

Report

# LNG-Wasserstoff- CCS

Das neue Narrativ der fossilen Gasindustrie



# LNG-WASSERSTOFF-CCS

## Das neue Narrativ der fossilen Gasindustrie



**Dr. Steffen Bukold (EnergyComment Hamburg)**  
im Auftrag von **Greenpeace Deutschland e.V.**

**Hamburg**  
**April 2023**

## Kein Geld von Industrie und Staat

Greenpeace ist eine internationale Umweltorganisation, die mit gewaltfreien Aktionen für den Schutz der Lebensgrundlagen kämpft. Unser Ziel ist es, Umweltzerstörung zu verhindern, Verhaltensweisen zu ändern und Lösungen durchzusetzen. Greenpeace ist überparteilich und völlig unabhängig von Politik und Wirtschaft. Mehr als 630.000 Fördermitglieder in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt, der Völkerverständigung und des Friedens.

## Helfen Sie uns, eine lebenswerte Umwelt zu bewahren



► **Jetzt Fördermitglied werden!**

Mit Ihrem regelmäßigen Beitrag unterstützen Sie unsere Arbeit langfristig.

[greenpeace.de/spenden/foerdermitglied](https://greenpeace.de/spenden/foerdermitglied)

---

### Impressum

**Greenpeace e.V.**, Hongkongstraße 10, 20457 Hamburg, T 040 30618-0 mail@greenpeace.de, www.greenpeace.de  
**Politische Vertretung Berlin** Marienstr. 19-20, 10117 Berlin, T 030 308899-0 **V.i.S.d.P.** Karsten Smid  
**Foto** Lewis Burnett / Greenpeace **Bildredaktion** Wolfram Kastl **Produktion** Ute Zimmermann **Stand** 05/2023  
S 0449 1

[greenpeace.de](https://greenpeace.de)

**GREENPEACE**

# Inhaltsverzeichnis

	<b>Executive Summary</b>	3
<b>1.</b>	<b>LNG: Der Wachstumsmotor der internationalen Gasbranche</b>	
1.1	Was ist LNG?	7
1.2	Der globale LNG-Markt	8
1.3	LNG in Deutschland: Eine Bestandsaufnahme	14
1.4	H2-Ready? Die LNG-Terminals und der Übergang zu Grünen Gasen	23
<b>2.</b>	<b>Methanemissionen: Das ungelöste Problem der fossilen Gasversorgung</b>	
2.1	Methanemissionen - eine Einführung	25
2.2	Wieviel Methan entweicht? Aktuelle Daten	27
2.3	Super Emitter	30
2.4	Schlussfolgerungen für die Gasimportpolitik	32
<b>3.</b>	<b>Blauer Wasserstoff: Der verlängerte Arm der fossilen Gasindustrie</b>	
3.1	Wasserstoff hat keine Priorität	35
3.2	Das Narrativ des Blauen Wasserstoffs	35
3.3	Der Blaue Wasserstoffmarkt: Langsamer Hochlauf	36
3.4	Die Klimabilanz des Blauen Wasserstoffs	38
3.5	Ungelöste Frage: Klimaschäden durch Wasserstofflecks?	43
<b>4.</b>	<b>CCS-Deponien: teuer, riskant, unerprobt</b>	
4.1	Bisherige Entwicklung	44
4.2	Aktuelle CCS-Pläne	47
4.3	CCS-Risiken und die Entwicklung in Deutschland	
	Quellenverzeichnis	54

# 1. Executive Summary

## A. Das alte Narrativ der Gasindustrie in der Krise

Die energiepolitische Bewertung der fossilen Gasindustrie durchlief in den letzten Jahren ein abruptes Auf und Ab. Zunächst gelang es der Lobby, sich als „Brückentechnologie“ zu etablieren. Erdgas sollte sich positiv vom Image der Braun- und Steinkohle sowie der Atombranche absetzen und ungehindert wachsen, bis zu einem vagen und möglichst weit in der Zukunft liegenden Übergang zu Erneuerbaren Energien. Das war vor allem für die Industrie dank russischer und norwegischer Gaslieferungen ein attraktives Narrativ.

Die „Erdgasbrücke“ wurde jedoch rasch baufällig. Die globale Klimapolitik nahm Fahrt auf und die Kosten für Wind- und Solarstrom fielen immer weiter. Gleichzeitig bekam das Image von Erdgas Risse. Das hochpotente Klimagas Methan, das bei der Förderung, Aufbereitung und beim Transport von Erdgas in großen Mengen frei wird, rückte die Klimabilanz von Gas in unmittelbare Nachbarschaft zur Kohle.

Der Überfall Russlands auf die Ukraine und der fast vollständige Ausfall russischer Gaslieferungen nach Westeuropa im letzten Jahr führte dann zeitweise zu einer Verzehnfachung der Gasimportpreise. Versorgungsengpässe konnten vermieden werden, aber es schien klar, dass der Energieträger Erdgas zumindest in Westeuropa keiner rosigen Zukunft entgegenblicken kann.

## B. Das neue Narrativ der fossilen Gasindustrie

Die Gaslobby passte ihre Strategie jedoch an und kombinierte mehrere Puzzlesteine zu einem neuen Narrativ. Es soll den Pfad der fossilen Abhängigkeit und die bisherigen Geschäftsmodelle stabilisieren und noch über Jahrzehnte hinaus absichern.

1. Ein massiver Ausbau der **LNG-Importe** soll die Risiken einer erneuten Gasknappheit minimieren. Das gilt besonders für Deutschland. Der Staat finanziert weite Teile der Infrastruktur, so dass die Investitionsrisiken der Gasbranche überschaubar bleiben. RWE, die mittlerweile verstaatlichte Uniper und die ebenfalls staatliche SEFE (ex-Gazprom) sitzen bei der Neuformulierung der Berliner Gaspolitik in der ersten Reihe. Die Terminalprojekte sprießen wie Pilze aus dem Boden, so dass sich große, steuerfinanzierte Überkapazitäten abzeichnen.

2. Die LNG-Terminals sollen „**H2-ready**“ gebaut werden, also zu einem späteren Zeitpunkt auch grüne Gase aller Art importieren können. Die Ankündigungen wirken bisher allerdings recht wolkig. Statt Wasserstoff soll es jetzt eher Ammoniak werden und selbst hier ist noch vieles unklar. Oder es soll auch in den 2040er-Jahren noch fossiles LNG importiert werden (Landterminal Wilhelmshaven), das in einem komplizierten und bislang ungeklärten CO<sub>2</sub>-Kreisverkehr zu grünem Gas mutieren soll.

3. Ohne **CCS**, also die Abspaltung und Endlagerung von CO<sub>2</sub>, wird es dabei nicht gehen. Unterstützt von EU-Geldern und nationalen Subventionen vor allem in Norwegen, den Niederlanden und Großbritannien soll CO<sub>2</sub> in Aquiferen oder in ausrangierten Gas- und Ölfelder in der Nordsee dauerhaft deponiert werden. Die Öl- und Gaskonzerne verdienen

dadurch ein zweites Mal mit der vorhandenen Infrastruktur und sparen hier und da sogar die Abwrackkosten ein.

4. Ab den 2030ern soll dann **Wasserstoff** das große Geschäft werden. Hier geht es dann um **Grünen Wasserstoff**, der via Elektrolyse aus Strom hergestellt wird, oder aber über importierten **Blauen Wasserstoff**, der wie üblich aus Erdgas hergestellt wird. Das dabei entstehende CO<sub>2</sub> soll dann via CCS entsorgt werden.

Sinnvoll wäre eigentlich eine Konzentration des Wasserstoffs auf die Industrie, also Chemie oder Stahl, wo es nur wenige technische Alternativen gibt. Aber das geht gegen die Interessen der Öl- und Gasbranche. Sie will den knappen, staatlich kofinanzierten Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Ölraffinerien verwenden, um CO<sub>2</sub>-Abgaben zu sparen; oder über das dichte Netz von Erdgasleitungen trotz der geringen Verfügbarkeit und der sehr hohen Kosten auch für die Raumwärme einsetzen, um ihre Gasinfrastruktur nicht zu entwerten.

5. Doch damit ist es noch nicht getan: Auch sollen zahlreiche neue, „wasserstofffähige“ **Gaskraftwerke** gebaut werden [Q1], was angesichts der Knappheit des teuren Wasserstoffs bis weit in die 2030er Jahre hinein auf den langfristigen Einsatz von fossilem Erdgas hinausläuft.

Und selbst in ökologisch sensiblen Gebieten vor der deutschen und niederländischen Küste (Borkum/Schiermonnikoog/ONE-Dyas) soll noch im Jahr 2023 wieder **nach Erdgas gebohrt** werden [Q2]. Die Fördermengen werden überschaubar bleiben, aber sie sichern die Auslastung der schrumpfenden Gasförderbranche.

**LNG, Wasserstoff und CCS** sollen mit enormem Einsatz von Steuergeldern vor allem den **Pfad der fossilen Abhängigkeiten von Erdgas und Erdöl verlängern**. Greenwashing, luftige Zeitpläne über „Grüne Gase“ und Scheinlösungen beim Thema Methanemissionen soll klimapolitischen Debatten über die Sinnhaftigkeit dieses Weges den Wind aus den Segeln nehmen.

## C. Dieser Bericht

Die folgenden vier Sachkapitel widmen sich den vier wichtigsten Elementen und Schwachstellen des neuen Narrativs: **LNG-Ausbau** (Kapitel 2), **Methanemissionen** (Kapitel 3), **Blauer Wasserstoff** (Kapitel 4) und **CCS** (Kapitel 5).

Der Text ist eine **Einführung** in die Themen, eine **Bestandsaufnahme** der aktuellen Situation, der **Pläne** und der wichtigsten **Kritikpunkte**:

### 1. LNG

1.1 Der Ausbau der LNG-Infrastruktur führt zu neuen internationalen Importabhängigkeiten, insbesondere von den USA, Qatar und neuen afrikanischen Anbietern. Der Bau der Export-Terminals und die Erschließung neuer Gasquellen ist vor Ort mit großen Umwelt- und Klimabelastungen verbunden.

1.2 Die Berliner LNG-Politik irrlichert von einem Plan zum nächsten. Der Masterplan des BMWK vom März 2023 wurde schon wenige Wochen später durch die politische

Unterstützung für das RWE-Terminal auf Rügen konterkariert, während sich RWE selbst anscheinend schon wieder zurückzieht. Im Moment deuten sich massive steuerfinanzierte Überkapazitäten an.

1.3 Die LNG-Terminals werden in keiner Weise wie angekündigt „H2-ready“ sein. Erste konkrete Auftragsvergaben deuten darauf, dass sie nicht einmal „Ammoniak-ready“ sein werden. Der Übergang zu grünen Gasen, wie er im LNG-Beschleunigungsgesetz vorgeschrieben ist, wird zunehmend verwässert.

## **2. Methanemissionen**

2.1 Immer mehr Studien zeigen, dass die Methanemissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas weitaus höher sind als bislang vermutet. Die Emissionen des hochpotenten Klimagases Methan verdoppeln in den meisten Lieferketten die Klimaschäden durch Erdgas im Vergleich zu den bisherigen Ansätzen.

2.2 Angesichts der mittlerweile entspannten Versorgungslage im globalen LNG-Markt sollten Berlin und Brüssel zügig klimapolitische Kriterien für ein Ranking der Gaslieferketten umsetzen. Vorrang sollte Erdgas aus den emissionsärmsten Quellen erhalten.

2.3 Methanemissionen sind die Achillesferse der fossilen Öl- und Gasindustrie. Eine Lösung ist trotz zahlreicher politischer Initiativen nicht in Sicht. Im Moment gelingt es noch nicht einmal, eine umfassende Bestandsaufnahme aller relevanten Emissionen durchzuführen.

## **3. Blauer Wasserstoff**

3.1 Blauer Wasserstoff soll wie bisher aus Erdgas produziert werden, wobei die CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschieden und deponiert werden (CCS). Petrostaaten und Ölkonzerne wollen damit die fossilen Geschäftsmodelle mit scheinbar klimaverträglichen Verfahren über das Jahr 2050 hinaus verlängern.

3.2 Die Praxis und Studien zeigen jedoch, dass Blauer Wasserstoff auch unter günstigen Rahmenbedingungen keinen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz leisten kann. Vielmehr blockiert Blauer Wasserstoff wertvolle CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten und behindert den Ausbau überlegener Technologien.

3.3 Weltweit gibt es bislang nur zwei industrielle Anlagen für Blauen Wasserstoff, die beide weit unter ihren Zielvorgaben bleiben. Im Jahr 2022 gab es nur zwei nennenswerte neue Projektankündigungen.

3.4 Viele Projekte erhalten kein grünes Licht, da die Kostenrisiken auch wegen der höheren Gaspreise hoch sind und die technischen Hürden erheblich bleiben. Dennoch gelingt es der Gaslobby immer wieder, eine Fata Morgana mit hohen Produktionsmengen zu erzeugen, die aussichtsreichere und klimaverträglichere Pfade ausbremst.

## **4. CCS (CO<sub>2</sub>-Deponien)**

4.1 Das gilt auch für CCS, also die chemische Abscheidung von CO<sub>2</sub> an Produktionsanlagen und seine Deponierung in Endlagern, insbesondere in der Nordsee. CCS-Projekte

sind seit den 80er-Jahren immer wieder gescheitert, trotz hoher Subventionen. Die kommerziellen Investitionen blieben gering.

4.2 Im Moment werden nur 0,1% der fossilen Emissionen in 30 CCS-Anlagen deponiert. Nur neun dieser Anlagen sind für eine dauerhafte Deponierung von CO<sub>2</sub> vorgesehen. In Europa (Norwegen) gibt es nur zwei größere CCS-Anlagen.

4.3 Lediglich 11 industrielle CCS-Anlagen sind im Moment weltweit im Bau, davon vier in Norwegen. Welche Kapazitäten bis 2030 oder 2040 zur Verfügung stehen, ist im Moment völlig unklar. Die größten Deponiekapazitäten gibt es in salinen Aquiferen. Doch sie müssen, anders als Öl- und Gasfelder, geologisch erst noch aufwendig untersucht werden.

4.4 CCS ist auf dem Weg vom Emittenten bis zur Deponie mit einer ganzen Reihe schwer abschätzbarer Risiken verbunden. Da es keine Langzeiterfahrungen gibt und die Zahl aktiver Anlagen sehr gering ist, bleibt die Risikoeinschätzung schwierig.

4.5 Auch die Synchronisierung der CCS-Kette ist ein klimapolitisches Vabanquespiel. Wenn die Wasserstoffbranche auf dem Erdgaspfad (plus CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen) bleibt, entsteht eine technische und ökonomische Abhängigkeit von den CCS-Deponien. Störungen und Engpässe würden aus Blauem sofort wieder Grauen Wasserstoff mit hohen Emissionen machen. Dasselbe gilt auch für alle anderen Branchen, die auf CCS setzen.

# 1. LNG: Der Wachstumsmotor der internationalen Gasbranche

## 1.1 Was ist LNG?

LNG ist die Abkürzung für Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Erdgas. LNG ist also nichts anderes als Erdgas, das auf etwa -162 Grad Celsius abgekühlt wurde und dadurch vom gasförmigen in einen flüssigen Aggregatzustand wechselt.[Q13]

Aber warum wird Erdgas mit enormem Energieeinsatz so stark abgekühlt? Der einzige Grund für diesen Aufwand ist der Transport. Wo der Bau von Pipelines nicht möglich oder nicht attraktiv ist, kann Erdgas nur als LNG in großen Mengen per Tanker von A nach B gebracht werden.

Durch die Verflüssigung sinkt das Gasvolumen um den Faktor 600. Auf einen großen LNG-Tanker passen 170.000 Kubikmeter LNG. Das sind also 100 Mio. Kubikmeter Erdgas, sobald das flüssige LNG wieder in den gasförmigen Zustand wechselt, d.h. regasifiziert wird.

International wird häufig in der Maßeinheit *bcm* gerechnet (billion cubic metres), also Milliarden Kubikmeter. Ein großer LNG-Tanker transportiert demnach 0,1 bcm Erdgas. Zum Vergleich: Deutschland verbraucht in einem normalen Gasjahr etwa 90 bcm Erdgas. Rein rechnerisch könnte der deutsche Gasbedarf also durch 900 Tankerladungen pro Jahr gedeckt werden. Oder anders ausgedrückt: Deutschland verbraucht alle 10 Stunden eine Gasmenge, die einer vollen LNG-Tankerladung entspricht.

### Kennzahlen und Einheiten:

1 bcm Erdgas (1 Mrd. Kubikmeter Erdgas) = 0,735 Mio. Tonnen LNG

1 Mio. Tonnen LNG = 1,36 bcm Erdgas

### Die LNG-Lieferkette

Der Transport von LNG ist aufwendig und teuer. Zunächst wird das Erdgas in einem Gasfeld, oder als Nebenprodukt in einem Ölfeld, an die Oberfläche befördert. Erdgas ist ein Gasgemisch, das überwiegend aus Methan (CH<sub>4</sub>) besteht. Der Rest setzt sich aus schwereren Kohlenwasserstoffen wie z.B. Ethan oder Propan sowie zahlreichen Verunreinigungen wie z.B. Stickoxiden zusammen. Aus dem Erdgasgemisch werden flüssige Bestandteile und Verunreinigungen entfernt (Gas Treatment/Gas Processing).

Das gereinigte Gas gelangt dann per Pipeline an die Küste zum Exportterminal. Dort wird das Gas mit großem Energieaufwand und hohen Emissionen abgekühlt bzw. verflüssigt (Liquefaction). Auch werden schwere Gase (LPG, Ethan etc.) entfernt. Die dafür notwendige Energie wird durch Gasturbinen oder durch das Stromnetz bereitgestellt.

Nach einer kurzen Tanklagerung befördert ein LNG-Tanker das flüssige Erdgas zum Bestimmungshafen. Das LNG wird dort entweder in einem Landterminal oder in einem schwimmenden Terminal (FSRU) zwischengelagert und regasifiziert, also verdampft (Regasification). Dafür ist Wärme notwendig. Sie wird entweder der Umgebung entzogen



(Fluss-/Meereswasser) oder in einem Brenner erzeugt. Im gasförmigen Zustand wird Erdgas dann in das lokale oder nationale Erdgasnetz eingespeist.

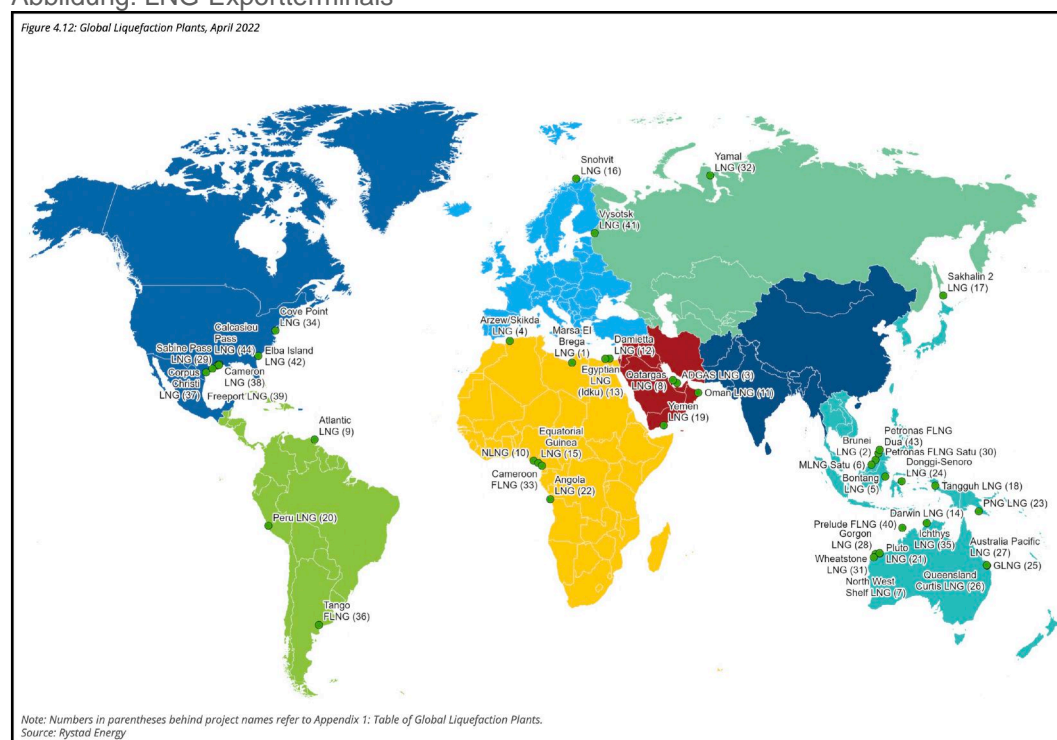
FSRU steht für Floating Storage and Regasification Unit, also ein schwimmendes Lager- und Regasifizierungsschiff. Ein Schiff, das LNG nur vom LNG-Tanker übernimmt, aber nicht regasifiziert (verdampft), gilt als FSU - also eine Floating Storage Unit. Ein solches Schiff wird z.B. vor Lubmin eingesetzt, da die geringen Wassertiefen vor Ort verhindern, dass die LNG-Tanker aus Übersee direkt bis zum Hafen fahren können.

Schon diese vereinfachte Schilderung macht deutlich, dass LNG-Lieferketten komplex und teuer sind. Von der Erschließung des Gasfeldes bis zur fertigen Lieferkette vergehen viele Jahre. Der Kapitalaufwand für das Gesamtprojekt liegt nicht selten über 10 Mrd. Dollar. Dadurch steigen die finanziellen Risiken für die Projektträger. Sie suchen daher schon zum Projektstart Kunden, die sich zur langfristigen Abnahme von LNG verpflichten. Diese gesicherten Einnahmen ermöglichen dann die Aufnahme von Bankkrediten, um das Projekt zu realisieren.

## 1.2 Der globale LNG-Markt

Die Karte zeigt die Standorte der LNG-Exportterminals. Mit Ausnahme von Snøhvit LNG in Nordnorwegen, das nach einer langen Reparaturpause erst vor kurzem wieder den Betrieb aufnahm, verfügt Europa über keine einzige Exportanlage.

Abbildung: LNG-Exportterminals



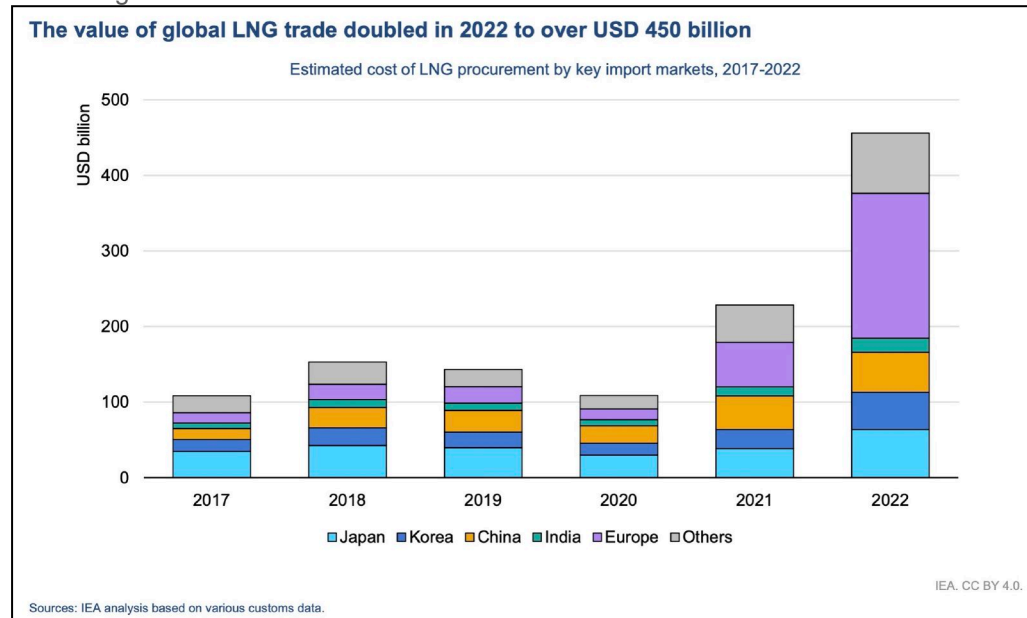
Quelle: IGU

Aus europäischer Sicht liegen die nächsten Terminals in Nordafrika, Russland und am Persischen Golf, also vor allem in Qatar. Daneben gibt es Terminals in Westafrika und in

wachsender Zahl in den USA. Der zweite Schwerpunkt liegt in Australien und Südostasien (Malaysia, Indonesien, Papua-Neuguinea).

Das Jahr 2022 war das profitabelste der LNG-Geschichte. Die Umsätze verdoppelten sich wegen der hohen Gaspreise auf knapp über 450 Mrd. Dollar.

