
Natural gas net imports in Japan, 2000-2020



IEA.Lic

● Australia ● Qatar ● Indonesia ● Malaysia ● Brunei Darussalam ● United Arab Emirates ● Oman ● Russian Federation ● Other ● Total net trade

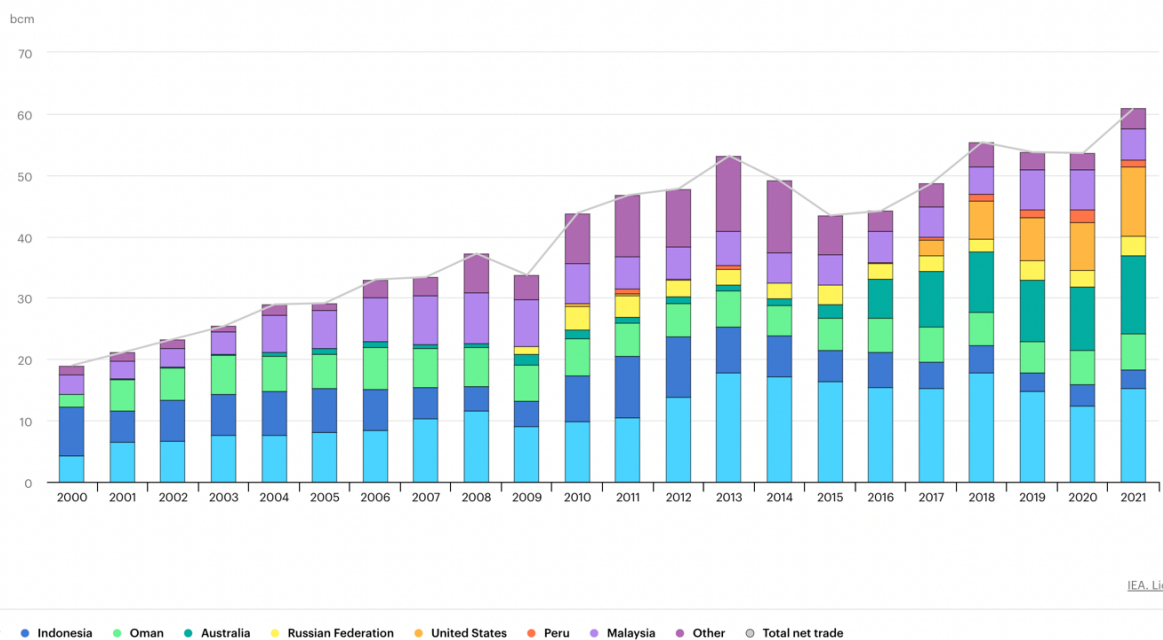
Natural gas consumption by sector, Japan, 2000-2020



4.4) Südkorea

(Natural gas net imports)

Der Markt wird sich im Rahmen der Energiewende weiterhin auf LNG als primären Ersatzbrennstoff verlassen. Die Nachfrage nach Flüssigerdgas (LNG) in Südkorea wird trotz des von der Regierung forcierten Ausbaus der Kernenergie weiterhin stark bleiben, berichtet Fitch Solutions.



4.5) Indien

Wie in 4.1) Überblick deutlich zu sehen ist, liegt der Gasverbrauch Indiens weit hinter anderen Ländern in der Region wie China oder Japan. Obwohl Indien plant, den Anteil von Gas am Energiemix von derzeit ca. 6 Prozent bis 2030 auf ca. 15 Prozent zu erhöhen, ist ein explosionsartiger Anstieg indischer Gasimporte eher nicht zu erwarten. Bisher hat Indien hauptsächlich LNG aus Katar und Australien importiert ([Reuters 2022](#)). Seit Beginn des Krieges in der Ukraine hat Indien vermehrt günstiges Erdöl aus Russland bezogen. Auch wenn es derzeit noch nicht der Fall ist, besteht die Möglichkeit, dass zukünftig auch der Handel mit LNG zwischen Russland und Indien ausgeweitet werden könnte.

