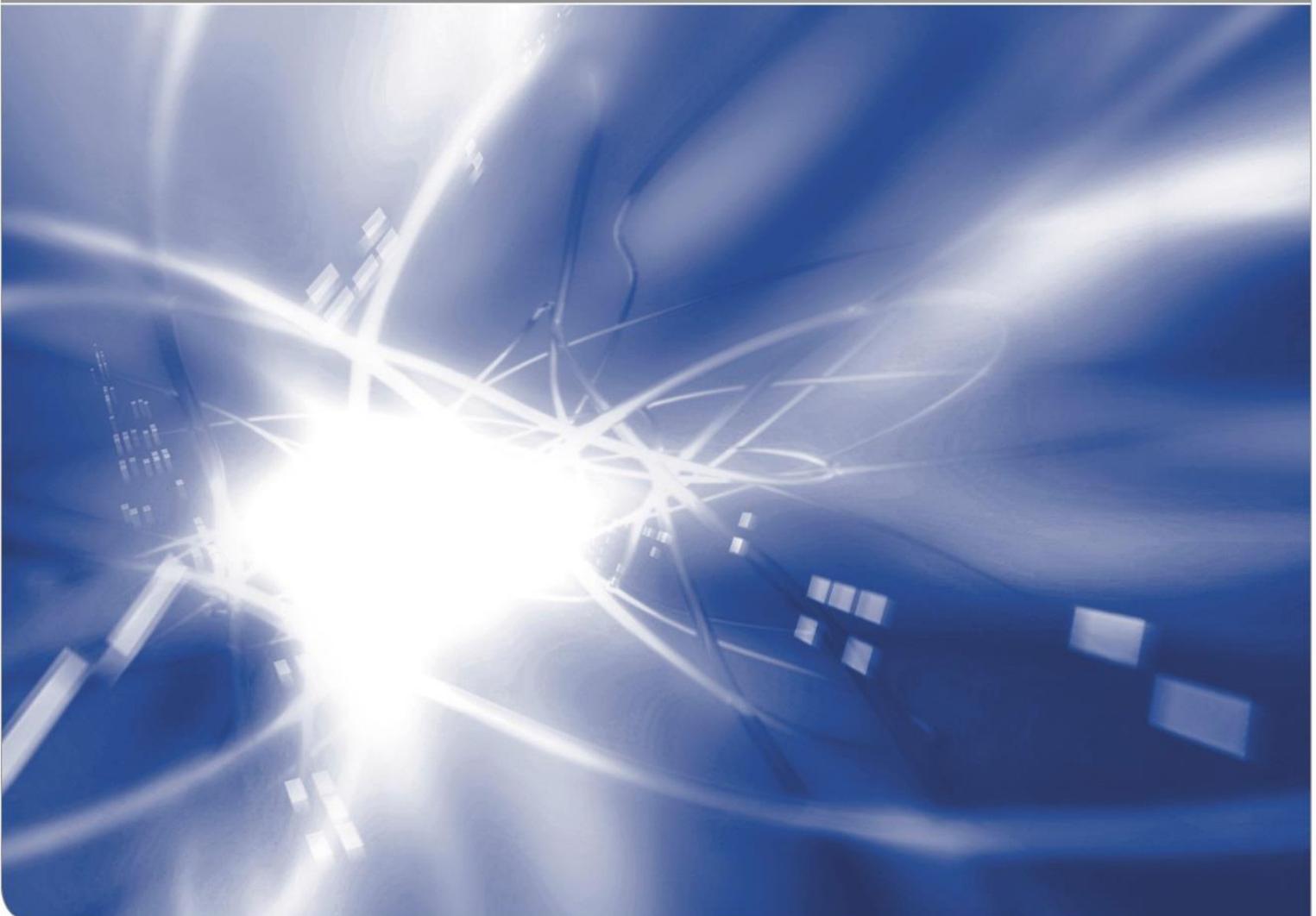


Energieträger und Rohstoff Erdgas: Verfügbarkeit, Verwendung und Geopolitik

Voraussichtliche Engpässe und Möglichkeiten

von Christoph Hilgers, Benjamin Busch

KIT SCIENTIFIC WORKING PAPERS 198



Prof. Dr. Christoph Hilgers, Dr. Benjamin Busch, Institut für Angewandte Geowissenschaften, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Letzte Aktualisierung: 05.09.2022

Institut für Angewandte Geowissenschaften
Adenauerring 20a
Geb. 50.41
76131 Karlsruhe
sgt.agw.kit.edu

Impressum

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
www.kit.edu



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung – Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz (CC BY-SA 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>

2022

ISSN: 2194-1629

Energieträger und Rohstoff Erdgas:
Verfügbarkeit, Verwendung und Geopolitik -
Voraussichtliche Engpässe und Möglichkeiten

Zusammenfassung

Die Engpässe der Energie- und Rohstoffversorgung zeigen eine nicht resiliente Energie- und Rohstoffstrategie Deutschlands an. Diskussionen berücksichtigen häufig nicht die Mengen, die Raten und die Kosten. Erdgas ist sowohl ein Energieträger- als auch ein Rohstoff für die Industrie. Eine aktuelle Fokussierung nur auf die Energiefrage ist nicht ausreichend. Beide Aspekte müssen für eine zukünftig resiliente, industrielle Ressourcenstrategie Deutschland berücksichtigt werden.

Ziel dieser Studie ist es, mit einer Zusammenstellung von Daten und Fakten um den Rohstoff Erdgas die gegenwärtige Diskussion zu unterstützen und zu versachlichen. Dabei werden Verfügbarkeit, Verwendung, Geopolitik, Engpässe und mögliche Alternativen umrissen und bewertet, um als Grundlage für tiefergehenden Analysen zu dienen, sodass politische und industrielle Entscheidungsträger faktenbasiert Handlungsoptionen ableiten können.

Trotz umfangreicher Transformation der Energieinfrastruktur Deutschlands hin zu erneuerbaren Energien werden Braunkohle, Erdgas und Erdöl noch heimisch gefördert und genutzt. Kraftwerke basierend auf Kohlenwasserstoffen (Erdgas, Steinkohle, Braunkohle, Erdöl) und Kernenergie machen 83% des deutschen Energiemixes aus. Ebenso verfügt die Bundesrepublik noch über umfangreiche Pipeline- und Stromnetze, um Rohstoffe und Energie bundesweit bereitzustellen. Der schnelle Rückbau der heimischen Förderung, der auf fossilen Energieträgern beruhenden Kraftwerke und Infrastrukturen wurden unter Rahmenbedingungen getroffen, die von einer weiteren, weltweit stabilen Energieträger- und Rohstoffversorgung ausging. Die gegenwärtige Situation stellt die Politik und Industrie in Deutschland vor völlig neue Herausforderungen. Besonders geostrategische Gesichtspunkte sollten zukünftig erheblich stärker Berücksichtigung finden.

Die drei noch bis Ende 2022 laufenden und die drei 2021 stillgelegten Kernkraftwerke können insgesamt 69,1 TWh Brutto-Strom produzieren. Die Braun- und Steinkohlekraftwerke erzeugten 2021 165 TWh Bruttostrom, ohne 97 TWh mit einzurechnen, die in den fünf Jahren zuvor vom Netz genommen wurden.

Kohle ist Lieferant für Strom, Wärme und potentiell Gas durch Kohlevergasung. Die technisch vorhandene Technologie des Abtrennens von CO₂ aus Rauchgas und zur CO₂-Speicherung im Untergrund (CCS oder CO₂-Nutzung (CCU)) würde den CO₂-Fußabdruck von Kohlekraftwerken erheblich senken. Der sich durch CCS- und CCU-Technologie reduzierende Wirkungsgrad der Kraftwerke kann durch ausreichende Verfügbarkeit von Kohle gepuffert werden.

Gegenwärtig wird das Ziel verfolgt, im Ausland unter anderem durch Fracking gewonnenes Erdgas als LNG zu importieren und über die in Norddeutschland noch zu erstellenden LNG-Terminals zu verteilen. Die deutschen LNG-Terminals können auch bei fristgemäßer Erstellung den Bedarf aufgrund begrenzter Kapazitäten kurzfristig nicht decken.

Zudem stehen die LNG-Mengen am Weltmarkt derzeit nicht zur Verfügung, um wegfallende Erdgaslieferungen aus Russland vollständig zu ersetzen. Bei bestehenden weltweiten Förderkapazitäten treibt diese zusätzliche Nachfrage gleichzeitig die Weltmarktpreise, zumindest temporär, in die Höhe. Schwellenländer werden aus dem LNG-Markt gedrängt. Importiertes LNG hat aufgrund von Verflüssigung und Transport einen höheren CO₂-Fußabdruck.

Heimische unkonventionelle Erdgasressourcen umfassen vermutlich 1,36 bis mehr als 2 Billionen Kubikmeter und könnten evaluiert werden, um ggfs. den Bezug von Erdgas zu diversifizieren und den CO₂-Fußabdruck zu verringern. Ebenso kann das Potential der grundlastfähigen heimischen Ressource Geothermie ausgebaut werden.

Der Erdgasfluss von den geplanten und im Bau befindlichen Anlandungspunkten von Flüssigerdgas in Norddeutschland zu den Verbrauchern in Süddeutschland erfordert die Anpassung der Pipelineinfrastruktur aus dem Norden und die Festlegung von Gasentnahme auf dem Transportweg. Die Flußumkehr und Umrüstung von alternativen Pipeline-Routen von LNG-Terminals aus Norddeutschland und dem Mittelmeerraum nach Süddeutschland würde die Resilienz mittelfristig erhöhen und sollten bis zur wettbewerbsfähigen Marktreife auf Wasserstoff umgerüstet werden.

Die Erdgasspeicher dienen der Pufferung des Mehrverbrauchs im Winter und würden bei Wegfall der gegenwärtig reduzierten russischen Erdgaslieferungen ohne Einschnitte bei Verbrauchern bereits im Winter 2022/2023 vollständig entleert sein. Eine vollständige Entleerung der deutschen Speicher ist bislang noch nie vorgekommen. Entsprechend wäre die vollständige Befüllung für den Winter 2023/2024 und die Versorgung auch mittelfristig gefährdet. Eine nationale strategische Reserve (Speicherung) von Erdgas scheint angebracht.

Russland ist neben Energie auch einer der größten Metallproduzenten der Welt. Russland baut derzeit die Pipeline- und LNG-Infrastruktur nach Asien aus und arbeitet eng mit Iran, China und anderen Ländern zusammen. Dies beeinträchtigt auch die geostrategischen Handlungsoptionen der deutschen Energie- und Rohstoffversorgung.

Über eine international breit aufgestellte geostrategische Beteiligung an Lagerstätten für LNG und die Rohstoffe zum Anlagenbau von Photovoltaik, Windkraft und Wasserstoff wurden bereits von China, Russland, Japan, USA und anderen Ländern forciert und ist auch für Deutschland unabdingbar. Das Verständnis über die Bedeutung der Vorketten von Energieträgern und Rohstoffen ist mittlerweile gering und das Potential, in eine größere Erdgas- und Metallabhängigkeit zu gelangen, groß.

Eine diverse Energieversorgung wird in Deutschland mit dem Ausstieg aus der Steinkohle (2018), der Kernenergie (2022) und der Braunkohle (2030/2035) eingeschränkt. Eine sichere Endlagerung wie in Schweden und Finnland, oder eine Abtrennung von CO₂ von Großemittenten wie in Norwegen kann in Deutschland bislang nicht umgesetzt werden.

Es sollten in der aktuellen Notlage daher zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen unterschieden und technologieoffen Optionen, die eine verlässliche und bezahlbare Energie- und Rohstoffversorgung sowie die Sicherheit des Landes gewährleisten, betrachtet und auf ihre – gegebenenfalls temporäre - Nutzbarkeit geprüft werden. Auch bei einem kompletten Lieferstopp von russischem Erdgas sowie von Energie- und Rohstofflieferungen aus anderen Ländern muss die deutsche Energie- und Rohstoffversorgung auch kurzfristig resilient sein.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	2
Strategien	1
1. Energie & Rohstoffe	3
1.1 Einführung	3
1.2 Kritische Rohstoffe	4
1.3 Kohlenwasserstoffe als Rohstoff und Energieträger	5
2. Erdgaslagerstätten	6
2.1 Bildung von Erdgas.....	6
2.2 Förderung von Erdgas	6
2.3 Hydraulisches Brechen (Hydraulic Fracturing)	7
2.4 Aussetzen von Erdgasbohrungen	11
3. Verwendung von Erdgas	12
3.1 Primärenergieverbrauch Deutschland	12
3.2 Endenergie- und Wärmeverbrauch in Deutschland	14
3.3 Erdgas als Raumwärme.....	19
3.4 Erdgas als Prozesswärme	19
3.5 Erdgas als Rohstoff	19
4. Erdgas und CO ₂	20
5. Reichweite von Kohlenwasserstoffen	21
6. Ressourcen, Reserven, Produktion & Verbrauch.....	22
6.1 Geopotential	22
6.2 Ressourcen	22
6.2.1 Erdgas-Ressourcen global	22
6.2.2 Erdgas-Ressourcen in Deutschland.....	22
6.3 Reserven.....	25
6.3.1 Erdgas-Reserven global	25
6.3.2 Erdgas-Reserven in Deutschland	26
6.3.3 Heimisches Fracking.....	27
6.4 Produktion und Export	28
6.4.1 Globale Produktion und Export	28
6.4.1 Erdgas-Produktion in Deutschland.....	28
7. Verbrauch.....	29
7.1 Erdgasverbrauch global und in der EU	29
7.2 Erdgasverbrauch und Import nach Deutschland	30

7.3	Biogas.....	34
8.	Produktion & Verbrauch zukünftig.....	35
9.	Größe der Erdgasfelder Russlands und der Ukraine	36
9.1	Russland.....	36
9.2	Ukraine.....	37
9.3	Krim-Halbinsel.....	37
10.	LNG	38
10.1	LNG Export.....	39
10.2	LNG Import.....	40
10.3	LNG Transport und Anlandung	42
10.4	LNG Lieferkapazitäten.....	44
10.5	LNG zukünftig	45
11.	Verfügbarkeit notwendiger Infrastruktur	47
11.1	Pipelinetz in Deutschland und Europa	47
11.2	Pipelinetz nach Europa.....	48
12.	Pipelinetz und Geopolitik.....	49
12.1	Europa	49
12.2	Mittlerer Osten, Türkei und Nordafrika	50
12.3	Libyen	50
12.4	Zypern, Israel, Ägypten.....	51
12.5	Algerien, Marokko	51
12.6	China und Indien.....	51
12.7	Pipelinekapazitäten	53
12.8	Pipelines und Methanemissionen.....	54
13.	Erdgasspeicher in Deutschland	55
14.	Finanzierung von Erdgasprojekten	58
15.	Deutsche Industrie ohne Erdgas aus Russland.....	59
16.	Alternativen zu potentiell wegfallendem Erdgas	63
16.1	Andere Erdgasquellen	63
16.2	Vorhandene Kraftwerke	65
16.3	Erdölimporte	66
16.4	Andere kurzfristig verfügbaren Energiequellen.....	66
16.4.1	Neue Erdgaslagerstätten.....	66
16.4.2	Biomasse und Wasserkraft.....	67
16.4.3	Kernenergie.....	67

16.4.4	Kohle und CO ₂ -Speicherung (CCS).....	70
16.4.5	Geothermie.....	73
16.4.6	Wasserstoff.....	73
16.4.7	Windkraft und Photovoltaik.....	74
17.	Maßnahmen der Bundesregierung.....	76
17.1	Befüllung der Erdgasspeicher.....	76
17.2	Szenarien eines Gasmangels.....	76
17.3	LNG-Import.....	77
17.4	„Sparen“.....	78
17.5	Nutzung vorhandener Energieanlagen und -quellen.....	78
17.6	Ausbau von Windkraft, Photovoltaik und Wasserstoff.....	81
18.	Literaturverzeichnis.....	82

Strategien

Für den Industriestandort Deutschland sind verlässliche und bezahlbare Energie und Rohstoffe essentiell. Auch wenn die russischen Gaslieferungen auf die ursprünglichen Volumina hochgefahren werden sollten, können sie jederzeit wieder reduziert werden. Daher sind technologieoffene, regulatorische Maßnahmen notwendig, Energie- und Rohstoffquellen und Lieferketten zu diversifizieren und die Resilienz zu erhöhen.

1. Maßnahmen, die kurzfristig (sofort) umsetzbar wären

- Potential aller vorhandenen Kraftwerke, der vorhandenen Infrastruktur und vorhandenen heimischen Energiequellen nutzen und ggfs. anpassen.
- Laufzeiten der Kernkraftwerke und Kohlekraftwerke verlängern, vorhandene Infrastruktur vorhalten und existierende technologische Möglichkeiten der Strom-Wärme-Kohlevergasung sowie Maßnahmen nutzen, CO₂ von Kohlekraftwerken abzuscheiden und mit vorhandener Technologie dauerhaft im Untergrund zu speichern (CCS) oder ggfs. nutzen (CCU).
- Heimisches Potential von Schiefergas und von (dichtem) Gas eruieren, wenn auch LNG-Gas aus Fracking mit höherem CO₂-Fußabdruck importiert wird und ggfs. erschließen.
- Die Dauer deutscher Genehmigungsverfahren von mehreren Jahren für Bohrungen, Bergbau und Einrichtung von Anlagen zur Rohstoffaufbereitung in Deutschland durch Sonderregelungen wie verkürzte BImSchG-Regelungen analog zu Chemieindustrie reduzieren.