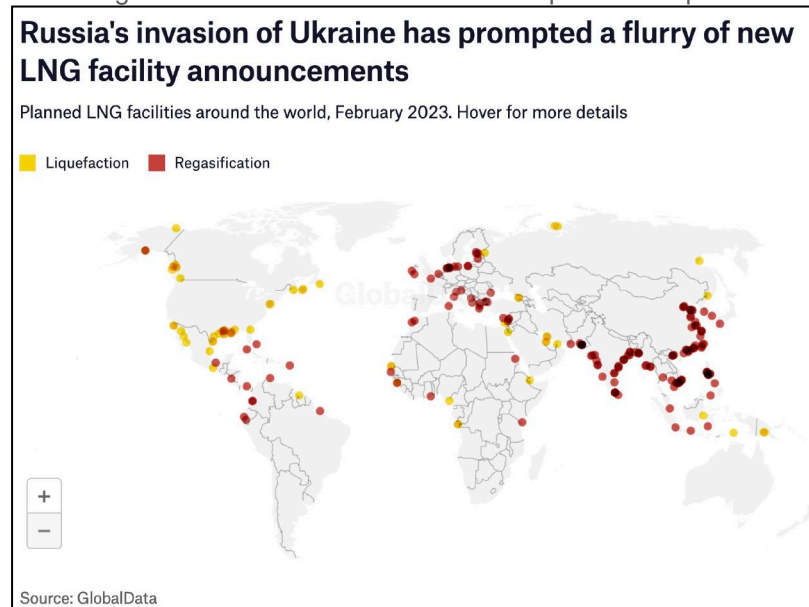
Abbildung: Umsätze im LNG-Handel weltweit



Quelle: IEA

Der ständig wachsende Erdgasverbrauch, die Profitaussichten und der Ausfall des russischen Pipeline-gases lösten eine enorme Investitionswelle aus. Dutzende von neuen Terminals für den Export und für den Import von LNG sind in der Planung oder im Bau.

Abbildung: Neue LNG-Terminals weltweit - Import und Export



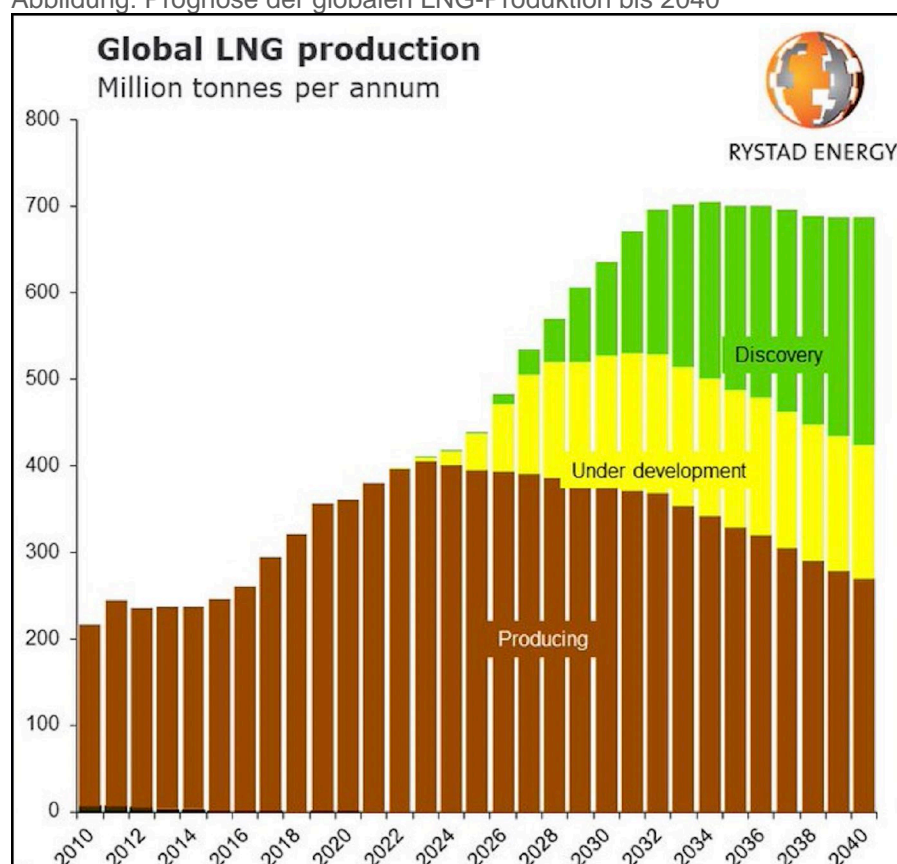
Quelle: Global Energy Monitor [Q48]

Immer mehr Länder steigen in den LNG-Markt ein, darunter Mexiko, Argentinien und mehrere ost- und westafrikanische Staaten.

Der Ausbau wird enorme Kapitalmengen verschlingen. Global Energy Monitor (GEM) zählt 300 LNG-Projekte vor und in der Bauphase, die zusammen ca. 800 Mrd. Dollar kosten werden. Bei den Exportterminals liegt Nordamerika mit weitem Abstand an der Spitze. Bei den Importterminals sind es Ostasien und Europa. [Q56]

Ein Ende des Wachstums ist erst Mitte der 2030er Jahre absehbar. Der "Peak LNG" könnte dann bei über 700 Mio.t LNG liegen, was fast doppelt so viel wäre wie im Jahr 2021. Billigere Energieträger wie Photovoltaik und Wind sowie Engpässe bei den Ressourcen der Gasfelder stoppen dann den Boom der LNG-Branche insgesamt. [Q52]

Abbildung: Prognose der globalen LNG-Produktion bis 2040



Quelle: Rystad Energy [Q53]

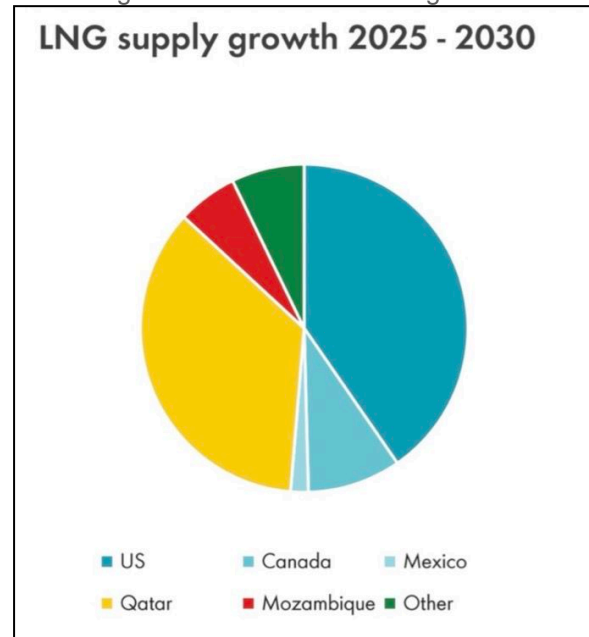
## USA und Qatar

Nur zwei Staaten werden den größten Teil des wachsenden LNG-Bedarfs in den nächsten Jahren abdecken: Die USA und Qatar.

Noch bis vor knapp zehn Jahren stellte sich der amerikanische Gasmarkt auf Gasimporte ein. Die heimische Gasförderung konnte mit der steigenden Nachfrage nicht mehr Schritt

halten. Zahlreiche LNG-Importterminals wurden daraufhin an den amerikanischen Küsten geplant.

Abbildung: Wachstum des LNG-Angebots 2025-2030



Quelle: Shell [Q84]

Doch dann begann der Schiefergasboom. Er stellte die Lage in wenigen Jahren auf den Kopf. Gasmengen, die in dichtem Gestein waren und bis dahin als nicht förderbar galten, wurden durch neue Verfahren plötzlich zugänglich. Das war vor allem Fracking, also das Aufsprengen des Gesteins durch enormen Wasserdruck, das Offenhalten der winzigen Spalten durch Biozide und Sand, und durch kilometerlange horizontale Bohrungen.

Mindestens ebenso wichtig war, dass die Behörden trotz der enormen Umwelt- und Klimaschäden beide Augen zudrückten. Nach vielen Tausend Probebohrungen sanken die Kosten. Die Gasproduktion der USA steigt seither sprunghaft an. Die Preise sanken auf einen Bruchteil des europäischen und asiatischen Niveaus.

Statt Importterminals bauen die USA nun Exportterminals. Sie können die schon vorhandenen Infrastrukturen der Importprojekte nutzen, also Hafenanlagen, Pipelines oder Tanks. Diese "Brownfield"-Projekte gingen daher schneller als anderswo an den Start, wo vom Gasfeld bis zum Terminal alles neu gebaut werden muss ("Greenfield").

Die beiden anderen großen LNG-Exporteure, also Qatar und Australien können bei diesem Tempo nicht mithalten. Ein Terminal nach dem anderen nimmt an der Golfküste der USA den Betrieb auf. Die riesigen Industrieanlagen sind fast überall die größten Emittenten von CO<sub>2</sub> und Schadstoffen. Ein großes Terminal verschlingt eine Energiemenge von 700-800 MW. Das entspricht dem Stromangebot eines sehr großen Kohlekraftwerks. Große Gasfackeln erhellen die Nacht über Kilometer hinweg. Technische Störungen sind besonders bei neuen Terminals eher der Regelfall als die Ausnahme. Lärm- und Geruchsbelästigungen verringern die Lebensqualität in den oftmals direkt benachbarten Siedlungen. [Q13]

Noch umfangreicher sind die Schäden durch die Bereitstellung des Gases. Ganze Landstriche werden von den Fracking-Unternehmen seit fast 10 Jahren „industrialisiert“. Endlose Kolonnen von LKW bringen Wasser, Sand, Biozide und Personal zu den Tausenden von Bohrstellen in Texas, New Mexiko, Pennsylvania und anderen Bundesstaaten.

Eine ganze Serie schwerer Erdbeben mit einer Stärke von bis zu 5,4 auf der Richterskala erschütterte im Januar Regionen in Texas und New Mexiko (Permian Becken). Ursache ist nach Einschätzung der Behörden das Zurückpumpen von Wastewater (Lagerstättenwasser) in den Untergrund, das beim Fracking an die Oberfläche geströmt war. Ähnliche Probleme hatte es auch in Oklahoma gegeben.

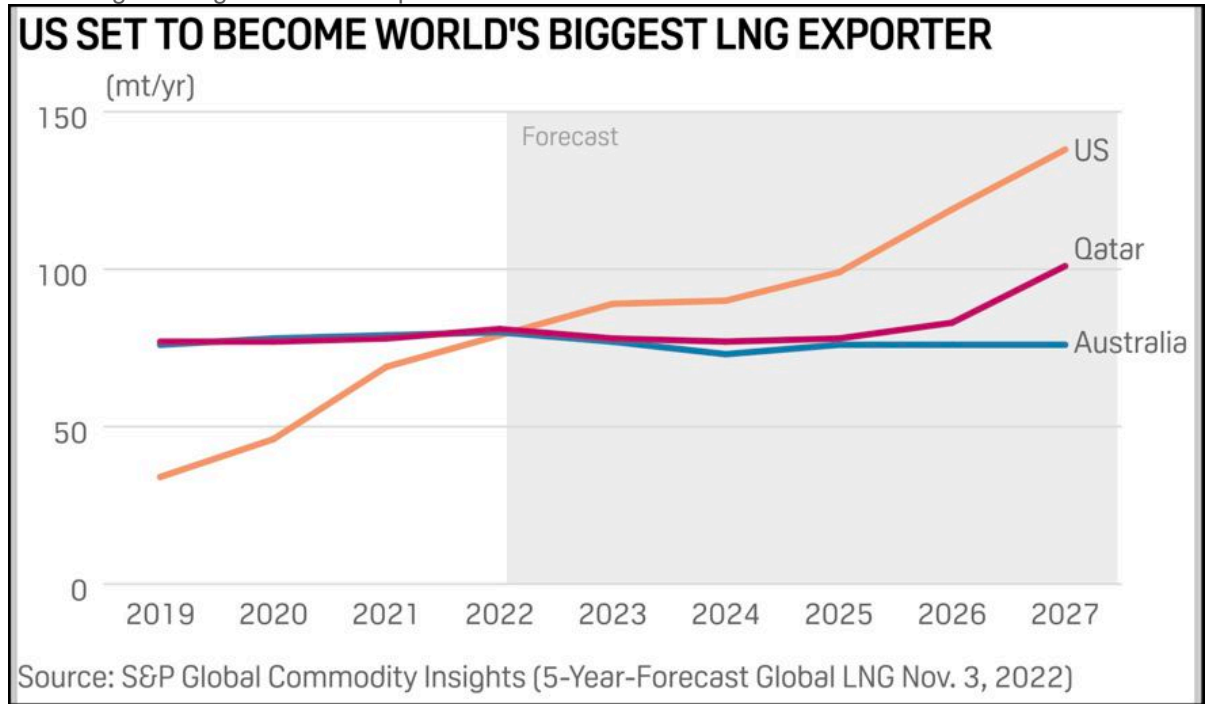
Doch der Export ist profitabel. So wird z.B. kanadisches Erdgas bis an die US-Golfküste transportiert. Bislang gibt es an der Westküste Kanadas weder Terminals noch Pipelines für den LNG-Transport. Das führt zu abenteuerlichen Umwegen für kanadisches Gas. Sie reichen von British Columbia und Alberta über eine Strecke von 3000 Meilen bis nach Chicago und von dort an die US-Golfküste. Dort wird das Gas dann verflüssigt und als LNG zumeist für asiatische Märkte verschifft. Trotz der hohen Transportkosten lohnt sich das Geschäft. Das Gasunternehmen Tourmaline hat mit dem Terminalbetreiber Cheniere Energy im Januar einen Liefervertrag über 15 Jahre und 140 mcf/d abgeschlossen.

Abbildung: Kanadische Gasexporte über die US-Golfküste



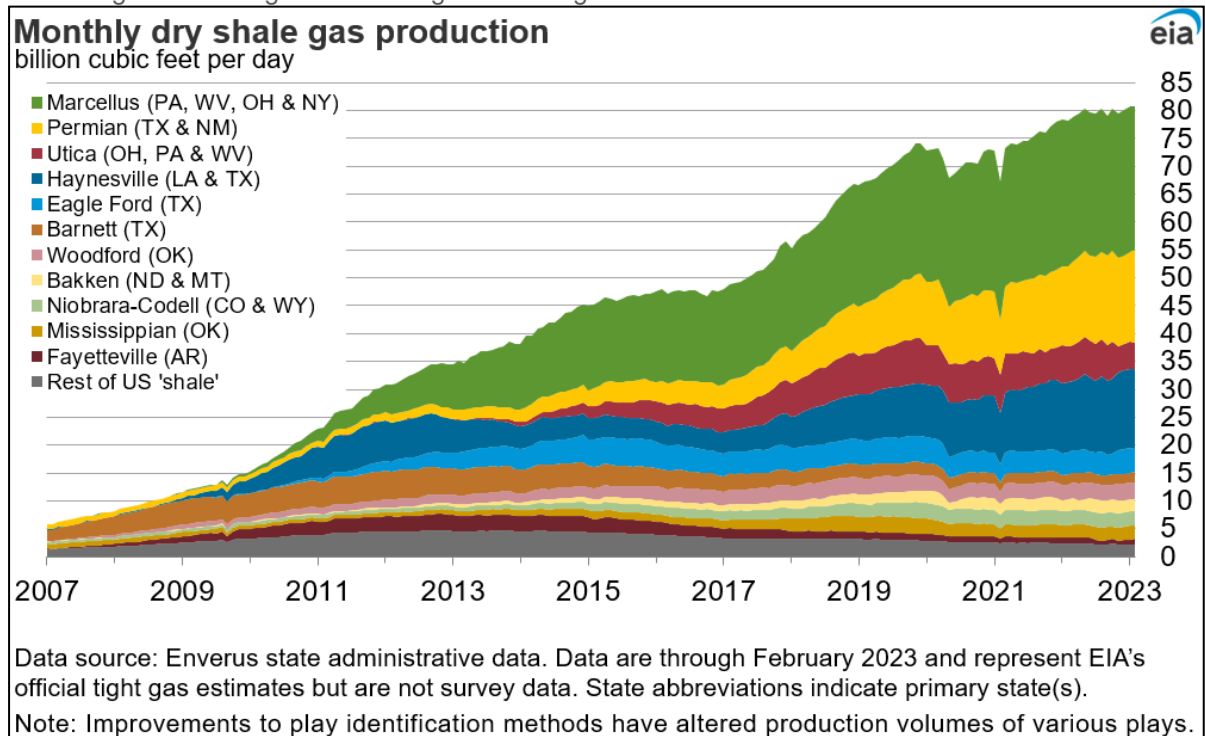
Quelle: Bloomberg

Abbildung: Die Big 3 der LNG-Expoteure 2019-2027



Quelle: S&P Global

Abbildung: Der Anstieg der Schiefergasförderung in den USA 2007-2023



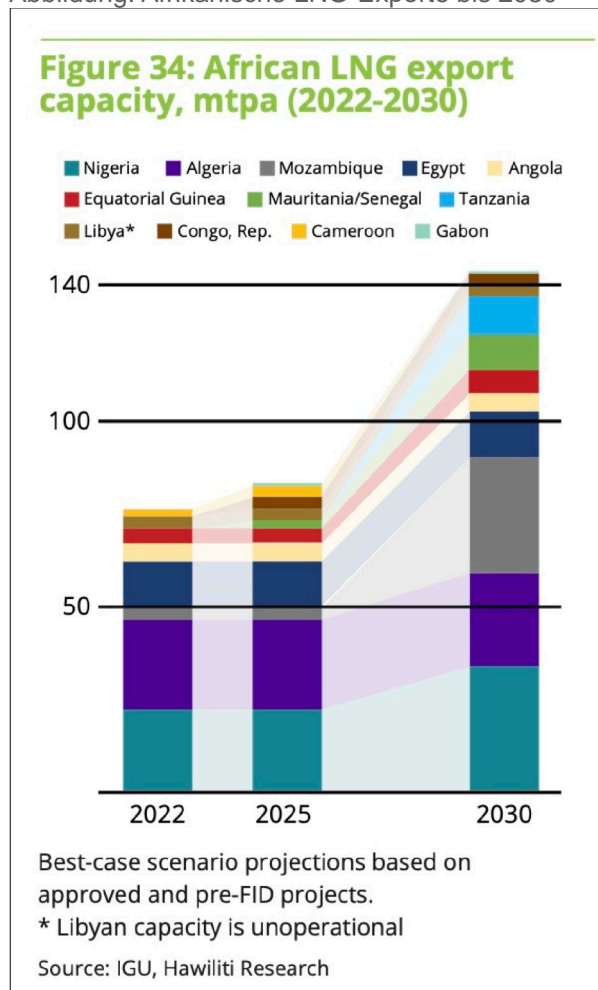
Quelle: EIA

## Folgen für Afrika: Der LNG-Boom nimmt Fahrt auf

Neben den USA werden auch afrikanische Länder für die LNG-Versorgung der EU immer wichtiger. In Nigeria, Angola, Algerien, Ägypten und Libyen gibt es schon seit vielen Jahren LNG-Exportterminals. Doch jetzt kommen immer mehr Länder dazu, darunter Senegal/Mauretanien, die Republik Kongo, Mosambik und Tansania. Weitere Staaten wie Namibia sollen Wasserstoff oder Wasserstoffderivate liefern. Wie in anderen Weltregionen sind die großen Öl- und Gaskonzerne auch in Afrika prominent vertreten. Das gilt vor allem für BP und TotalEnergies, die sich die Nutzungsrechte für große Gasreserven gesichert haben. Die Anlagen der Öl- und Gasindustrie in Afrika sind allerdings notorisch umwelt- und klimaschädlich. Vor allem das Flaring (Abfackeln) von Erdgas ist noch immer weit verbreitet.

Die LNG-Exporte Afrikas könnten durch diese Projekte bis 2030 sprunghaft ansteigen. Die IGU schätzt, dass die Exportkapazitäten von bislang 80 Mio.t pro Jahr auf über 140 Mio.t LNG im Jahr 2030 steigen werden. Das wären umgerechnet knapp 200 bcm Erdgas. Die Menge könnte etwa die Hälfte des Gasverbrauchs der EU decken. Wenn der Gasverbrauch der EU im Rahmen der klimapolitischen Anstrengungen schrumpft, könnte Afrika rein rechnerisch in den 2030er Jahren sogar über 80% des Bedarfs decken.

Abbildung: Afrikanische LNG-Exporte bis 2030



Quelle: IGU/Hawiliti

Abbildung: Aktuelle LNG-Projekte in Afrika

**Figure 35: Selected pre-FID LNG projects in Africa**

PROJECT	OPERATOR	CAPACITY	COUNTRY	STATUS
GTA Phase 2 FLNG	bp	2.5 mtpa	Senegal/Mauritania	FID expected in 2023/2024
Yakaar-Teranga	bp	4.5 mtpa	Senegal	FID expected in 2023
BirAllah-Orca	bp	TBA	Mauritania	FID expected in 2025
Tanzania LNG	Equinor/Shell	15 mtpa	Tanzania	FID expected in 2025
UTM FLNG	UTM Offshore	1.2 mtpa	Nigeria	FEED
Cap Lopez	Perenco	0.6 mtpa	Gabon	Project under study
Area 4 FLNG	Eni	TBA	Mozambique	Second FLNG under study
Fortuna FLNG	TBA	TBA	Equatorial Guinea	Under negotiations. Initial concept targeted 2.2 mtpa
Padah LNG	SEPCo	3.4 mtpa	Nigeria	Tender documents issued in 2022
Rovuma LNG	ExxonMobil	15.2 mtpa	Mozambique	New concept under study
Nigeria LNG T8	Nigeria	TBA	Nigeria	Concept under study

Source: Hawilti research, media reports

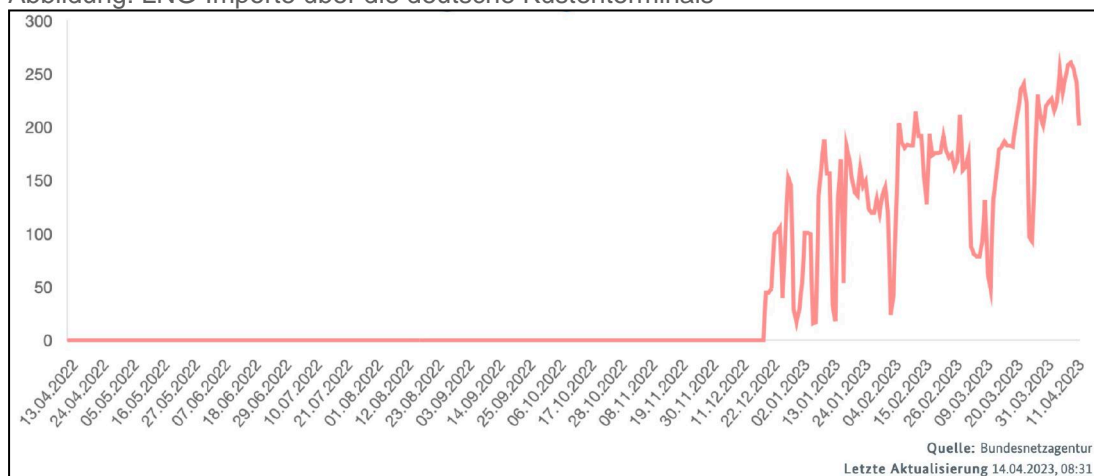
Quelle: IGU/Hawilt

## 1.3 LNG in Deutschland: Eine Bestandsaufnahme

Im Dezember 2022 nahm in Wilhelmshaven die erste FSRU, die Höegh Esperanza, den Betrieb auf. Weitere Schiffe in Lubmin und Brunsbüttel folgten. Politik und Wirtschaft feierten das neue „Deutschlandtempo“. Deutschland konnte nun erstmals direkt Erdgas in flüssiger Form (LNG) aus den Weltmärkten importieren.

Der Start war dann aber doch holpriger als erwartet. Klagen von Anwohnern und technische Probleme stoppten den Start in Brunsbüttel. Erst ab Mai 2023 kann hier mit einer regelmäßigen, gleichwohl erst einmal reduzierten Einspeisung in das deutsche Gasnetz gerechnet werden. Lubmin (Deutsche Regas) wird von den überkomplexen Abläufen ausgebremst. Ein zu kleines Tankschiff muss das LNG weit vor der Küste aus den großen Tankern aus Übersee in mehreren Schritten aufnehmen und an die noch kleineren Feeder-LNG-Tanker weitergeben. Die bringen das Gas quer durch nautisch schwieriges Terrain zur FSRU im Hafen. Nur Wilhelmshaven arbeitet bisher relativ regelmäßig, geriet aber wegen der Einleitung von Chlorbioziden in die Kritik.

Abbildung: LNG-Importe über die deutsche Küstenterminals



Quelle: Bundesnetzagentur



## Das LNG-Beschleunigungsgesetz

Im Jahr 2022 hatte das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) den Weg für den Ausbau geebnet. [Q64] Das LNGG soll den Bau der LNG-Infrastruktur gleichzeitig beschleunigen und befristen. Die Kritik daran entzündet sich weniger an der energiepolitisch notwendigen Beschleunigung der Vorhaben, als am Umfang, an der Art der Umsetzung dieses Ziels und an den Folgen des deutschen Importsogs. Mehrere Positionen prägen seither die Diskussion:

- Der Ausbau der LNG-Importkapazitäten wird grundsätzlich abgelehnt. Ein rascherer Ausbau der erneuerbaren Energien und von Wärmepumpen, mehr Energieeinsparung und weitere Maßnahmen sind in dieser Perspektive ausreichend, die Abhängigkeit von russischem Erdgas rechtzeitig und klimaverträglich zu reduzieren.
- Der geplante Ausbau der deutschen LNG-Infrastruktur gilt als überdimensioniert und droht über das eigentliche Ziel, also die Reduzierung der Abhängigkeit von Russland, hinauszuschießen. Demnach reicht es aus, den Ausbau auf schwimmende Terminals (FSRU) zu beschränken, die nur für wenige Jahre genutzt werden müssen.
- Das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) ermöglicht es, zahlreiche Prüfverfahren und Mitwirkungsmöglichkeiten der Zivilgesellschaft außer Kraft zu setzen oder zu begrenzen. Die Kritik entzündet sich vor allem daran, dass ein großer Teil dieser Beschleunigungen inhaltlich nicht gerechtfertigt ist oder sogar rundweg gegen geltendes Recht verstößt.
- Mangelhafte Projektanträge und Genehmigungsverfahren: Die Klima- und Umweltfolgen der Terminals und Pipelines bleiben vielfach unberücksichtigt. Das gilt insbesondere für die geplanten Landterminals.
- Der im Gesetz vorgesehene Übergang der Terminals zu Wasserstoff und Wasserstoffderivaten („Grüne Gase“) ist zu vage und wird in der Praxis nicht umgesetzt.