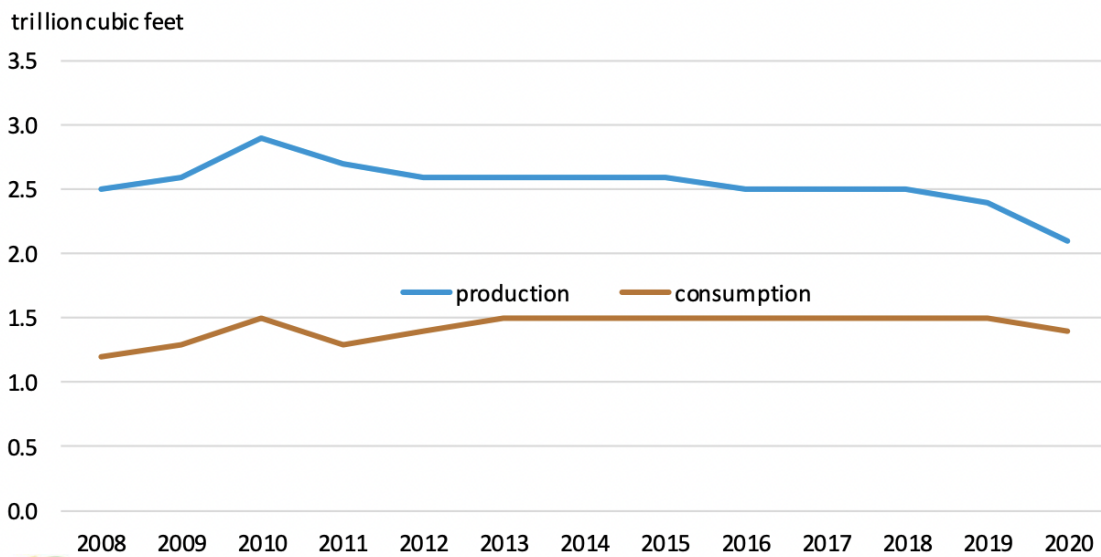
4.6) Indonesien

(U.S. Energy Information Center 2022)

Bis in die 1990er Jahre war Indonesien der weltweit größte LNG-Exporteur. Bis zu einem Drittel der weltweiten LNG-Exporte kamen aus dem Land. Heute liegt Indonesiens Marktanteil bei unter vier Prozent. 2021 betrug Indonesiens Gasreserven ca. 1,5 Trillionen m³, 50 % weniger als noch 2019. Damit hat Indonesien aktuell die drittgrößten Gasvorkommen nach China und Australien.

Indonesien beliefert nahezu ausschließlich Länder in der Region, hauptsächlich an China (44 %), Südkorea (22 %) und Taiwan (9 %).