2. Maßnahmen, die mittelfristig innerhalb von zwei Jahren umsetzbar wären

- LNG-Regasifizierungskapazitäten durch den Bau von LNG-Terminals deutlich erhöhen.
- Vorhandenes Potential an diversen heimischen Energiequellen wie grundlastfähige Geothermie, Photovoltaik und Windkraft und Kohlenwasserstoffe zur Erhöhung der Resilienz ausbauen, einhergehend mit einem schlüssigen Konzept schwarzstartfähiger Kraftwerke zur Vermeidung von Blackouts bei Dunkelflaute bei bezahlbaren Energiekosten.
- Umrüstung und Ausbau von Gaspipelines für Flußumkehr von der Nordsee nach Süddeutschland und alternative Routen aus dem Mittelmeerraum, um benötigte Energievolumina über Import von LNG-Gas und langfristig bezahlbarem Wasserstoff sicherzustellen.

3. Maßnahmen, die langfristig innerhalb mehrerer Jahre umsetzbar wären

- Nationale strategische Reserve von Erdgas in unterirdischen Speichern anlegen.
- Die Niedrigtemperatur-Wärmeversorgung vor allem durch die bis 400 m reichende, oberflächennahe Geothermie (gegenwärtig 10 TWh_{th}) sowie die tiefe Geothermie (gegenwärtig 1,3 TWh_{th}) ausbauen.
- Rohstoffe, Lieferketten und heimische Raffination für kritische Metalle zum Ausbau der Energieanlagen Windkraft und Photovoltaik, sowie die Wasserstoffproduktion evaluieren und diversifizieren, um nicht in neue, größere Rohstoffabhängigkeiten zu kommen. Hierzu zählen:
 - Langfristige Lieferverträge der nationalen und europäischen Industrie mit unterschiedlichen, global verteilten Rohstoffproduzenten, flankiert von deutscher Außenpolitik.

- Anteilseignerschaft nationaler Konzerne an verschiedenen, global verteilten Lagerstätten.
- Sicherstellung der in Deutschland tätigen Verarbeitung von Kohlenwasserstoffen und Metallen, um diverse Lieferketten durch Raffination und Recycling von Kohlenwasserstoffen sowie Metallen und potentiell kritischen Rohstoffen zu erhalten.
- International wettbewerbsfähige Energiekosten für die heimische Industrie, wie für energieintensive Verhüttung und Raffinade gewährleisten, ohne die kein Recycling und keine Gewinnung strategischer Metalle möglich wäre.
- Verlässliche, regulative Rahmenbedingungen für wettbewerbsfähige, auch international operierende und in Deutschland ansässige Rohstoffkonzerne etablieren, die global bessere Sozial- und Umweltstandards im Bergbau und beim Recycling verantworten.

1. Energie & Rohstoffe

Jegliche Form der Energiebereitstellung geht mit dazu notwendigen Rohstoffen einher. Die Energierohstoffe setzen durch Verbrennen (Biomasse, Erdgas, Erdöl, Kohle) oder radioaktiven Zerfall (Uran) natürlich gespeicherte Energie frei. Zudem sind Rohstoffe für den Bau von energieerzeugenden Anlagen und Energieinfrastrukturen notwendig.

1.1 Einführung

Erdgas¹ ist ein Rohstoff, aus dem Wasserstoff, Kohlenstoff sowie als Beiprodukt für industrielle Prozesse Helium gewonnen wird. Zudem ist Erdgas ein Energierohstoff, der als Raumwärme, industrielle Prozesswärme und zur Stromproduktion verwendet wird und als Brückenenergie (*transitional gas*) für die deutsche Energiewende gilt. Erdgas bildet die Grundlage zahlreicher Produkte wie Kunststoffe, Arzneimittel und Dämmstoffe.

Des Weiteren ist die deutsche Industrie zu 100% vom Import von Metallen abhängig. Russland als flächenmäßig größtes Land ist gleichzeitig eines der rohstoffreichsten Länder der Welt. Auch die Ukraine produziert wichtige Rohstoffe und hat ein hohes Rohstoffpotential.

Ohne den direkten Zugang zu Energie und Rohstoffen wird das Industrieland Deutschland großen Herausforderungen gegenüberstehen und als produzierender Industriestandort gefährdet sein. Politische Entscheidungen mit langfristigen Konsequenzen müssen die Kaskadeneffekte berücksichtigen, die sich aus den Lieferketten von Energie und Rohstoffen für industrielle Prozesse ergeben.

Energie und Rohstoffe sind nicht kurzfristig und an jedem Ort verfügbar. Als Verfügbarkeit wird die rechtzeitige Bereitstellung notwendiger Volumina bezeichnet. Die Verfügbarkeit der Kohlenwasserstoffe Erdgas, Erdöl, Kohle und der Metalle sind für das Industrieland Deutschland essentiell, um industrielle Prozesse zu betreiben und Produkte herzustellen.

Die Mengen des deutschen Bedarfs sind insbesondere bei Erdgas nicht kurzfristig zu ersetzen, die Kosten für Erdgas nehmen seit 2021 zu und der Import seit 2022 stark ab (Abb. 1). Die Kohlenwasserstoffe Erdgas und Erdöl sind für die industrielle Produktion kurzfristig nicht substituierbar.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann die Energiemengen weder kurz- noch langfristig vollständig durch heimische Produktion ersetzen und benötigt große Rohstoffmengen zum Bau der Anlagen (Hilgers & Becker 2021). Die deutsche Energiewende bedarf des Ausbaus von schwarzstartfähigen Kraftwerken und großen Untertagespeichern, um bei Dunkelflaute die Energieversorgung zu sichern (Schilling & Müller 2018). Die zum Bau der Anlagen notwendigen Energiemetalle werden auch bei stark wachsender Kreislaufwirtschaft den Rohstoffbedarf von Deutschland nur zu einem Bruchteil durch Recycling decken.

Die Energiepreise stiegen ab Sommer 2021 aufgrund der konjunkturellen Erholung der Weltwirtschaft nach der Corona-Pandemie. Durch die kalte Witterung Anfang 2021 wurden

¹Das Volumen von Erdgas (*natural gas NG*) wird 1 tcm = 1 Bio. m³, 1 bcm = 1 Mrd. m³ Erdgas abgekürzt. Die Dichte von Erdgas hängt von der chemischen Zusammensetzung ab und liegt bei 15°C und Luftdruck zwischen 0,7 - 0,9 kgm⁻³, z.B. Erdgas aus einem Feld in: Texas 0,87 kgm⁻³ (66% Methan CH₄, abgekürzt C1, 4% Ethan C₂H₆/C2, 1,5% Propan C₃H₈/C3, 1% Butan C4, 0,5% Pentan C5, 25% Stickstoff N₂, 2% Helium He); Russland 0,70 kgm⁻³ (98% CH₄/C1, 1% C₂H₆/C2, 0,3% C₃H₈/C3, 0,07% C4, 0,01% C5, 0,02% C6, 0,5% N₂, 0,1% CO₂, 0% He).

die Speicher zusätzlich entleert, zudem musste Erdgas durch die Windflaute 2021 verstromt werden. Als dritter Punkt wird der eingeschränkte und später eingestellte Gastransit über die Yamal-Pipeline im vierten Quartal 2021 angeführt (Fulwood 2022, Tagesschau 2022j). Dieser eingeschränkte Transit wurde als geopolitisches Druckmittel angesehen, um eine schnellere Inbetriebnahme der Nordstream-2 Pipeline zu erreichen (Fulwood 2022). Die hohen Energiepreise führten zum 1. Juli 2022 zur Abschaffung der EEG-Umlage, die Einnahmeausfälle für das zweite Halbjahr in Höhe von 6,6 Mrd. € werden durch das Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ gedeckt (Bundesregierung 2022). Durch die hohen Energiepreise (Abb. 1) wird die Verhüttung und Raffination von Metallen in Deutschland und Europa weiter abnehmen, die Möglichkeiten des Recyclings in Deutschland verringert und die strategische Abhängigkeit von der Verhüttung und Raffination im Ausland weiter zunehmen.

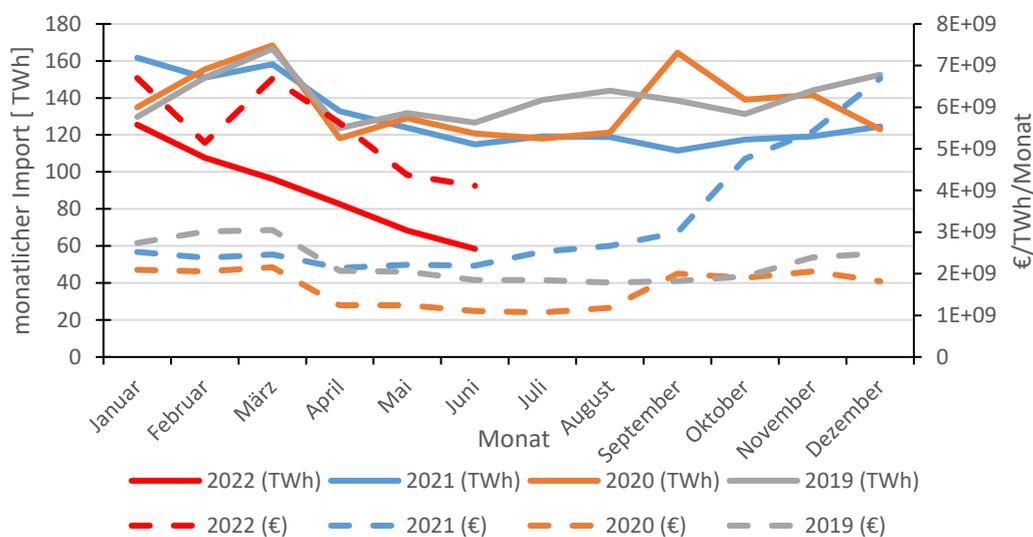


Abb. 1. Erdgasimport nach Deutschland (in TWh) und Kosten (gestrichelte Linien). Der Erdgasimport fällt Ende 2021 unter die Vorjahresimporte und zeigt 2022 einen signifikanten Fehlbetrag. Die Erdgaspreise steigen seit September 2021 und verbleiben auf hohem Niveau (Destatis 2022a).

1.2 Kritische Rohstoffe

Natürliche Kohlenwasserstoffe und Metalle sind geologische Rohstoffvorkommen, die sich unter besonderen geologischen Bedingungen bildeten und als Lagerstätte bezeichnet werden, wenn sie technologisch und ökonomisch abgebaut werden können. Lagerstätten sind an geologische (physiko-chemisch-biologische) Prozesse gekoppelt, die im Laufe der Erdgeschichte zu einer Anreicherung des Rohstoffs führten. Entsprechend sind ökonomisch gewinnbare Lagerstätten nur an bestimmten Orten der Welt im Untergrund und an der Erdoberfläche zu finden. Die Bildungsrate einer geologischen Lagerstätte ist geringer als der Verbrauch durch die Gesellschaft.

Zahlreiche Rohstoffe werden als potenziell kritisch beschrieben. Dennoch ist bislang der Menschheit seit Beginn des Bergbaus vor etwa 30.000 v. Chr. kein Rohstoff ausgegangen. Gründe sind das Auffinden bisher unbekannter Lagerstätten durch neue Erkenntnisse und innovative Technologien, die Nutzung bereits bekannter Vorkommen durch technologische Innovation, neue Methoden des Recyclings, neue Produkte aus anderen Rohstoffen und Substitution.

Oft sind potentiell kritische Rohstoffe mit der Gewinnung anderer Rohstoffe assoziiert, weil eine alleinige Gewinnung des kritischen Rohstoffs als Beiprodukt aufgrund geringer Anreicherungen nicht wirtschaftlich ist. Beiprodukte wie Helium aus Kohlenwasserstofflagerstätten müssen dann anderweitig exploriert werden.

Der Zugang zu Energie und Rohstoffen war und ist Ursache von Konflikten und dem Scheitern von Staaten. Entsprechend führt nicht ein geologischer Mangel dazu, dass Energie und Rohstoffe nicht verfügbar sind. Ein potentiell kritischer Rohstoff kennzeichnet der Verfügbarkeit im Hinblick auf

- eine hohe wirtschaftliche Bedeutung als Grundlage von Produkten und
- ein hohes Risiko einer nachhaltigen Versorgung.

Derzeit listet die EU 30 Rohstoffe als kritisch (Europäische Kommission 2020)². Die EU betrachtet bei der Bewertung kritischer Rohstoffe deren wirtschaftliche Bedeutung, die Wertschöpfung und die mögliche Substitution des Rohstoffs durch einen anderen Rohstoff (EU 2022). Das Versorgungsrisiko kann durch die (i) Länderkonzentration von Bergwerken zur Rohstoffgewinnung, Aufkonzentration, Raffination und Veredlung, (ii) das Länderrisiko des produzierenden Landes als Bergbau- bzw. Raffinerie-Volumen zum Worldwide Governance Indikator (WGI) der Weltbank beschrieben werden (z.B. DERA 2022, Hilgers et al. 2021: 10). Durch die aktuelle Krise werden auch Kohlenwasserstoffe, insbesondere Erdgas, in Europa kritisch, da weder Verfügbarkeit noch Bezahlbarkeit gewährleistet werden können.

Durch einen weiterhin global wachsenden Wohlstand und steigende Weltbevölkerung von derzeit 7,9 Mrd. Menschen auf etwa 10 Mrd. Menschen im Jahr 2055 (UN 2022) wird der Energie- und Rohstoffbedarf weiter zunehmen. Die OECD geht von einem Zuwachs an Primärrohstoffen auf 167 Gt im Jahr 2060 (89 Gt 2017) aus (OECD 2019: 19). Dies beinhaltet Biomasse, Kohlenwasserstoffe, Metalle und Minerale.

Die von Deutschland angestrebte Energiewende führt aufgrund des zusätzlich erhöhten Rohstoffbedarfs für die Energieanlagen zu neuen Abhängigkeiten von Ländern mit Rohstoffreichtum wie Kongo oder Russland und mit hohen Raffinadekapazitäten wie in China.

Bislang resultierten die Investitionen und Subventionen der deutschen Energiewende in einem Anteil von 4% Wind-, 1,8% Photovoltaik neben 77% Kohlenwasserstoffen (Erdgas, Erdöl, Kohle) (Welt: 83% Kohlenwasserstoffe) am Primärenergieverbrauch.

1.3 Kohlenwasserstoffe als Rohstoff und Energieträger

Kohlenwasserstoffe wie Erdöl, Erdgas und Kohle sind **Rohstoff und Energieträger**. Als preiswerter Energieträger wird Erdgas bei der privaten Raumwärme und industriellen Prozessen wie der Strom- und Dampferzeugung über eine ausgedehnte europäische Pipeline-Infrastruktur eingesetzt.

Als Kohlenstoff- und insbesondere Wasserstoffquelle ist Erdgas nicht kurzfristig substituierbar. Die Gewinnung der notwendigen Kohlenstoff- und Wasserstoffvolumina aus

² Antimon, Baryt, Bauxit, Beryllium, Borate, Kobalt, Kokskohle, Flußspat, Wismut, Gallium, Germanium, Hafnium, Seltene Erdmetalle, Indium, Lithium, Magnesium, Graphit, Naturgummi, Niob, Platinguppen-Metalle (Ru, Os, Rh, Ir, Pd, Pt), Phosphatgesteine, Phosphor, Scandium, Siliziummetall, Strontium, Tantal, Titan, Vanadium, Wolfram

anderen Quellen als Erdgas scheidet mangels Kapazitäten und Infrastruktur kurzfristig aus und könnte mittelfristig anteilig durch Biogas (Kohlenstoff, derzeit 1% Anteil von Biogas auf Erdgasqualität) sowie Elektrolyse und Pyrolyse (Wasserstoff) ergänzt werden.

2. Erdgaslagerstätten

2.1 Bildung von Erdgas

Erdgas entsteht aus in Seen und Meeren abgestorbenen Pflanzen und Mikroorganismen, die im Laufe der Erdgeschichte von Sedimenten überlagert wurden. Zur Bildung von thermogenem Erdgas und auch von Erdöl muss ein an organischen Resten reiches **Muttergestein** vorhanden sein.

Etwa 0,1% der weltweit abgestorbenen Organismen (oder organischen Resten) gerät unter Sauerstoffabschluss, wird in Gesteinsschichten eingebunden und durch Überlagerung von neuen Lockergesteinen mit etwa 50 m pro 1 Mio. Jahren in Tiefen von etwa 3,5 bis 6 km versenkt. Dort bilden sich bei Temperaturen von bis etwa 250°C bei einem Anteil von mindestens 1-2% organischen Resten gasförmige Kohlenwasserstoffe (das thermogene Erdgas) und bei geringeren Temperaturen Erdöl. Sinkt aufgrund geänderter geologischer Rahmenbedingungen die Temperatur im Muttergestein, so bildet sich kein Erdgas mehr. Ist die Temperatur zu hoch, wird das organische Material in festen, nicht nutzbaren Bitumen umgewandelt. Deutschlands reiche Kohlevorkommen unter dem Ruhrgebiet, Norddeutschland und der Nordsee sind ein Muttergestein und bilden bis heute Erdgas.