## Der LNG-Plan des BMWK (März 2023)

Im März 2023 veröffentlichte das BMWK erstmals eine umfassende Berechnung des LNG-Bedarfs und den notwendigen Terminalausbau in Deutschland. [Q16]

- Demnach sollen nach den FSRUs in Wilhelmshaven („Wilhelmshaven I“) und Brunsbüttel bis zum Winter 2023/2024 die drei FSRU Wilhelmshaven II, Stade und Lubmin (Bund) an den Start gehen. Der Betrieb der fünf Bundes-FSRU erfolgt durch die staatliche Deutsche Energy Terminal GmbH.
- In Lubmin gibt es bereits seit Jahresbeginn eine FSRU auf privatwirtschaftlicher Initiative (ReGas/TotalEnergies).
- Zusätzlich werden drei stationäre Landterminals geplant. Ein Terminal in Brunsbüttel mit einer Staatsbeteiligung durch die KfW (50%); ein privatwirtschaftliches Landterminal in Stade (Hanseatic Energy Hub); und ein privatwirtschaftliches Terminal in Wilhelmshaven (TES/Engie). Diese drei Terminals sollen bis 2026 oder 2027 den Betrieb aufnehmen.

Das BMWK legt seiner Kapazitätsplanung ein Szenario mit einem leicht fallenden Gasbedarf in Deutschland zugrunde. Er sinkt demzufolge von 99 bcm (2021) über 82 bcm (2022) bis zum Jahr 2030 lediglich auf 74 bcm. Hinzu kommen 6-7 bcm, die über deutsche Importterminals mehreren Ländern in Mittel- und Osteuropa zur Verfügung gestellt werden

müssen. Dazu addiert das BMWK einen Sicherheitspuffer von etwa 10 Prozent der Importkapazitäten.

Der deutsche Gasmarkt verfügt parallel dazu auch weiterhin über andere Versorgungswege. Er wird wie bisher über Norwegen, Belgien, die Niederlande, Belgien sowie mit wachsenden Mengen auch über Frankreich mit Erdgas versorgt. Das geschieht über Pipelinegas direkt aus Norwegen oder über die LNG-Terminals in Westeuropa. Hinzu kommt die Eigenförderung in Deutschland, die mit 5 bcm allerdings gering ist.

Das BMWK errechnet daraus eine Lücke von 34 bcm (2023) bzw. 20 bcm (2030), die durch deutsche LNG-Terminals geschlossen werden muss. Auch wenn drei der fünf Bundes-FSRU wieder abziehen sollen, bleibt damit unter dem Strich ein zusätzlicher Sicherheitspuffer von über 34 bcm (vgl. Tabelle), was fast 50% des gesamten Gasbedarfs Deutschlands im Jahr 2030 entspricht. Damit soll der Worst Case, also ein möglicher Ausfall des größten Lieferanten (Norwegen), abgedeckt werden können.

Auch könnte damit die Versorgung der europäischen Nachbarländer im Krisenfall unterstützt werden, wie dies im umgekehrten Fall 2022/2023 zugunsten Deutschlands der Fall war. Ausfälle sind in der Tat nicht auszuschließen. So werden z.B. seit Anfang März alle französischen LNG-Importterminals bestreikt. Mitte April war noch kein Ende absehbar.

**Verträge und Kosten:** Die Charterverträge für die 5 Bundes-FSRU laufen laut BMWK je nach Standort zwischen 5 und 15 Jahren, entweder mit Ausstiegsoptionen oder mit der Option, die FSRU auch an einem anderen Standort oder als LNG-Tanker einsetzen zu können.[Q16]

Die Kosten summierten sich für die Jahre 2022-2038 nach anfänglichen Berechnungen auf 9,8 Mrd. Euro. Zwischenzeitliche Anpassungen deuten im Moment eher auf 8,3 Mrd. Euro, so das BMWK. Ungeplante Kostensteigerungen sind jedoch möglich und im Moment schwer kalkulierbar.

Auf der Gegenseite stehen Einnahmen durch die Regasifizierungsleistungen der fünf FSRU der staatlichen Deutsche Energy Terminal GmbH und der staatlichen Beteiligung am Landterminal in Brunsbüttel. Sie sind ebenfalls nur schwer kalkulierbar, da die Auslastung der Terminals und die Wettbewerbssituation langfristig kaum vorhersehbar sind. Die Beispielzahlen des BMWK legen Einnahmen von ca. 200 Mio. Euro pro Jahr ab 2024 nahe.

Zieht man diese Summe von den geschätzten Kosten ab, kommt man auf ca. 300-400 Mio. Euro Nettokosten pro Jahr für die staatlichen LNG-Terminals. Zum Vergleich: Die aktuellen Gasimportkosten Deutschlands liegen (88 bcm/45 €/MWh) bei knapp 40 Mrd. Euro pro Jahr, also etwa 100fach höher.

Abbildung: LNG-Importe über deutsche Küsten: Terminals und Kapazitäten laut BMWK (März 2023)

Entwicklung der Gasbedarfe und Gasimporte

	Alle Angaben in Mrd. m <sup>3</sup>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	<b>Prognostizierter DEU Gasbedarf</b>	81,5	86,0	85,0	82,0	80,3	78,7	77,1	75,5	74,1
2	Bedarf mögliche Nachfrage CZE, SVK, AUT, UKR/MDA über DEU LNG Terminals insgesamt *	-	5,5	6,2	6,2	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
3	<b>Bedarf insgesamt (DEU + Osteuropa und AUT)</b>	-	91,5	91,2	88,2	87,1	85,5	83,9	82,3	80,9
4	Risikoaufschlag (als 10% der DEU und osteurop. + AUT Bedarfe), siehe S. 3	-	9,2	9,1	8,8	8,7	8,6	8,4	8,3	8,1
5	<b>Quellen Gasversorgung außer DEU LNG-Terminals</b>									
6	NOR Pipelineimporte	45,6	46,0	46,0	46,0	46,0	45,0	44,0	43,0	42,0
7	<b>NOR-Lieferungen für DEU</b>	28,6	28,9	28,9	28,9	28,9	28,3	27,6	27,0	26,4
8	NLD Importe (aus Förderung und LNG)	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3	24,3
9	<b>NLD Lieferungen für Deutschland</b>	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
10	FRA Importe (LNG; bisher keine Transit FRA-Mengen durch DEU)	2,0	2,0	2,0	2,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
11	BEL Importe	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8	24,8

	Alle Angaben in Mrd. m <sup>3</sup>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
12	<b>BEL Lieferungen für Deutschland</b>	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
13	<b>Summe der Importe für DEU</b>	61,5	61,8	61,8	61,8	66,8	66,2	65,5	64,9	64,3
14	<b>Eigenförderung Deutschland</b>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
15	Delta aus DEU Bedarf plus DEU Risikoaufschlag minus Importen minus Förderung		- 27,9	- 26,7	- 23,4	- 16,5	- 15,4	- 14,3	- 13,2	- 12,2
16	<b>Delta aus Bedarf plus Risikoaufschlag gesamt minus Importen minus Förderung</b>		- 33,9	- 33,5	- 30,2	- 24,0	- 22,9	- 21,8	- 20,7	- 19,7
17	<b>DEU LNG-Importkapazitäten aktueller Planungsstand</b>									
18	<b>Schwimmende, flexible LNG-Importkapazitäten</b>									
19	Wilhelmshaven I (Bund)		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
20	Brunsbüttel (Bund)		3,5	7,5	7,5	7,5				
21	Stade (Bund)			5,0	5,0	5,0				
22	Wilhelmshaven II (Bund)			4,5	4,5					
23	Lubmin (Bund)			5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
24	Lubmin (privat)		5,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0

	Alle Angaben in Mrd. m <sup>3</sup>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
25	<b>Landgebundene Gasterminals (umrüstbar/nutzbar für H2/Derivate)</b>									
26	<b>LNG-Terminal Brunsbüttel mit Bundesbeteiligung</b>						10,0	10,0	10,0	10,0
27	<b>Private LNG-Terminals</b>									
28	Stade						13,0	13,0	13,0	13,0
29	Wilhelmshaven (Grüngasterterminal)**					11,0	11(14)	11(18)	11(22)	11(21)
30	<b>Gesamt LNG-Importkapazitäten</b>		13,5	37,0	37,0	43,5	54,0	54,0	54,0	54,0
31	<b>Sicherheitspuffer (Zeile 16 plus 30)</b>		-20,4***	3,5	6,8	19,6	31,2	32,3	33,4	34,4

\* Beruhend auf Werten aus 2021

\*\* Die fossile Kapazität des festen Terminals in Wilhelmshaven ist flexibel wird nur bei entsprechender Nachfrage ausgebaut; Maximalwerte in Klammern. Rundungsdifferenzen sind möglich.

\*\*\* Ohne Berücksichtigung der angestrebten Zusatzkapazitäten verbleibt eine Lücke von ca. 11 Mrd. m<sup>3</sup>. In beiden Fällen – mit und ohne Berücksichtigung der Zusatzkapazitäten in Zeile 4 – kann eine Gasmangellage durch Zurückgreifen auf Speichermengen und Fortführung der Einsparanstrengungen vermieden werden, vgl. dazu Abschnitt II.4

Quelle: BMWK [Q16]

Abbildung: Terminals an der Nord- und Ostseeküste



Quelle: GIE

## Droht ein Terminal-Wildwuchs? Das Großterminal auf Rügen

Der Plan des BMWK vom März 2023 war offensichtlich nicht in Stein gemeißelt. Fast gleichzeitig wurde bekannt, dass RWE ein zusätzliches Großterminal auf oder vor Rügen plant. Kapazitäten von bis zu 38 bcm pro Jahr machten die Runde. Zunächst hieß es, dass Gas Link Lubmin, eine Tochtergesellschaft von RWE Supply & Trading, eine Planungsgenehmigung für eine neue LNG-Importinfrastruktur in der Ostsee beantragt hat, die einen Großterminal vor Rügen mit dem Gasnetz in Lubmin verbinden soll. Anschließend änderten sich die Pläne. RWE plante den Bau nun offenbar im Hafen von Mukran. Vor Ort organisierte sich ein breiter Widerstand.

Im April reisten Kanzler Scholz und Wirtschaftsminister Habeck nach Rügen, um die Pläne zu rechtfertigen.[Q86] Das Engagement Berlins ist schwer verständlich, da das BMWK nur wenige Wochen davor einen bereits mehr als ausreichenden Terminalausbau konstatiert hatte. Bei zusätzlichen privaten Initiativen wäre eine neutrale, wenn nicht sogar ablehnende Reaktion verständlicher gewesen; oder zumindest ein gleichzeitiger Stopp der FSRU- und Landterminalpläne in der Region von Lubmin. Inzwischen ist die Verwirrung komplett, denn nach Medienberichten will sich RWE aus dem Projekt zurückziehen, während Berlin daran vorerst festhält. [Q94]

Die Reservekapazitäten könnten also extrem hoch ausfallen und damit perspektivisch zu einem Verdrängungswettbewerb zwischen den Terminals führen. Es ist anzunehmen, dass dabei die Projekte mit den geringsten Kosten und die Betreiber mit dem besten Zugriff auf die internationalen LNG-Angebote die Oberhand behalten.

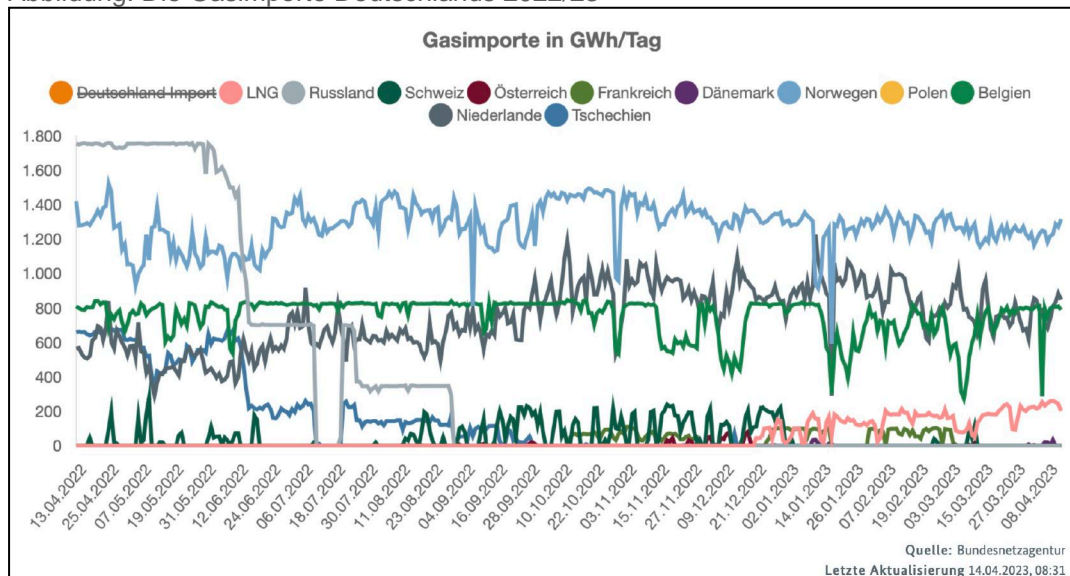
## Gaslieferketten für Deutschland

Für die deutsche Gasversorgung gibt es im Moment nur zwei Typen von Lieferketten.

- Deutschland wird über LNG-Lieferketten aus Übersee versorgt, entweder direkt über die neuen deutschen LNG-Terminals oder indirekt über LNG-Terminals in den Niederlanden, Belgien oder Frankreich.
- Deutschland wird über reine Pipeline-Lieferketten versorgt, also aus heimischen Gasvorkommen oder durch Importe aus Norwegen.

Die Pipelineimporte aus Norwegen blieben bisher auf einem konstant hohen Niveau. Hinzu kommen geringe Mengen aus niederländischen Feldern und der heimischen Gasproduktion. Der Rest muss durch LNG-Importe gedeckt werden. Die Bundesnetzagentur zeigt im Schaubild die deutschen Gasimporte für den Zeitraum April 2022 bis April 2023. Norwegisches Pipelinegas steht mittlerweile mit großem Abstand an erster Stelle (hellblaue Line), gefolgt von den indirekten LNG-Importen über Belgien (dunkelgrün) und die Niederlande (dunkelgrau). Ab Dezember sind bereits die ersten direkten LNG-Importe Deutschlands erkennbar (hellrote Linie). Russland (grau) und Tschechien spielen seit dem Sommer 2022 keine Rolle mehr. Aus der Schweiz, Frankreich und Dänemark kommen nur geringe Mengen.

Abbildung: Die Gasimporte Deutschlands 2022/23



Quelle: Bundesnetzagentur (Stand 14.4.2023). Anm: Zur besseren Skalierung wird die Gesamtmenge („Deutschland Import“) nicht gezeigt.

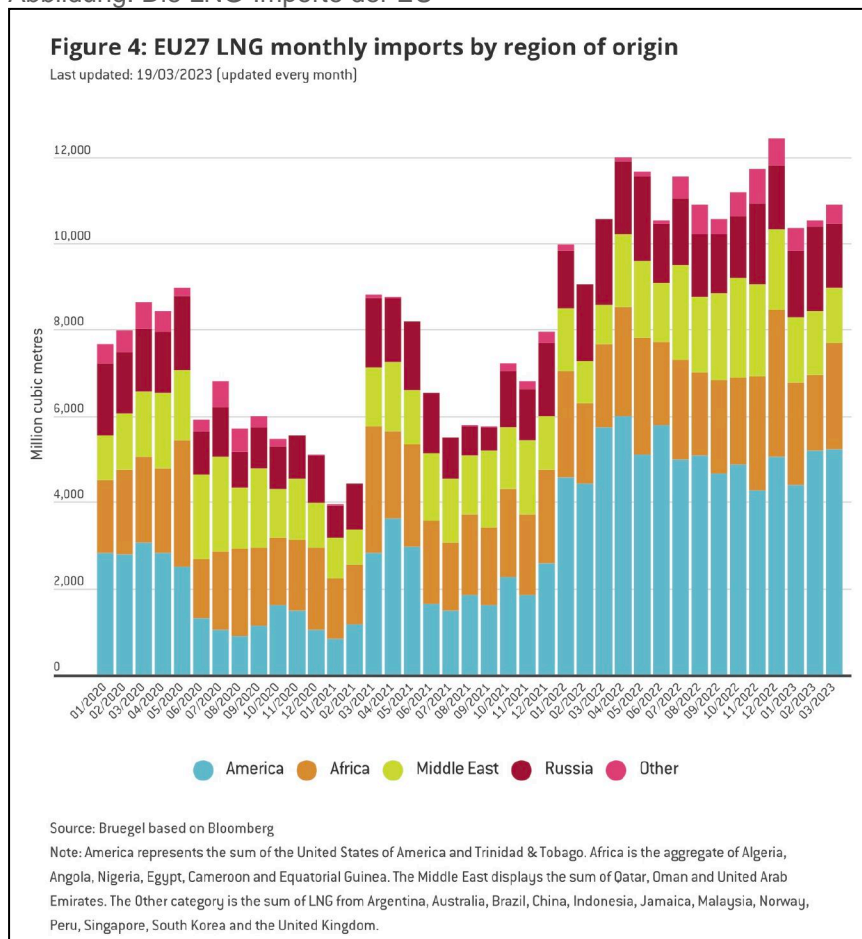
Das LNG in der EU stammte auch im Januar 2023 knapp zur Hälfte aus Nord- und Südamerika, also aus den USA und aus Trinidad & Tobago. Afrika, Middle East und Russland (LNG) decken die andere Hälfte. Im Moment gibt es zwar weltweit 19 Länder, die LNG exportieren. Aus geografischen Gründen sind jedoch nicht alle diese Länder für die deutsche Versorgung relevant.

Vor allem asiatische Exporteure und Australien konzentrieren sich fast ausschließlich auf die großen ostasiatischen Absatzmärkte (Japan, China, Südkorea). Nur selten finden einzelne australische LNG-Tankerladungen den Weg bis nach Nordwesteuropa. Das wird

voraussichtlich auch so bleiben, da die LNG-Nachfrage in Ostasien und Südasien weiter steigt.

Mittelmeeranrainer (Algerien, Ägypten) versorgen eher die südeuropäischen Gasmärkte, obwohl einzelne LNG-Tanker je nach Marktlage auch Terminals in Nordwesteuropa anfahren könnten.

Abbildung: Die LNG-Importe der EU



Quelle: Bruegel 19. April 2023 [Q14]

**Qatar** war lange Zeit der größte LNG-Exporteur der Welt, wurde aber 2022 von den USA überholt. Im Moment baut Qatar seine Anlagen aus. Durch das North Field East Projekt (NFE) und das North Field South Projekt (NFS) werden die qatarischen Mengen von derzeit 77 Mio.t LNG pro Jahr ab 2027 auf 126 Mio.t LNG pro Jahr steigen.

Mit großem Abstand wird jedoch die **USA** der wichtigste LNG-Lieferant Europas bleiben. Eine rasch steigende Zahl von Großterminals, die relativ kurzen Distanzen und die flexiblen Kontrakt- und Betriebsstrukturen amerikanischer Lieferanten prädestinieren sie für den steigenden deutschen und europäischen Importbedarf. Die Exportkapazitäten der USA könnten sich von 2021 bis 2027 von 100 auf knapp 200 bcm pro Jahr verdoppeln (von 75 auf 150 Mio.t LNG).

Nur zwei Lieferketten werden also voraussichtlich die aktuelle und zukünftige Gasversorgung Deutschlands prägen:

- Pipelinegas aus Norwegen
- LNG-Importe aus den USA; also überwiegend Shale Gas („Frackinggas“), das etwa drei Viertel des amerikanischen Erdgasangebots darstellt.

Mit weitem Abstand könnten auch zusätzliche Lieferketten die Versorgung sichern:

- LNG-Importe aus Qatar
- LNG-Importe aus Westafrika und Nordafrika (v.a. Nigeria, Algerien)
- LNG-Importe von neuen afrikanischen LNG-Lieferanten (v.a. Senegal, Mosambik)
- LNG-Importe aus diversen Regionen (u.a. Trinidad & Tobago, Norwegen/Hammerfest)

### **Neue fossile Abhängigkeiten und Lock-ins**

Nur selten wird thematisiert, dass die Abhängigkeit von globalen LNG-Importen auch neue Abhängigkeiten und Preisrisiken erzeugt. Schon der Ausfall von ein oder zwei Großterminals lässt die LNG-Preise weltweit in die Höhe schießen.

Ärmere Länder spüren die Folgen schon heute. Der Importsog Europas treibt die LNG-Preise weltweit immer wieder auf Rekordhöhe. Mehrere südasiatische Länder mussten ihre Einfuhren drosseln oder vollständig stoppen. Stromkrisen und die Rückkehr zur Kohle waren die Folgen.

Gleichzeitig werden weltweit neue LNG-Exportprojekte vorangetrieben. Vom Senegal über Mosambik bis in die USA, Mexiko und Argentinien reicht die Serie neuer Tiefsee- und Schiefergasprojekte, mit erheblichen Risiken für Klima und Natur. So verstärken sich die Abhängigkeiten von fossilen Märkten zusätzlich.

Deutsche Unternehmen wie RWE, Uniper, EnBW tragen mit ihren Abnahmeverträgen zum Wachstum der globalen LNG-Branche bei. Im Fall von Uniper geschieht das durch ein staatliches Unternehmen.[Q38]

Europäische Importeure suchen Verträge mit einer Laufzeit von fünf Jahren oder weniger. Zu unsicher ist die längerfristige Gasnachfrage in Europa angesichts der klimapolitischen Initiativen und des Krieges in der Ukraine. Die Finanzierung der Exportterminals läuft jedoch häufig über einen Zeitraum von 20 Jahren und mehr. Diese langen Abschreibungszeiten der Terminals und die langfristigen Lieferverträge sind nichts anderes als ein Lock-in für fossile LNG-Exporte.

Die zeitliche Lücke wird vor allem durch die sog. Portfolio Player geschlossen, die Exportmengen langfristig buchen und kurzfristig verkaufen. Für Shell, TotalEnergies, Qatar Energies und BP, also die vier größten Portfolio Player der Welt, ist das ein äußerst lukratives Geschäft.

Der Ausbau changiert also zwischen wirtschafts- und klimapolitischen Risiken: Eine dauerhaft geringe Auslastung wäre der Beleg für zu hohe Investitionen. Eine hohe Auslastung gefährdet die Klimaschutzziele, da die Verbrennung der importierten Gasmengen das verbleibende Treibhausgasbudget Deutschlands konsumiert. [Q92]

## 1.4 H2-Ready? Die LNG-Terminals und der Übergang zu Grünen Gasen

Bis 2045 will sich Deutschland von fossilem Gas und Öl verabschieden. Die drei LNG-Landterminals sollen daher „H2-ready“ sein, so erklären Berlin und die Terminalstandorte unisono. Fossiles Erdgas wird demnach durch klimaverträglichen Wasserstoff, Wasserstoffderivate oder andere Grüne Gase ersetzt.

Das LNG-Beschleunigungsgesetz ist da bereits etwas vager. Die Anlagen sollen für den späteren Umbau lediglich „geeignet“ sein. Klar ist jedoch, dass der Betrieb ab Ende 2043 nur möglich ist, wenn sie für klimaneutralen Wasserstoff und dessen Derivate genutzt werden. [Q64]

Recherchen zeigten jedoch schon bald, dass das kaum machbar sein wird. [Q87-88] Die schwimmenden LNG-Terminals (FSRU) sind ohnehin nicht für einen Umbau geeignet oder vorgesehen. Zudem bleiben sie im Eigentum der Reeder und werden nur für einen bestimmten Zeitraum gemietet. Ein Umbau beträfe also nur die geplanten Landterminals. Für alle hier skizzierten technischen Varianten gilt im übrigen, dass sie im aktuellen Umfeld ohne massive staatliche Subventionen keine Realisierungschancen haben.

1. LNG-Importterminals sind für den Import von flüssigem Wasserstoff (LH2-Terminal) jedoch grundsätzlich nicht geeignet. Der Übergang fordert einen fast vollständigen Neubau, da Wasserstoff weitaus höhere und andere technische Anforderungen stellt (niedrigere Temperaturen, dichtere Komponenten, andere Stahlsorten etc.).

Größere Mengen von Import-Wasserstoff sind erst nach dem Jahr 2030 verfügbar. Exportterminals sind noch nicht in Sicht. Außerdem gibt es nach wie vor große technische und ökonomische Probleme beim Wasserstofftransport. Abgesehen von kleineren Pilotprojekten gibt es für flüssigen Wasserstoff noch keine funktionierenden Lieferketten.

2. Etwas besser sieht es bei Ammoniak aus. Es könnte in Übersee aus Wasserstoff hergestellt werden. Der Umbau von LNG-Importterminals zu Ammoniak-Importterminals ist mit einem überschaubarem technischen und ökonomischen Aufwand möglich.