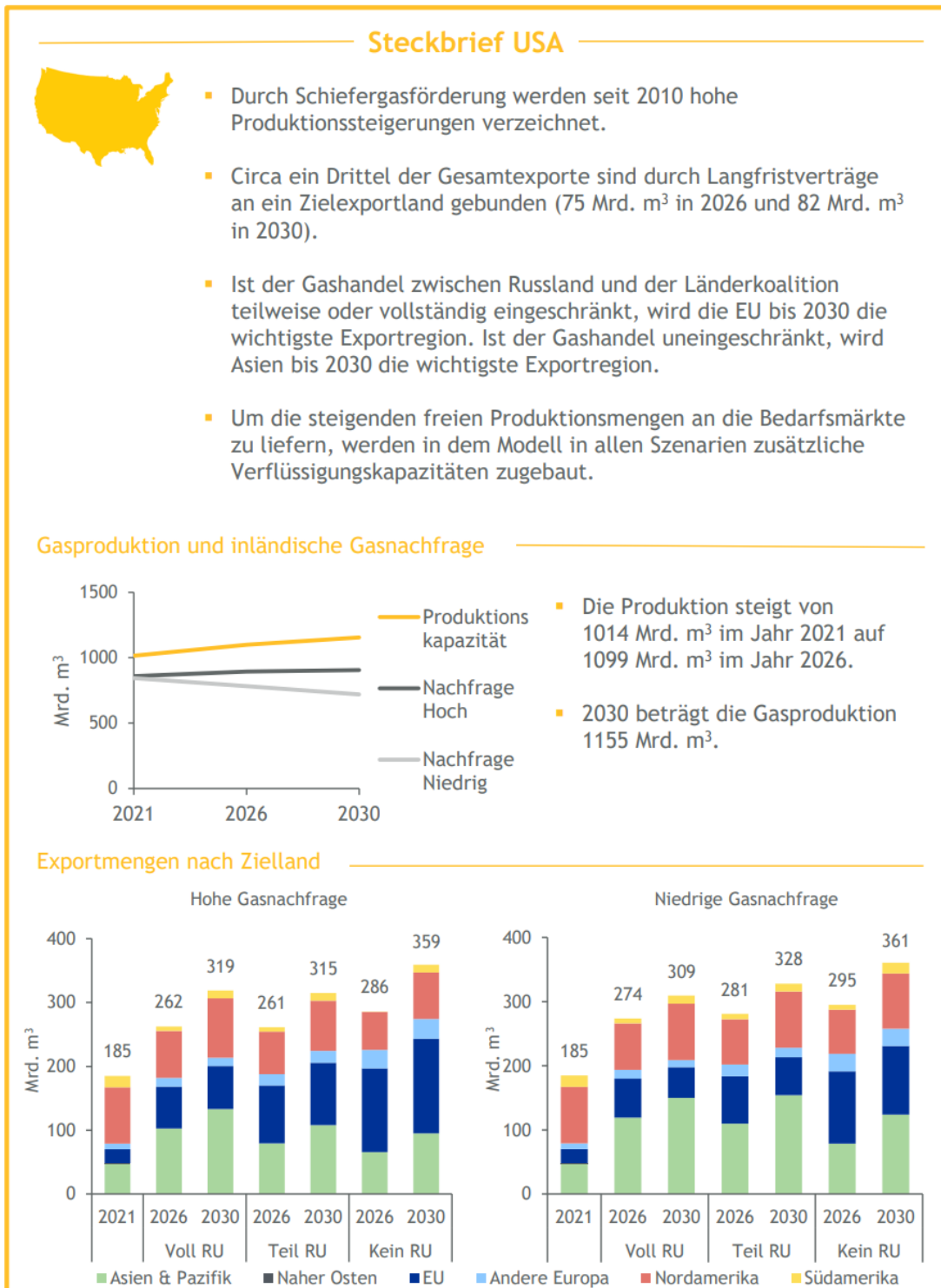
Figure 5. Indonesia's dry natural gas production and consumption, 2008-2020



eia Source: U.S. Energy Information Administration

5) USA Fracking Marktüberblick

(EWI-Studie "Entwicklung der global Energiemärkte bis 2030")



Erdgas Preisentwicklungsszenarien laut EWI 2022

Abbildung 15 „Entwicklung der Niveaus der Großhandelspreise für Erdgas auf den Weltmärkten“ zeigt für die Gasmärkte in Nordwesteuropa, Ostasien und den USA sowohl die historische Entwicklung der Großhandelspreise seit 2018 als auch die ermittelte Entwicklung der Preisniveaus in den modellierten Szenarien bis 2030. Dabei werden auch die Faktoren Verfügbarkeit von russischem Gas (Voll RU) und kein russisches Gas (Kein RU) berücksichtigt.