Bei der Reifung der Muttergesteine migriert das über viele Millionen Jahre gebildete Gas und Öl in die **Reservoirgesteine** und reichert sich dort an, sofern das Reservoirgestein von dauerhaft abdichtenden Schichten umgeben ist. Natürliche Erdgaslagerstätten kommen vor allem in wegsamen, durchlässigen Reservoirgesteinen vor, die als **konventionelle Lagerstätten** bezeichnet werden. Hierzu zählen poröse Sedimentgesteine und Karbonatgesteine mit natürlichen Brüchen oder Karsterscheinungen. Das Erdgas füllt den miteinander verbundenen Porenraum oder die natürlichen Brüche im Gestein. Kann das gebildete Gas und Öl nicht im Gestein migrieren, spricht man von **unkonventionellen Lagerstätten**, die in drei Kategorien eingeteilt werden: Das seit der Mitte des letzten Jahrhunderts explorierte **dichte Gas** (*tight gas*) ist in ein Reservoirgestein migriert, wo die Verbindung der Porenräume durch geologische Prozesse unterbrochen wurde. Bei **Flözgas** befindet sich das Erdgas im Muttergestein Kohle, beim **Schiefergas** im Muttergestein Tonstein oder Tonschiefer. In den unkonventionellen Lagerstätten konnte das Erdgas aufgrund der Dichtigkeit nicht aus dem Muttergestein entweichen und reicherte sich darin an.

2.2 Förderung von Erdgas

Erdgas wird aus Erdgasfeldern in mehreren hundert Meter bis mehreren Kilometer Tiefe durch Tiefbohrungen erschlossen. In Deutschland liegen die meisten Erdgasfelder in einigen tausend Metern Tiefe. Zahlreiche dichte Barrieregesteine (das sog. **Multibarrierensystem**) befinden sich zwischen den Lagerstätten in mehr als tausend Metern Tiefe und den süßwasserführenden Horizonten, die bis etwa 300 m Tiefe reichen. Unter den süßwasserführenden Horizonten enthalten die wegsamen Gesteinshorizonte wegen der höheren Temperaturen salziges Wasser. Die Lagerstätte wird über eine Tiefbohrung erschlossen. Die Tiefbohrung wird mit mehreren ineinander geführten und miteinander zementierten Stahlrohren erschlossen. Damit werden die süßwasserführenden Horizonte durch mehrere Barrieren von Stahl und Zement vom Förderrohr getrennt.

Grundlage der Förderung sind Analysen von interdisziplinären Teams von Geologen, Geophysikern und Reservoiringenieuren, die ein 3D Untergrundmodell entwickeln und mit numerischen Modellierungen die mögliche Menge an Kohlenwasserstoffen, das zu erwartende mechanische und Strömungsverhalten sowie das **Fündigkeitsrisiko** berechnen. Anschließend wird eine **Explorationsbohrung** abgeteuft, die offshore 150 Mio. USD kosten kann. Die Erfolgsquoten liegen in bekannten Gebieten (*greenfield*) zwischen 1:5 offshore und 1:3 onshore (Kenton 2019). Nach weiteren Analysen und Modellierungen des Vorkommens, des förderbaren Volumens und der Entwicklung des Marktes wird eine mögliche Produktion evaluiert. Liegt keine Fündigkeit einer Bohrung vor, sind entweder die vorgefundenen Mengen und Fließraten für eine wirtschaftliche Produktion nicht ausreichend, oder die Bohrung ist trocken. Dann wird die Exploration beendet und das Bohrloch zuzementiert. Für eine Produktion werden für die geplante Förderrate **Produktionsbohrungen** sowie häufig notwendige Injektionsbohrungen im Erdgasfeld ausgelegt. Von einer modernen Bohrplattform (*pad*) können bis zu zwanzig Bohrungen in unterschiedliche Richtungen (*multilaterals*) niedergebracht werden. Die Gewinne einer erfolgreichen, produzierenden Lagerstätte müssen die Verluste des Fündigkeitsrisikos decken.

In **konventionellen Lagerstätten** fließt das Erdgas durch den Porenraum oder über natürliche Brüche der Bohrung zu oder wird durch Injektion von Fluiden aus dem Gestein zur Produktionsbohrung transportiert.

Bei **unkonventionellen Erdgaslagerstätten** muss das dichte Reservoirgestein (*tight gas*) zur Erdgasgewinnung stimuliert oder aufgebrochen werden (hydraulische Stimulation, konventionelles Fracking). Seit dem Ende des 20. Jahrhunderts wird Erdgas und Erdöl auch direkt aus den Muttergesteinen als **Schiefergas** (*shale gas*) oder Schieferöl (*shale oil*) aus unkonventionellen Lagerstätten mit unkonventionellem Fracking und neuen, horizontal im tiefen Untergrund ausgerichteten Bohrmethoden gewonnen.

2.3 Hydraulisches Brechen (Hydraulic Fracturing)

Fracking bezeichnet das künstlich herbeigeführte Brechen von Gesteinen im tiefen Untergrund. Diese Methode wird auch **hydraulische Stimulation** genannt. Die Gesteine werden über einen erhöhten Fluiddruck gezielt gebrochen, wenn der Zufluss von Fluiden wie Erdgas aus dem Gestein in das Bohrloch kaum oder gar nicht stattfindet. Dazu wird das einzementierte Stahlrohr im Bereich des Reservoirs perforiert, um den gewünschten Bereich des hydraulischen Brechens zu begrenzen. In den USA werden dazu für das hydraulische Brechen pro Bohrung etwa 6.800 bis 72.000 m³ Wasser injiziert (USGS 2022a). Das Frack-Fluid besteht zu 85 – 99% aus Wasser, etwa 5 – 14% Stützmittel wie z.B. Sand oder Keramikkugeln³ und 0,5 – 1% Additive. Wie andere Stoffe werden auch die Frack-Fluide entsprechend der Gefährlichkeit in Wassergefährdungsklassen eingeordnet⁴ (UBA 2022f). Laut BVEG (2022f) haben Frack-Fluide in den eingesetzten Konzentrationen die geringste Wassergefährdungsklasse I, zu der auch Aceton oder auch Spülmittel zählen (Belvenia 2022). Die Additive bestehen aus Bioziden zur Vermeidung von Bakterienwachstum im Gestein, Chemikalien zum Korrosionsschutz der technischen Anlagen, Verdickern (Gelen) und Brechern. Das Frack-Fluid wird am Zielhorizont durch die perforierte Rohrtour in das Gestein gepresst. Der erhöhte Fluiddruck führt zum Brechen des Gesteins, bei dem das

³ Da der Erddruck mit größerer Tiefe zunimmt, werden ab etwa 2500 m Tiefe die härteren Keramikkugeln oder Bauxit als Stützmittel verwendet.

⁴ Neben den nicht wassergefährdenden Stoffen und den allgemein wassergefährdenden Stoffen (Jauche, Silage u.a.) werden drei Wassergefährdungsklassen WGK I (schwach), II (deutlich), III (stark) differenziert.

Stützmittel in die öffnenden Brüche eingespült wird. Ein Verdicker wie z.B. Stärke oder Guarkernmehl hält den eingespülten Sand im geöffneten Bruch, bevor sich der Bruch nach dem Druckabfall wieder schließt. Im Anschluss an das Aufbrechen des Gesteins wird das Stützmittel mit einer Brecher-Chemikalie wie z.B. Enzymen aufgelöst und zusammen mit dem übrigen Wassergemisch aus Frack-Fluid und Lagerstättenwasser je nach Bohrlokation zu 10 – 60% wieder an die Tagesoberfläche gefördert (*flowback*) und entsorgt. Beim hydraulischen Brechen in unkonventionellen Lagerstätten muss die Ausdehnung der Brüche auf die erdgasführende Schicht begrenzt werden. Reichen die Brüche in die umgebenden, salzwasserführenden Gesteine, dringen diese Salzwässer in die Brüche der unkonventionellen Erdgaslagerstätte ein und verhindern die weitere Förderung von Erdgas. Der Flächen- und Ressourcenverbrauch ist im Vergleich zu konventionellen Lagerstätten erhöht und die Förderdauer der Lagerstätte kürzer. Zunächst wird das im gebrochenen Gestein befindliche freie Erdgas über Mikrorisse mit den rückgeführten Fluiden (Frack-Fluid und Lagerstättenwasser), und später das freie Erdgas und das an den Oberflächen der organischen- und Tonminerale vormals adsorbierte Erdgas gefördert. Die Produktion einer Schiefergasbohrung fördert mehrere tausend bis Millionen Kubikmeter pro Tag, fällt aber exponentiell ab und wird daher über 10-15 Jahre alle 2-5 Jahre gefrackt (Amro & Freese 2022).

Es gilt als gesichert, dass ab einer Tiefe von etwa 1.000 m der damit assoziierte Gesteinsdruck die unkontrollierte Ausdehnung von Brüchen verhindert und bei einer entsprechend der Vorgaben durchgeführten und geprüften Bohrlochzementation eine Verschmutzung der Süßwasser-führenden Grundwasserleiter oberhalb des Trägers ausgeschlossen ist. Dies schließt sowohl alle Formationswasser-führenden, als auch die besonders schützenswerten Süßwasser-führenden Grundwasserleiter ein. Süßwasser-führende Grundwasserleiter zur Trinkwassergewinnung kommen in Norddeutschland bis etwa 300 m Tiefe vor. Formationswasser bezeichnet die salinaren Wässer des tieferen Untergrunds. Dennoch ist Fracking wie jede Technologie nicht risikolos. Ein Risiko berechnet sich aus der Eintrittswahrscheinlichkeit und dem möglichen Schaden (z.B. BAFU 2022, Yasseri 2015)⁵. Injiziertes Wasser kann bei falsch eingestelltem Fluidruck, ungünstiger Spannung⁶ und Spannungsorientierung im Untergrund sowie ungünstig orientierten Verwerfungen⁷ zu Mikroseismizität oder induzierten Erdbeben führen (USGS 2022b). Entsprechend werden üblicherweise vor der Injektion von Wasser in den Untergrund sowohl beim Fracking wie auch bei der tiefen Geothermie Berechnungen zur Spannungsänderung im Untergrund durchgeführt (Abb. 2). Bei unzureichender Zementierung oder Bruch der Bohrung kann das Fluid des Bohrlochs in das umgebende Gestein und die Süßwasserhorizonte eindringen. Daher werden Brunnen vor und während der Förderung zur Überwachung eingerichtet. Dass an die Erdoberfläche rückgeführte Fluid kann auf dem Bohrplatz in den Untergrund sickern. Daher wird der Bohrplatz versiegelt und mit einer Drainage umgeben. Schließlich kann auch bei schlechter technischer Infrastruktur vermehrt Methan in die Atmosphäre entweichen.

⁵ Risiko = Eintrittswahrscheinlichkeit x möglicher Schaden. Der mögliche Schaden / Schadensausmaß bemisst sich nach betroffenen Menschen und Werten (Exposition) x Schadensempfindlichkeit (Verletzlichkeit).

⁶ Die Spannung ist der Drucktensor, der in unterschiedliche Richtungen i.d.R. unterschiedlich groß ist und im Untergrund gemessen werden kann.

⁷ Verwerfungen sind Flächen, an denen die Gesteine gegeneinander versetzt wurden und die bei einem Versatz von mehreren Metern durch geophysikalische Messungen erkennbar sind.

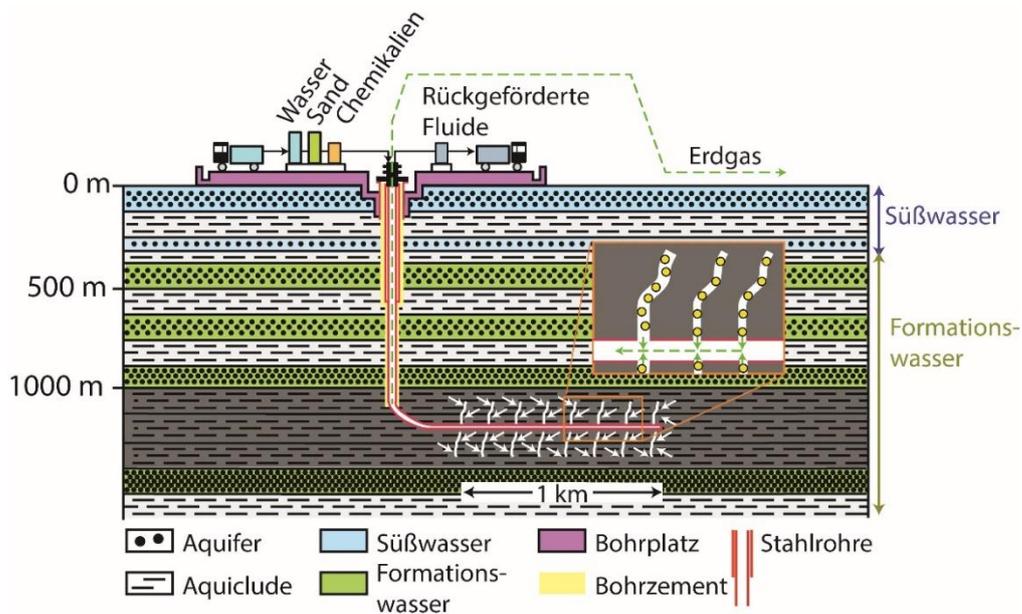


Abb. 2. Schematischer Schnitt durch eine unkonventionelle Schiefergas-Lagerstätte mit einer abgelenkten, horizontalen Bohrung. Der Untergrund besteht aus fluidführenden (Aquifere) und fluidstauenden (Aquicluden) Schichten. Die Fluide werden mit der Tiefe salzig (Formationswasser). Durch den horizontalen Bohrstrang wird das umgebende Gestein gebrochen (gefrackt, weiße Linien) und Sand oder Keramikkugeln (gelb) mit einem Stützmittel injiziert. Das rückgeförderte Fluid aus Wasser und Chemikalien (flow-back) wird mit Transportern zur Aufbereitung gebracht. Konventionelle Erdgaslagerstätten und tiefe Geothermie (ab 400 m) befinden sich in Bereichen mit salzführenden Formationswässern, oberflächennahe Geothermie in Bereichen mit Süßwasser.

Die **Schiefergasrevolution** in den 2000er Jahren führte dazu, dass die **USA energieautark** wurde, sich von einem Energieimportland zum größten Erdgasexporteur der Welt entwickelte (Abb. 3a,b) und die **Geostrategie** neu ausrichtete (US Chamber of Commerce 2017, API 2018). Man entwickelte effiziente **horizontale Bohrverfahren**, bei der die Bohrungen horizontal abgelenkt die unkonventionelle Lagerstätte über mehrere Kilometer Länge durch Fracking erschließen können. Man entwickelte zudem die Technologie des hydraulischen Brechens erfolgreich weiter, die in der tiefen Geothermie hydraulische Stimulation genannt wird.

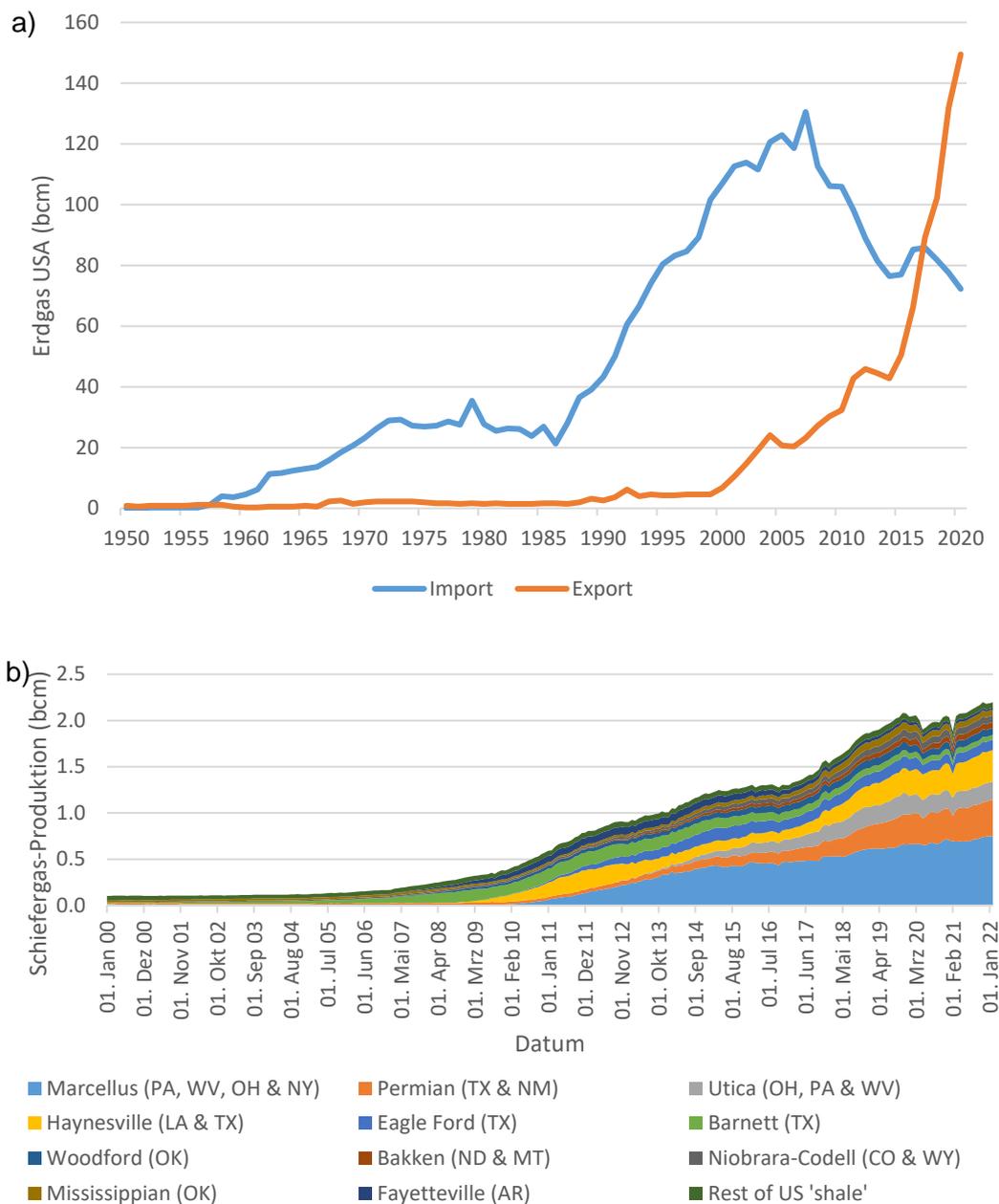


Abb. 3. a) Entwicklung der USA von einem Importland von Erdgas zum weltgrößten Erdgasproduzenten (bcm – Mrd. Kubikmeter, EIA 2022a). b) Die Tages-Produktion von Schiefergas in den USA seit dem Jahr 2000 bis Februar 2022 (EIA 2022b).