Die Umwandlung von Ammoniak zu Wasserstoff in Ammoniak-Cracker-Anlagen ist allerdings teuer und geht mit erheblichen Energieverlusten einher. Und auch hier sind bislang keine großen Ammoniak-Mengen in Sicht. „Green Ammonia“ wird wohl erst nach 2030 in nennenswerten Mengen auf den Weltmarkt kommt.

3. Ein dritter Weg wird im TES-Landterminal in Wilhelmshaven verfolgt. Ein Umbau wäre nicht erforderlich, da weiterhin LNG, also Methan, importiert wird. Dabei müsste Methan (CH<sub>4</sub>) schon im Exportland grün produziert werden, zum Beispiel aus Biogas oder aus Grünem Wasserstoff. Wasserstoff wird im Exportland mit CO<sub>2</sub> im Sabatier-Prozess in Methan (CH<sub>4</sub>) umgewandelt und dann wie üblich zu LNG verflüssigt und per Tanker nach Deutschland transportiert. In Wilhelmshaven wird das regasifizierte Erdgas entweder direkt weiterverwendet (z.B. Verstromung mit Carbon Capture) oder wieder in Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aufgespalten. Das CO<sub>2</sub> kann dann mit demselben Tanker ins Exportland zurücktransportiert werden und der Kreislauf beginnt von Neuem. Alternativ dazu könne der Kohlenstoff als CO<sub>2</sub> in CCS-Endlagerstätten entsorgt werden.



Diese technische Variante wäre allerdings mit extrem hohen Energieverlusten und einem sehr hohen technischen Aufwand verbunden. Die Projektträger des TES-Terminals konnten sich vielleicht auch deshalb noch nicht zu einer endgültigen Investitionsentscheidung (FID) durchringen. Das TES-Terminal soll 2027 den Betrieb. Das Interesse der Kunden richtet sich im Moment anscheinend zunächst vor allem auf das grüne LNG.[Q66]

Im März 2023 klingt das BMWK deshalb bereits vorsichtiger: „Brunsbüttel und Stade werden - **soweit wie möglich** - „**green-ready**“ gebaut, d.h. vorgerüstet für einen späteren Betrieb mit Wasserstoffderivaten, insb. **Ammoniak** (verstärkte Fundamente, Beschichtung/ Stahl). Das feste Terminal am Standort Wilhelmshaven ist von Beginn an als Grüngasterminal für synthetisches, aus grünem Wasserstoff hergestelltes **Methan** konzipiert ...

...Festzuhalten ist jedoch, dass die Bundesregierung dafür Sorge tragen wird, dass die landgebundenen Terminals für den Umschlag grünen Wasserstoffs und/oder seinen Derivaten **geeignet sein werden bzw. die Eignung mit vertretbarem Aufwand hergestellt werden kann**. So wird die geplante feste LNG-Infrastruktur auf die bis 2045 herzustellende Klimaneutralität vorbereitet sein.“ (Q16, Hervorhebungen von mir)

Die Formulierungen deuten bereits das technische Dilemma an: Klassische LNG-Terminals sind für Ammoniakimporte eher ungeeignet und müssten für Wasserstoffimporte fast vollständig durch neue Anlagen ersetzt werden.

Aber auch Ammoniak ist für die Terminalbetreiber erst einmal nicht attraktiv: Nach der Herstellung von Ammoniak aus Wasserstoff, der Verflüssigung von Ammoniak, dem Schiffstransport und der Rückkonversion von Ammoniak in Wasserstoff bleiben nur 30-40% der ursprünglich eingesetzten Energie übrig. Das wurde Mitte April erneut klar, als die Projektgesellschaft des Landterminals in **Stade** (HEH) den Generalunternehmer für das 1,0-Milliarden-Euro-Projekt benannte. [Q31] Von Wasserstoffimporten ist nicht mehr die Rede, sondern nur noch von Ammoniak. Erneut sind die Formulierungen vage:

„Infrastruktur und kommerzielle Vermarktung des Hubs sind dabei so ausgelegt, dass eine Umstellung auf Ammoniak **zukunftsflexibel** erfolgen kann...Zugleich sind Terminal, Hafen, Industriepark und Anschlussinfrastruktur so ausgelegt, dass eine Umstellung auf Ammoniak als wasserstoffbasierten Energieträger modular erfolgen kann...Das Konzept beinhaltet ebenfalls zusätzlich im Industriepark **reservierte Flächen für separate Ammoniaktanks**, um den Markthochlauf von Beginn an begleiten zu können.“ (Q31, Hervorh. von mir)

Die Bereitstellung von Flächen für Ammoniaktanks und der Hinweis auf eine zukünftige „Umstellung“ klingt nicht unbedingt „H2-ready“. Der fehlende Hinweis auf konkrete Investitionen deutet vielmehr darauf hin, dass hier ein normales LNG-Landterminal den Betrieb aufnimmt und die Betreiber die weitere Entwicklung erst einmal abwarten. Da die Tanks durchschnittlich 50% der Kosten für ein LNG-Importterminal darstellen, stimmt der Hinweis auf die „reservierten Flächen“ besonders bedenklich.[Q75] Offenbar sind die Tankbehälter vorerst nicht einmal „Ammoniak-ready“ gebaut.

## 2. Methanemissionen: Das ungelöste Problem der fossilen Gasversorgung

Erdgas erzeugt weitaus höhere Klimaschäden als die CO<sub>2</sub>-Emissionen, die direkt bei der Verbrennung im Kraftwerk oder im Hausbrand entstehen. Dazu tragen vor allem die Methanemissionen bei, also das direkt in die Atmosphäre entweichende Methan. Das geschieht vor allem bei der Förderung von Erdöl und Erdgas, sowie bei der Aufbereitung (Natural Gas Processing) und beim Transport von Erdgas über Pipelines oder LNG-Tanker. [Q89]

### 2.1 Methanemissionen - eine Einführung

Die aktuelle Erderhitzung wird ganz überwiegend durch zwei Gase verursacht: durch Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) und zu etwa 30% durch Methan (CH<sub>4</sub>). Die vom Menschen verursachten Methanemissionen liegen jährlich bei 372 Mio. Tonnen pro Jahr, so der Durchschnittswert mehrerer Studien. Davon entstehen 42,9 Mio.t durch die Ölwirtschaft und 39,6 Mio.t durch die Erdgaswirtschaft. [Q5]

Erdgas besteht üblicherweise zu 80 bis 95 Prozent aus Methan. Der größte Teil (ca. 80%) der Methan-Emissionen entsteht Upstream, also bei der Förderung und Aufbereitung der fossilen Energierohstoffe, insbesondere durch Venting (intendiertes Ablassen von Methan in die Atmosphäre), beim Flaring (unvollständiges Abfackeln von Erdgas), und bei Fugitive Emissions (v.a. Leckagen). Große Gas- und Ölimporteure wie die EU lösen dadurch indirekt erhebliche Methan-Emissionen aus: Im Jahr 2020 "importierte" die EU etwa 10 Mio. Tonnen Methanemissionen, davon 7,3 Mt durch ihre Ölimporte und 2,7 Mt durch ihre Erdgasimporte.[Q56]

#### Gaswirtschaft versus Ölwirtschaft

Auch die Ölkonzerne sind in diesem Zusammenhang also wichtig. Erdgas stammt zwar überwiegend aus Erdgasfeldern, also Vorkommen, die ausschließlich oder ganz überwiegend Erdgas enthalten. Es gibt allerdings nur wenige Gasfelder, die nur Gase und keine Liquids wie Erdöl enthalten. Umgekehrt gibt es nur wenige Ölfelder, die kein Erdgas enthalten. Wenn nach Öl gebohrt wird, strömt aus den meisten Bohrlöchern auch ein Gasgemisch, das überwiegend aus Methan und anderen Gasen besteht.

Dieses sog. Associated Gas (Erdölbegleitgas) stellt etwa ein Viertel des globalen Erdgasangebotes bereit (2019: 935 Mrd. Kubikmeter). Das ist eine Größenordnung, die nicht außer Betracht bleiben kann. Vor allem die USA sind als größter Ölproduzent der Welt auch das mit Abstand größte Förderland von Associated Gas mit einem Weltmarktanteil von etwa einem Drittel.

Wenn die Gasmengen für eine Vermarktung jedoch zu gering sind, Klimaschutz vor Ort keine große Rolle spielt und keine Gaspipelines in der Nähe sind, wird dieses Associated Gas im besten Fall wieder in das Bohrloch zurückbefördert oder vom Unternehmen genutzt. Oftmals wird es jedoch vollständig oder unvollständig verbrannt (Flaring), oder direkt in die Atmosphäre abgelassen (Venting). Dabei entstehen hohe Methanemissionen. [Q10]

## Die schlechte Datenlage

Die Methanemissionen der fossilen Gas- und Ölindustrie wurden lange Zeit vernachlässigt. Die Datenlage ist fast überall unbefriedigend. Einzelne Aspekte und Lieferketten werden untersucht, andere Lieferketten können aber nur indirekt über eine Typisierung und Analogien eingeschätzt werden. In vielen Fällen werden Methanemissionen noch immer über Emissionsfaktoren ermittelt, also Durchschnittswerte, die für den Normalbetrieb gelten sollen. In der Praxis hat das in vielen Ländern nicht viel mit der Realität zu tun. Insbesondere immer wieder auftretende sehr große Leckagen („Super Emitter“, siehe unten) werden dadurch nicht erfasst.

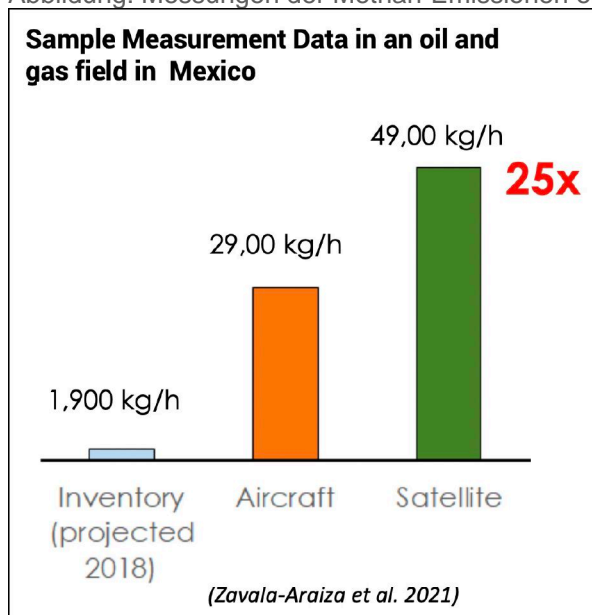
Eine Reihe regionaler Studien und der Methane Tracker der IEA verbesserten die Situation dann vor wenigen Jahren. Zusätzlich gibt es jetzt zahlreiche Forschungsprojekte und Satellitenmessungen. Organisationen und Forschungseinrichtungen berichten mittlerweile regelmäßiger. Erst vor wenigen Tagen schickte GHGSAT drei zusätzliche Satelliten ins All, die Methanemissionen messen sollen. [Q7]

Die großen westlichen Öl- und Gaskonzerne, die börsennotiert sind, publizieren zwar inzwischen den Umfang ihrer jährlichen Methan-Emissionen. Hier bleibt aber oftmals unklar, in welchem Umfang und wie häufig die betrieblichen Methan-Emissionen tatsächlich gemessen wurden.

Ein **Beispiel** aus einem UNEP-Workshop soll die Problematik illustrieren.

- Das nationale Emissionsinventar meldet für ein mexikanisches Öl- und Gasfeld auf der Grundlage von Emissionsfaktoren und Daten des Betreibers Methanemissionen im Umfang von 1,9 kg Methan pro Stunde.
- Eine Messung per Flugzeug ergab 29 kg/h.
- Die unabhängige Satellitenmessung ergab dann schließlich 49 kg/h. Die tatsächlichen Methan-Emissionen lagen also vermutlich 25fach höher als die gemeldeten Emissionen.

Abbildung: Messungen der Methan-Emissionen eines mexikanischen Gas- und Ölfeldes



Quelle: Manfredi Caltagirone (UNEP/IMEO) [Q8]

## Der Emissionsfaktor

Bis vor wenigen Jahren verwendeten die meisten Studien einen Zeithorizont von 100 Jahren (GWP100 - Greenhouse Warming Potential), um die Klimaschäden von Methan zu berechnen. Nach dem aktuellen Sachstandsbericht des Weltklimarats verursacht Methan aus fossilen Quellen (Öl, Gas, Kohle) in diesem Zeitraum einen Treibhauseffekt, der 29,8 mal höher liegt als bei CO<sub>2</sub>. Eine Tonne Methan verursacht in der Atmosphäre also denselben Schaden wie 29,8 Tonnen CO<sub>2</sub>. [Q9]

Der Treibhauseffekt von Methan ist im ersten Jahr am höchsten und sinkt dann. Das macht den Vergleich mit CO<sub>2</sub> schwierig, das über Jahrhunderte hinweg einen vergleichsweise konstanten Treibhauseffekt verursacht. Ein Beobachtungszeitraum von 100 Jahren ist daher willkürlich und ein methodischer Kompromiss.

Inzwischen verwenden immer mehr Untersuchungen einen kürzeren Zeithorizont von 20 Jahren (GWP20). Längere Perspektiven lassen außer acht, dass Methan sofort in voller Stärke wirkt und dass es schon in den nächsten Jahren zu irreversiblen Klimaschäden kommen kann, wenn Kipp-Punkte (Tipping Points) im Erdklimasystem überschritten werden sollten. Auch peilen viele Staaten die Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 oder 2050 an. Hier verzerrt ein Durchschnittswert über 100 Jahre die Fortschritte beim Klimaschutz, die eine rasche Verringerung der Methanemissionen ermöglicht.

Über einen Zeitraum von 20 Jahren (GWP20) wirkt fossiles Methan in der Atmosphäre laut IPCC (AR6 2021) etwa **82,5 mal stärker als CO<sub>2</sub>**. Ein Methanleck, über das 1 Tonne Methan in die Atmosphäre entweicht, erzeugt also denselben Klimaschaden wie eine Emissionsmenge von 82,5 Tonnen CO<sub>2</sub>. [Q9]

## 2.2 Wieviel Methan entweicht? Aktuelle Daten

Es gab im Jahr 2022 eine Reihe neuer Studien zum Thema Methan, vor allem für die USA. Daraus lassen sich Erkenntnisse auch für andere Länder ableiten, denn gerade in den USA gibt es alle Facetten der fossilen Branchen (vgl. hierzu im Detail [Q4]).

Fast alle Untersuchungen zeigen deutlich höhere Methanemissionen als bislang vermutet. Sie deuten auf ein Emissionsvolumen, das in der Nähe von oder jenseits von drei Prozent der geförderten Erdgasmengen liegt. Einige wenige Studienergebnisse fielen jedoch positiver aus als erwartet. Das gilt für einige Aspekte moderner LNG-Tanker und auch für die norwegische Gaswirtschaft.

Grundsätzlich gilt jedoch für den Durchschnitt der Lieferketten die schon von Howarth/Jacobson vor knapp zehn Jahren für die USA ermittelte und in mehreren Folgestudien bestätigte Größenordnung von **3-3,5 Prozent Methanverlusten**. [Q24]

In einer Veröffentlichung Ende 2022 hat Howarth seine bereits in den Jahren 2011, 2014 und 2021 publizierten Schätzungen zu den Methanemissionen in den USA bekräftigt. Sie galten vor 10 Jahren noch als hoch, werden aber mittlerweile als Mainstream oder "best guess" angesehen. [Q44] Das ergibt im Durchschnitt 77,4g CO<sub>2</sub>e je MJ Erdgas (GWP20, Faktor 86). Das sind umgerechnet 278,6g CO<sub>2</sub>e/kWh und damit sogar etwas **mehr als die CO<sub>2</sub>-Menge, die bei der Verbrennung beim Verbraucher entsteht**.

Ein Verlust von 3% klingt nur im ersten Moment nicht spektakulär. Doch Methan verursacht in der Atmosphäre wie erwähnt je nach Zeithorizont einen 29,8fach (100 Jahre) oder 82,5fach (20 Jahre) höheren Klimaschaden als zu CO<sub>2</sub> verbranntes Methan. Über einen Zeithorizont von 20 Jahren wird der gesamte Klimaschaden von Erdgas dadurch circa doppelt so hoch sein wie der Klimaschaden, der nur bei der Verbrennung von Erdgas beim Verbraucher entsteht: 2,0-2,3kg CO<sub>2</sub> bei der Verbrennung von 1kg Erdgas; 2,5kg CO<sub>2</sub> durch Methanemissionen (30g\*82,5).

### **Emissionen beim LNG-Tankertransport**

Auch die Informationslage bei LNG-Lieferketten ist bisher unbefriedigend. Im Jahr 2018 wurden die amerikanischen LNG-Exporte aus dem Sabine Pass LNG-Terminal (Cheniere Energy) zum ersten Mal detailliert in einer Einzelstudie untersucht. In der Lieferkette von der amerikanischen Förderstelle bis zum Zielhafen in China entstanden 1,64 t CO<sub>2</sub>e je Tonne LNG-Ladung (GWP20). Das sind umgerechnet 117 gCO<sub>2</sub>e je kWh LNG-Ladung, also etwa 50% der CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen, die bei der Verbrennung von LNG/Erdgas beim Endverbraucher entstehen. [Q32]

Eine aktuellere Studie untersuchte im Jahr 2022 erstmals detailliert vor Ort die Klimaemissionen eines LNG-Tankers auf seiner Fahrt von den USA nach Belgien und zurück. Das Schiff war auf dem neuesten Stand der Technik. Insofern bleibt die Analyse auch für die kommenden Jahre interessant.[Q40] Die Resultate waren in zweierlei Hinsicht überraschend. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen waren niedriger als erwartet. Dafür sorgten neue, effizientere Antriebe. Auch stellten das BOG (Boil-off Gas), also die Verdampfung der LNG-Ladung und Lecks in den Tanks ein kleineres Problem als erwartet dar. Die Branche geht aktuell von einem Durchschnittswert von 0,1% Boil-Off Verlusten pro Tag aus. Das wären also bei einer Reisedauer von den USA nach Europa oder Asien von z.B. drei Wochen zwei Prozent der Ladung.[Q12]

Dafür waren jedoch die Methanemissionen im Schiffsantrieb weitaus höher als erwartet. Sie entstanden ganz überwiegend bei den Gasmotoren. Der Methanschlepp (Anteil des unverbrannten Methans am Methandurchsatz des Motors) lag hier durchschnittlich bei 3,8%, in einem Motor waren es sogar 16%.

### **Flaring (Gasfackeln)**

Bei der Verbrennung von Erdgas in Gasfackeln direkt an der Förderstelle oder bei der Aufbereitung des Erdgasgemisches entsteht in erster Linie CO<sub>2</sub>. In vielen Fällen erfolgt die Verbrennung jedoch nicht vollständig oder die Fackel brennt überhaupt nicht. In diesen Fällen gelangen erhebliche Mengen an Methan direkt in die Atmosphäre.

Eine Studie des EDF (Environmental Defense Fund) im Permian Becken, der größten Öl- und Gasregion der USA, zeigte, dass 11% der Fackeln überhaupt nicht oder mangelhaft arbeiteten und daher erhebliche Mengen an Methan in die Atmosphäre entließen.[Q25-26]

Viele Statistiken gehen noch immer von der Annahme aus, dass Fackeln mit 98% Effizienz arbeiten, also dass nur 2% Methan ungehindert in die Atmosphäre entweichen. Ein Aerial Survey, der Samples aus allen großen Fördergebieten der USA umfasste, zeigt jedoch, dass die Fackeln im Durchschnitt nur 91,1% des Methans verbrannten.[Q28] Dieses Ergebnis hat über die USA hinaus Konsequenzen für eine Reihe anderer Länder, die intensives Gas-Flaring betreiben. Dazu gehören aus der Sicht der deutschen Gaslieferketten insbesondere Algerien und Nigeria.

## Offshore Förderplattformen

Eine Untersuchung von 151 Offshore Öl- und Gasplattformen im Golf von Mexiko (USA) in Küstennähe (Shallow Water Platforms) über mehrere Monate hinweg zeigte Methanverlust-raten von enormen 23-66% bezogen auf die geförderten Gasmengen. Zum Sample gehören allerdings auch Ölplattformen, die nur wenig Gas produzieren.[Q29]

Offshore Plattformen sind im Moment für globale Satellitenmessungen eine "Black Box", da das Wasser im Hintergrund keinen Kontrast zum Methan-Signal ermöglicht. Bei dieser Studie kam nun eine komplexe neue Messmethode per Flugzeug zum Einsatz (Messung von Sonnenstrahlreflektionen). Die Ergebnisse könnten auch für die deutschen Gaslieferketten relevant sein, da z.B. vor Nigeria in Shallow Water gefördert wird.

## Extremwerte im Permian Becken (USA)

Die Diskrepanz zwischen den gemeldeten und den gemessenen Methan-Emissionen im Permian Becken, der größten Öl- und Gasförderregion der USA, ist immer wieder eklatant. Die Umweltbehörde EPA meldete Methan-Leckagen von 0,61%. Untersuchungen aus den letzten Jahren zeigen jedoch Werte von 9,4% (Chen et al.) 1,9-3,3% (Lyon et al.), 3,7% (Schneising et al.) und ebenfalls 3,7% (2018-2019). [Q49]

Gleichzeitig spitzt sich die Lage seit dem Sommer 2022 im Permian Becken zu. Der Produktionsanstieg bei Erdgas trifft auf eine überforderte Infrastruktur. Die Firmen gehen daher vermehrt dazu über, Erdgas abzufackeln oder direkt zu emittieren. Eine Entlastung ist erst in der zweiten Jahreshälfte 2023 zu erwarten, wenn neue Gaspipelines den Betrieb aufnehmen sollen. Im Mai führte ein Problem im Gassystem in Howard County (Texas) dazu, dass die angeschlossenen Öl- und Gasfirmen 40% der geförderten Erdgasmengen abfackelten. Vor allem einzelne Super Emmitter sorgten dafür, dass die Methan-Emissionen immer wieder knapp 10% der Bruttogasproduktion erreichten.[Q45] [Q50-51]

## Systematische Vertuschung von Methanemissionen

Im Jahr 2022 wurden Methan-Emissionen der Öl- und Gasindustrie durch einen Ausschuss des U.S. Repräsentantenhauses untersucht.[Q55] Die Studie sparte nicht mit Kritik an der Öl- und Gasbranche: [Q55]

- Die Unternehmen vernachlässigen demnach die Erfassung, das Reporting und die rasche Beseitigung von großen Methanlecks.
- Generell erfassen die Unternehmen ihre kleinen und großen Methanlecks nur ansatzweise und unsystematisch, obwohl sie mittlerweile über die dafür nötigen Technologien (LDAR Leak Detection and Repair Programme) verfügen.
- Das Committee gewann den Eindruck, dass die Unternehmen moderne Erfassungsmethoden nicht deshalb ablehnten, weil sie nicht geeignet seien, sondern dass sie ganz im Gegenteil zuverlässig und umfassend weitaus höhere Methan-Emissionen belegen würden als bisher.
- Die Unternehmen verfügen über interne Unterlagen, die weitaus höhere Methan-Emissionen zeigen als die Mengen, die der Umweltbehörde EPA gemeldet werden.

## Es geht auch anders: Beispiel Norwegen

In einer Spezialstudie wurden vor kurzem die Methanemissionen der Offshore Öl- und Gasindustrie in Norwegen untersucht (an Land findet keine Öl- und Gasförderung statt). Damit sollten eventuelle Diskrepanzen zwischen dem nationalen Emissionsinventar, das auf

die Meldungen der Firmen zurückgreift, und den tatsächlichen Messungen aufgedeckt werden.[Q54]

In 13 Überflügen wurden die Methan-Emissionen von 21 Offshore-Anlagen in 10 Gas- und Ölfeldern erfasst. Es zeigte sich, dass die Abweichungen zum Inventar gering waren. Im Durchschnitt zeigten die hochgerechneten Messungen sogar um 16% geringere Mengen als die Meldungen der Öl- und Gasfirmen.

Die gemessenen Methanemissionen der 10 Felder lagen durchschnittlich bei 0,012% der produzierten Gasmenge. Der Spannweite reichte von 0,003% bis 1,3%. Der Wert ist allerdings nicht völlig repräsentativ, da die 10 Felder zwar 48% des norwegischen Gases produzieren, aber nur 12% der norwegischen Gasfelder darstellen. Da kleinere Gasfelder eher höhere Methan-Emissionen je Produktionseinheit erzeugen, dürfte der Durchschnittswert etwas höher als 0,012% liegen.

Trotzdem liegen auch solche Werte weit unter dem internationalen Durchschnitt, obwohl die Kontrolldichte als hoch gilt. Das Beispiel Norwegen zeigt, dass hohe Methanemissionen nicht zwangsläufig entstehen müssen, solange Öl und Gas gefördert werden. Die Gegenmaßnahmen können relativ schnell umgesetzt werden und nur mit moderaten Kosten verbunden.