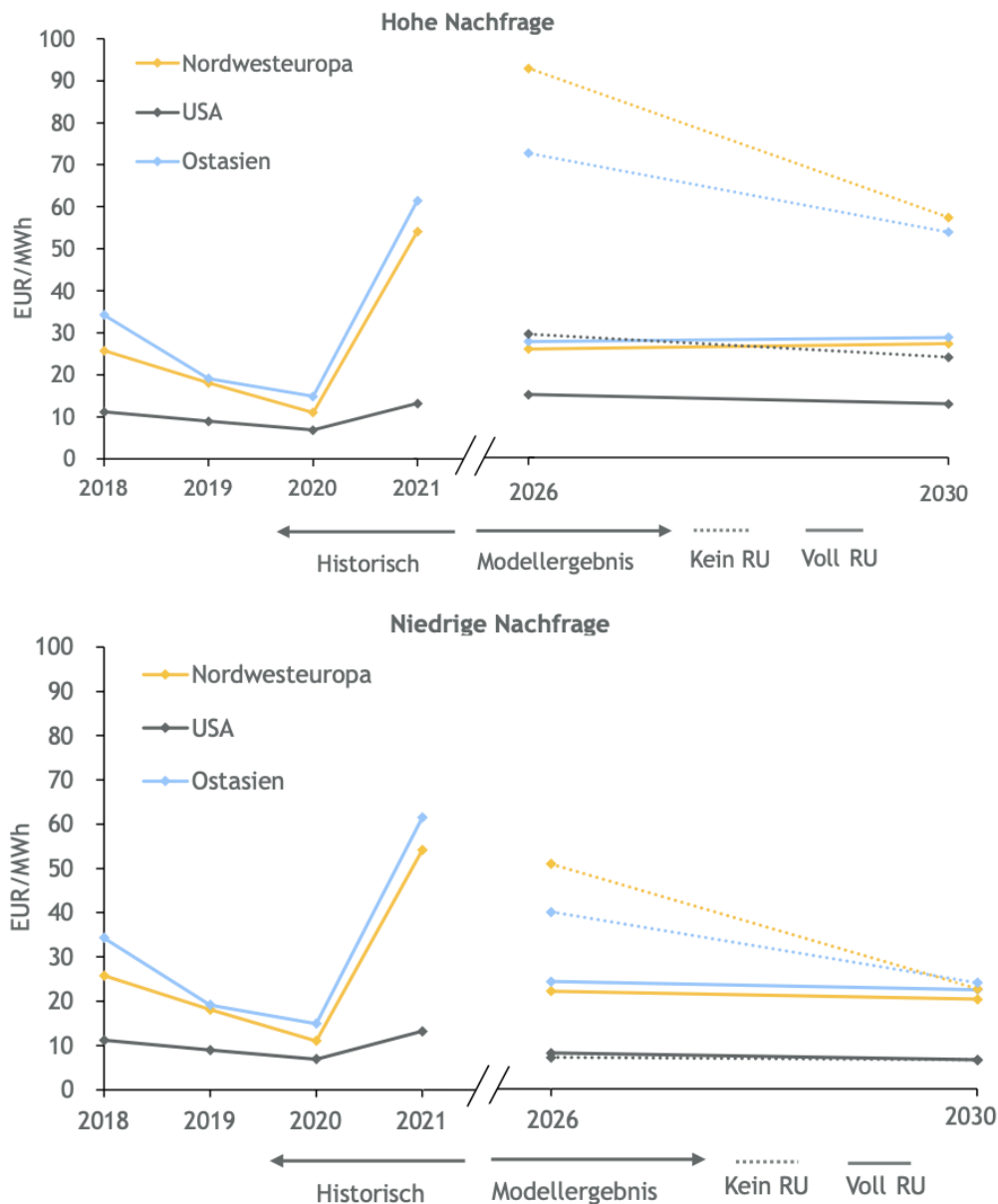


Abbildung 15: Entwicklung der Niveaus der Großhandelspreise für Erdgas auf den Weltmärkten

Quelle: historische Preise basierend auf Rystad Energy 2022

In der Gesamtbetrachtung wird deutlich, dass die Gaspreise in Europa und Asien bis 2030 deutlich oberhalb der Gaspreise in den USA liegen. Die Angleichung der europäischen und asiatischen Gaspreise in den letzten Jahren ist auf den gestiegenen Anteil von LNG in Europa und dessen Auswirkung auf die Preisbildung zurückzuführen. Aufgrund der niedrigeren Kosten für Gas aus Russland waren die Gaspreise in Nordwesteuropa im Vergleich zu Ostasien jedoch generell niedriger. Dieser Trend bleibt im Falle der Verfügbarkeit russischer Gasmengen bis 2030 bestehen. Wenn es jedoch keine Verfügbarkeit von russischem Gas gibt (Kein RU), dann liegen die Preise in Nordwesteuropa deutlich über den asiatischen Preisen im Jahr 2026.