In **Deutschland** wurde die Methode des konventionellen hydraulischen Brechens seit 1961 in dichten Erdgaslagerstätten über 300-mal angewandt. Dazu wurden dichte erdgasführende Sandsteine in einer vertikalen Bohrung in mehreren Kilometern Tiefe gezielt gebrochen, um die Durchströmung des Gesteins zu erhöhen. Das jüngste Fracking in Deutschland wurde 2021 in der hydrothermalen tiefen Geothermiebohrung in Gelting bei Geretsried, Bayern, in einem Forschungsprojekt angewandt (Müller-Lancé 2021). Die üblichen Bohrungen der hydrothermalen tiefen Geothermie reichen in ähnliche Tiefen wie Erdgasbohrungen und werden nicht gefrackt. Daher werden sie häufig besser wasserleitenden tektonische Störungszonen gesetzt. Weil der Energieinhalt von warmem Geothermiewasser geringer ist als der von demselben Volumen Erdgas oder Erdöl (ca. 40 MJ/m³), ist bei tiefen Geothermiebohrungen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit eine höhere

Durchströmungsrate von mehreren 10er l/s notwendig, um die Wärme des umgebenden Gesteins über einige Jahrzehnte bis zum Erkalten zu fördern. In Forschungsbohrungen in kristallinen Gesteinen der petrothermalen tiefen Geothermie sollen beim Fracking durch das Verpressen von Wasser ohne Stützmittel die vorhandenen Brüche gegeneinander versetzt werden (Scherbrüche). Im Ausland werden auch Trinkwasserhorizonte in geringen Tiefen gefrackt (z.B. Government Newfoundland 2022). Die Verwendung von hydraulischen Druck, ggfs. Stützmitteln und Additiven wird bei jedem zu gewinnenden Fluid (Erdgas, Thermalwasser, Trinkwasser), Gestein und Tiefe auf die jeweilige Gewinnung angepasst.

Bislang ist es in Deutschland zu keinen Verunreinigungen von Grundwasser oder an der Erdoberfläche durch Fracking von erdgasführenden Gesteinen gekommen. In Deutschland darf Fracking nur mit einem erheblichen Abstand zu den Grundwasserleitern durchgeführt werden. So ist eine Mindestüberdeckung von 1200 m (somit > 900 m Sicherheitsabstand) gefordert, der nach dem Stand der Technik ausreichend ist, auch bei ungünstigen Bedingungen einen großen Abstand zwischen einer durch das Frack-Fluid beeinflussten Zone und den Grundwasserleitern zu gewährleisten. Das Fracking von unkonventionellen Lagerstätten ist in Deutschland, im Gegensatz zu den USA, verboten.

- **Die Technologie des horizontalen Bohrens und Frackings führten die USA Anfang der 2000er Jahr von einem Energieimportland zum größten Erdgasexporteur.**
- **Das Fracking ist eine etablierte Technologie, die ohne Schäden auch in Deutschland bei der Gewinnung von Erdgas bis 2011 und aktuell bei der tiefen Geothermie in Deutschland angewandt wird.**

2.4 Aussetzen von Erdgasbohrungen

Das temporäre Aussetzen oder das vorzeitige Beenden einer Erdgasförderung ist schwierig. Wenn die Erdgasförderung temporär angehalten werden soll (*shut-in*), muss der Druck in der Produktionsbohrung zunächst langsam erhöht werden. Da bei der Erdgasförderung unter anderem CO₂ und Reste von Erdöl als Beiprodukt auftreten können, bilden sich beim Druck- und Temperaturabfall des in der Produktionsbohrung aufsteigenden Mehrphasenfluids flüssige Kohlenwasserstoffe. Diese Kohlenwasserstoffe fallen beim „Abschalten“ einer Produktionsbohrung als zähflüssiges Fluid auf die Bohrsohle der Lagerstätte und können den Porenraum des Erdgas-Reservoirs „verkleben“. Produziert die Lagerstätte über Injektionsbohrungen, müssen auch für diese Bohrungen entsprechende Maßnahmen ergriffen werden, um die Lagerstätte nicht zu schädigen oder dauerhaft zu verlieren. Entsprechend kann ein temporäres Aussetzen konventioneller Lagerstätten einen erheblichen Einfluss auf die Rentabilität der Lagerstätten haben. Statt eines *shut-in* kann das Erdgas auch abgefackelt werden wie vermutlich gegenwärtig aus der Nordstream-1 (Wagner 2022). Da unkonventionelle Schiefergaslagerstätten geringere Explorationskosten haben, können die Förderraten schneller an die Entwicklungen des Marktes angepasst werden.

3. Verwendung von Erdgas

Der Kohlenwasserstoff Erdgas CH_4 (Methan) wird als Energieträger und als Rohstoff für Kohlenstoff und Wasserstoff genutzt.

3.1 Primärenergieverbrauch Deutschland

Die **Primärenergie** ist die Energiemenge, die aus heimischen und importierten Primärenergieträgern wie Kohlenwasserstoffen (Erdöl, Erdgas, Kohle, Biomasse) und radioaktiven Metallen (z.B. Uran), sowie indirekt durch Energiemetalle, die in Energieanlagen Wind, Sonne und Erdwärme in Energie konvertieren, genutzt wird. Die Primärenergie wird unter Energieverlusten in technischen Anlagen in **Endenergie** umgewandelt und über ein Leitungsnetz (Stromtrassen, Pipelines) bei weiteren Energieverlusten an den Endverbraucher geleitet, der die **Nutzenergie** verwendet.

Den größten Anteil des Primärenergieverbrauchs (PEV) Deutschlands in Höhe von 12.193 PJ (3387 TWh⁸) machte das Erdöl mit 32% und das Erdgas mit 27% aus (Stand 2021, AGEB 2022) (Abb. 4, 5). Der PEV 2021 stieg im Vergleich zum Vorjahr 2020 um 2,5%. **77% des deutschen Primärenergieverbrauchs** wird aus den Kohlenwasserstoffen Erdgas, Erdöl und Kohle gewonnen (Abb. 5).

Der Erdgasverbrauch in Deutschland lag 2020 bei 86,5 bcm (BP 2021) und 2021 bei 90,5 bcm (BP 2022) (94 bcm 2021; 2020: 90 bcm, EU 2022b). Im Jahr 2021 wurden 3258 PJ (905 TWh, AGEB 2022) Erdgas in Deutschland verbraucht bzw. 1002,9 TWh (Brennwert H_2 nach AGEB 2022d: 18) (Abb. 6). Im Jahr 2020 und 2021 wurde wesentlich mehr Gas ausgespeichert als eingespeichert (AGEB 2022d, BAFA 2022b) (Abb. 6).

Durch den in Deutschland geplanten Ausstieg von Kohle- und Kernkraftwerken fallen 22% der Primärenergieversorgung Deutschlands weg und sollen durch den Ausbau von Windkraft- (derzeit 4%) und Photovoltaik-Anlagen (derzeit 1,8% der deutschen Primärenergie) kompensiert werden (Abb. 5, 7). Dazu muss die Infrastruktur mit Stromleitungen ausgebaut, die Fluktuation der Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen durch schwarzstartfähige Systeme wie Kohle- und Erdgas-Kraftwerke kompensiert und große Energiespeicher Untertage vorgehalten werden (Schilling & Müller 2018).

⁸ Die Leistung [Watt, W] ist die Arbeit/Energie [Joule, J oder Wattstunde Wh] pro Zeit [W]=[J]/[s]. Die Arbeit/Energie wird im Folgenden als Milliarden Joule = Petajoule = 10^{15} Joule oder als Billionen Wh = 10^{12} Wh = 1 Terawattstunde 1 TWh = 3,6 PJ dargestellt. die Energie von Erdgas pro m^3 hängt von der Gaszusammensetzung ab, die als GCV (*gross calorific value*) gemessen wird.

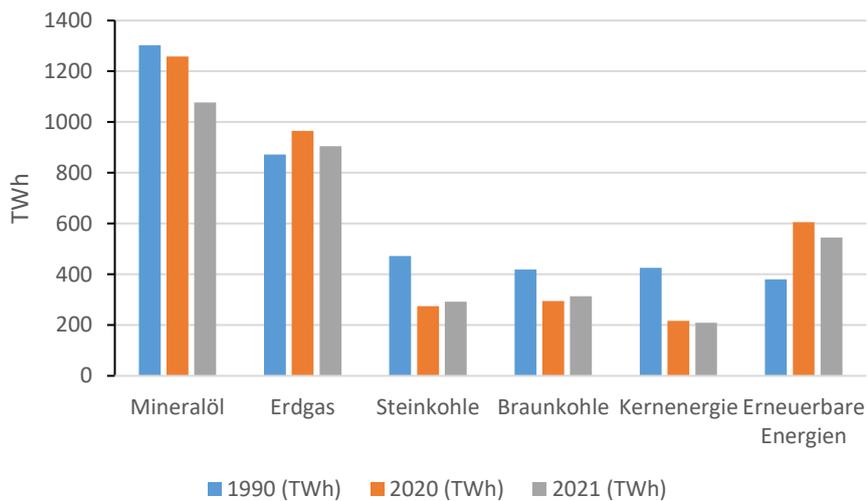


Abb. 4. Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträger 1990, 2020 und 2021 in TWh. Der erhöhte Erdgasverbrauch im Jahr 2021 von 905 TWh (3258 PJ) ist größtenteils auf die windarme Witterung zurückzuführen, die ausgeglichen werden mussten (1990 aus BGR 2021, AGEB 2021).

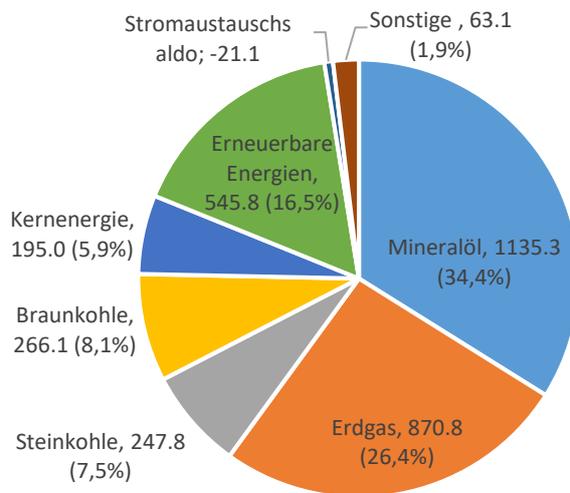


Abb. 5. Absoluter Anteil der Energierohstoffe in TWh in 2020 am Gesamt-Primärenergieverbrauch von 3302,8 TWh (AGEB 2022).

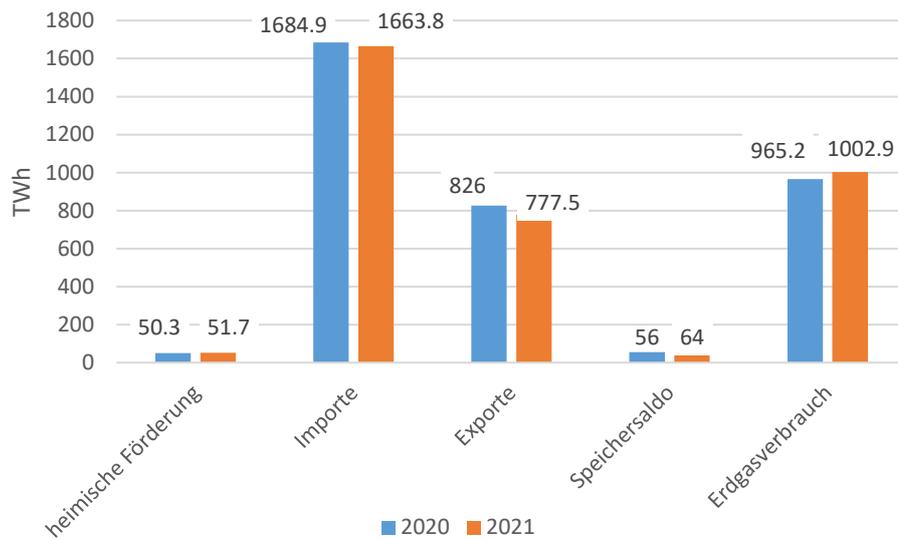


Abb. 6. Erdgasverbrauch Deutschlands im Jahr 2020 und 2021. Ein positiver Speichersaldo kennzeichnet, dass mehr ausgespeichert als eingespeichert wurde (AGEB 2022d: 18).

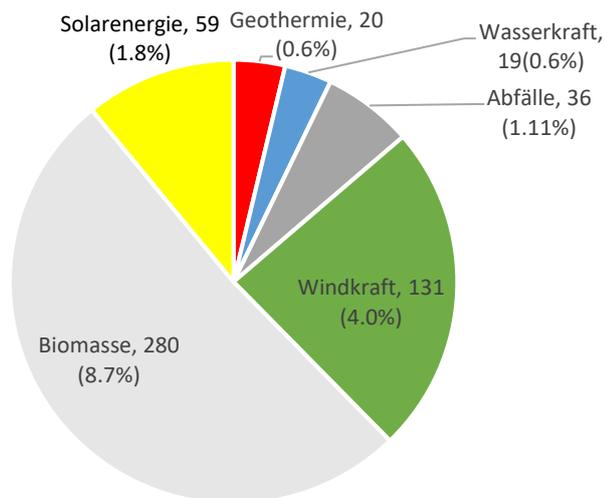


Abb. 7. Absoluter und prozentualer Anteil der erneuerbaren Energien von 545 TWh (Stand 2020, BGR 2021).

- **Erdgas ist Energieträger (27% des Primärenergieverbrauchs, 1002,9 TWh)**

3.2 Endenergie- und Wärmeverbrauch in Deutschland

Vom deutschen Endenergieverbrauch der privaten Haushalte (670 TWh, davon 254 TWh durch Gase⁹, Abb. 8) entfielen 68% auf Raumwärme (457 TWh) und Warmwasser (106

⁹ Die Gase beinhalten Erdgas (95,7%), Stadtgas/Kokereigas (1,4%), Gichtgas/Konvertergas (2,9%) und Grubengas (0,003%).

TWh), wovon 199 TWh (Raumwärme) bzw. 54 TWh (Warmwasser) durch Erdgas gedeckt werden (Abb. 9d, Stand 2020, AGEB 2021, s.a. UBA 2022a, b). Beim Wärmebedarf entfielen fast 75% der erneuerbaren Energien auf biogene Festbrennstoffe (UBA 2022c).

Auch bei Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (354 TWh, davon 98 TWh durch Gase) dominiert die Erzeugung von Raumwärme mit 40% (143 TWh), gefolgt von 19% (67 TWh) für die mechanische Energie. Erdgas wird vor allem für Raumwärme (79 TWh) und Prozesswärme (12 TWh) verwendet (Abb. 8, 9a, AGEB 2021).

Im Sektor Industrie (657 TWh, davon 229 TWh durch Gase, Abb. 8) beträgt der Anteil der Prozesswärme etwa 67% (440 TWh, davon 198 TWh Erdgas) (Abb. 9b, Stand 2020, UBA 2022 nach AGEB 2021).

Im Verkehrssektor (756 TWh, Abb. 8) mit 712 TWh Erdöl spielt Gas mit 1,6 TWh keine Rolle (Abb. 9c).

Insgesamt lag der Endenergieverbrauch von Gasen 2020 bei 583 TWh und 24 TWh unter dem Verbrauch von 2019 (Abb. 8, AGEB 2021).