## 2.3 Super Emitter

Das Volumen der Methanemissionen wurde bislang häufig aus Durchschnittswerten im Normalbetrieb der Gasinfrastruktur berechnet. Zahlreiche Studien zeigen, dass dieses Verfahren den größten Teil der Emissionen nicht erfassen kann. Das gilt insbesondere für große Störungen, die sog. Super Emitter. Eine Studie zeigte jüngst, dass die Methanemissionen in den USA durch Öl- und Gasförderung im Zeitraum 2010-2019 70% größer waren als es die Umweltbehörde EPA gemeldet hatte. Wichtigste Ursache für die Diskrepanz war die Vernachlässigung von Super-Emitter-Events, also einzelnen sehr großen Methanlecks.[Q67]

Die verbesserte Aufklärung durch Satelliten zeigt fast täglich neue große Methanwolken in großen Gasförderregionen, die nicht dem "Normalbetrieb" zugeordnet werden können. Außerhalb der USA, wo das Thema Methan in der Klimadebatte mittlerweile eine große Rolle spielt, finden die Vorfälle jedoch nur selten den Weg in die Medien.

Ein aktuelles Beispiel: Ein enormes Leck in einer Gaspipeline im ländlichen Pennsylvania (USA) sorgte für die vermutlich größte Methanwolke der USA im Jahr 2022. Der Betreiber Equitrans Midstream Corp. nahm sich 13 Tage Zeit, das Leck abzudichten. Etwa 1,2-1,3 Mrd. Kubikfuß Methan sind in dieser Zeit in die Atmosphäre gelangt. Das entspricht einer Treibhausgaswirkung (GWP20) von 1,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>e (CO<sub>2</sub>-Äquivalente). Zum Vergleich: Das entspricht knapp 3 Prozent der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands.

Es war das größte Einzelleck in den USA seit dem Aliso Canyon Leak in Kalifornien im Jahr 2015, das mehr als 100 Tage andauerte und umgerechnet einen Klimaschaden (GWP20) von 8 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>e anrichtete.

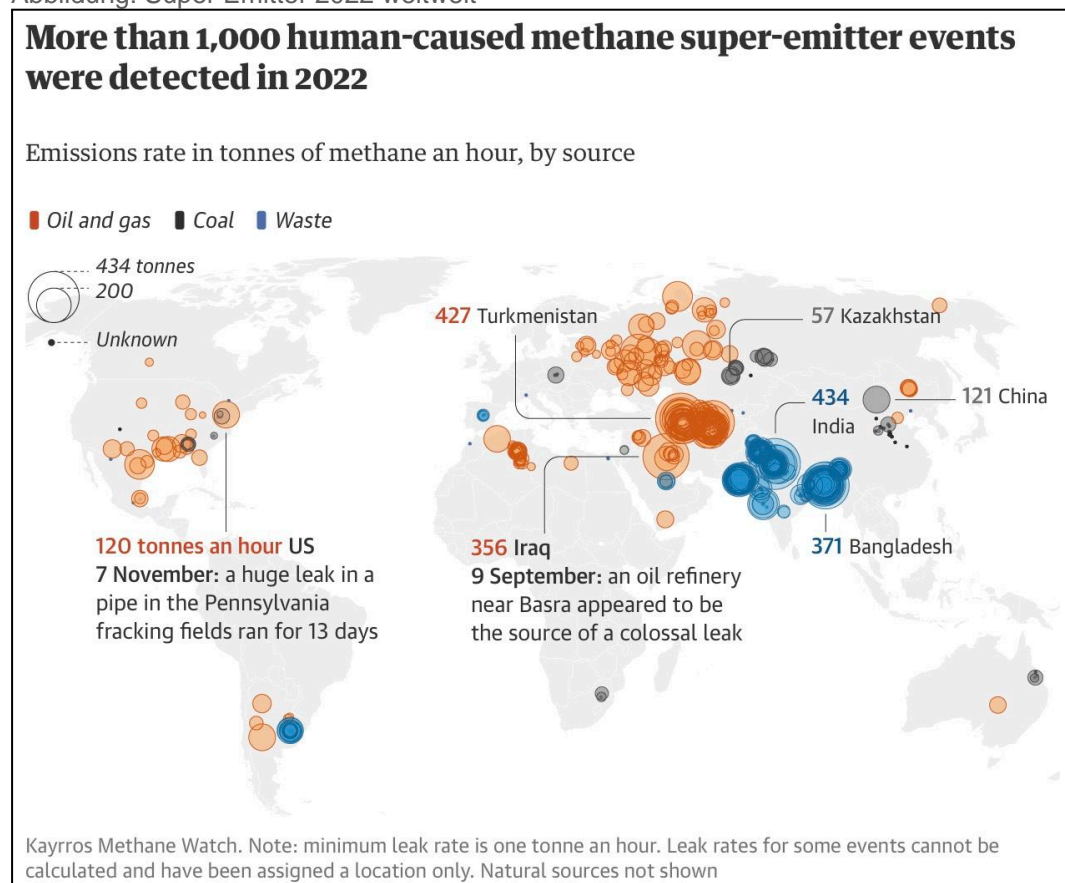
Beide Vorfälle werden durch die Anschläge auf die Nord-Stream-Pipelines im September 2022 in den Schatten gestellt. Das UBA schätzt den Methanaustritt in die Atmosphäre auf

300.000 Tonnen. Das wäre ein Klimaschaden (GWP20) von über 24 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. [Q34-35]

Große Methanwolken werden regelmäßig in Russland, Turkmenistan und Algerien entlang von Gaspipelines oder in der Nähe von Gasanlagen erfasst. Ein Leck im Mai 2022 in Algerien emittierte 118 Tonnen Methan pro Stunde. Acht dieser Lecks würden dieselbe Klimabelastung (CO<sub>2</sub>e) erzeugen wie ganz Deutschland, solange sie nicht repariert werden. Kleinere Lecks emittieren Methan nicht selten über Jahrzehnte hinweg, ohne jemals abgedichtet zu werden. [Q36]

Der europäische Satellit Sentinel-5P entdeckte 2019/2020 weltweit 1.800 große Methanwolken (Super Emitter). Zwei Drittel davon befanden sich in unmittelbarer Nähe von Anlagen der Öl- und Gasindustrie. Karten zeigen die Häufung von Super Emittlern in den Schiefergasregionen der USA und entlang der russischen Pipelines. Aus technischen Gründen können Methanwolken über dem Meer und in feuchten, tropischen Regionen nur schwer entdeckt werden.[Q37]

Abbildung: Super Emitter 2022 weltweit



Quelle: The Guardian [Q68]

Über 1000 Super-Emitter oder „Methane Bombs“ wurden weltweit im Jahr 2022 durch Satelliten erfasst. Von den 1005 Super-Emitter-Events konnte Kayrros 559 Events Öl- und Gasfeldern oder Öl/Gas-Pipelines zuordnen, weitere 105 Kohleminen und 340 Events Mülldeponien. Die Emissionsdauer reichte von wenigen Stunden bis zu mehreren Monaten.

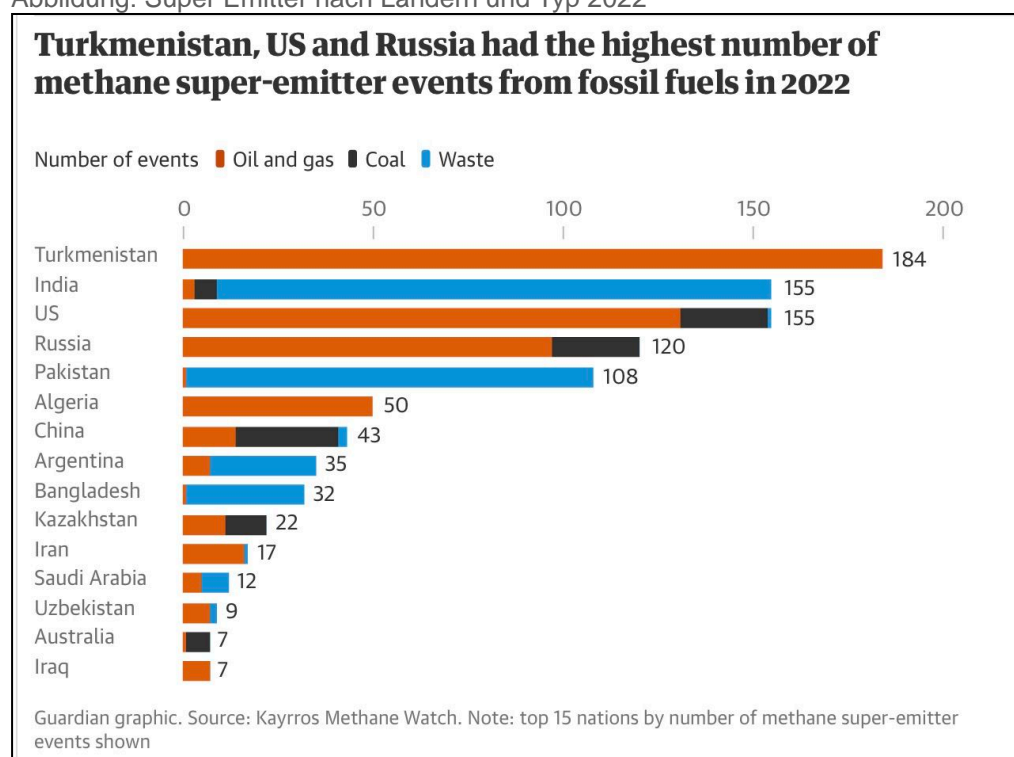


Im Öl/Gas-Sektor wurden die meisten Super-Emitter-Events in Turkmenistan entdeckt, gefolgt von den USA, Russland und Algerien.[Q68]

Das größte Leck emittierte 427 Tonnen Methan pro Stunde (Turkmenistan, Gaspipeline). Das entspricht umgerechnet in CO<sub>2</sub>-Äquivalente den Emissionen Frankreichs (GWP20 mit Faktor 80).[Q68]

Die Zahl der Events liegt mit Sicherheit deutlich höher als in dieser Statistik, da Satelliten noch immer große Probleme haben, Anlagen im Meer, in feuchten Regionen und in schneebedeckten Regionen zu untersuchen. Die ungebremste Erschließung und Ausbeutung der größten Gasvorkommen der Welt würde also enorme Emissionen allein durch das Flaring (Abfackeln von Erdgas) und die direkten Methanemissionen erzeugen, noch vor der geplanten Verbrennung von Erdgas bei den Verbrauchern.

Abbildung: Super Emitter nach Ländern und Typ 2022



Quelle: The Guardian [Q68]

## 2.4 Schlussfolgerungen für die Gasimportpolitik

Die Erdgasversorgung Deutschlands ist zwangsläufig mit hohen Klimaschäden verbunden. Das gilt nicht nur für die Verbrennung von Erdgas beim Heizen oder in der Stromerzeugung, sondern auch schon für die Bereitstellung von Erdgas in den Lieferketten.

Der aktuelle Forschungsstand zeigt deutlich, dass die Methanemissionen entlang der meisten Lieferketten weitaus höher sind als bislang vermutet. Die Bandbreite ist allerdings groß. Die EU und Deutschlands nutzen Gaslieferketten, die sehr unterschiedliche Klimaprofile aufweisen. Die folgende Tabelle zeigt ein Ranking der Lieferregionen, die für die deutsche Gasversorgung relevant sind.

Die deutsche Gaspolitik sollte die Ergebnisse der Methanemissionsforschung aufgreifen. Da die Versorgungslage im globalen LNG-Markt mittlerweile relativ entspannt ist, gibt es klima- und umweltpolitische Spielräume für Berlin und Brüssel. In diesen Wochen wird die Reform der Methanpolitik der EU diskutiert und beschlossen. Dabei sollten Importkriterien für die Auswahl von Gaslieferketten eine wichtige Rolle spielen (vgl. hierzu ausführlicher [Q4])

Tabelle: Ranking der relevanten Erdgaslieferketten für Deutschland

Land	Methanemissionen in der Lieferkette	Zuverlässigkeit der Emissionsdaten	Verfügbare Gasmengen
Norwegen	sehr niedrig	hoch	hoch
USA - zertifiziert	niedrig	hoch	mittel
Qatar	mittel oder hoch	niedrig	mittel
USA - Durchschnitt	sehr hoch	mittel	sehr hoch
Nigeria	sehr hoch	sehr niedrig	niedrig
Algerien	sehr hoch	niedrig	niedrig
Senegal (ab 2023)	vermutlich niedrig	noch unklar	niedrig
Mosambik (ab 2023)	vermutlich niedrig	noch unklar	niedrig

# 3. Blauer Wasserstoff: Der verlängerte Arm der fossilen Gasindustrie

## Vorab: Die Farbenlehre des Wasserstoffs

**Grauer Wasserstoff** ist der heute weltweit dominierende Pfad zur Wasserstoffproduktion. Mit den Verfahren der Dampfreformierung (SMR) oder Varianten davon (ATR) wird durch den Einsatz von Erdgas als Feedstock und Brennstoff Wasserstoff erzeugt. Dabei werden große Mengen an CO<sub>2</sub> frei.

**Brauner Wasserstoff** verwendet statt Erdgas Kohle und erzeugt dadurch noch höhere Emissionen. Diese Variante kommt vor allem in Ländern wie China zum Einsatz, die über große Kohlevorkommen verfügen.

**Blauer Wasserstoff** wird wie Grauer oder Brauner Wasserstoff hergestellt, aber das entstehende CO<sub>2</sub> wird zum größten Teil abgeschieden (Capture) und z.B. in alten Gasfeldern oder in salinen Aquiferen deponiert (Storage). Blauer Wasserstoff in Europa ist gleichbedeutend mit **Grauer Wasserstoff plus CCS**. Dadurch werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert, aber die Restemissionen sind erheblich (siehe unten).

**Grüner Wasserstoff** strebt die vollständige Dekarbonisierung der Wasserstoffproduktion an. In Elektrolyseuren wird Strom eingesetzt, um Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zu zerlegen. Der Strommix muss dekarbonisiert sein, damit die Elektrolyse tatsächlich "grün" ist. Beim aktuellen Strommix in Deutschland würde Elektrolyse-Wasserstoff noch immer mehr Emissionen erzeugen als Grauer Wasserstoff aus Erdgas.

Die Kosten waren bisher höher als bei den Konkurrenzverfahren, die Erdgas einsetzen. Doch angesichts der höheren Erdgaspreise und CO<sub>2</sub>-Abgaben sowie der fallenden Kosten für die Elektrolyseure und für regenerativen Strom nähern sich die Kosten an.

**Türkiser Wasserstoff**, also die Methanpyrolyse, ist eine weitere Variante. Sie ist derzeit noch in einem frühen Stadium der Technologiereife. Sie könnte in den kommenden Jahrzehnten relevant werden, ist aber für den aktuellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft noch ohne Bedeutung.

**Weißer Wasserstoff** ist natürlich vorkommender Wasserstoff. Er wurde in mehreren Regionen entdeckt, aber bisher ist die Förderung und Vermarktung nur eine Randerscheinung.

**Roter (Pink/Violett) Wasserstoff** ist Elektrolyse-Wasserstoff, der Atomstrom einsetzt. Länder wie Frankreich, die über große AKW-Flotten verfügen, streben eine regulative Gleichstellung mit Grünem Wasserstoff an, da es sich auch hier um emissionsarmen Wasserstoff handelt.

## 3.1 Wasserstoff hat keine Priorität

Gleich vorab: Trotz des medialen Hypes ist Wasserstoff kein Allheilmittel der Energiewende. Es gibt mehrere Pfade, die grundsätzlich überlegen sind, sowohl beim Klimaschutz als auch bei den Kosten: Suffizienz, Effizienz und die Elektrifizierung sollten Vorrang vor den energieintensiven Wasserstoffverfahren haben.

Erst an vierter Stelle rangieren also klimaschonende Brenn- und Kraftstoffe. Hier wiederum hat Grüner Wasserstoff ein klares Prä gegenüber Blauem Wasserstoff, der fossile Pfade verlängert und nach wie vor mit hohen Restemissionen verbunden ist.

In diesen verbleibenden Sektoren kann Wasserstoff jedoch eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung spielen. Das gilt für Teile der chemischen Industrie ebenso wie für die Stahlindustrie und Wasserstoffkraftwerke, die die Lücken einer regenerativen Stromerzeugung („Dunkelflaute“) bei Bedarf schließen können.

Der Nationale Wasserstoffrat rechnet mittlerweile mit einem Bedarf von 53-90 TWh Wasserstoff im Jahr 2030, um im Dekarbonisierungspfad zu bleiben. Dies entspricht einer Elektrolyseleistung von 22-37 GW. Der Bedarf kann im Inland oder durch Importe gedeckt werden. Bis 2045/2050 steigt der Bedarf auf 616 TWh (18,5 Mio.t) Wasserstoff oder Wasserstoffderivate. Damit könnten dann 170 Mio.t CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr vermieden werden. [Q19] Angesichts des noch immer sehr langsamen Ausbaus der globalen Wasserstoffproduktion (siehe unten) müsste Deutschland also entweder einen große Mengen mit sehr hohen Kosten Richtung Deutschland ziehen oder seine Ambitionen reduzieren.

## 3.2 Das Narrativ des Blauen Wasserstoffs

Grüner Wasserstoff oder Blauer Wasserstoff? Grundsätzlich gilt, dass Grüner Wasserstoff nicht nur beim Klimaschutz die überlegene Option ist. Auch bei den Kosten wird Grüner Wasserstoff langfristig deutlich besser abschneiden. Dasselbe gilt für die Wertschöpfung und neue Arbeitsplätze in Deutschland. Entscheidende Voraussetzung dafür ist allerdings der rasche Ausbau des Grünstromangebots.

Grüner Wasserstoff passt jedoch nicht in den fossilen Pfad der Öl- und Gaskonzerne und auch nicht in die wirtschaftspolitischen Strategien der meisten Öl- und Gasexportländer.

Das gilt insbesondere für die Staaten am Persischen Golf wie VAE und Saudi-Arabien. [Q22] Die Wasserstoffwirtschaft und die Ammoniakwirtschaft stellen ebenso wie LNG lediglich eine Verlängerung des bisherigen fossilen Pfades bei, der weiterhin auf fossilem Gas und Öl basiert.

Ölkonzerne und Petrostaaten präferieren daher Blauen Wasserstoff und Derivate wie Blauen Ammoniak. Oder auch andere Lösungen wie Biofuels, die besser in das bestehende Geschäftsmodell integriert werden können. In ihren aktuellen Investitionsplänen wollen z.B. die größten Ölkonzerne acht Mal mehr in Biofuels als in Wasserstoff investieren.[Q78]

CCS soll den klimapolitischen Einwänden gegen Blauen Wasserstoff den Wind aus den Segeln nehmen. Kleinere Mengen von Grünem Wasserstoff in den Ö Raffinerien polieren zusätzlich das Klimaimage auf und senken die CO<sub>2</sub>-Kosten.

Das wäre jedoch ein riskanter Pfad für Deutschland und die EU, denn:

1. Blauer Wasserstoff kann keinen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz leisten. Auch unter optimalen Bedingungen produziert er erhebliche Restemissionen (siehe unten).

2. Der absehbare Mangel an Low-Carbon Wasserstoff macht den Wasserstoffmarkt zu einem Verkäufermarkt. Die Preise könnten daher weitaus höher liegen als es die kostenorientierten Prognosen nahelegen.

3. Sobald industrielle Prozesse und Flug-/Schiffsverkehr technologisch auf Wasserstoff umgestellt sind, wächst zudem die Abhängigkeit von den Lieferanten, ähnlich wie heute bei Öl oder Gas. Die Importländer könnten gezwungen sein, klimapolitische Kompromisse einzugehen und müssten z.B. auch Blauen Wasserstoff mit hohen Upstream-Emissionen oder sogar Grauen Wasserstoff importieren, um Wirtschaft und Verkehr am Laufen zu halten.

Vor diesem Hintergrund sollten auch die sehr ambitionierten Ziele der EU beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gesehen werden. [Q23] Die Nachfrage kann aus heutiger Sicht nur durch hohe Importe aus Übersee und einen erheblichen Beitrag von Blauem Wasserstoff gedeckt werden.

### **3.3 Der Blaue Wasserstoffmarkt: Langsamer Hochlauf**

Die IEA schätzte in ihrem jüngsten Wasserstoffbericht [Q43] die globale Wasserstoffnachfrage auf 94 Mio. Tonnen (2021), konzentriert auf Ö Raffinerien und die chemische Industrie. Die direkten Emissionen dieser Produktion summierten sich auf enorme 900 Mio.t CO<sub>2</sub>.

Emissionsreduzierter Blauer Wasserstoff und Grüner Wasserstoff spielen bisher fast keine Rolle. Sie stellen weniger als 1 Prozent des Angebots: Blauer Wasserstoff mit ca. 1 Mio.t H<sub>2</sub> und Grüner Wasserstoff mit 0,04 Mio.t.

#### **Nur wenige Projekte jenseits der FID-Hürde**

Wie schnell läuft der Hochlauf der Wasserstoffproduktion? Wenn alle weltweit angekündigten Projekte realisiert werden, könnte die Produktion von Blauem und Grünem Wasserstoff bis 2030 auf 24 Mio.t steigen.

Die politische Unterstützung für Wasserstoff ist vor dem Hintergrund des Ukrainekriegs, des Ausfalls russischer Erdgaslieferungen und der Rekordpreise für Erdgas und Kohle weltweit weiter gestiegen. Der RePowerEU Plan der EU-Kommission und vor allem die hohen Tax Credits für Wasserstoff im Inflation Reduction Act in den USA fördern ein rasches Marktwachstum. 36 Länder haben mittlerweile eine nationale Wasserstoffstrategie beschlossen.

Die IEA ist allerdings skeptisch und rechnet damit, dass der größte Teil der Vorhaben auf der Strecke bleibt. Eine Menge von 6 Mio.t bis 2030 hält sie für realistischer, wenn die

staatliche Unterstützung nicht deutlich an Fahrt aufnimmt. Nur 4% der angekündigten Projekte sind bereits im Bau oder haben die FID-Hürde übersprungen. Der Rest ist noch in der Planungsphase.

Besonders bei Blauem Wasserstoff ist die Diskrepanz groß. Nur 2 Prozent der für Blauen Wasserstoff notwendigen CCS-Projekte mit zusammen 0,2 Mio.t Produktionskapazität sind in einem fortgeschrittenen Status. Bei Grünem Wasserstoff sind es immerhin 5% mit zusammen 0,7 Mio.t H<sub>2</sub>.

Die Projekte für Blauen Wasserstoff haben das zusätzliche Problem der langen Realisierungszeiten von rund einem Jahrzehnt, da neben den Produktionsanlagen auch die CCS-Kette realisiert werden muss.

In der Tat gab es 2022 nur zwei größere Projektankündigungen für Blauen Wasserstoff:

- Reliance Industries (Indien) für Ölraffinerien mit einer Kapazität von 1,1 Mio.t H<sub>2</sub>
- ExxonMobil (USA, Bayton) mit einer Kapazität von 0,9 Mio.t H<sub>2</sub>

Zwei Großprojekte für Blauen Wasserstoff aus dem Jahr 2021 machten Fortschritte:

- Sinopec Qilu Petrochemical CCS (70.000t)
- Abu Dhabi Blue Hydrogen CCS project (Ziel 1 Mio.t)

## Regionale Unterschiede

Der Schwerpunkt in **Europa** liegt derzeit auf Grünem Wasserstoff, aber britische, niederländische und deutsche Unternehmen verfolgen auch große Projekte im Bereich Blauer Wasserstoff, wobei CO<sub>2</sub> in der Nordsee deponiert werden soll.

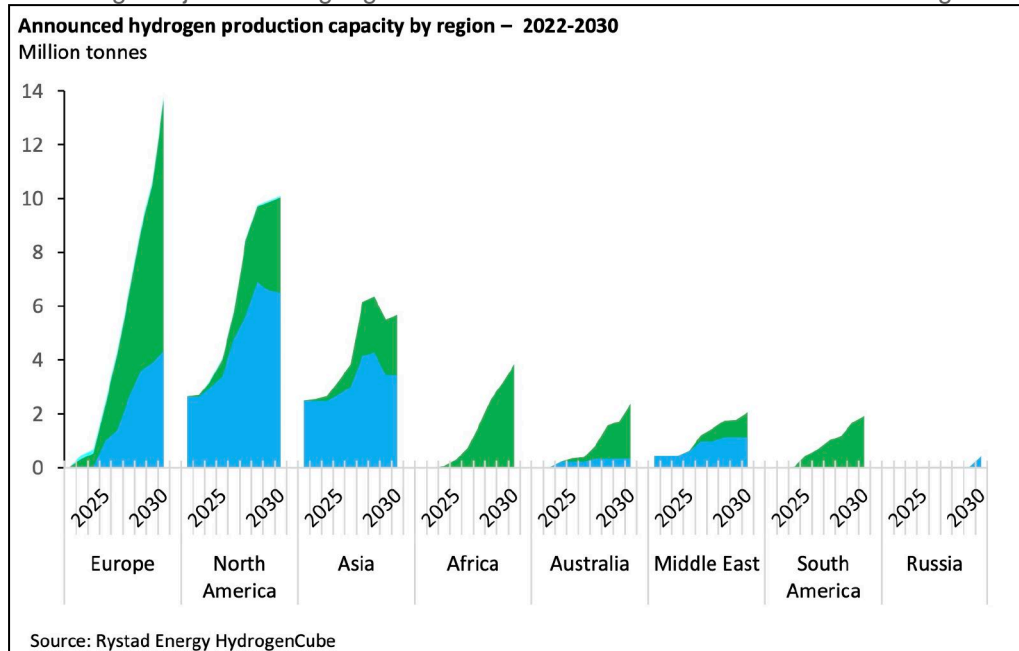
In **Nordamerika** ist der Anteil von Blauem Wasserstoff noch höher als in Europa, auch unterstützt durch einige große CCS-Projekte in den USA und Kanada. Die Förderung im Rahmen des IRA könnte jedoch das Pendel Richtung Grünem Wasserstoff schwingen lassen, da die blaue Variante zu viel Emissionen erzeugt.