Im Falle eines uneingeschränkten Gashandels (Voll RU) zwischen Russland und der Länderkoalition liegen die Preise in Nordwesteuropa im Jahr 2026 11 - 14 EUR/MWh über den Preisen in den USA. Dieser Preisunterschied entspricht ungefähr dem durchschnittlichen historischen Preisunterschied des Zeitraums 2015 - 2019 in Höhe von 11 EUR/MWh. Wird kein Gas mit Russland gehandelt (Kein RU), liegen die Preise in Nordwesteuropa je nach Szenario 44 - 64 EUR/MWh über den Preisen in den USA. Dies entspricht ungefähr dem historischen Preisunterschied im Jahr 2021.

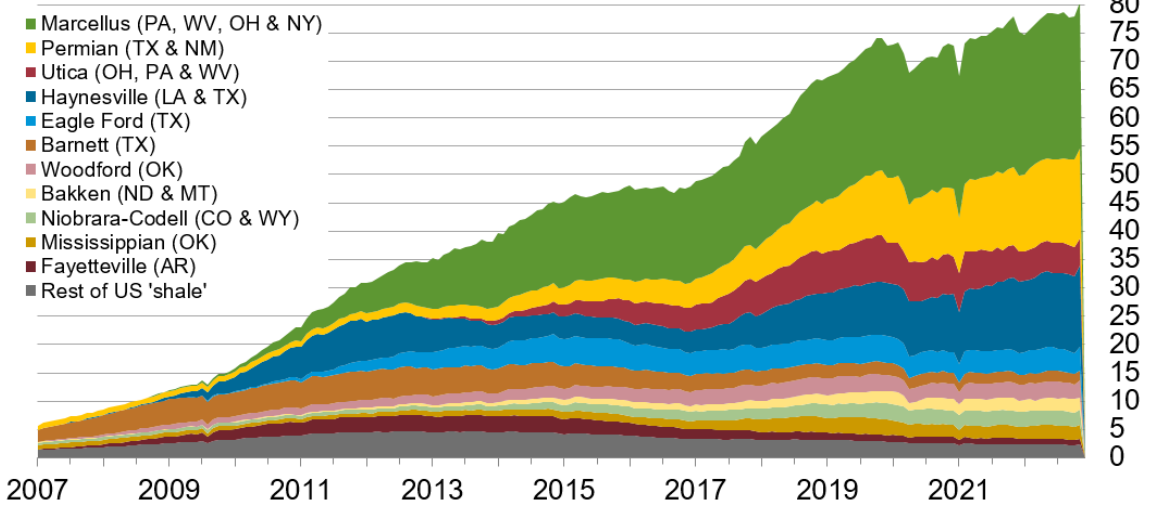
Im Falle einer sinkenden Gasnachfrage verringert sich der Preisunterschied zwischen Nordwesteuropa und den USA, sodass die europäischen Preise im Jahr 2030 etwa 15 EUR/MWh über denen der USA liegen. Bei weiterhin hoher Nachfrage bleibt der Preisunterschied mit 33 EUR/MWh erheblich.

Der Vergleich der ermittelten Preise zwischen Nordwesteuropa und den USA zeigt, dass die Preise in Nordwesteuropa in allen Szenarien über denen der USA liegen. In Szenarien ohne Gashandel mit Russland nimmt dieser Preisunterschied erheblich zu. Die USA könnten damit auf lange Sicht einen signifikanten Wettbewerbsvorteil für Gasverbraucher in den USA erlangen.

Monatliche Schiefergasproduktion in den USA seit 2007

Monthly dry shale gas production

billion cubic feet per day



Data source: Enverus state administrative data. Data are through December 2022 and represent EIA's official tight gas estimates but are not survey data. State abbreviations indicate primary state(s).

Note: Improvements to play identification methods have altered production volumes of various plays.