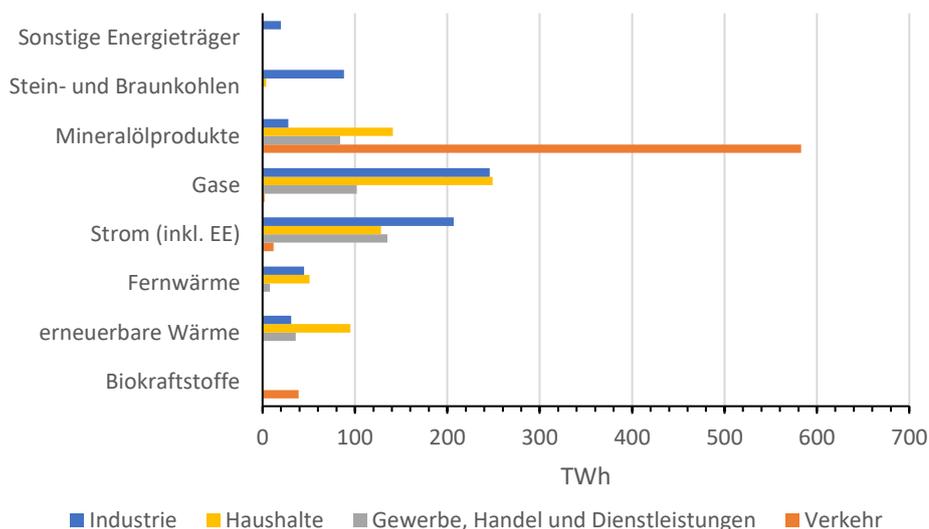
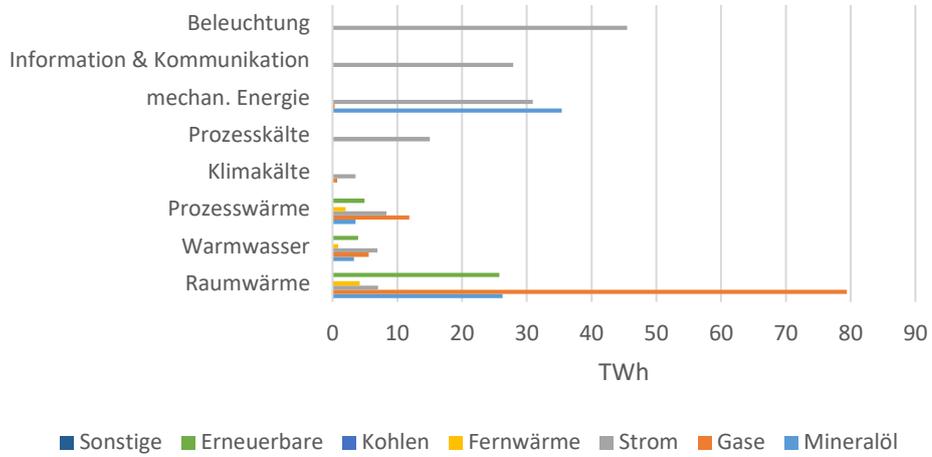


Abb. 8. Endenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren in TWh (UBA 2022a).

Der Anteil der Erneuerbaren Energien liegt in der Industrie bei 4,8% (31 TWh), davon 26 TWh in der Prozesswärme. Bei den privaten Haushalten haben die Erneuerbaren Energien einen Anteil von 14% (94 TWh) des Endenergieverbrauchs, davon 83% in der Raumwärme (AGEB 2021).

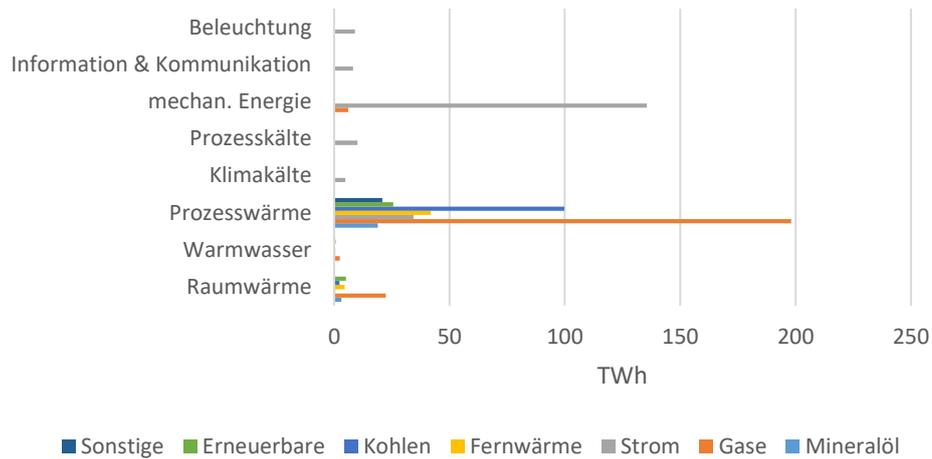
a)

Gewerbe & Handel



b)

Industrie



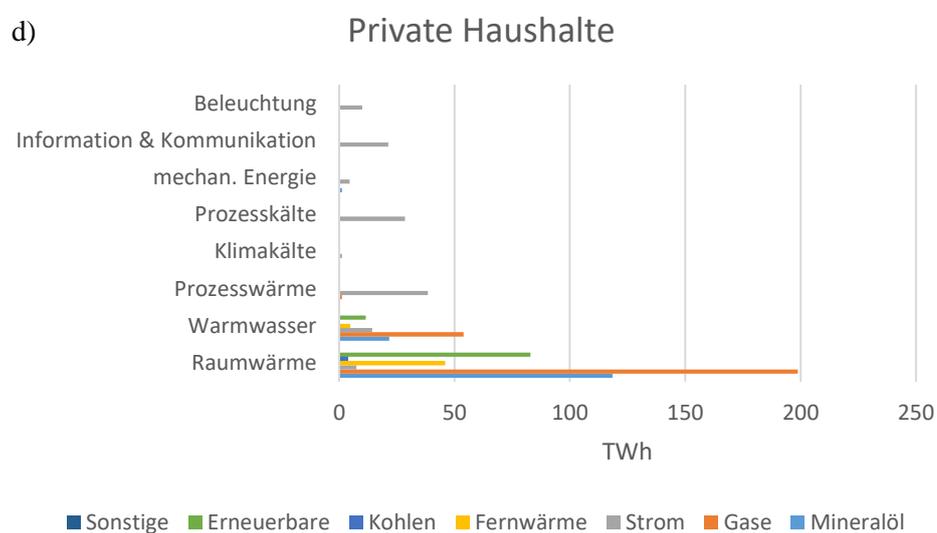
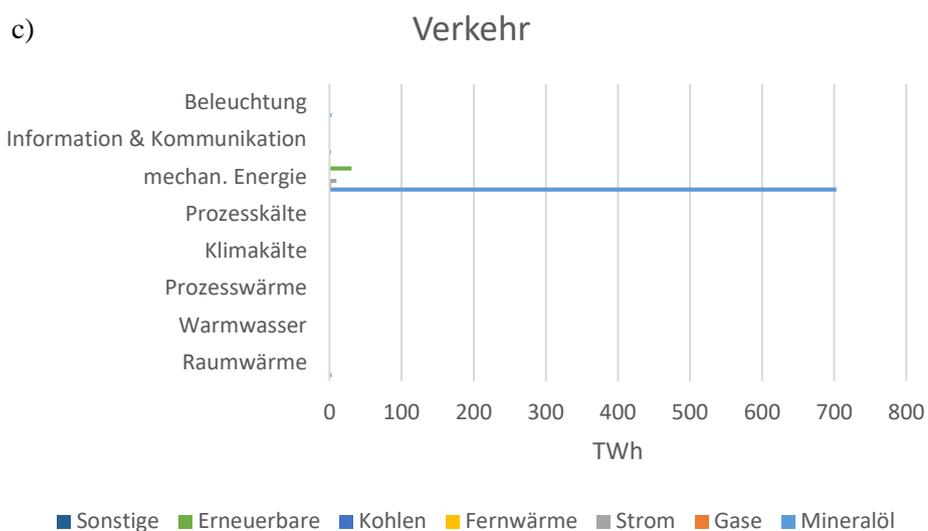


Abb. 9. Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken im Jahr 2020 (AGEB 2021).

Die in das Wärmenetz oder den Produktionsprozess abgegebene leitungsgebundene Wärme (Nettowärmeerzeugung) beruhte 2021 zu 47% auf Erdgas (67,1 TWh) und zu 22% (16 TWh) aus Hausmüll und Siedlungsabfällen (Abb. 10).

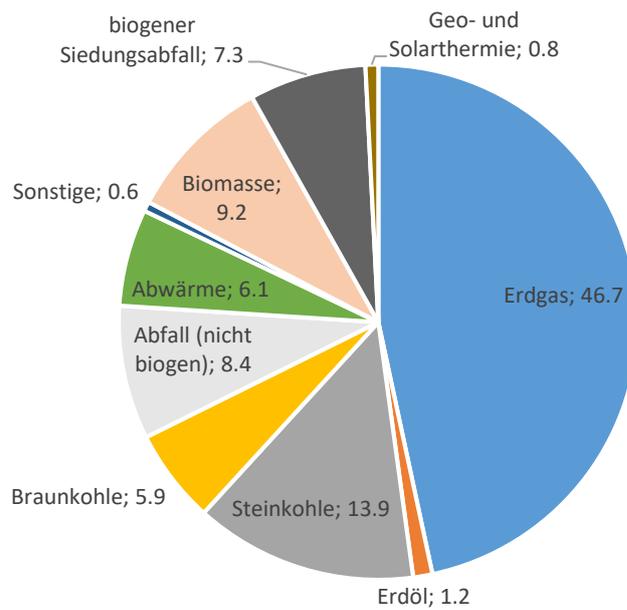


Abb. 10. Nettowärmeerzeugung in Deutschland 2021 in TWh (BEDW 2022).

Die fluktuierende Erneuerbare Energie führte 2021 aufgrund einer **Flaute** im windarmen Frühjahr zu einem Rückgang der Windenergie um 13% (17 TWh). Sie konnte durch eine erhöhte eingespeiste Energiemenge von Kohle (+25%) und Kernenergie (+7,4%) für die Verstromung ausgeglichen werden (Destatis 2022b) (Abb. 11).

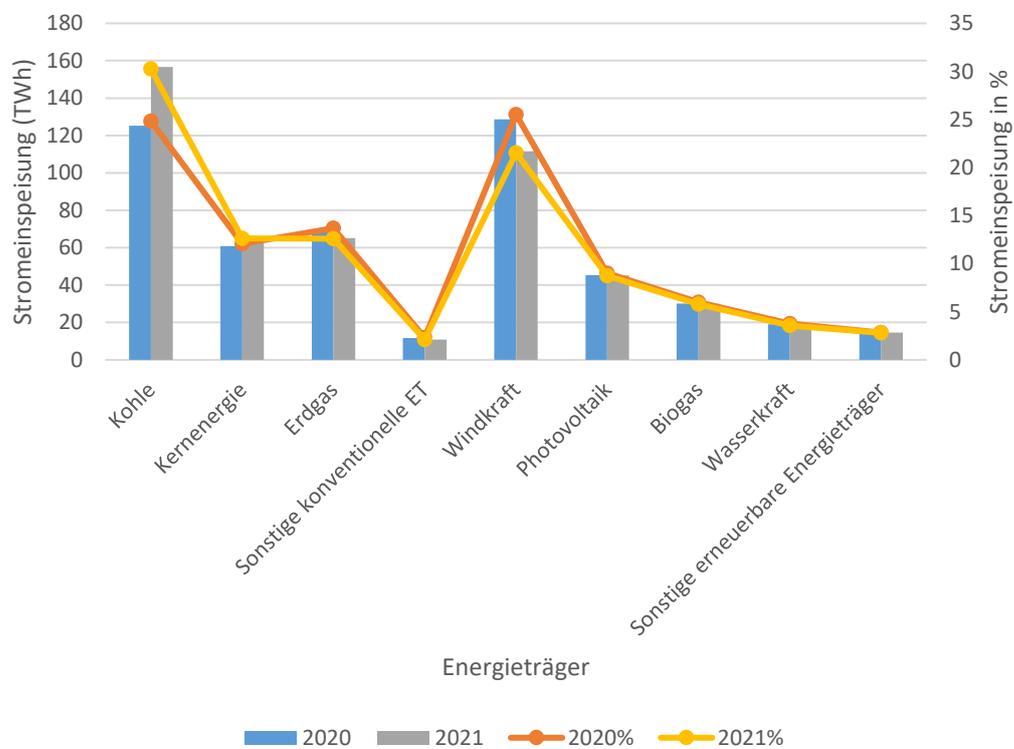


Abb. 11. Die Stromeinspeisung (absolute Daten und prozentualer Anteil) durch konventionelle und erneuerbare Energie erhöhte sich von 504,4 (2020) auf 517,7 TWh 2021 (Destatis 2022b).

3.3 Erdgas als Raumwärme

Erdgas liefert für 49,5% der insgesamt 21,2 Mio. Haushalte in Deutschland Raumwärme (BDEW 2021: 49). Im Jahr 2020 entsprach das 253 TWh Erdgas für Raumwärme und Warmwasser in Deutschland (Abb. 12, AGEB 2022).

3.4 Erdgas als Prozesswärme

Der Anteil des verarbeitenden Gewerbes am Primärenergieverbrauch von Erdgas beträgt 25,3% (793 PJ, 220 TWh, Abb. 12) (AGEB 2022). Davon gehen 8,2% in die Chemie, Gummi und Kunststoffindustrie, 4,5% in die Metallindustrie, 1,8% in den Maschinen- und Fahrzeugbau, 3,4% in die Gewinnung und Verarbeitung von Steine und Erden sowie Glas und Keramik, 3,8% in Nahrungsmittel- und Tabakindustrie sowie 2,4% in das Papiergewerbe (Stand 2020, AGEB 2022). Gewerbe, Handel und Dienstleistungen nutzen 12% (368 PJ, 102 TWh, Abb. 12) des Primärenergieverbrauchs von Erdgas in Deutschland (AGEB 2022).

3.5 Erdgas als Rohstoff

Als Rohstoff wird der Wasserstoff des Erdgases bspw. für die Herstellung von Ammoniak für Stickstoffdünger, AdBlue und Grundchemikalien der chemisch-pharmazeutischen Industrie verwendet. Ohne künstlichen Stickstoffdünger würde der Ernteertrag reduziert und nur etwa die Hälfte der Weltbevölkerung ernährt werden können (Erisman et al. 2008). Auch die Grundchemikalie Acetylen (Ethin, C_2H_2) wird aus Erdgas hergestellt, welches Ausgangsmaterial für Arzneimittel, Lösemittel, Wärmedämmung und Textilfasern in Sportkleidung ist. Es wird zum Schweißen und Schneidbrennen, als Grundstoff Ethylen (C_2H_4) für Polyethylen-Kunststoffe und Anderes verwendet.

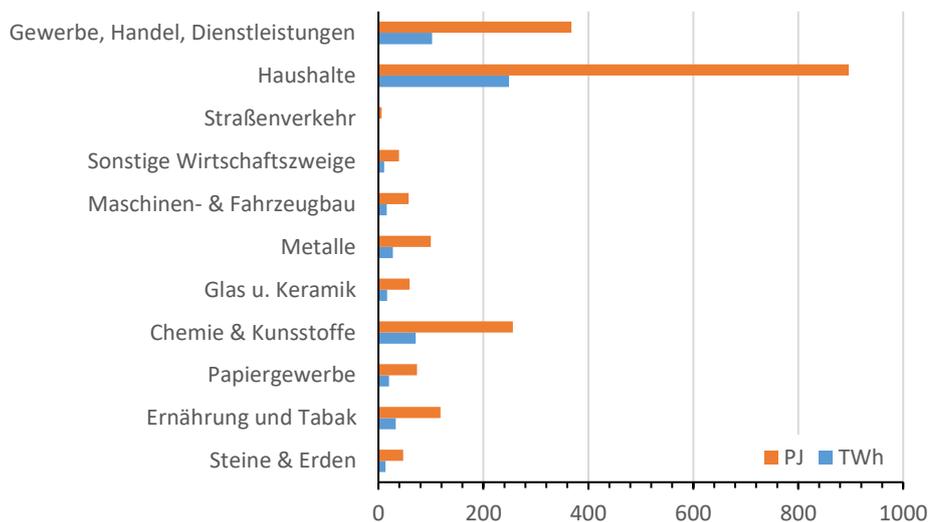


Abb. 12. Endenergieverbrauch von Erdgas nach Sektor in der Bundesrepublik 2020, Stand 11.2.2022, in PJ und TWh (AGEB 2022b).

Der nichtenergetische, stoffliche Verbrauch von Erdgas zur Herstellung von Ammoniak, Methanol und Wasserstoff wird mit 36 TWh (129 PJ) beziffert und beträgt 4% des Primärenergieverbrauchs von Erdgas (AGEB 2022b). Die chemisch-pharmazeutische

Industrie benötigt 2,8 Mio. t Erdgas (27%, 4,2 bcm¹⁰) als Rohstoff und 99,3 TWh (73%) für die Erzeugung von Dampf und Strom (VCI 2022).

- **253 TWh Erdgas sorgen für Raumwärme und Warmwasser in der Hälfte der privaten Haushalte Deutschlands.**
- **Das verarbeitende Gewerbe verbraucht 220 TWh Erdgas.**
- **Erdgas ist ein Rohstoff (36 TWh_{eq}).**
- **2021 verursachte eine Flaute 17 TWh weniger Strom, die durch Kohle- und Kernenergie ausgeglichen werden konnte.**
- **Mit dem Ausbau der Windkraft- und Photovoltaikanlagen müssen weitere schwarzstartfähige (Gas)kraftwerke und große Unterspeicher vorgehalten werden, um bei Dunkelflauten die Energieversorgung zu sichern.**
- **Nach dem geplanten Ende von Kernkraft 2022, dem Ende der Förderung heimischer Kohle 2030/2038 und des heimischen Erdgases gäbe es keine Möglichkeit, in einer Energiekrise ohne signifikante Speicherkapazitäten im Untergrund die Energie- und Rohstoffversorgung der Gesellschaft zu gewährleisten.**

4. Erdgas und CO₂

Erdgas wird als Brückentechnologie der erfolgreichen Energiewende bezeichnet, weil es den geringsten CO₂-Ausstoß aller Kohlenwasserstoffe besitzt (*transitional gas*, Tab. 1).