Auch in **Asien** und **Middle East** ist die Lage gemischt mit einem leichten Übergewicht für Blauen Wasserstoff. Anders in **Afrika**. Hier dominiert Grüner Wasserstoff unangefochten.

Der größte Teil der angekündigten Wasserstoffmengen (blau und grün) soll eine bereits bestehende graue Wasserstoffproduktion ersetzen, überwiegend in Raffinerien und bei der Produktion von Düngemitteln. Das gilt für die Düngemittelgiganten Fertiberia und Yara ebenso wie für Shell und BP. Daneben gibt es eine Reihe von Projekten, die den internationalen Wasserstoffhandel oder Ammoniakhandel anpeilen, v.a. in Europa und Ostasien (Lotte-Ma'aden-Aramco, RWE-Hyphen, Uniper-E.ON-EverWind u.a.).

Insgesamt erwartet z.B. Rystad Energy, dass der internationale Handel mit Low-Carbon Ammoniak (Blau/Grün) schneller wachsen wird als der internationale Handel mit Wasserstoff, da hier die technischen und ökonomischen Transportprobleme erheblich bleiben werden. Auch lässt sich Ammoniak z.B. in der internationalen Schifffahrt oder in der Chemie direkt einsetzen, so dass die aufwendige Rück-Konversion in Wasserstoff im Zielland entfällt.[Q30]

Abbildung: Projektankündigungen für Blauen und Grünen Wasserstoff nach Region



Quelle Rystad Energy [Q30]

### Kostenrisiken für Blauen Wasserstoff

Die Kosten für Blauen Wasserstoff (Greenfield/Neuanlagen) ergeben sich fast ausschließlich aus den Erdgaspreisen, den Investitionskosten für Neuanlagen (SMR/ATR), sowie den Kosten für CCS, also die Abscheidung, den Transport und die Deponierung von CO<sub>2</sub>.

Die Kostenrisiken sind bei dieser Aufzählung offensichtlich. Die aktuelle Abhängigkeit von LNG-Importen wird das nicht ändern, da die globalen LNG-Preise notorisch volatil sind.

Sogar Grauer Wasserstoff wurde 2022 auf dem Höhepunkt der Gaspreiskrise mit bis zu 14 \$/kg H<sub>2</sub> teurer als Grüner Wasserstoff. Er kostete in den Jahren zuvor nur 1-2 \$/kg (Altanlagen). Die Volatilität der Erdgaspreise bremst jetzt vor allem Projekte für Blauen Wasserstoff. [Q30]

Bei den CCS-Kosten ist der weitere Verlauf ebenfalls nicht absehbar. Noch fehlt es in Europa und weltweit an Erfahrungswerten für kommerzielle Projekte. Auch die technischen Hürden bleiben hoch. Sollten die CO<sub>2</sub>-Preise in Europa wie erwartet in den kommenden Jahrzehnten steil steigen, werden die Anbieter von CCS-Deponien sich sicherlich nicht mehr an ihren Kosten orientieren, sondern am CO<sub>2</sub>-Preisniveau, das ihre Kunden zahlen müssten, wenn sie keinen Zugang zu den Deponien erhalten.

## 3.4 Die Klimabilanz des Blauen Wasserstoffs

### Verfahren für die Produktion von Blauem Wasserstoff

Für die Produktion von Blauem Wasserstoff gibt es unterschiedliche Verfahren. Im deutschen Kontext ist nur der Erdgaspfad mit zwei Varianten von Bedeutung:

- **SMR:** Dampfreforming mit Erdgas (Steam Methane Reforming). Es ist das mit Abstand häufigste Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff weltweit. SMR benötigt durchschnittlich 45 kWh Erdgas für 1 kg Wasserstoff (mit 33 kWh Heizwert)
- **ATR:** Autothermal Reforming. Ein aufwendigeres Verfahren, das im Zusammenhang mit CCS Vorteile hat und etwas flexibler ist. ATR benötigt 47 kWh Erdgas und 3,7kWh Strom. [Q43]

Der Energieverlust ist bei beiden Produktionsverfahren relativ hoch, denn es gehen 25-35% der Energie bei der Herstellung von Wasserstoff verloren. Hinzu kommen die Energieverluste für die aufwendige Bereitstellung von Erdgas.

Ölraffinerien verfügen in der Regel über große SMR-Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff. Der Trend geht dennoch Richtung ATR. Zusammen mit CCS verspricht ATR, höhere CO<sub>2</sub>-Abscheidungsraten als SMR zu erreichen. ATR mit CCS soll daher in geplanten Großprojekten in Großbritannien und Rotterdam zum Einsatz kommen. Der Praxistest steht allerdings noch aus.

Blauer Wasserstoff ermöglicht jedoch keine umfassende Dekarbonisierung. In der Erdgas-Lieferkette entstehen schon vor der Wasserstoffproduktion erhebliche CO<sub>2</sub>- und vor allem Methanemissionen. Zudem können die SMR-/ATR-Anlagen das CO<sub>2</sub> nicht vollständig abspalten. Anschließend entstehen auch beim CO<sub>2</sub>-Transport und der energieintensiven Einspeicherung des CO<sub>2</sub>-Emissionen. In den darauf folgenden Jahrhunderten besteht das permanente Risiko, dass die Deponien nicht dicht bleiben.

Erdgas ist die Achillesferse für die Klimabilanz von Blauem Wasserstoff. Seine Bereitstellung ist in fast allen Lieferketten mit hohen Emissionen verbunden, die von den Wasserstoffproduzenten kaum beeinflusst werden können (vgl. Kapitel Methanemissionen).

Auf typische Vorkettenemissionen entfallen rund 50% der Gesamtemissionen von Erdgas, also inklusive der Verbrennung beim Endverbraucher. Schiefergas („Frackinggas“), LNG, Flaring und Methanemissionen bei der Erdgasförderung rücken den Einsatz von Erdgas klimapolitisch in ein immer ungünstigeres Licht.

Hinzu kommen die Restemissionen bei der Wasserstoffproduktion. Branchentypische Zahlen [Q20] rechnen pro Tonne Wasserstoff mit durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von:

- GRAU: 9t CO<sub>2</sub> bei SMR ohne CCS
- BLAU: 1t CO<sub>2</sub> bei SMR mit CCS (Neubau)
- BLAU: 2,9t CO<sub>2</sub> bei SMR (Retrofit)
- BLAU: 0,6t CO<sub>2</sub> bei ATR (Neubau)

In dieser Aufzählung sind die Vorkettenemissionen für die Bereitstellung von Erdgas nicht enthalten.

Die IEA sieht die Emissionen in ihrem jüngsten Wasserstoffbericht in ähnlichen Regionen [Q43]:



- Wasserstoff aus Erdgas (Grauer Wasserstoff) erzeugt eine enorme Menge von 10-14 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>, wenn man die Upstream-Emissionen von 1-5 kg CO<sub>2</sub>e je kg Wasserstoff addiert.
- Retrofit-Anlagen für Blauen Wasserstoff (SMR+CCS) erzeugen noch immer 5-8 kg CO<sub>2</sub>e.
- Nur moderne Neubauten (ATR+CCS) machen Werte von 0,8-6kg CO<sub>2</sub>e möglich. Auch hier inklusive Vorkettenemissionen.

Allerdings wurde bisher keine Anlage dieses Typs gebaut. Geplant ist dieser letztgenannte Ansatz für die Stanlow Raffinerie (UK), die H<sub>2</sub>H Saltend Anlage (UK) sowie den Dakota H<sub>2</sub> Hub (USA). Ursprünglich stand auch das norwegische Barents Blue Ammonia Projekt auf dieser Liste, doch zwei der drei Projektträger sind vor wenigen Wochen ausgestiegen, so dass die Realisierung unsicher ist. [Q75]

### **Auch Best Case stößt schnell an Grenzen**

Ein (bisher nicht realisierter) Best Case wäre die Kombination aus norwegischem Pipelinegas und modernen ATR-Verfahren mit funktionierenden CCS-Verfahren. Doch hier kommt der Markt schnell an seine Grenze. Da Norwegen seine Gasproduktion nicht mehr steigern kann und die Mengen ab den 2030er Jahren eher sinken dürften, stellt sich sofort ein Engpass ein.

Länder wie Deutschland sind nach wie vor auf Erdgasimporte aus Norwegen angewiesen, wollen aber gleichzeitig die Wasserstoffwirtschaft hochfahren. Norwegen kann sein Gas aber nur einmal vermarkten - entweder wie bisher als Erdgas oder als Blauen Wasserstoff.

Im letzten Jahr kündigte der norwegische Staatskonzern Equinor den Export von 2 Mio.t Blauen Wasserstoff an. Das würde bereits über 10 Prozent der norwegischen Gasproduktion absorbieren.[Q80] Die Menge stellt allerdings ein langfristiges Ziel dar. Bis 2030 rechnen Studien von DNV nur mit maximal 0,3 Mio.t. Blauen Wasserstoff für die EU aus Norwegen und bis 2050 mit maximal 1,1 Mio. Tonnen.

Dieser Best Case mit norwegischem Erdgas könnte nach IEA-Berechnungen [Q43] die Upstream- und Midstream-Emissionen auf 4,5 g CO<sub>2</sub>e/MJ (16,2 g/kWh) begrenzen, wovon 0,8g Methanemissionen und 3,7g CO<sub>2</sub>-Emissionen darstellen, die v.a. bei der Erdgasförderung und beim Pipelinetransport entstehen. Die IEA benutzt dabei GWP100 mit einem Emissionsfaktor von 25 für Methan (vgl. Kapitel Methanemissionen).

Den globalen Durchschnitt der Upstream-Emissionen sieht die IEA bei 15g, was zu 2,4 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub> führt. Optimierte CCS-Verfahren (93% Capture Rate) erzeugen weitere 0,7 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>.

Zum Vergleich: Ein weitgehend dekarbonisierter Strommix mit 40g CO<sub>2</sub>e/kWh führt zu Emissionen beim Grünen Wasserstoff von 2 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>. Ein Best Case Strommix (Schweden) käme auf 0,5 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>.

### **Die Praxis**

Die üblichen, bereits vorhandenen SMR-Anlagen für die Wasserstoffproduktion sind für CCS eher ungeeignet, da CCS-Verfahren nur das hochkonzentrierte CO<sub>2</sub> im Synthesegas weitgehend abscheiden können, in dem Erdgas als Feedstock dient, aber nicht das CO<sub>2</sub> im weniger konzentrierten CO<sub>2</sub>-Strom der Erdgasverbrennung, das die nötige Prozesswärme bereitstellt.

Insgesamt können daher nur etwa 60% des CO<sub>2</sub> abgefangen werden. [Q46] Es müssen neue Anlagen gebaut werden (vorzugsweise ATR). Hier kann dann deutlich über 90% des CO<sub>2</sub> abgeschieden werden, so zumindest die Erwartung.

Die Praxis ist bisher ernüchternd. Weltweit gibt es bisher nur zwei kommerzielle Anlagen für Blauen Wasserstoff:

- Die Anlage von Air Products (Texas) erreicht eine CO<sub>2</sub>-Capture Rate von lediglich 40 Prozent.
- Beim Projekt Quest (Kanada) liegt sie im Durchschnitt der letzten Jahre bei 68%. [Q76]

Die Spannweite zwischen den geplanten Projekten ist zwangsläufig hoch, je nach Upstream-Emissionen und CCS-Effizienz.

Die folgende Abbildung zeigt mehrere Szenarien für Grauen und Blauen Wasserstoff. Es wird deutlich, dass Blauer Wasserstoff nur bei wenigen Gaslieferketten und nur bei aufwendigen Produktions-/CCS-Verfahren einen positiven Beitrag für den Klimaschutz liefern kann. Die Säulen machen auch klar, wie sehr die Klimabilanz von Blauem Wasserstoff von den Methanemissionen in der Vorkette abhängt. [Q46]

Zum besseren Verständnis der Größenordnungen: 0,1 kg CO<sub>2</sub>e/MJ (y-Achse) entsprechen 360 gCO<sub>2</sub>/kWh. Bei der Verbrennung von Erdgas entstehen direkt ca. 200g CO<sub>2</sub>/kWh, inklusive Vorkettenemissionen (USA, GWP20) ca. 400g CO<sub>2</sub>e/kWh.

Abbildung: Klimabilanz unterschiedlicher Verfahren zur Wasserstoffproduktion

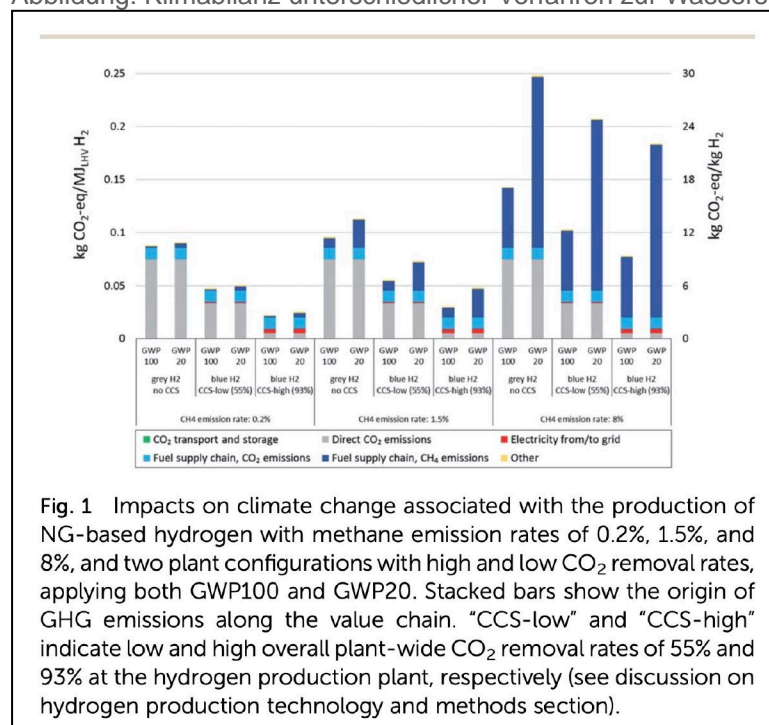


Fig. 1 Impacts on climate change associated with the production of NG-based hydrogen with methane emission rates of 0.2%, 1.5%, and 8%, and two plant configurations with high and low CO<sub>2</sub> removal rates, applying both GWP100 and GWP20. Stacked bars show the origin of GHG emissions along the value chain. "CCS-low" and "CCS-high" indicate low and high overall plant-wide CO<sub>2</sub> removal rates of 55% and 93% at the hydrogen production plant, respectively (see discussion on hydrogen production technology and methods section).

Quelle: Bauer et al. [Q46]

In den folgenden Abbildung werden verschiedene Szenarien für Blauen Wasserstoff mit den Emissionen von Grünem Wasserstoff verglichen (grüner horizontaler Balken). Die Symbole (Dreieck, Raute) zeigen die Emissionen von Elektrolyse-Wasserstoff, wenn der aktuelle Strommix in der EU bzw. in den USA verwendet wird.

Die Abbildung macht deutlich, dass die Klimabilanz von Blauem Wasserstoff nur in Extremfällen mit Grünem Wasserstoff aus Grünstrom mithalten kann.

Abbildung: Klimabilanz unterschiedlicher Verfahren zur Wasserstoffproduktion

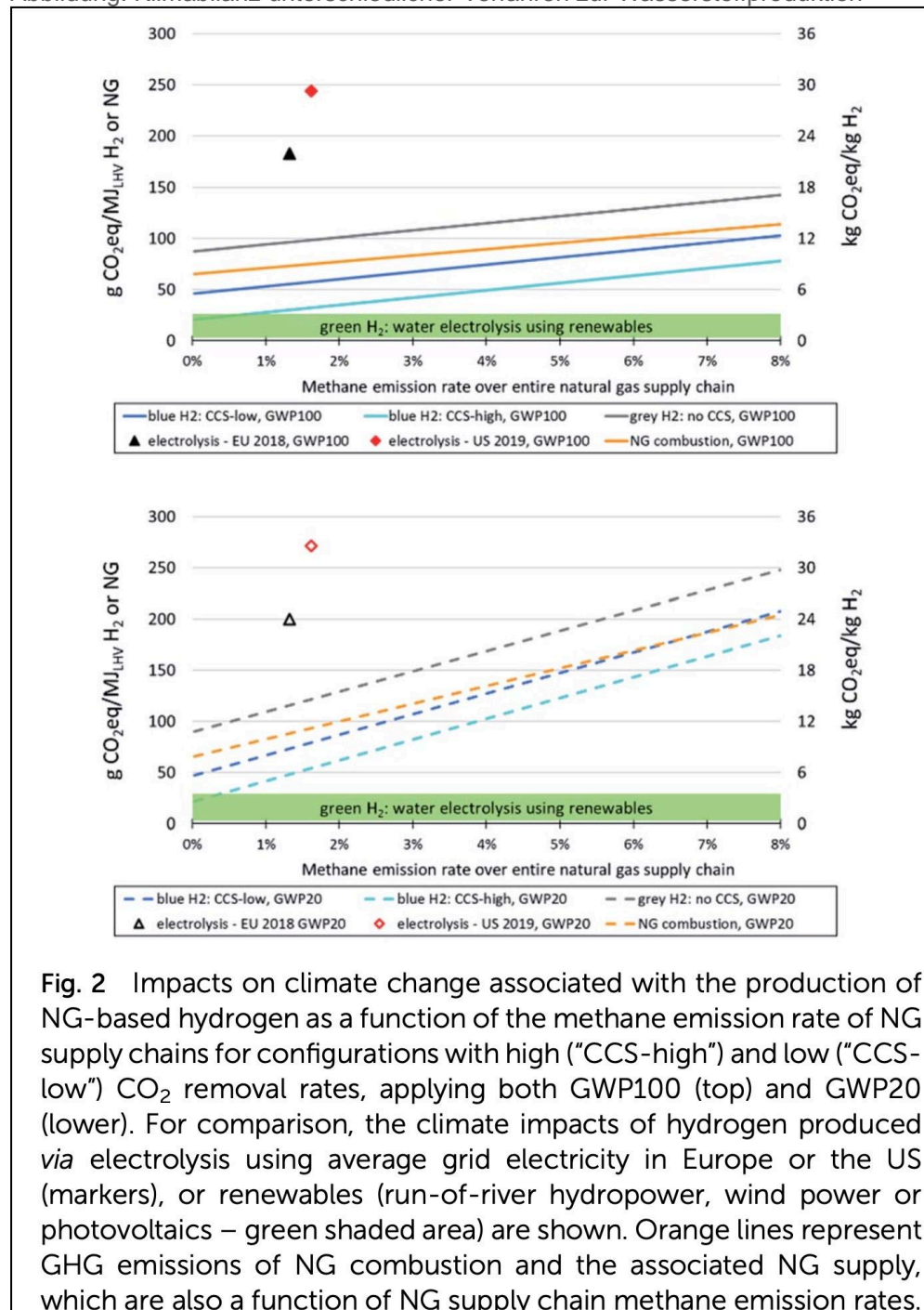


Fig. 2 Impacts on climate change associated with the production of NG-based hydrogen as a function of the methane emission rate of NG supply chains for configurations with high ("CCS-high") and low ("CCS-low") CO<sub>2</sub> removal rates, applying both GWP100 (top) and GWP20 (lower). For comparison, the climate impacts of hydrogen produced via electrolysis using average grid electricity in Europe or the US (markers), or renewables (run-of-river hydropower, wind power or photovoltaics – green shaded area) are shown. Orange lines represent GHG emissions of NG combustion and the associated NG supply, which are also a function of NG supply chain methane emission rates.

Quelle: Bauer et al. [Q46]

Elektrolyse-Wasserstoff, der aus dem aktuellen Strommix hergestellt wird, schneidet allerdings noch einmal deutlich schlechter ab. Hier wäre eine emissionsorientierte Fahrweise der Elektrolyseure notwendig, also ein Betrieb nur in den Stunden, in denen es einen Überschuss an Solar-/Windstrom gibt (und daher auch die Kosten am niedrigsten sind).

Diese kosten- und klimaorientierte Fahrweise ist bei Blauem Wasserstoff nicht möglich, da die Produktion nicht kurzfristig hoch- oder heruntergefahren werden kann.

Selbst in den USA, die Wasserstoff mit großzügigen Steuergutschriften fördern wollen, bleibt Blauer Wasserstoff daher ein Risikoinvestment. Die Ratingagentur Moody's sieht die Produzenten erheblichen Risiken ausgesetzt, da es jederzeit zur einer Beschleunigung der Dekarbonisierungsziele kommen könnte. Auch wird Blauer Wasserstoff in den meisten Fällen nur reduzierte Subventionen erhalten können, da sie die CO<sub>2</sub>-Emissionsziele des IRA Tax Credit nicht vollständig einhalten können.[Q82]

Auch in Großbritannien schrumpft seit diesem Jahr die Euphorie für Blauen Wasserstoff. Nur drei Großprojekte sollen staatliche Subventionen erhalten (BP Teesside mit 500MW, Vertex Hydrogen Stanlow 350 MW), deutlich weniger als erwartet.[Q83]

### **3.5 Ungelöste Frage: Klimaschäden durch Wasserstofflecks?**

Noch gänzlich ungeklärt ist die Frage, in welchem Umfang Wasserstoff über Leckagen, Schiffshavarien etc. seinerseits zum Klimawandel beitragen wird.[Q77] Wasserstoff reagiert in der Atmosphäre mit Hydroxid-Molekülen zu Wasser. Über indirekte Effekte wird dadurch u.a. Methan langsamer abgebaut und der Ozongehalt steigt.

Dadurch hat Wasserstoff in der Atmosphäre einen Klimateffekt über 20 Jahre, der nach diversen Untersuchungen 33fach höher ist als der von CO<sub>2</sub>. Die methodischen Unsicherheiten sind allerdings hoch. Ähnlich wie bis vor wenigen Jahren bei Methan steht die Forschung hier noch am Anfang (für einen Überblick [Q93]).

Sicher ist jedoch, dass ein großer Teil der Infrastruktur, von Schiffen bis zu Teilen der Gasinfrastruktur noch nicht „H<sub>2</sub>-Ready“ ist. Sollte die Wasserstoffwirtschaft rasch wachsen, sind hohe Wasserstoffemissionen schwer zu verhindern.

## 4. CCS-Deponien: Teuer, riskant, unerprobt

Die Wasserstoffproduktion aus Erdgas erzeugt hohe CO<sub>2</sub>-Emissionen, ist also mit dem Klimaschutz unvereinbar. Die Gasindustrie will dieses Problem durch eine Abscheidung an der Produktionsanlage („Capture“) und eine Deponierung des Klimagases in Endlagern („Storage“) entschärfen, zusammen ist das CCS (Carbon Capture & Storage).

CO<sub>2</sub> kann in alten Öl- und Gasfeldern oder auch in tiefen Aquiferen entsorgt werden. Das Gas wird dazu zunächst so stark verdichtet, dass es flüssig wird. Das Reservoir muss über 800m tief liegen, damit der Druck ausreicht, CO<sub>2</sub> in diesem Zustand zu halten.

### 4.1 Bisherige Entwicklung

CCS konnte sich nach einem zunächst dynamischen Start in den 80er-Jahren nicht durchsetzen: Extreme Kosten, technische Probleme, regulatorische Hürden und politischer Gegenwind führten zu zahllosen Projektabbrüchen. Das geografische Zentrum der bisherigen Projekte befindet sich daher nach wie vor in den USA und Kanada. Hier war Klimaschutz allerdings nur ein Nebenaspekt:

1. In den USA wird CO<sub>2</sub> schon seit Jahrzehnten bei der Ölförderung eingesetzt, um den Druck in den Lagerstätten zu erhöhen und Öl damit an die Oberfläche zu pressen (Enhanced Oil Recovery/EOR). Der Klimanutzen ist gering, da durchschnittlich 15-20% des injizierten CO<sub>2</sub> wieder an die Oberfläche gelangen. [Q41]

2. Außerhalb des Ölsektors gibt es mehrere Anlagen zur Reinigung/Aufbereitung von Erdgas (Natural Gas Processing) für den Pipelinetransport. Dafür muss das CO<sub>2</sub> aus dem Erdgasgemisch entfernt werden. In einigen Anlagen wird es wieder in den Boden gepresst.

Außerhalb dieser beiden Schwerpunkte konzentrierte sich die erste neue Welle von CCS-Projekten auf Kohlekraftwerke. Alle Projekte, ob Neubau oder Retrofit, scheiterten jedoch trotz massiver staatlicher Unterstützung aus Kostengründen oder aus technischen Gründen.

Ende 2022 lag die bereits realisierte globale CCS-Kapazität (inkl. EOR) daher bei unter 50 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr [Q33].

1. Doch mittlerweile gibt es in **Europa** eine ganze Reihe neuer Projekte in der Planungs- oder Realisierungsphase. Hier geht es weniger um Kraftwerksemissionen als um Emissionen aus der Industrie, darunter auch Wasserstoff.

Die größten CCS-Hubs in Europa sollen rund um die Nordsee entstehen, also vor England, Schottland, Norwegen, Dänemark, Belgien und den Niederlanden. In der Nordsee stehen zahlreiche leere Öl- und Gasfelder sowie saline Aquifere für die CO<sub>2</sub>-Einspeicherung zur Verfügung.