Überblick Natural Gas Preis Entwicklung (EIA 2022)

Natural Gas Prices

(Dollars per Thousand Cubic Feet, except where noted)

Area: Period:

Download Series History		Definitions, Sources & Notes		2016	2017	2018	2019	2020	2021	View History
Show Data By: <input checked="" type="radio"/> Data Series <input type="radio"/> Area		Graph Clear								
Wellhead Price	<input type="checkbox"/>			NA	NA	NA	NA	NA	NA	1922-2021
Imports Price	<input type="checkbox"/>			2.24	2.60	2.69	2.55	2.07	3.78	1985-2021
By Pipeline	<input type="checkbox"/>			2.18	2.55	2.58	2.46	2.02	3.72	1985-2021
As Liquefied Natural Gas	<input type="checkbox"/>			4.07	4.58	6.56	7.44	4.60	12.21	1985-2021
Exports Price	<input type="checkbox"/>			2.79	3.54	3.89	3.64	3.70	6.38	1985-2021
By Pipeline	<input type="checkbox"/>			2.63	3.20	3.34	2.64	2.10	4.94	1985-2021
As Liquefied Natural Gas	<input type="checkbox"/>			4.71	4.69	5.20	5.21	5.64	7.62	1985-2021
Pipeline and Distribution Use Price	<input type="checkbox"/>									1967-2005
Citygate Price	<input type="checkbox"/>			3.71	4.16	4.23	3.81	3.43	6.02	1973-2021
Residential Price	<input type="checkbox"/>			10.05	10.91	10.50	10.51	10.78	12.18	1967-2021
Percentage of Total Residential Deliveries included in Prices	<input type="checkbox"/>			95.8	95.9	96.0	96.2	96.3	96.6	1989-2021
Commercial Price	<input type="checkbox"/>			7.28	7.88	7.79	7.61	7.49	8.79	1967-2021
Percentage of Total Commercial Deliveries included in Prices	<input type="checkbox"/>			64.8	65.4	65.8	65.5	64.6	65.1	1987-2021
Industrial Price	<input type="checkbox"/>			3.51	4.08	4.19	3.90	3.32	5.50	1997-2021
Percentage of Total Industrial Deliveries included in Prices	<input type="checkbox"/>			14.9	14.8	14.5	13.0	13.2	13.4	1997-2021
Vehicle Fuel Price	<input type="checkbox"/>									1989-2012
Electric Power Price	<input type="checkbox"/>			2.99	3.51	3.68	2.99	2.49	5.17	1997-2021

6) LNG-Tanker

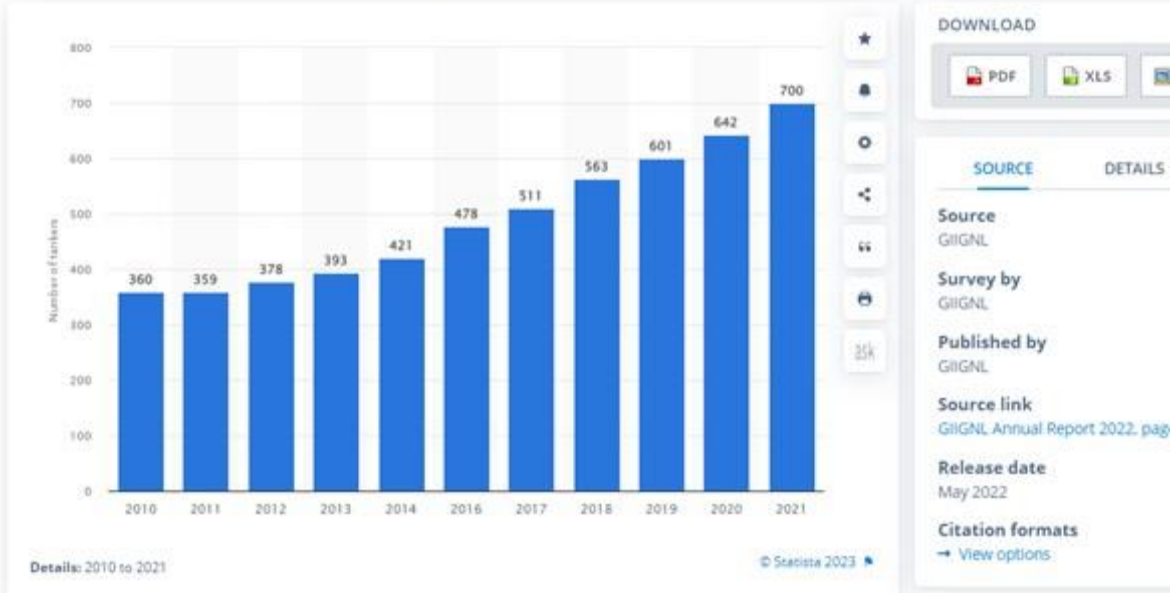
Um die stark gestiegene Nachfrage nach LNG bedienen zu können, ist natürlich auch die entsprechende Infrastruktur unerlässlich. Neben den LNG-Terminals, um Schiffe be- und entladen zu können, sind die Schiffe selbst ein knappes Gut auf dem Weltmarkt.