Tab. 1. CO₂-Emissionen pro 1 GWh (1 TJ = 0,27GWh) erzeugter Energie (UBA 2016).

Energieträger	Emission Tonnen CO ₂ pro 1 GWh Energie	Energieträger	Tonnen CO ₂ pro 1 GWh Energie
Braunkohlebrikett	27,7	Holz (1)	30,4
Steinkohlebrikett	26,6	Torf (1)	29,4
Rohöl	20,4	Flözgas	18,9
Erdgas	15,5		

Beim Verbrennungsprozess kann CO₂ aus dem Rauchgas abgetrennt und dauerhaft im Untergrund gespeichert (CCS *carbon capture and storage*) oder anderweitig genutzt werden (CCU *carbon capture and utilization*). Die Technologie zum Abtrennen von CO₂ in Industrieanlagen, der CO₂-Transport in Pipelines und die Unterspeicherung in Reservoirs sind etablierte Methoden und bereits andernorts in Betrieb.

Die **Abtrennung von CO₂** aus Rauchgas wurde in Deutschland bereits am Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe zwischen 2008 bis 2014 erfolgreich in einer Pilotanlage zur Abtrennung von 99,7% CO₂ (75.000 t CO₂/a) entwickelt und aufgebaut (GFZ 2011, MIT 2016). Aufgrund von Bürgerprotesten und mangelnder politischer Unterstützung wurde die etwa 70 Mio. € teure Pilotanlage abgebaut (MIT 2016) und die geplante Investition in eine darauf aufbauende Demonstrationsanlage in Jänschwalde, Brandenburg, nicht weiterverfolgt. Das Kraftwerk Schwarze Pumpe emittiert 11,8 Mio. t CO₂ und das

¹⁰ 1 bcm = 678.000 Tonnen Erdgas

Kraftwerk Jämschwalde 15,2 Mio. t CO₂ pro Jahr (Stand 2021, Fox 2022) (Tab. 2). Die in Deutschland entwickelte CCS-Technologie floss unter anderem in das CCS Projekt des kanadischen Steinkohle-Kraftwerkbetreibers SaskPower ein, der im Kraftwerk Boundary Dam seit 2014 CCS nutzt und allein im Februar 2022 41.584 t CO₂ aus dem Abgas für CCS abtrennte (SaskPower 2022).

Tab. 2. Übersicht der Energieerzeugung von Braunkohlekraftwerken (LEAG 2018, 2022).

Kraftwerk	Installierte Leistung	Stromerzeugung	Prozessdampfkapazität	Fernwärmeleistung
Jämschwalde	3.000 MW	13,6 TWh	-	349,2 MW _{th}
Schwarze Pumpe	1.600 MW	10,9 TWh	600 t/h	120 MW _{th}

Die **Speicherung von CO₂** wird bspw. im Sleipner Feld in der norwegischen Nordsee seit 1996 durchgeführt. Hier werden pro Jahr durchschnittlich 1 Mio. t CO₂ vom produzierten Erdgas abgetrennt, in den Untergrund injiziert und dort dauerhaft gespeichert (Equinor 2019). Auch die 2011 durchgeführte Sequestrierung von CO₂ in der Forschungsbohrung Ketzin in Brandenburg wurde erfolgreich beendet. Die Umsetzung einer industriellen Abtrennung und Speicherung von CO₂ wurde aufgrund mangelnder politischer Unterstützung in Deutschland nicht weiterverfolgt, obwohl große Speicherpotentiale in Deutschland vorhanden wären (s. 17.4.4). So bekräftigte der Landtag Schleswig-Holsteins fraktionsübergreifend am 29.6.2022 den Beschluss von 2014, CCS in den Küstengewässern und der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ, 200-Seemeilen Zone) abzulehnen (Landtag Schleswig-Holstein 2022). Das Auswärtige Amt informierte am 26.8.2022 über den gemeinsamen Aktionsplan für die künftige deutsch-dänische Zusammenarbeit, die auch die „ökologisch verträgliche Einfuhr von CO₂ aus Deutschland nach Dänemark zur unterirdischen Speicherung“ beinhaltet (Auswärtiges Amt 2022). Auch nach Norwegen soll CO₂ aus Deutschland und anderen europäischen Ländern zur Speicherung in der Nordsee gebracht werden (BusinessPortalNorwegen 2022a,b).

- **In Deutschland wurden erfolgreich Technologien zum Abtrennen von CO₂ aus Rauchgas und zur CO₂-Speicherung entwickelt und demonstriert, dann aber in Deutschland nicht weiterverfolgt. Deutsches CO₂ soll in Dänemark und Norwegen gespeichert werden.**
- **Der Kohlenstoffkreislauf CCU kann zusammen mit einer Wasserstoffwirtschaft entwickelt werden.**

5. Reichweite von Kohlenwasserstoffen

Aufgrund von Änderungen des Preises, der Kosten, Innovation bei Aufsuchung und Gewinnung, den Fund neuer Lagerstätten und andere Faktoren variieren die Volumina von Reserven und Ressourcen. Reserven sind die derzeit ökonomisch und technisch förderbaren Rohstoffe. Als Ressourcen werden die bekannten, derzeit nicht ökonomisch abbaubaren Rohstoffe bezeichnet. Reserven und Ressourcen sind kein hinreichendes Kriterium, das Ende eines Rohstoffes vorherzusagen. Die statische Reichweite (*static range*) ist das Verhältnis von Reserven oder Ressourcen zur Jahresförderung.

Seit 1990 beträgt die statische Reichweite von Erdöl in Deutschland etwa 14,5 Jahre (BVEG 2021) und ist somit kein hinreichendes Kriterium zur tatsächlichen Reichweite einer Lagerstätte.

- **Das prognostizierte Reichweite von Lagerstätten wird durch neue Funde, neue Technologien u.a. Faktoren immer wieder in die Zukunft verlagert.**
- **Da der Suche und Gewinnung von Lagerstätten sowie der Anwendung neuer Technologien in Deutschland und Europa nicht nachgegangen wird, wird sich die Rohstoffverfügbarkeit verringern.**
- **Andere Länder werden ihren Zugang zu Primärrohstoffen weiter ausbauen und sicherstellen.**

6. Ressourcen, Reserven, Produktion & Verbrauch

6.1 Geopotential

Selten wahrgenommen wird in Deutschland das **Geopotential**. Dabei handelt es sich um noch nicht entdeckte Lagerstätten. Es werden nach wie vor **neue Lagerstätten** gefunden und durch **neue Technologien** erschlossen, wenn die Expertise im Land verfügbar ist. Dies wird von China, Indien, Japan, Südkorea, den USA und anderen Ländern im Bereich Kohlenwasserstoffe und Metalle global forciert (Hilgers et al. 2021). In Deutschland vorhandene Expertise und globale Aktivitäten im Bereich Metalle (Metallgesellschaft AG, Preussag AG) wurde Ende der 1990er Jahre zum Anlagenbauer GEA Group bzw. Reiseunternehmen TUI umstrukturiert (Hilgers et al. 2021: 51ff). Auch im Bereich Kohlenwasserstoffe reduzierte sich die Anzahl der von Deutschland aus international tätigen deutschen Unternehmen und der internationale Zugang zu Rohstoffen. In den Niederlanden, Großbritannien, Frankreich, Italien, Spanien sind große, international tätige Unternehmen ansässig.

6.2 Ressourcen

6.2.1 Erdgas-Ressourcen global

Die **Ressourcen** (*contingent resources*) sind die geologisch nachgewiesenen, bekannten, technisch und ökonomisch derzeit nicht gewinnbaren Lagerstätten. Die Ressourcen sind aufgrund von Änderungen des Preises, der Kosten, Innovation bei Aufsuchung und Gewinnung, den Fund neuer Lagerstätten u.a. eine dynamische Größe. Durch höhere Marktpreise werden Ressourcen wirtschaftlich gewinnbar und dadurch **Reserven**. Die derzeitigen globalen Gasressourcen betragen etwa **530 tcm** (DNV 2017: 41).

6.2.2 Erdgas-Ressourcen in Deutschland

In Deutschland betragen die heimischen, technisch gewinnbaren Erdgas-Ressourcen derzeit **1,36 tcm**¹¹ (1,36 Billion (dtsch.) = $1,36 \times 10^{12}$ m³, BGR 2021: 18, Stand 2020). Sie gliedern sich in verschiedene Lagerstättentypen, von denen Schiefergas und Kohleflözgas das größte Potential bieten (Tab. 3).

¹¹ engl. Einheit 1 tcm = 1 trillion cubic meters (engl.) = 1 Billion (dtsch.) = 10^{12} m³, engl. 1 bcm = 1 billion cubic meters (engl.) = 1 Milliarde (dtsch.) = 10^9 m³ = 38,2 PJ = 10,6 TWh (nach IEA; es gibt unterschiedliche Standards).

Die heimischen Erdgas-Ressourcen in Deutschland könnten die geplante deutsche Energiewende mit einem heimischen Erdgasanteil von 15 bis 20% stützen, die Importabhängigkeit für diesen Rohstoff und Energieträger reduzieren und die umweltschonende Förderung sicherstellen. Dazu müssten die Vorkommen evaluiert und das Potential der Lagerstätten bestimmt werden.

Die **dichten Gaslagerstätten** (*tight gas*) wurden in Deutschland von 1961 bis 2011 erschlossen. Einige dichte Gaslagerstätten in Deutschland sind den noch vorhandenen Firmen bekannt und könnten mit konventionellem Fracking kurzfristig erschlossen werden. Weitere mögliche (dichte) Gasressourcen in Permokarbon-Trögen sind möglich, aber teilweise nicht exploriert. Die Förderung aus **unkonventionellen Schiefergasvorkommen** wurde in Deutschland bislang nicht genehmigt (Abb. 13). In den USA, Australien und anderen Ländern haben sich die Vorkommen als produktiv erwiesen. In England beauftragte die Regierung den Britischen Geologischen Dienst (BGS) im April 2022, bis Juni 2022 die Schiefergaspotentiale des Vereinigten Königreichs zu evaluieren. Dieser bislang unveröffentlichte Bericht des BGS wurde dem Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) am 5.7.2022 übergeben (GOV.UK 2022, BGS 2022). Für Deutschland sind solche Maßnahmen zum Schiefergaspotential bislang nicht bekannt. In zwei bis drei Jahren könnten neue Felder erschlossen werden. Allerdings zeigt der gegenwärtige Bau von LNG-Terminals in Deutschland innerhalb eines Jahres, dass beschleunigte Prozesse zu einer vorzeitigen Produktion führen könnten.

Tab. 3. Erdgasressourcen in Deutschland in einer Tiefe von 1.000 bis 5.000 m. Technisch förderbare Schiefergasmengen auch als Erwartungswerte (engl. Einheit 1 tcm = 1 Billion = 10^{12} m³, 1 tcm \approx 10600 TWh, Erwartungswerte/Perzentilen P05-5%, P50-50% (Median), P95-95% aus BGR 2016; Daten s. BGR 2021: 18, BVEG 2022).

	tcm		tcm
Konventionelles Erdgas	0,02	Dichte Gaslagerstätten (<i>tight gas</i>)	0,09
Kohleflözgas	0,45 (450 Mrd. m ³)	Schiefergas	0,32 (P05) – 2,03 (P95), (P50: 0,8)
Summe	1,36 = $1,36 \times 10^{12}$ (Billionen) m ³ inkl. Schiefergas (P50) bis 2,59 (P95)		

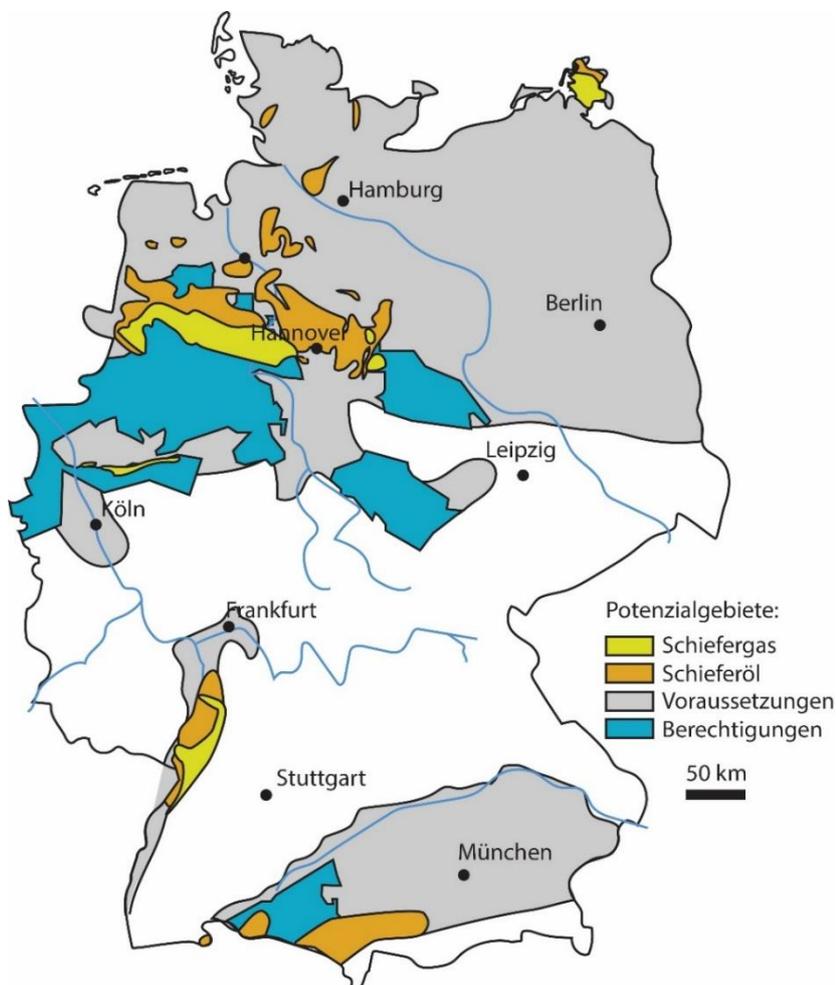


Abb. 13. Potentielle Vorkommen von unkonventionellem Schiefergas und Schieferöl in Deutschland nach BGR (2016) und grundsätzliche Voraussetzungen zur Bildung von Schiefergas (grau, nach BGR 2012). Nicht dargestellt sind potentielle unkonventionelle Vorkommen unter Nord- und Ostsee und die möglicherweise gasführenden Permokarbon-Tröge Süddeutschlands (z.B. Bachmann et al. 1987). Potentiell förderbare Gebiete nehmen geringere Flächen ein (blau – Bergbauberechtigungen für unkonventionelle Kohlenwasserstoffe zum 31.12.2011 nach BGR 2012).

- In Deutschland wird von $1,36 \times 10^{12}$ (Billionen) m^3 gewinnbaren Erdgasressourcen in einer Tiefe von 1000-5000 m ausgegangen. Bei einem Jahresverbrauch von 90×10^9 (Milliarden) m^3 würde die Menge über mehrere Jahrzehnte eine anteilige Versorgung bis zu einer erfolgreichen Energiewende sicherstellen.

6.3 Reserven

6.3.1 Erdgas-Reserven global

Die **Reserven** (*reserves*) sind die geologisch nachgewiesenen, bekannten, technisch und ökonomisch gewinnbaren Lagerstätten. Die konventionellen globalen Erdgasreserven betragen derzeit **188 tcm** (BP 2021, Tab. 4). Die Länder Russland, Iran und Katar halten 50% der gegenwärtig bekannten 188,1 tcm globalen Erdgasreserven.

Tab. 4. Die 20 Länder mit den größten Erdgasreserven (*identified proven conventional natural gas reserves, in Bio. m^3*), die Erdgasproduktion (*in Mrd. m^3*) und LNG-Export von Erdgas im Jahr 2020 (*in Mrd. m^3*) (BP 2021).

		Reserven (tcm)	Produktion (bcm)	LNG- Export (bcm)	Änderung Erdgasproduktion 2010-2020 (%)
1	Russland	37,4	638,5	40,4	6,7
2	Iran	32,1	250,8	0,0	74,3
3	Katar	24,7	171,3	106,1	39,2
4	Turkmenistan	13,6	59,0	0,0	46,9
5	USA	12,6	914,6	61,4	59,0
6	China	8,4	194,0	0,0	101,0
7	Venezuela	6,3	18,8	0,0	-38,4
8	Saudi- Arabien	6,0	112,1	0,0	34,6
9	UAE	5,9	55,4	7,6	10,9
10	Nigeria	5,5	49,4	28,4	59,9
11	Irak	3,5	10,5	0,0	47,1
12	Aserbaidzhan	2,5	25,8	0,0	59,0
13	Australien	2,4	142,5	106,2	170,8
14	Kanada	2,4	165,2	0,0	0,0
15	Algerien	2,3	81,5	15,0	5,2
16	Kasachstan	2,3	31,7	0,0	14,1
17	Ägypten	2,1	58,5	1,8	-0,9
18	Kuwait	1,7	15,0	0,0	34,3
19	Libyen	1,4	13,3	0,0	-16,7
20	Norwegen	1,4	111,5	4,3	5,0
	Summe 1-3	94,2	1060,6	146,5	
	Summe Welt	188,1	3853,7	487,9	
	Anteil 1-3 an Welt (%)	50,1	27,5	30,0	

Die Reserven sind aufgrund von Änderungen des Preises, der Kosten, Innovation bei Aufsuchung und Gewinnung, dem Fund neuer Lagerstätten u.a. eine dynamische Größe. Die Förderung bekannter, aber nicht erschlossener Lagerstätten und die Suche nach neuen Lagerstätten hängt u.a. von der Marktlage und zu erwartenden wirtschaftlichen Entwicklung, sowie den Finanzierungsmöglichkeiten zur Aufsuchung und Gewinnung ab.