Europa hat zwar weniger CCS-Vorhaben als die USA, aber sie sind im Durchschnitt größer, darunter die Hubs Porthos, Polaris, HyNet North West und das East Coast Cluster. Auch in Europa spielen Öl- und Gaskonzerne bei einer Umsetzung eine zentrale Rolle.

2. Weitere Projekte befinden sich in **Nordamerika**. Gelder aus dem Inflation Reduction Act spielen bereits eine Rolle, doch langwierige Genehmigungsverfahren verzögern im Moment die Realisierung.

Die CCS-Branche ist insbesondere für die amerikanischen Öl- und Gaskonzerne interessant geworden, da sie weniger als ihre europäischen Konkurrenten auf eine Diversifizierung ihres Geschäftsmodells Richtung Strom oder Biofuels setzen. Für sie ist CCS die wichtigste strategische Antwort auf Forderungen nach einer Reduzierung der Klimaemissionen.

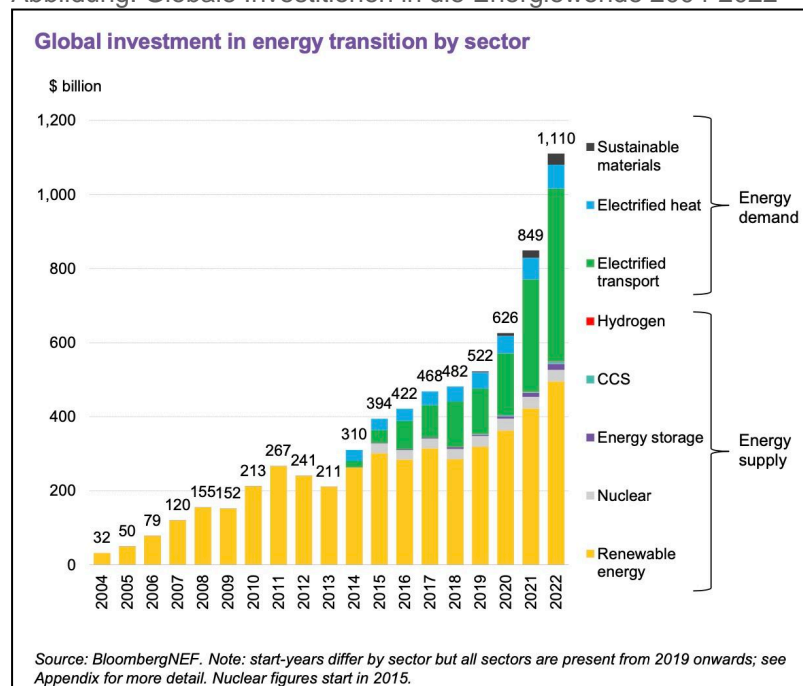
3. Zusätzlich gibt es auch in **Asien und Australien** große CCS-Projekte, von Middle East über Indien bis nach Indonesien und Japan. Langfristig werden in Asien sogar die größten CCS-Kapazitäten erwartet. Praktisch überall spielen staatliche Subventionen eine entscheidende Rolle.

### Bisher nur geringe Investitionen in CCS

Bis zum heutigen Tag konnte CCS nur geringe Investitionen auf sich ziehen. Im Jahr 2002 lagen die globalen Gesamtinvestitionen in die Energiewende (Energy Transition Investment) bei 1100 Mrd. Dollar. Davon ging der größte Teil in grüne Energieerzeuger (v.a. Wind/Solar) mit 495 Mrd. Dollar und in Elektromobilität mit 466 Mrd. Dollar. [Q47]

CCS spielt dabei eine ebenso geringe Rolle wie Wasserstoff. In den Sektor CCS flossen im letzten Jahr 6,4 Mrd. Dollar und in Wasserstoff gerade einmal 1,1 Mrd. Dollar. Auf dem Schaubild ist ihr Anteil an den Investitionen kaum erkennbar.

Abbildung: Globale Investitionen in die Energiewende 2004-2022



Quelle: BNEF [Q47]

Ende 2022 waren weltweit nur 30 kommerzielle CCS-Projekte in Betrieb. Sie haben eine jährlich Abscheidkapazität von zusammen 42,6 Mio.t CO<sub>2</sub>. [Q42]

Nur 9 dieser Projekte haben die dauerhafte CO<sub>2</sub>-Speicherung zum Ziel. Es ist nicht bekannt, in welchem Umfang diese Projekte ihre Zielvorgaben erfüllt haben. In Europe ist seit 1996 bis zum heutigen Tag das Projekt Sleipner (norwegisches Gasfeld) das einzige CCS-Projekt.

Projektname	Land (Region)	Kapazität (Mt/a)	Beginn	Entstehungsprozess	Transportart/-entfernung (km)	Verwendung
Terrell Natural Gas Processing Plant (ehm. Val Verde Natural Gas Plants)	USA (Texas)	0,4-0,5	1972	Erdgasaufbereitung	Pipeline (316)	EOR
Enid Fertilizer	USA (Oklahoma)	0,7	1982	Düngemittelherstellung (Erdgas)	Pipeline (225)	EOR
Shute Creek Gas Processing Plant	USA (Wyoming)	7,0	1986	Erdgasaufbereitung	Pipeline (max. 460)	EOR
MOL Szank field CO <sub>2</sub> EOR	Ungarn	0,059-0,157	1992	Erdgasaufbereitung	Pipeline (?)	EOR
Sleipner CO <sub>2</sub> Storage	Norwegen (Nordsee)	0,85	1996	Erdgasaufbereitung	Direkte Injektion	GS (offshore, A)
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	USA	3,0	2000	Kohlevergasung	Pipeline (329)	EOR
Core Energy CO <sub>2</sub> -EOR	USA (Michigan)	0,4	2003	Erdgasaufbereitung	Pipeline (wenige km)	EOR
Snohvit CO <sub>2</sub> Storage	Norwegen (Barentssee)	0,7	2008	Erdgasaufbereitung	Pipeline (153)	GS (offshore, A)
Arkalon CO <sub>2</sub> Compression Facility	USA (Kansas, Texas)	ca. 0,3 (max.)	2009	Ethanolherstellung (Mais)	Pipeline (145)	EOR
Century Plant	USA (Texas)	5,0	2010	Erdgasaufbereitung	Pipeline (64 bis 240)	EOR
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	Brasilien (Santos Basin)	ca. 1,0	2011	Erdgasaufbereitung	Direkte Injektion	EOR
Bonanza BioEnergy CCUS EOR	USA (Kansas)	0,1	2012	Ethanolherstellung	Pipeline (24)	EOR
Air Products Steam Methane Reformer	USA (Texas)	1,0	2013	H <sub>2</sub> -Produktion (Erdgas)	Pipeline (158)	EOR
Coffeyville Gasification Plant	USA (Kansas)	0,9	2013	Düngemittelherstellung (Petrolkoks)	Pipeline (112)	EOR
PCS Nitrogen	USA (Louisiana)	0,2-0,3	2013	Düngemittelherstellung (Erdgas)	Pipeline (?)	EOR
Boundary Dam Unit 3 Carbon Capture and Storage Facility (BD3 CCS facility)	Kanada (Saskatchewan)	1,0	2014	Energieerzeugung (Braunkohle)	Pipeline (66)	EOR+ GS (A) (EOR>A)
Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR Project	China	0,1	2015	Methanolherstellung (verm. Erdöl)	Lkw (?)	EOR
Quest	Kanada (Alberta)	ca. 1,0	2015	H <sub>2</sub> -Produktion (Erdgas)	Pipeline (64)	GS (A)
Uthmaniyah CO <sub>2</sub> -EOR Demonstration	Saudi-Arabien (Eastern Provinz)	0,8	2015	Erdgasaufbereitung	Pipeline (85)	EOR
Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries)	VAE (Abu Dhabi)	0,8	2016	Stahlproduktion (Erdgas)	Pipeline (43)	EOR
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	USA (Illinois)	1,0	2017	Ethanolherstellung (Mais)	Pipeline (1,6)	GS (A)
ONPC Jilin Oil Field CO <sub>2</sub> EOR	China (Jilin Province)	0,6	2018	Erdgasaufbereitung	Pipeline (53 bis Bloke Hei)	EOR
Gorgon Carbon Dioxide Injection	Australien (offshore West-A)	3,4-4	2019	Erdgasaufbereitung	Pipeline (7)	GS (A)
Qatar LNG CCS	Katar	2,1	2019	Erdgasaufbereitung	Pipeline (?)	EOR
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL), North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO <sub>2</sub> Stream	Kanada (Alberta)	1,3-1,6	2020	Erdölaufbereitung	Pipeline (240)	EOR
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL), Nutrien CO <sub>2</sub> Stream	Kanada (Alberta)	0,3	2020	Düngemittelherstellung (verm. Erdgas)	Pipeline (240)	EOR
Orca	Island	0,004	2021	DAC	Direkte Injektion	GS (Basalt)
Sinopec Qilu Petrochemical CCS	China	1,0	2021	Kohlevergasung	LKW, ab Ende 2022 Pipeline geplant (75)	EOR
Glacier Gas Plant MOCSS	Kanada (Alberta)	0,047 (Phase 1)	2022	Erdgasaufbereitung	?	GS (A)
Red Trail Energy CCS	USA (Nord-Dakota)	0,18	2022	Ethanolherstellung (Mais)	Direkte Injektion	GS (A)

**Tabelle 3:** Laufende kommerzielle CCS-Projekte laut CO<sub>2</sub>RE Datenbank ( Global CCS Institute, 2022a), Stand Sept. 2022). Die Projekte sind in der Reihenfolge ihres Beginns aufgelistet. Die blau markierten Projekte haben relativ geringe CO<sub>2</sub>-Abscheidkapazitäten und entsprechen damit nicht der Definition von „großmaßstäblichen Projekte“ des GCCSI. (Abkürzungen: A: salinärer Aquifer; EOR: Enhanced Oil Recovery; GS: geologische Speicherung)

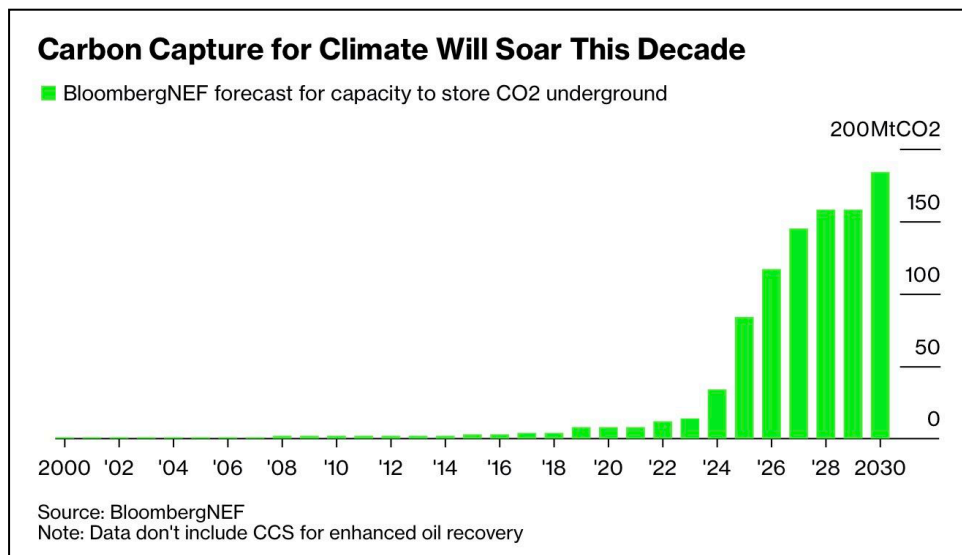
Quelle: BMWK [Q42]

## 4.2 Aktuelle CCS-Pläne

Nur 11 kommerzielle CCS-Projekte sind derzeit weltweit im Bau, davon 4 in Norwegen. Weitere 153 Projekte sind in der Planungsphase, so eine Übersicht des BMWK. [Q42] Eine Liste von Rystad Energy kommt auf ähnliche Werte. Sie zählten Ende 2022 weltweit 65 kommerzielle CCUS-Projekte, die pro Jahr 40 Mio.t CO<sub>2</sub> einfingen. Die Projektpipeline enthält weitere 385 Projekte, die vor 2030 den Betrieb aufnehmen sollen. [Q41]

Wieviel davon tatsächlich die FID-Hürde (Final Investment Decision) überspringt und dann bis 2030 realisiert wird, ist jedoch laut Rystad unklar. Schon in der Vergangenheit wurden zahlreiche Projekte angekündigt, die mittlerweile nicht mehr aktuell sind.

Rystad hält bis 2030 eine CCS-Kapazität von über 600 Mio.t CO<sub>2</sub> für möglich. Reuters [Q72] kommt in seiner Bestandsaufnahme auf lediglich ca. 300 Mio.t CCS, die bis 2030 bereitstehen können, falls alle angekündigten Projekte realisiert werden sollten. BNEF rechnet bis 2030 mit maximal 180 Mio.t CCS (ohne EOR-Projekte).[Q73]



Quelle: BNEF

Zu der verhaltenen Investitionsbereitschaft haben sicherlich auf spektakuläre Fehlschläge wie z.B. das Gorgon-Erdgasprojekt (Australien/Shell) beigetragen. Da Shell als technisch führend gilt, wirkten die enormen technischen Probleme in Australien abschreckend.

Auch beim Projekt Quest (Kanada), das u.a. Blauen Wasserstoff produziert, wurden die Abscheidungsraten nicht erreicht. Seit 2015 wird die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung in einem salinen Aquifer an einer Wasserstoffproduktionsanlage im Umfang von 1 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr getestet.

Die größten Deponiekapazitäten gibt es in salinen Aquiferen. Doch die müssen, anders als Öl- und Gasfelder, geologisch noch auf ihre Eignung hin untersucht werden. Das ist ein Verfahren, das sich über viele Jahre, wenn nicht sogar Jahrzehnte hinzieht. Aus diesem Grund ziehen die Betreiber leere Öl- und Gasfelder derzeit vor. Hinzu kommen infrastrukturelle Engpässe. Weltweit gibt es im Moment nur vier kleine Tanker, die CO<sub>2</sub> transportieren können (Larvik Shipping).



## Der neue Ansatz: CCS-Netzwerke/Cluster

Um die Kosten zu senken, verlagert sich der Trend mittlerweile von Einzelprojekten zu ganzen Netzwerken. Sie sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen sammeln und über Offshore-Pipelines oder Häfen entsorgen.

In Europa werden aktuell 17 CCS-Netzwerke geplant: UK (6), Belgien/Niederlande (5), Dänemark (2) und Norwegen (2). Elf dieser Netzwerke planen eine CO<sub>2</sub>-Deponierung in salinaren Aquiferen und drei in entleerten Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Drei Netzwerke hatten sich Stand 2021 noch nicht festgelegt. [Q42] In den meisten der geplanten europäischen und nicht-europäischen CCS-Cluster spielen Blauer Wasserstoff und Wasserstoffderivate wie Blauer Ammoniak eine wichtige Rolle.

Die Projekte in Norwegen und in den Niederlanden sind am weitesten fortgeschritten. Norwegen verfügt sowohl über eine größere Zahl geeigneter alter Erdgasfelder wie auch über große Aquifere für die Deponierung von CO<sub>2</sub>.

Norwegen hat bereits CCS-Projekte, die in Betrieb sind. Beide sind erdgasorientiert: Der CO<sub>2</sub>-Gehalt des geförderten Gases wird reduziert, um es vermarkten zu können. Die hohe CO<sub>2</sub>-Steuer in Norwegen macht die Deponierung des CO<sub>2</sub> finanziell attraktiv.[Q42] Das **Sleipner**-CCS-Projekt scheidet seit 1996 ca. 1 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr ab. Die Snøhvit-Anlage zur Produktion von LNG in **Melkøya** hat eine Abscheidekapazität von 0,7 Mio.t CO<sub>2</sub>.

Im Jahr 2020 startete das CCS-Rahmenprojekt **Longship**. Der norwegische Staat finanziert dabei zwei Drittel der erwarteten Kosten von ca. 2,5 Mrd. Euro. In der ersten Phase werden die Emissionen einer norwegischen Zementfabrik und einer Abfallverbrennungsanlage abgeschieden.

Transport und Offshore-Deponierung des CO<sub>2</sub> sollen im Unterprojekt **Northern Lights** realisiert werden. Hier kooperieren die Ölkonzerne Equinor, Shell und Total. Die Bohrungen für Phase 1 starteten Mitte 2022. CO<sub>2</sub> soll zuerst in den Lower Jurassic Aurora Sandstone südlich von **Troll West** gepumpt werden, von wo aus das Gas nach oben durch die Aquifere wandern wird. Die ersten CO<sub>2</sub>-Injektionen sind für 2024 geplant. In Phase 1 werden voraussichtlich 1,5 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr deponiert werden. In Phase 2 sollen es dann 5 Mtpa werden.

Im Oktober 2022 ging eine weitere CCS-Erschließungslizenz an die deutsche **Wintershall DEA** (Luna) und an die norwegische Equinor im **Smeiaheia**-Gebiet.

Auch in der **Barentssee** sind CCS-Deponien geplant. die 2025 den Betrieb aufnehmen sollen (**Polaris**-CCS). Hier soll Blauer Wasserstoff für die Produktion von Ammoniak eingesetzt werden. Im Februar 2023 kam dieses Vorzeigeprojekt allerdings ins Schlingern [Q79]. Der norwegische Ölkonzern Equinor und ein Vår Energi zogen sich aus Europas größtem Projekt für Blauen Ammoniak zurück. Das Projekt steht nun vor dem Aus oder vor erheblichen Verzögerungen.

Im Hafen von **Rotterdam** wird aktuell eines der größten CCS-Projekte Europas geplant. Das Projekt „Port of Rotterdam CO<sub>2</sub> Transport Hub and Offshore Storage“ (**Porthos**) plant eine integrierte CCS-Infrastruktur mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung, Transport und Speicherung. Das Porthos-Projekt wird mit 2,1 Mrd. € Subventionen aus dem niederländischen SDE++ Programm unterstützt.[Q42]

Abbildung: Geplante CCS-Cluster weltweit

Name des Netzwerkes	Land	Industriesektor/-prozesse; Herstellung von	CO <sub>2</sub> -Abscheidekapazität Mt CO <sub>2</sub> /a		Transportoption	Verwendung
			min.	max.		
Abu Dhabi Cluster	VAE	Erdgasaufbereitung, H <sub>2</sub> , Eisen und Stahl	2,7	5,0	Pipeline	EOR
Acom	UK (Schottland)	H <sub>2</sub> , Gaskraftwerk, Erdgasaufbereitung, Direct Air Capture	5,0	10,0	Pipeline	Salinare Aquifere
Alberta Carbon Grid	Kanada	tbd	20,0	/	Pipeline	tbd
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)	Kanada	Dünger, H <sub>2</sub> , Chemie	1,7	14,6	Pipeline	EOR
Antwerp@C	Belgien	H <sub>2</sub> , Chemie, Erdölraffinerie	9,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Aramis	Niederlande	Erdölraffinerie, H <sub>2</sub> , Müllverbrennung, Chemie, Stahl	20,0	/	Pipeline, Schiff	Salinare Aquifere
Athos	Niederlande	H <sub>2</sub> , Eisen & Stahl, Chemie	1,0	6,0	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Barents Blue	Norwegen	Chemie, H <sub>2</sub> , Müllverbrennung	1,8	/	Schiff	Salinare Aquifere
C4 Copenhagen	Dänemark	Müllverbrennung, Gaskraftwerke	3,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
CarbonConnect-Delta (Ghent)	Belgien & Niederlande	Stahl, Chemie	6,5	/	Pipeline, Schiff	wird derzeit geprüft
CarbonNet	Australien	Erdgasaufbereitung, H <sub>2</sub> , Dünger, Müllverstromung, Direct Air Capture	2,0	5,0	Pipeline	Salinare Aquifere
CarbonSafe Illinois Macon County	USA	Kohlekraftwerk, Ethanol	2,0	15,0	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Dartagnan	Frankreich	Aluminium, Stahl	10,0	/	Pipeline, Schiff	n/a
Edmonton Hub	Kanada	Erdgaskraftwerk, H <sub>2</sub> , Erdölraffinerie, Chemie, Zement	/	10,0	Pipeline	Salinare Aquifere
Greensand	Dänemark	Müllverbrennung, Zement	3,5	/	Pipeline, Schiff	Entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten
Houston Ship Channel CCS Innovation Zone	USA	verschiedenes (nicht näher erläutert)	/	100,0	Pipeline	tbd
Humber Zero	UK (England)	H <sub>2</sub> , Erdgaskraftwerk	8,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
HyNet North West	UK (Wales & England)	H <sub>2</sub>	1,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Illinois Storage Corridor	USA	Kohlekraftwerk, Bioethanol	6,5	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Integrated Mid-Continent Stacked Carbon Storage Hub	USA	Kohlekraftwerk, Zement, Ethanol, Chemie	1,9	19,4	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Langskip	Norwegen	Müllverbrennung, Zement	1,5	5,0	Pipeline, Schiff	Salinare Aquifere
Louisiana Hub	USA	H <sub>2</sub> , Eisen & Stahl, Erdölraffinerie, Chemie, Ethanol	5,0	10,0	Pipeline	Salinare Aquifere
Net Zero Teesside	UK (England)	Erdgaskraftwerk, Dünger, Eisen & Stahl, Chemie	0,8	6,0	Pipeline	Salinare Aquifere
North Dakota Carbonsafe	USA	Eisen & Stahl	3,0	17,0	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Petrobras Santos Basin CCS Cluster	Brasilien	Erdgasaufbereitung	3,0	/	Direkte Injektion	EOR
Porthos	Niederlande	H <sub>2</sub> , Chemie	2,0	5,0	Pipeline	Entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten
Ravenna Hub	Italien	H <sub>2</sub> , Erdgaskraftwerk	/	4,0	Pipeline	Entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten

South Wales Industrial Cluster	UK (Wales)	Erdgaskraftwerk, H <sub>2</sub> , Erdölraffinerie, Chemie	9,0	/	Pipeline, Schiff	Salinare Aquifere
Summit Carbon Solutions	USA	Bioethanol	7,9	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Valero Blackrock	USA	Bioethanol	5,0	/	Pipeline	tbd
Wabash CarbonSafe	USA	Kohle- und Erdgaskraftwerk, H <sub>2</sub> , Chemie, Zement, Biomasseverstromung	1,5	18,0	Direkte Injektion	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Xinjiang Junggar Basin CCS Hub	China	Kohlekraftwerk, H <sub>2</sub> , Chemie	0,2	3,0	Pipeline, Lkw	EOR
Zero Carbon Humber	UK (England)	H <sub>2</sub> , Eisen und Stahl, Chemie, Zement, Ethanol	/	18,3	Pipeline	Salinare Aquifere

**Tabelle 4:** Übersicht an CCUS-Netzwerken/Cluster weltweit (nach GCCSI 2021)

Quelle: BMWK [Q42]

## 4.3 CCS-Risiken und die Entwicklung in Deutschland

Das deutsche Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) trat 2012 in Kraft. Nach aktueller Gesetzeslage ist die CO<sub>2</sub>-Speicherung im gesamten Bundesgebiet mittlerweile nicht mehr möglich.[Q42] Allerdings gibt es in jüngster Zeit vermehrt Forderungen der Industrie, dieses Verbot wieder aufzuheben.

In Deutschland gibt es bisher keine kommerziellen CCS-Projekte. Lediglich an einem Pilotstandort in Ketzin/Havel wird die Speicherung von CO<sub>2</sub> untersucht. Hier wurden bis 2013 ca. 67.000 t CO<sub>2</sub> injiziert. Anscheinend ist das Projekt mittlerweile aus dem Blick geraten, denn der Standort wird seit 2017 nicht mehr überwacht. Über die Dichtigkeit lassen sich daher keine Aussagen treffen. [Q71]

Ende 2022 veröffentlichte die Bundesregierung ihren zweiten ausführlichen Evaluierungsbericht zum Stand von CCS in Deutschland und weltweit.[Q42] Er zählt zahlreiche Risiken auf, die mit der Abscheidung, dem Transport und der Deponierung von CO<sub>2</sub> verbunden sind und für die keine technisch sichere Lösung in Sicht ist.

Zwar wurden im Berichtszeitraum 2018-2022 keine größeren Unfälle oder Umweltbeeinträchtigungen bekannt, so die Autoren [Q42], aber die Zahl der CCS-Anlagen mit dem Ziel der dauerhaften CO<sub>2</sub>-Speicherung (9 Anlagen weltweit!) ist zu gering, um Aussagen mit statistischer Relevanz treffen zu können.

- Der Bericht verweist auf Risiken bei den CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen. Hier können gefährliche Chemikalien, Gase oder Brennstoffe austreten.
- Bei großen Leckagen in Pipelines oder Schiffshavarien können schlagartig große Mengen CO<sub>2</sub> freiwerden.
- Hinzu kommen die Emissionen und der Energieverbrauch, der mit dem Transport und Verpressen von jährlich vielen Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> verbunden ist.
- In den unterirdischen CO<sub>2</sub>-Deponien kann CO<sub>2</sub> oder salzreiches Formationswasser aus dem Speichergestein entweichen und durch Migration oder Verdrängung von salzreichem Wasser oberflächennahes Grund- Trinkwasser verschmutzen oder versalzen. Dasselbe gilt für Böden, in denen sich der pH-Wert verschlechtern könnte.
- Durch die Injektion und Speicherung von CO<sub>2</sub> können seismische Ereignisse ausgelöst werden.