Laut Natural Gas Intelligence ([NGI](#)) dauert es ca. 2,5 - 4 Jahre, einen LNG-Tanker zu bauen. Die genaue Dauer hängt hauptsächlich von der Größe des Schiffes sowie vom genauen Typ ab (Membran Tanks vs. Moss (Type B) Tanks, verschiedene Antriebsarten usw.). Membran-Type-Tanker dominieren mit ca. 80 % Marktanteil den Markt, da sie unter anderem eine höhere Transportkapazität ermöglichen.

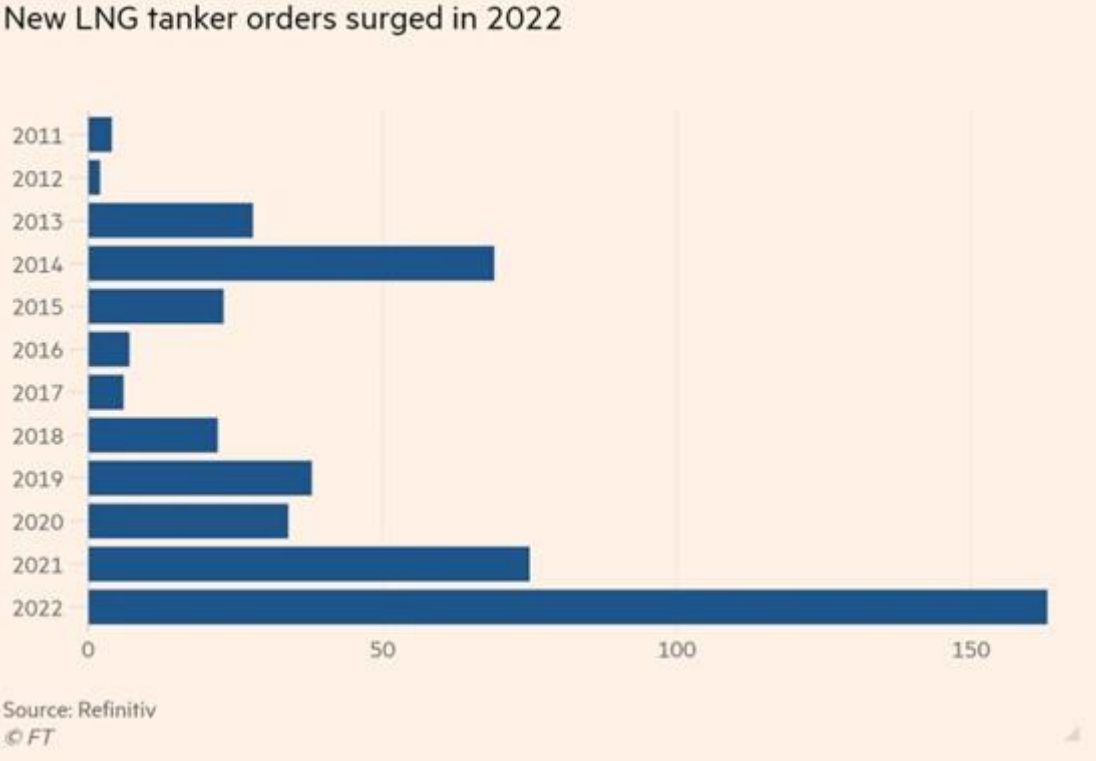
Die weltweite LNG-Tanker Flotte umfasste im Jahr 2021 ca. 700 Schiffe. In den letzten Jahren betrug das jährliche Netto-Wachstum ca. 40 - 60 Schiffe (siehe Grafik unten). Die größten Werften für LNG-Tanker sind Samsung Heavy Industries (Korea), Hyundai Samho Heavy Industries (Korea), Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (Korea), STX Offshore and Shipbuilding (Korea), Mitsubishi Heavy Industries (Japan), Kawasaki Heavy Industries (Japan), China Shipbuilding Trading Co (China), Japan Marine United Corporation (Japan) und Hanjin Heavy Industry Co (Korea). Der Markt wird ganz offensichtlich von koreanischen und japanischen Werften dominiert (ca. 70 % der globalen Flotte stammen aus koreanischen Werften).