Mit der hohen Inflation und der Gefahr einer langdauernden Stagflation (WorldBank 2022) oder Rezession könnten die notwendigen hohen Investitionen mit langfristigen Abschreibungen für Lagerstättenexploration und den Bau von LNG-Anlagen ggfs. zurückgehalten werden. Zudem zog sich die EU Ende 2021 mit der European Investment Bank EIB aus Finanzierungen für die Aufsuchung, Gewinnung und Produktion von CO₂-intensiven Rohstoffen wie Erdgas zurück (Reuters 2019).

6.3.2 Erdgas-Reserven in Deutschland

Die derzeitigen sicheren und wahrscheinlichen heimischen Reserven in Deutschland betragen **32,4 bcm** (343 TWh, Stand 31.12.2022, BVEG 2022, BVEG 2022c, Tab. 5). Die sicheren heimischen Reserven betragen zwischen 21,1 (BVEG 2022b) und 22,3 bcm (Stand Ende 2020, BGR 2021: 17). Die Reserven hängen von dem Umfang der Exploration in Deutschland ab, die in den letzten Jahrzehnten zurückgefahren wurde.

Tab. 5. Erdgasreserven in Deutschland in bcm (1 bcm – 10,6 TWh, BVEG 2022c).

	Sicher	Wahrscheinlich	gesamt
31.12.2021	14,1	18,3	32,4
31.12.2020	21,1	19,7	40,8
31.12.2019	23,4	20,2	43,6

Das zwischen Schiermonnikoog und Borkum in der niederländischen Nordsee gefundene und bis Deutschland reichende Erdgasfeld N05-A mit etwa 60 bcm Reserven könnte ab Ende 2024 etwa 2 bcm/a fördern, sofern Niedersachsen der Anfrage der Niederlande nachkommt und der Förderung mit einem entsprechenden Anteil zustimmt (Die Zeit 2022a). Mitte April 2022 wurde von möglichen Zustimmung des Niedersächsischen Parlaments mit einer Produktion von 2024 bis 2042 gesprochen und mit hälftigen Verteilung der Fördermenge berichtet (Die Zeit 2022b). Anfang Juli wurde eine Erklärung der Landesregierung mit dem Unternehmen ONE-Dyas und Partnerfirmen unterzeichnet (MW Niedersachsen 2022).

- **Erdgasfunde wie in der niederländischen Nordsee (60 bcm) können zur Verringerung des Erdgas mangels beitragen.**
- **Bei der Suche nach weiteren Erdgasfeldern würde man weiteres Erdgas finden.**

6.3.3 Heimisches Fracking

Die Abnahme der heimischen Förderung beruht auf geringeren Erdgasvolumina in konventionellen Lagerstätten und auf dem deutschen Fracking Moratorium von 2011. Mit dem Moratorium wurde das Fracking von Erdgaslagerstätten in Deutschland eingestellt. Im Jahr 2016 wurde das „Regelungspaket Fracking“ beschlossen, welches 2017 in Kraft trat. Danach ist in Deutschland Fracking in Tonsteinen und Tonschiefern, Mergeln und Kohle verboten, für Tight-Gas Lagerstätten ist eine Tiefe von mindestens 3.000 m vorgegeben (Töller & Böcher 2016). Nach dem Moratorium wurde in Deutschland kein Fracking auf Erdgas mehr durchgeführt (Abb. 14).

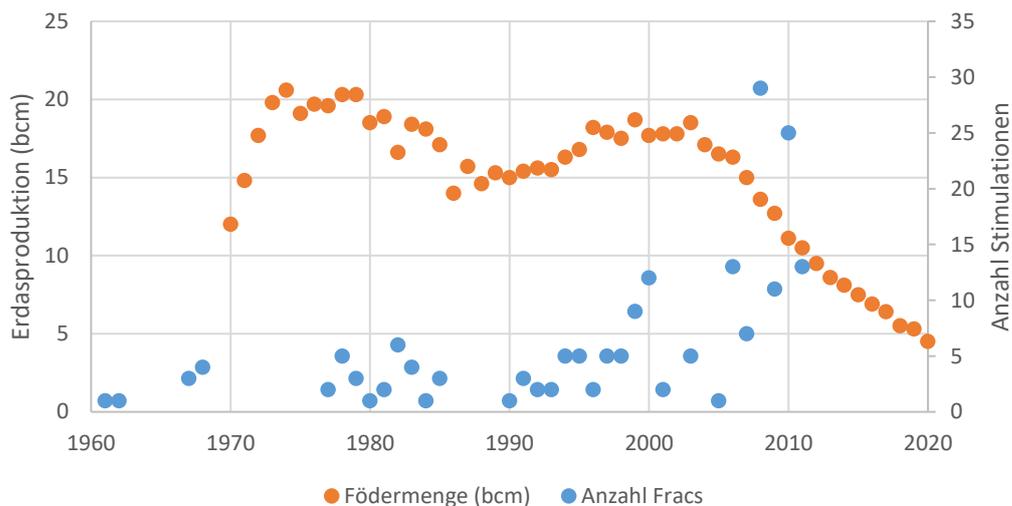


Abb. 14. Die Erdgasproduktion in Deutschland nimmt seit 2004 kontinuierlich ab, weil die Erdgaslagerstätten nicht hydraulisch stimuliert werden (Fördermenge BP 2022a,b, Fracs aus LBEG 2019 und anderen Quellen).

Die heimischen Ressourcen könnten den heimischen Erdgasanteil von gegenwärtig 5% (5 bcm/a) auf bis zu 20% (20 bcm/a Förderung vor dem Fracking Moratorium) des deutschen Verbrauchs und bis zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende decken, wenn die Vorkommen fündig sind. Dazu müsste jedoch das Fracking, das in den USA und anderen Ländern bei der Erdgasförderung in Deutschland erfolgreich genutzt wird, in Deutschland wieder bei Erdgaslagerstätten angewandt werden.

Die Förderung heimischer Ressourcen würde das konventionelle Fracking von bekannten Erdgaslagerstätten in dichten Tight-Gas Sandsteinen und die Exploration von dichtem Schiefergas mit horizontalen Bohrungen und unkonventionellem Fracking erfordern. Die in mehreren Kilometern Tiefe liegenden deutschen Gasvorkommen verursachen aufgrund des hohen Drucks der Gesteinssäule kein Eindringen in die Grundwasserstockwerke, wenn die Bohrungen ordnungsgemäß durchgeführt werden. Entsprechende Richtlinien werden von der Expertenkommission Fracking dargestellt (Expertenkommission Fracking 2021, 2022). Die bekannten Lagerstätten von Tight-Gas könnten kurzfristig, die unkonventionellen Schiefergaslagerstätten abhängig von der Effizienz von Genehmigungsverfahren in wenigen Jahren erschlossen werden. Das Ministerium BMWK lehnt das Fracking auf Erdgas in Deutschland bislang mit Hinweis auf lange Genehmigungsverfahren ab (FAZ 2022 vom 16.4.2022, MDR Aktuell 2022). Auch der SPD-Ministerpräsident von Niedersachsen schließt (neben einem Weiterbetrieb der Kernenergie über das Jahresende 2022 hinaus) ein

unkonventionelles Fracking zur Gewinnung heimischen Erdgas mit Hinblick auf die Rechtslage aus (Exner 2022b).

Der Bau von LNG-Terminals zeigt, dass Genehmigungsverfahren bei drohender Notlage beschleunigt werden können. Der Mangel an Fachkräften in Behörden kann ggfs. durch assoziierte externe Partner behoben werden.

- **Fracking ist eine etablierte Technologie zur Gewinnung von Erdgas. Wie jede Technologie geht Fracking mit Risiken einher, die durch erprobte Maßnahmen minimiert werden.**

6.4 Produktion und Export

6.4.1 Globale Produktion und Export

Im Jahr 2021 wurden **global** etwa **4037 bcm** Erdgas mit einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 3,1% über 10 Jahre produziert (BP 2022b). Der Anteil an unkonventionellem Gas liegt weltweit derzeit bei 25% und es wird erwartet, dass der Anteil bis 2030 auf etwa 30% ansteigen wird (GECF 2022: 68). Alleine in den USA wurden in 2021 79% des Erdgases aus Schiefergasvorkommen gefördert (EIA 2022d). Die größten Erdgasproduzenten sind derzeit die USA (934,2 bcm), Russland (701,7 bcm) und Iran (256,7 bcm) (Tab. 4). Global wurden 2021 **704,4 bcm über Pipelines** und **516,2 bcm LNG** exportiert (BP 2022b).

Die Erdgasproduktion der EU-27 betrug 50,6 bcm (Stand 2021, -4 bcm zu 2020, EU 2022b). Die Erdgasproduktion in der Ukraine betrug 18,6 bcm (Stand BP 2022).

- **Russland und die USA sind die weltgrößten Erdgasproduzenten. Russland, Iran und Katar besitzen die größten Erdgasreserven der Welt und halten 50% der Weltreserven.**
- **Wenn sich die EU dauerhaft vom größten Erdgasproduzenten der Welt Russland abwendet, müssten Lieferverträge mit den anderen großen Produzenten Iran und Katar gefunden und das ggfs. bisher nicht erschlossene Erdgaspotential anderer Länder erkundet werden.**

6.4.1 Erdgas-Produktion in Deutschland

In **Deutschland** wurden 2021 **5,16 bcm** Erdgas (182,88 PJ; 50,8 TWh) produziert (Stand 2021, BVEG 2022d, 4,8 bcm nach EU 2022b). Damit trug die heimische Förderung von Erdgas in Deutschland zu 5,2% zum heimischen Verbrauch bei (BVEG 2022d). Die beiden größten Erdgasfelder Goldenstedt-Oythe und Völkersen produzierten 2021 585,5 Mio. m³ und 553,4 Mio. m³ Erdgas (BVEG 2022e) (Abb. 14).

Lieferländer Deutschlands

Die wichtigsten Lieferländer Deutschlands sind die Niederlande (194 TWh), Norwegen (349 TWh) und Russland & GUS (1121 TWh) sowie Belgien/Dänemark (9,6 TWh) (Stand 2020, Bundesnetzagentur 2022g: 341). In den Niederlanden wird die Produktion und der Export nach Deutschland aufgrund von induzierten Erdbeben im Erdgasfeld Groningen, dem 1959 gefundenen, größten Erdgasfeld Europas, vorzeitig heruntergefahren. Die induzierten Erdbeben und Setzungen führten zu Schäden an Gebäuden und Infrastruktur und gingen mit

einer erhöhten Förderrate einher. Die Produktion von Erdgas in den Niederlanden ist entsprechend in den letzten 10 Jahren sukzessive um 73% auf 20 bcm/a (Stand 2020) und 2021 auf 18,1 bcm/a gedrosselt worden (BP 2022b), wovon das Feld Groningen etwa 7,6 bcm/a (Stand 2021, World Energy 2022) produzierte. Der Verbrauch der Niederlande betrug 2021 42 bcm (after EU 2022b, 35,1 after BP 2022b). Da die Zusammensetzung des niederländischen Erdgases (L-Gas, *low caloric gas*, Heizwert H_i 9,33 kWh/m³, Brennwert H_s 10,33 kWh/m³) sich vom norwegischen und russischen Gas unterscheidet, müssen die Pipelines mit vormals niederländischen Erdgas auf H-Gas (*high caloric gas*, Heizwert 10,31 kWh/m³, Brennwert 11,41 kWh/m³) umgerüstet werden (Flüssiggas.de 2022).

In Norwegen wurden 114,3 bcm/a Erdgas gefördert (Stand 2021), die Produktion nahm in den letzten 10 Jahren um etwa 14% zu (BP 2022b). In Russland wurden 2021 mit 701,1 bcm/a etwa 14% mehr Erdgas gefördert als vor 10 Jahren (Stand 2021) (BP 2022c).

7. Verbrauch

7.1 Erdgasverbrauch global und in der EU

Der globalen Erdgasproduktion von etwa 4037 bcm stand ein globaler Verbrauch von **4038 bcm** gegenüber (BP 2022b).

Die EU-27 hatte 2021 einen Erdgasverbrauch von **412 bcm** (+4% zu 2020) und einen Gasimport von außerhalb der EU von 337,5 bcm (+3% zu 2020) (3.630 TWh, Stand 2021, EU 2022b). Die Daten unterscheiden sich leicht zu anderen Quellen, die für die EU-27 einen Verbrauch von 379,5 bcm/a (Tab. 6) und für die Ukraine einen Gasverbrauch von 29,3 bcm/a angeben (Stand 2020, BP 2021).

Tab. 6. Gasverbrauch ausgewählter europäischer Länder im Jahr 2021 (BP 2022).

Land	EU Gasverbrauch 2020	Land	EU Gasverbrauch 2020
Deutschland	90,5	Portugal	5,9
Italien	72,5	Griechenland	7,0
Frankreich	43,0	Litauen	2,2
Niederlande	35,1	Kroatien	2,8
Spanien	33,9	Gesamt EU-27	396,1
Polen	23,2	Ukraine	26,1
Belgien	17,0	UK	76,9

Der EU-Import wurde 2021 über Pipelines aus Russland (41%), Norwegen (23,5%), Algerien (10,5%, Produktion 81,5 bcm / +5% in der letzten Dekade), Aserbaidshans (2%) und Libyen (1%) sowie durch LNG-Importe (20,5%) gedeckt (Tab. 7, Abb. 15, Stand 2021, EU 2022c). Die EU importierte **132 bcm** und Europa 167 bcm russisches Erdgas über Pipelines (Stand 2021, BP 2022b, 140 bcm nach IEA 2022, Tab. 7).

Tab. 7. Import von Erdgas über Pipelines und als LNG in die EU im Jahr 2021 (EU 2022b).

Gasimporte 2021 aus:	Anteil (%)	TWh
Russland	41	1488.3
Norwegen	23.5	853.1
Algerien	10.5	381.2
Aserbaidschan (TAP)	2	72.6
Libyen	1	36.3
LNG	20.5	744.2
Summe	98.5	3630

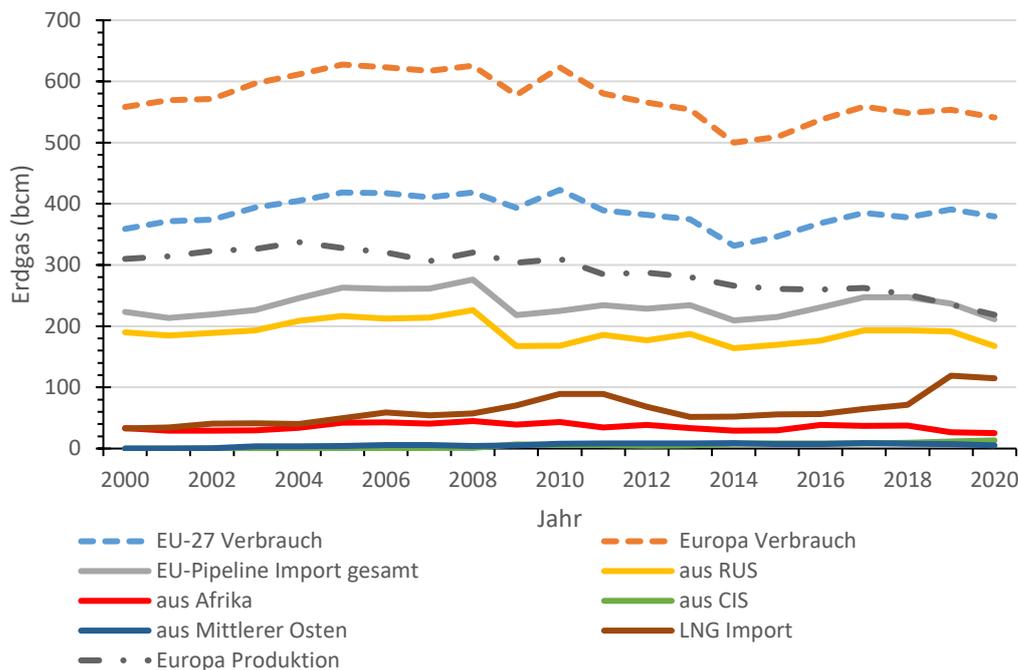


Abb. 15. Import von Erdgas nach Europa (326 bcm, Stand 2020) über Pipelines und LNG gegenüber der eigenen Produktion Europas (inkl. Norwegen, Ukraine und Großbritannien) und Verbrauch (CIS – Commonwealth of Independent States Zentralasiens, BP 2021).