Eine Bestandsaufnahme von Greenpeace verweist auf zusätzliche Risiken und Schwachstellen von CCS-Projekten [Q71] :

- Undichtigkeiten in Bohrlöchern, aktive Bohrlochleckagen oder sogar Blowouts bei Bohrungen sind möglich.
- CCS schafft Ewigkeitslasten für zukünftige Generationen. Der Gesamtverband der deutschen Versicherungswirtschaft hält die Risiken für die dauerhafte Endlagerung von CO<sub>2</sub> daher nicht für absicherungsfähig.
- Grundsätzlich stellt sich die Frage, ob CCS tatsächlich alternativlos ist. Selbst in der häufig zitierten Zementindustrie gibt es immer mehr innovative Produktionsansätze und neue Materialien, die keine großen CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Auch natürliche CO<sub>2</sub>-Senken könnten Restemissionen ausgleichen. Dadurch könnte CCS generell überflüssig werden.

### **CCS und Blauer Wasserstoff: Falsche Prioritäten und Emissionsrisiken**

In der Praxis deutet sich nicht nur in Deutschland ein lang anhaltender Mangel an attraktiven CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten an.

Die Lagerstätten stehen außerdem nur ein Mal zur Verfügung: Wenn CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wasserstoffproduktion knappe Speicherkapazitäten blockieren sollten, die zu einem späteren Zeitpunkt für negative Emissionsverfahren (BECCS, DAC) fehlen, dann hätten die Verfahren des Blauen Wasserstoffs keinerlei Emissionsvorteile gegenüber dem traditionellen Verfahren. Ein früher Einsatz von CCS für fossile Industrien wird damit zu einem Nullsummenspiel für den Klimaschutz.

### **Preis- und Kostenrisiken**

Bei CCS gilt es wie in anderen Branchen Kosten und Preise zu unterscheiden. Die tatsächlichen Marktpreise könnten deutlich höher liegen als die Kosten für CCS.

Die Anbieter können voraussichtlich Preise im Markt durchsetzen, die in der Nähe der erwarteten oder tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Kosten ihrer Kunden liegen. Einerseits werden die Kosten für die CCS-Anbieter mit steigender Erfahrung und vernetzter Infrastruktur zwar fallen. Andererseits wächst jedoch ihre Marktmacht, da eine Verschärfung der Klimapolitik diese CCS-Kapazitäten zu einem knappen Gut macht, dessen Wert durch höhere CO<sub>2</sub>-Abgaben im ETS-System oder in nationalen Regelungen steigt.

Untypisch für neue Technologien ist, dass im Laufe der letzten Jahrzehnte bei CCS-Projekten keine Kostensenkungen beobachtet werden konnten. [Q24] Niedrigere Kosten werden in Zukunft daher eher durch organisatorische Maßnahmen erwartet. In CCS-Hubs sollen die CO<sub>2</sub>-Ströme regional konzentriert, gesammelt und kostengünstig transportiert und gespeichert werden. Dadurch könnten die Kosten im Laufe der nächsten Jahrzehnte um bis zu 30% sinken, so Prognosen. [Q27]

Noch immer hat die CCS-Branche große Probleme, die Kosten einzuschätzen. Je nach Anwendungsfall und Region gibt es stark unterschiedliche Kostenprognosen für die kommenden Jahrzehnte. Das Fazit praktisch aller Prognosen ist jedoch, dass CCS ohne massive staatliche Subventionen nicht vom Fleck kommen kann.

Trotz hoher CO<sub>2</sub>-Preise im ETS von 80-100 €/t sagen CCS-Developer und potenzielle Kunden aus Industrie und Energiewirtschaft, dass CCS nach wie vor hohe staatliche

Subventionen benötigen. Die Technologie sei noch nicht ausgereift und noch immer gebe es hohe technische, regulatorische und ökonomische Hürden. In einzelnen Ländern wie Deutschland ist zudem mit starkem politischen Widerstand zu rechnen. Noch immer gebe es kein tragfähiges Geschäftsmodell. [Q74]

Branchen mit guten Voraussetzungen wie Blauer Wasserstoff, also mit stark konzentrierten CO<sub>2</sub>-Strömen, rechnen mit Kosten von 50-80 €/t für eine Tonne CO<sub>2</sub> (Abscheidung, Transport, Speicherung). Aber die Unsicherheit ist groß, da bisher fast keine Praxiserfahrungen vorliegen.

## Warum also CCS? Die Interessen der Öl- und Gaskonzerne

Während CCS in Deutschland vor allem als Lösung für die (angeblich) unvermeidlichen „letzten 10 Prozent“ der Klimaemissionen diskutiert wird, befindet sich die Branche international bisher auf einem ganz anderen Pfad.

CCS dient bei fast allen Projekten als Enddeponie für die fossile Öl- und Gasindustrie, vom Ölsandupgrading in Kanada bis zur Petrochemie für Ö Raffinerien. Zudem können die leergepumpten Gasfelder und die umfangreiche Offshore-Infrastruktur, die z.B. in der Nordsee vor der Abwrackung steht, ein zweites Mal vermarktet werden.

Kein Wunder also, dass CCS-Projekte vor allem von großen Öl- und Gaskonzernen wie Exxonmobil und Shell vorangetrieben werden. Die folgende Abbildung zeigt als Beispiel die CCS-Projekte, an denen der Öl- und Gaskonzern Shell beteiligt ist: im Betrieb, im Bau und pre-FID.

Tabelle: CCS-Projekte von Shell

Shell plc Sustainability Report 2022						
CCS projects						
Project	CO <sub>2</sub> source	Country	Shell involvement	Shell interest	Total capacity (100%), million tonnes per annum	Shell-operated
<b>CCS facilities in operation</b>						
Quest	Bitumen upgrading	Alberta, Canada	Technical developer, operator, JV partner	10 %	1 mtpa	Yes
Gorgon	CO <sub>2</sub> in gas	Australia	JV partner	25 %	Up to 4 mtpa	No
Technology Centre Mongstad test and research facility	Gas-fired power, refining and chemical production	Norway	JV partner	8,7 %	Test site	No
<b>CCS projects under construction</b>						
Northern Lights (Phase 1)	Industrial sources	Norway	JV partner	33,3 %	1.5 mtpa	No
<b>CCS projects pre-FID options</b>						
Acorn (initial)	Industrial sources	Scotland, UK	Technical developer, JV partner	30 %	Around 6 mtpa	No
Aramis (initial)	Industrial sources	Netherlands	JV partner	25 %	5 mtpa	No – transport Yes – storage
Polaris	Refining and chemical production	Alberta, Canada	Operator	TBC	0.75 mtpa	Yes
Atlas	Refining, chemicals and industrial sources	Canada	Operator	TBC	10 mtpa	Yes
South Wales Industrial Cluster	Industrial sources	Wales, UK	Operator JV partner	TBC	1.5 mtpa	Yes
Pernis CO <sub>2</sub> capture (for transport and storage by the third-party Porthos project)	Refining and chemical production	Netherlands	CO <sub>2</sub> capture	100 %	1.15 mtpa (Shell capacity)	Yes – capture No – transport and storage
Pernis SPeCCS CO <sub>2</sub> capture expansion	Refining and chemical production	Netherlands	CO <sub>2</sub> capture	100 %	0.5 mtpa (Shell capacity)	TBC
Asia-Pacific CCS hub	Refining and chemical production and industrial sources	Asia-Pacific		TBC		
US Gulf Coast (Phase 1)	Refining and chemical production	USA	Operator	100 %	2 mtpa	Yes
Liberty (Phase 1)	Chemical production	USA	TBC	100 %	1.7 mtpa	TBC
Daya Bay	Refining and chemical production	China	JV partner	TBC	10 mtpa	TBC
Northern Carnarvon (Angel)		Australia	JV partner	20%	5 mtpa	TBC

Quelle: Shell [Q70]

## Exkurs: Potenzielle CCS-Kapazitäten in Deutschland

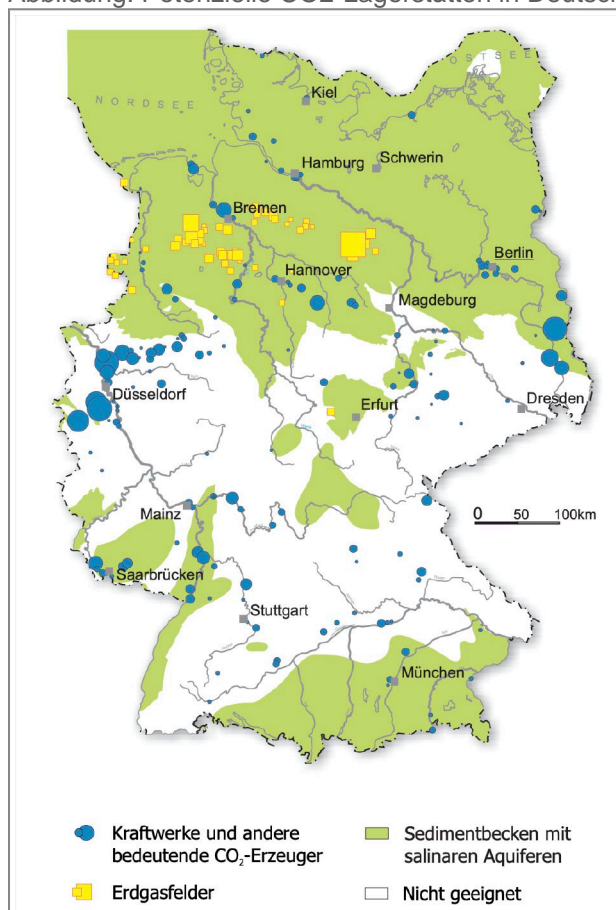
Laut BGR sind die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten in Deutschland relativ begrenzt. Das gilt insbesondere für hochwertige Lagerstätten, also alte Erdgas- und Erdölfelder: [Q90-91].

- Die CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität erschöpfter **Erdgaslagerstätten** liegt bei etwa 2,75 Mrd. Tonnen (Gt).
- Bei erschöpften **Erdöllagerstätten** sind es nur etwa 0,13 Gt.
- Das Speicherpotenzial salinärer **Aquifere** in bekannten Strukturen wird deutlich höher auf 6-13 Gt CO<sub>2</sub> geschätzt.

Ein rechnerischer Vergleich: Bei einer umfassenden Anwendung von CCS in Deutschland, also z.B. 700 Mio.t CO<sub>2</sub> pro Jahr, wären die Speichermöglichkeiten der Erdöllagerstätten schon nach zwei Monaten ausgelastet. Die Erdgaslagerstätten könnten diese Treibhausgasmenge für vier Jahre aufnehmen. Die Kapazität der tiefen salinaren Aquifere, deren Eignung jedoch aufwendig näher untersucht und getestet werden müsste, wäre nach ein bis zwei Jahrzehnten erschöpft. Anschließend müssten diese Endlagerstätten über Jahrhunderte hinweg überwacht werden.

In vielen Industrieregionen, darunter in NRW und Baden-Württemberg, stehen kaum CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten zur Verfügung. CO<sub>2</sub> müsste also innerhalb Deutschlands über weitere Strecken transportiert werden (vgl. Abb).

Abbildung: Potenzielle CO<sub>2</sub>-Lagerstätten in Deutschland (BGR)



Quelle: BGR [Q91]

## Quellenverzeichnis

- [Q1] <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/energie-branche-gas-kraftwerke-101.html>, 13. April 2023.
- [Q2] [https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg\\_ostfriesland/Protest-auf-Borkum-gegen-geplante-Gasfoerderung,borkum682.html](https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Protest-auf-Borkum-gegen-geplante-Gasfoerderung,borkum682.html), 20. Januar 2023.
- [Q3] <https://www.reuters.com/article/g7-japan-environment-ammonia-idAFL8N36H1ZO>, 14. April 2023.
- [Q4] Steffen Bukold: Methan-Emissionen. Klimaschäden durch internationale Gaslieferketten - Schlussfolgerungen für die deutsche Gaspolitik, Studie im Auftrag der DUH, Januar 2023.
- [Q5] UNEP: Global Methane Assessment - 2030 Baseline Report, 2022.
- [Q6] BP: Statistical Review of World Energy, London 2022.
- [Q7] <https://www.ghgsat.com/fr/>
- [Q8] Manfredi Caltagirone (UNEP): International Methane Emissions Observatory (IMEO), UNEP 2022.
- [Q9] IPCC <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>, 2021 (Table 7.15).
- [Q10] Steffen Bukold: Öl.Report (Greenpeace), Hamburg 2021.
- [Q11] R.Howarth, M.Jacobson: How green is blue hydrogen? Energy Sci Eng. 2021;00:1–12, April 2021.
- [Q12] Argus Media: LNG Daily, März 2023.
- [Q13] Steffen Bukold: LNG-Boom in Deutschland. Pläne, Kritik, Fakten, Hintergründe, Hamburg Januar 2023 (im Auftrag von Green Planet Energy e.G.).
- [Q14] Georg Zachmann u.a.: European natural gas imports, Bruegel Report, 19. April 2023 .
- [Q15] Steffen Bukold, Fabian Huneke, Michael Claußner: Grün oder Blau? Wege in die Wasserstoff-Wirtschaft 2020 bis 2040, Dezember 2020.
- [Q16] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Bericht des Bundeswirtschafts- und Klimaschutzministeriums zu Planungen und Kapazitäten der schwimmenden und festen Flüssigerdgasterminals, 3. März 2023.
- [Q17] Carbon Tracker: European Gas. Decarbonising CCGT, Grids & Scope 3 Emissions, Januar 2023.
- [Q18] Falko Ueckerdt u.a.: E-Fuels - Aktueller Stand und Projektionen, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), März 2023
- [Q19] Nationaler Wasserstoffrat: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland, Grundlagenpapier, 15. Februar 2023.

- [Q20] Argusmedia: Argus Hydrogen and Future Fuels. Methodology and Specifications Guide, October 2022.
- [Q21] EWI: Grünes Ammoniak: Bezugsoptionen für Deutschland. Kostenvergleich von importiertem und inländisch produziertem grünem Ammoniak, EWI Policy Brief Köln, Oktober 2021.
- [Q22] Dawud Ansari: Die Wasserstoffagenden der arabischen Golfstaaten. Zwischen ökonomischer Diversifizierung und Machterhalt, SWP Juli 2022.
- [Q23] Dawud Ansari et al.: Elektrolyseure für die Wasserstoffrevolution, SWP-Aktuell September 2022.
- [Q24] Michael Salt u.a.: CCS for Power Yet to Stack Up Against Alternatives, IEEFA March 2023.
- [Q25] R.Adams-Heard,A.Rathi: When the Flames Go Out, the Permian's Methane Problem Worsens, Bloomberg 30. April 2020.
- [Q26] Bloomberg: EPA Estimate Undercounts Methane Emissions, 17. April 2020.
- [Q27] Edurne Zoco et al.: Levelized cost of CO2 avoided (LCCA) for CCUS projects - Cost drivers and long-term cost outlooks, S&P Global 3. Mai 2022.
- [Q28] Genevieve Plant et al.: Inefficient and unlit natural gas flares both emit large quantities of methane, Science Vol.377, Issue 6614, pp. 1566-1571, Sep.2022.
- [Q29] Alana Ayasse et al: Methane remote sensing and emission quantification of offshore shallow water oil and gas platforms in the Gulf of Mexico, Environ. Res. Lett. 2022/17, 2022.
- [Q30] Rystad Energy: Energy Transition Report. Hydrogen Market Update, 20. Januar 2023.
- [Q31] <https://www.hanseatic-energy-hub.de/news/detail/heh-trifft-entscheidung-fuer-generalunternehmer-epc/>; und <https://www.tecnicasreunidas.es/tecnicas-reunidas-and-fcc-in-consortium-with-entrade-gmbh-win-the-contract-to-develop-a-large-regasification-terminal-in-germany/>; und <https://lngprime.com/contracts-and-tenders/germanys-hanseatic-awards-epc-deal-for-stade-lng-import-terminal/79181/>.
- [Q32] Jonathan Stern: Measurement, Reporting, and Verification of Methane Emissions from Natural Gas and LNG Trade: creating transparent and credible frameworks, OIES Januar 2022.
- [Q33] Wood Mackenzie: CCUS - 4 Things to Look for in 2023, December 2022.
- [Q34] Bloomberg: Giant Methane Leak Tops List of Worst US Climate Disasters in 2022, 13. Dezember 2022.
- [Q35] Umweltbundesamt: Lecks in Nord Stream 1 und 2 führen zu erheblichem Klimaschaden, 28. September 2022.
- [Q36] Bloomberg: Giant Methane Cloud Seen Near Algeria Gas Pipeline That Feeds Spain, 23. Juni 2022.
- [Q37] Der Standard: Satellitendaten enthüllen die größten Methanlecks der Welt, 4. Februar 2022.
- [Q38] Financial Times: Rising costs and competition threaten US boom in LNG projects, 17. April 2023.



[Q40] Paul Balcombe u.a.: Total Methane and CO<sub>2</sub> Emissions from Liquefied Natural Gas Carrier Ships: The First Primary Measurements, in: Environ. Sci. Technol. 2022, 56, 13, 9632–9640, Juni 2022.

[Q41] Rystad Energy: Energy Transition Report. CCUS Market Update, February 2023.

[Q42] BMWK: Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), Dezember 2022.

[Q43] IEA: Towards Hydrogen Definitions based on their Emissions Intensity, Paris März 2023.

[Q44] Robert Howarth: Methane Emissions from the Production and Use of Natural Gas, Magazine for Environmental Managers , A&WMA, Dez.2022; Robert W. Howarth: A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas, Energy Science and Engineering 2014; 2(2): 47–60, 2014; R.Howarth, M.Jacobson: How green is blue hydrogen? Energy Sci Eng. 2021;00:1–12, April 2021.

[Q45] Yuanlei Chen et al.: Quantifying Regional Methane Emissions in the New Mexico Permian Basin with a Comprehensive Aerial Survey, Environ. Sci. Technol. 2022, 56, 4317–4323, März 2022.

[Q46] Christian Bauer et al.: On the climate impacts of blue hydrogen production, Sustainable Energy Fuels, 6, 66, November 2021.

[Q47] BNEF: Energy Transition Investment Trends 2023, January 2023.

[Q48] <https://www.energymonitor.ai/tech/hydrogen/why-lng-terminals-will-not-be-transporting-hydrogen-any-time-soon/>, 16. Februar 2023.

[Q49] CATF/Ceres: Benchmarking Methane and Other GHG Emissions Of Oil & Natural Gas Production in the United States, Juli 2022.

[Q50] <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-11-14/permian-flaring-to-rebound-even-as-market-endures-natural-gas-shortages>

[Q51] <https://www.rystadenergy.com/news/us-gas-output-to-top-100-bcf-d-by-end-2022-a-record-high-with-more-growth-expected>

[Q52] WoodMackenzie: How Europe's energy crisis changes the LNG market. High prices, gas demand destruction and a global LNG supply boom, 2. Dezember 2022.

[Q53] Rystad Energy: <https://www.rystadenergy.com/news/spurred-by-the-energy-crisis-global-lng-investments-will-now-peak-at-42-billion-i>, 24. August 2022.

[Q54] Amy Foulds et al.: Quantification and assessment of methane emissions from offshore oil and gas facilities on the Norwegian continental shelf, Atmos. Chem. Phys., 22, 4303–4322, April 2022.

[Q55] U.S. House Science Committee Majority Staff: Seeing CH<sub>4</sub> Clearly: Science-Based Approaches to Methane Monitoring in the Oil und Gas Sector, Juni 2022.

[Q56] Global Energy Monitor: Global Gas Infrastructure Tracker, Oktober 2022.

[Q57] IEA: Global Methane Tracker - Documentation, Februar 2022.

[Q58] Bloomberg: World's Dirtiest Oil and Gas Fields Are in Russia, Turkmenistan and Texas, 23.Juni 2022.

[Q59] Sasha Bylsma et al.: Which Gas Will Europe Import Now? The Choice Matters to the Climate, 16.März 2022.

[Q60] TJ Conway et al.: Engie's US LNG Reversal: Emissions Cuts Helped Clinch the Deal, But Are They Legit?, RMI, 23. Mai 2022.

[Q61] DVWG: Methan-Emissionen der Erdgas-Infrastruktur. Daten, Fakten und Initiativen der Gasbranche, 2020; mit Verweisen auf DBI: Abschlussbericht - Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas, 2016 (im Auftrag der Zukunft Erdgas GmbH) und den Blog-Artikel <https://eidclimate.org/activist-researcher-is-back-with-outlier-claims-on-oil-natural-gas-methane-emissions/>.

[Q62] S&P Global: Levers for capturing methane emissions to improve gas availability. Executive Summary, Dezember 2022.

[Q63] Jonathan Stern: Measurement, Reporting, and Verification of Methane Emissions from Natural Gas and LNG Trade: creating transparent and credible frameworks, OIES Januar 2022.

[Q64] Bundesregierung: LNG-Beschleunigungsgesetz: Nationale Energieversorgung sichern, 10.5.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/sichere-gasversorgung-2037912>.

[Q65] <https://www.nrdc.org/bio/ade-samuel/hydrogen-ready-lng-infrastructure-uncertain-way-forward>, 14.Feb.2023.

[Q66] Heiko Lohmann: Energate Gasmarkt, Berlin März 2023.

[Q67] <https://www.downtoearth.org.in/news/climate-change/methane-emissions-from-us-oil-and-gas-fields-70-higher-than-reported-study-88811>, 18. April 2023.

[Q68] <https://www.theguardian.com/environment/2023/mar/06/revealed-1000-super-emitting-methane-leaks-risk-triggering-climate-tipping-points>, 6. März 2023.

[Q69] <https://www.leave-it-in-the-ground.org/de/resources/methane-bombs/>

[Q70] Shell: Sustainability Report 2022, London 2023.

[Q71] Karsten Smid: Greenpeace - Stellungnahme zu CCS, 31. März 2023.

[Q72] Reuters: Factbox: Energy firms bet big on carbon capture projects in U.S., Canada, 10. März 2023.

[Q73] Bloomberg: European Industry Injects CO2 Below the Seabed as It Chases US in Energy, Climate Race, 8. März 2023.

[Q74] S&P Global: Barriers remain to commercial CCS rollout in Europe, despite high carbon prices, 14. März 2023.

[Q75] IEA: Global Hydrogen Review 2022, Paris 2022.

[Q76] IEEFA: Russia Sanctions and Gas Price Crisis Reveal Danger of Investing in "Blue" Hydrogen, May 2022.

[Q77] Handelsblatt: So klimaschädlich ist Wasserstoff wirklich, 29.Dez.2022.

[Q78] <https://www.transportenvironment.org/discover/oil-majors-investing-8-times-more-in-biofuels-than-hydrogen/> und <https://www.energymonitor.ai/tech/cleaner-fuels/europes-oil-majors-biofuels-investments-eight-times-hydrogen/>

[Q79] <https://www.hydrogeninsight.com/production/blue-hydrogen-setback-europes-largest-blue-ammonia-project-in-limbo-after-ccs-partner-equinor-pulls-out/2-1-1397825>, 2. Februar 2023.

[Q80] <https://www.rechargenews.com/energy-transition/equinor-blue-hydrogen-will-be-cheaper-than-green-for-the-next-two-decades-from-norway-at-least/2-1-1287257>, 31. August 2022.

[Q81] <https://www.hydrogeninsight.com/production/blue-hydrogen-from-norway-unlikely-to-make-much-impact-on-european-clean-h2-market-says-dnv/2-1-1361146> 25. November 2022.

[Q82] <https://www.hydrogeninsight.com/production/global-blue-hydrogen-industry-will-be-about-four-times-smaller-than-the-green-h2-sector-in-ten-years-time-analyst/2-1-1407779>, 22. Februar 2023.

[Q83] <https://www.argusmedia.com/pt/news/2434617-uk-selects-preferred-blue-green-h2-projects?amp=1>, 30. März 2023.

[Q84] Shell: LNG Outlook 2023, 2023.

[Q85] <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-02-13/record-3-000-mile-voyage-for-canadian-gas-offers-relief-for-asia>, 13. Februar 2023.

[Q86] Tagesschau.de: Terminal am Standort Rügen. Scholz und Habeck verteidigen LNG-Pläne, 20. April 2023.

[Q87] Vgl. hierzu zusammenfassend: Steffen Bukold: LNG-Terminals in Deutschland. Notwendiges Kriseninstrument oder Trojanisches Pferd der fossilen Gaswirtschaft? (Greenpeace Deutschland Studie), Juli 2022 (Kapitel 4).

[Q88] Fraunhofer ISI: Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia, November 2022.

[Q89] Vgl. zu diesem Thema ausführlich [Q4], auf den sich dieses Kapitel in Teilen stützt.

[Q90] BGR: [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/CO2Speicherung/co2speicherung\\_node.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/co2speicherung_node.html), Hannover 2019.

[Q91] BGR: Faktenblatt - Wo kann CO<sub>2</sub> gespeichert werden, Hannover 2010.

[Q92] Mats Marquardt et al.: Deutsche LNG-Ausbaupläne führen zu Überkapazität und gefährden Klimaschutzziele, NewClimate Institute, 24. März 2023.

[Q93] Nicola Warwick et al.: Atmospheric implications of increased hydrogen use, April 2022 ([https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1067144/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use.pdf)).

[Q94] <https://www.spiegel.de/wirtschaft/lng-terminal-auf-ruegen-der-lange-schatten-von-luetzerath-a-21591196-94eb-40b0-a4bf-12fd737763ec>