Laut Financial Times vom Januar 2023 ([hier](#)) ist die Zahl der Orders 2022 sehr stark angestiegen. Mit 163 Orders wurden mehr als doppelt so viele Bestellungen gezählt wie noch im durch Covid geschwächten Jahr 2021 und mehr als in jedem anderen Jahr zuvor (siehe Grafik unten). Durch die stark angestiegene Nachfrage und limitierte Produktionskapazitäten koreanischer und japanischer Werften ist die Nachfrage nach günstigeren und schneller verfügbaren Tankern aus China stark gestiegen (5 x von 11 Orders in 2021 auf 57 in 2022). Als logische Folge der erhöhten Nachfrage sowie höheren Kosten für Rohstoffe wie Stahl und auch für Löhne sind die Durchschnittspreise pro Schiff 2022 auf ca. USD 250 Millionen von den durchschnittlich USD 200 Millionen im Vorjahr gestiegen.

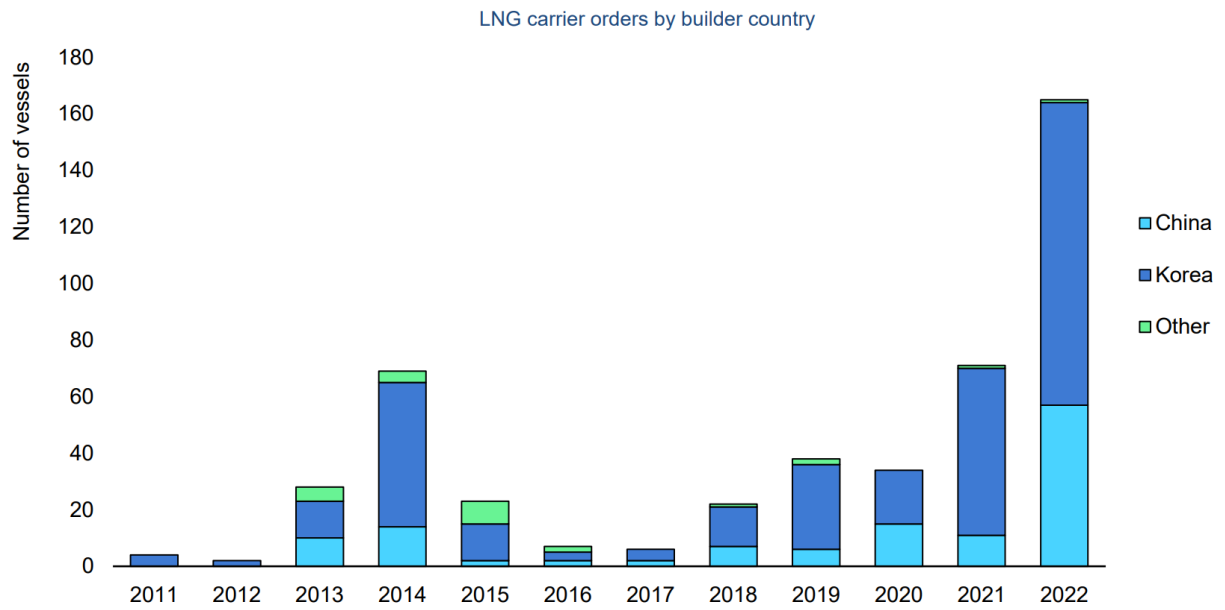
Number of liquefied natural gas storage vessels worldwide from 2010 to 2021*



New LNG tanker orders surged in 2022



Chinese shipyards accounted for more than a third of LNG carrier orders globally in 2022



Source: Refinitiv Eikon (2023), [Shipping data](#).

IEA. CC BY 4.0.