7.2 Erdgasverbrauch und Import nach Deutschland

Der Erdgas-Verbrauch in Deutschland betrug 2020 86,5 bcm (965,2 TWh, AGEB 2022d) mit einem Anteil von 2,3% am globalen Verbrauch und einem durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 0,5% über die letzten 10 Jahre (BP 2021). Nach EU 2022 betrug der deutsche Erdgasverbrauch im Jahr 2021 **94 bcm** (2020: 90 bcm, EU 2022b) mit 1002,9 TWh (AGEB 2022d). Damit ist Deutschland der weltweit achtgrößte Erdgasverbraucher (BP 2022b). Die Bundesnetzagentur (2022g) gibt den deutschen Erdgasverbrauch mit 941 TWh an, der sich aus 1674 TWh Import, 50 TWh heimischer Produktion, 10 TWh Biogas und 56 TWh Ausspeicherung deckt; 814 TWh wurden exportiert (Stand 2020).

Der Erdgasverbrauch Deutschlands ist in den Monaten Juli und August mit etwa 40 TWh/Monat im Jahresverlauf am geringsten (Abb. 16). Im Dezember und Januar ist der Bedarf größer als die gesamte deutsche Speicherkapazität (Abb. 16). Die Einschränkungen

der Produktion und höhere Temperaturen führten zu einer Reduktion des Verbrauchs im Jahr 2022.

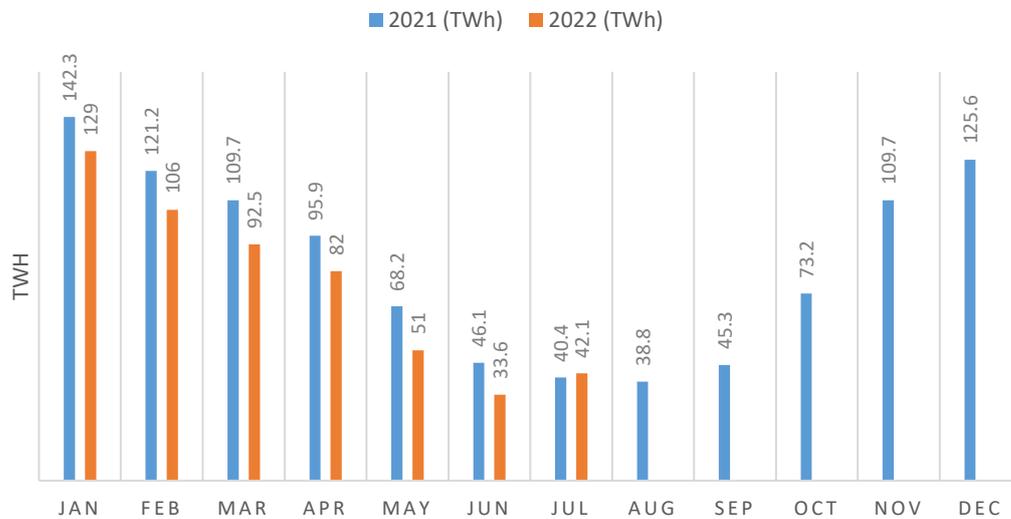


Abb. 16. Monatlicher Verbrauch von Erdgas 2021 und 2022. In 2021 lag der Jahresverbrauch bei 1016 TWh (Statista 2022, 1002,9 TWh AGEb 2022d). Der geringe Verbrauch im Sommer 2022 beruht auf höheren Sommertemperaturen mit geringerem Gasverbrauch (Statista 2022, Juli Bundesnetzagentur 2022c).

Deutschland ist bislang der weltweit größte Importeur von Pipelinegas mit **102 bcm** (2020) (BP 2021). Deutschland importiert etwa 13 bcm/a aus den Niederlanden, 31,2 bcm/a aus Norwegen, **56,3 bcm/a aus Russland** (55%) und 1,6 bcm/a aus anderen europäischen Ländern (Stand 2020, BP 2021). Im März bis April betrug der Anteil russischen Erdgases durchschnittlich 36% (BMWk 2022d). Der absolute Import nach Deutschland nahm 2020 und 2021 um je 6% ab (Abb. 17a). Durchschnittlich 34% des Erdgases wurden aus Deutschland¹² weiter in die Nachbarländer exportiert. Der Erdgasexport aus Deutschland reduzierte sich 2020 und 2021 je um etwa 20% zum Vorjahr (Abb. 17b, BAFA 2022). Dadurch stieg der Nettoimport von Erdgas nach Deutschland (Abb. 17c).

¹² Durchschnitt über die letzten 15 Jahre von importiertem Erdgas inkl. heimische Förderung und Ausspeicherung aus deutschen Speichern (BAFA 2022b).

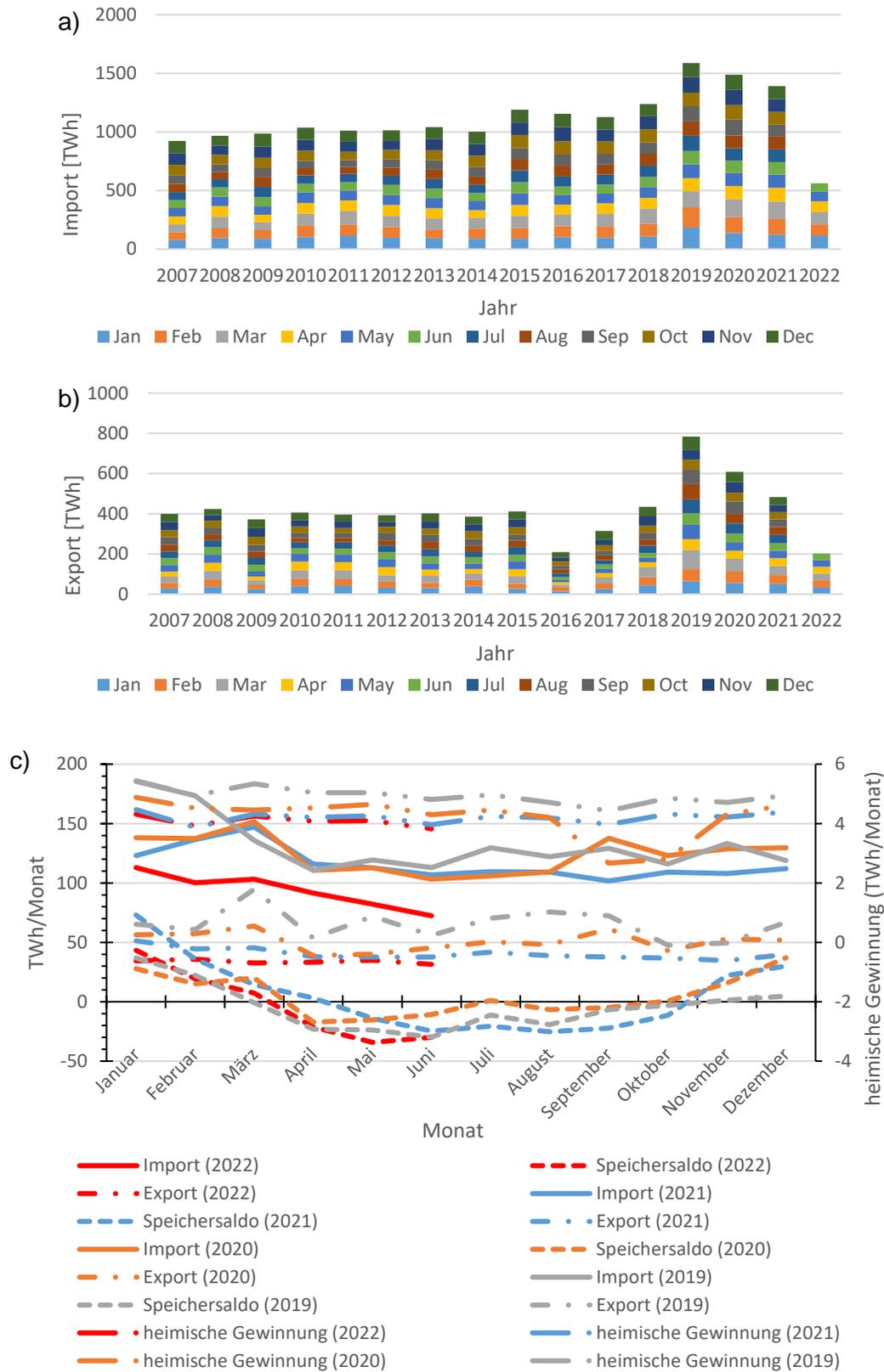


Abb. 17. a) Import von Erdgas nach Deutschland. b) Export von Erdgas aus Deutschland. c) Import, Export, heimische Produktion und Speichersaldo in Deutschland 2019 bis 2022 in TWh (BAFA 2022b).

In Deutschland wird der länderspezifische Importanteil seit 2016 aus Datenschutzgründen nicht mehr veröffentlicht (Abb. 18). Der Anteil Russlands am Gesamtimport nach Deutschland lag 2020 und 2021 bei **55%** (AGEB 2022). Im Mai 2022 ist der Anteil russischen Erdgases in Deutschland auf etwa **35%** gesunken (NTV 2022 vom 12.5.2022).

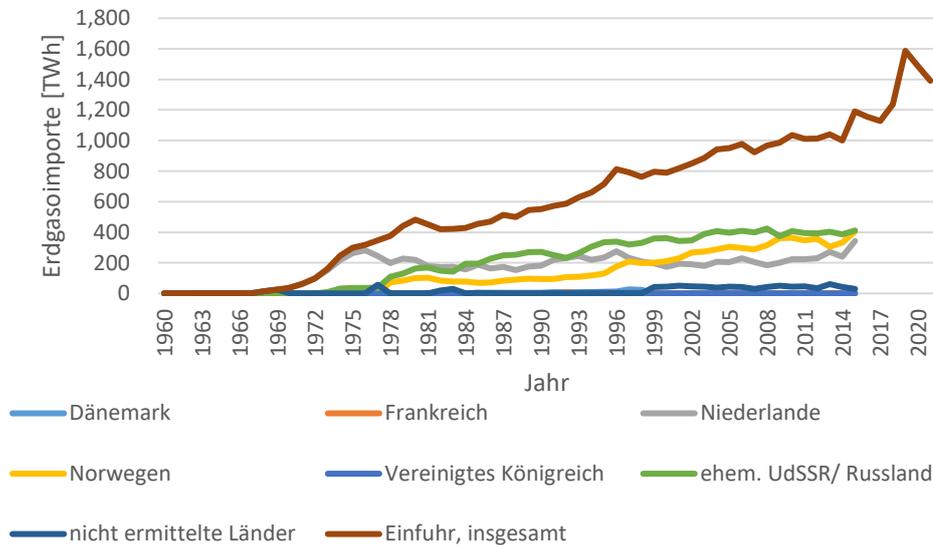


Abb. 18. *Importländer für Erdgas nach Deutschland. Seit 2016 werden die importierten Mengen aus Datenschutzgründen in Deutschland nicht mehr veröffentlicht. Deutschland ist ein Transitland und verbraucht etwa 85% des ausschließlich über Pipelines eingeführten Erdgas selbst (10^6 TJ = 277,8 TWh, BAFA 2021).*

Die Erdgaslieferung von Gazprom über die **Nordstream-1** wurde mit Hinweis auf fehlende Reparaturarbeiten der Firma Siemens in Russland seit dem 1.6.2022 bis zum 16.6.2022 von 1,76 TWh/d auf **0,7 TWh/d** um 60% reduziert (Abb. 19). Es wurde auf die mögliche Nutzung der fertiggestellten, aber wegen des Russland-Ukraine Konflikt von Deutschland nicht in Betrieb genommenen Erdgaspipeline Nordstream-2 hingewiesen. Zudem stellte die Nordstream-1 Pipeline aufgrund von jährlichen Wartungsarbeiten vom 11.7. bis 25.7.2022 den Betrieb ein und es wurde befürchtet, dass im Anschluss der Normalbetrieb nicht wiederaufgenommen wird. Am 21.7.2022 wurde der Betrieb aufgenommen und erreichte am 22.7.2022 den vorherigen Volumenstrom von 40% (Abb. 19). Die zur Wartung nach Kanada gebrachte Siemens Turbine der Nord Stream 1, aufgrund derer die Auslastung der Pipeline reduziert sei, befindet sich seit dem 17.7.2022 in Deutschland und die Weiterlieferung nach Russland verzögert sich (FAZ 2022b vom 22.7.2022). Die Lieferung beträgt derzeit nur 20% der Kapazität.

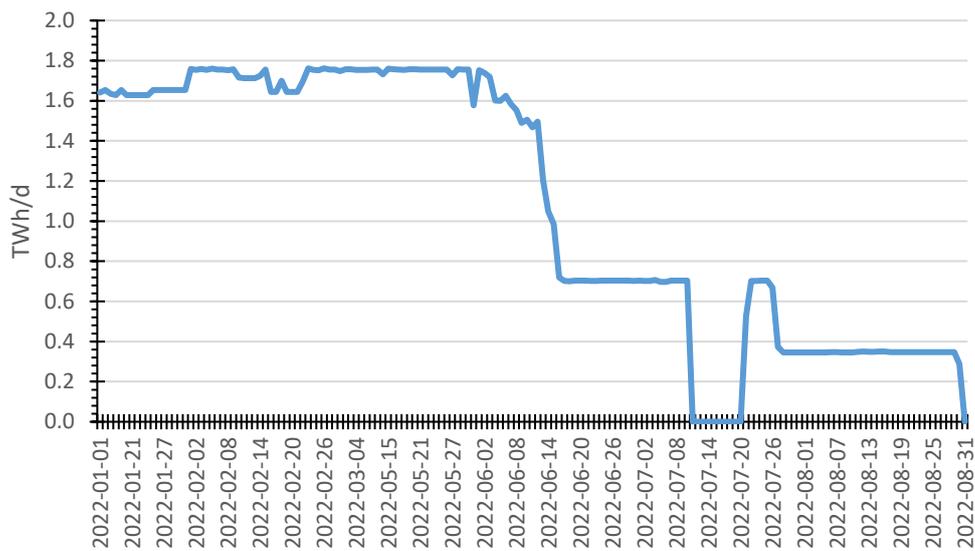


Abb. 19. Liefermenge von Erdgas durch die Pipeline Nordstream-1 von Januar bis 31.8.2022 (Nord Stream 2022).

Norwegen exportierte 2021 49,4 bcm (483 TWh) Pipeline-Erdgas nach Deutschland und erhöhte den Pipeline-Transport seit Mitte Juni 2022 um ca. 1,1 TWh/d auf bis zu **1,5 TWh/d**, während der Gesamtimport aus Norwegen und Benelux um 20% auf bis zu **3 TWh/d** anstieg (Bundesnetzagentur 2022).

7.3 Biogas

Deutschland produzierte 2020 90 TWh Biogas und ist mit einem Anteil von 53% der größte Produzent in der EU (EU 2022b: 25), wovon etwa 10 TWh auf Erdgasqualität gebracht werden (Tab. 8). Dies entspricht einem Anteil von etwa 1% Biogas am primären Erdgasverbrauch. Durch Anpassung der Fördermechanismen, die gegenwärtig eine Verstromung von Biomethan unterstützten, wären durch Umrüstung und Neubau 100 TWh/a in Deutschland mittelfristig erreichbar (aus Graf et al. 2022 nach Lehnert et al. 2021).

Tab. 8. Erdgasverbrauch in Deutschland 2021. Biogas macht einen Anteil von 1% am deutschen Erdgasverbrauch aus (aus AGEB 2021: 19, BDEW 2019).

TWh	2020	2021
Heimische Erdgasförderung	50,3	50,5
Erdgasimport	1684,9	1673,3
Anteil heimische Förderung an heimischem Verbrauch	5,2 %	5,0 %
Auf Erdgasqualität gebrachtes und eingespeistes Biogas	9,9	10,1
Erdgasverbrauch	965,3	1012,2

- **Der Erdgasimport aus Norwegen und Benelux ist um etwa 20% gestiegen, kann aber den Wegfall russischen Erdgases aber nicht ohne neue Pipelines, neue Erdgasfelder und neue LNG-Kapazitäten kompensieren.**
- **Biogas spielt mit einem Anteil von 1% beim Erdgasverbrauch derzeit keine Rolle.**

8. Produktion & Verbrauch zukünftig

Die **globale Erdgasproduktion** wird weiter steigen, um den Energie- und Rohstoffbedarf zu decken. Der Anteil von Europa an der Produktion wird weiter sinken und die Abhängigkeit Europas weiter steigen (Abb. 20).

Russlands Bedeutung als größte Exportnation für Erdgas wird sich bis 2050 weiter vergrößern (Abb. 20a) und doppelt so viel Erdgas exportieren wie das zweitgrößte Exportland USA (Abb. 20b).

Der Verbrauch von Erdgas in Europa soll bis 2030 um 25% (im Vergleich zu 2015) reduziert werden, um die 2020 beschlossenen Ziele der EU mit einer Reduktion des CO₂ Verbrauchs von 55% bis 2030 im Vergleich zu 1990 und einer Klimaneutralität der EU 2050 erreichen zu können (EU 2020:11, zuvor 40% bis 2030). Zur Erreichung dieser von der EU gesetzten Ziele wird zudem eine Reduktion der Kohle um 70% und des Erdöls um 30% (im Vergleich zu 2015) mit einer Reduktion des gesamten Primärenergieverbrauchs von 39 bis 41% in der EU genannt (EU 2020: 11).

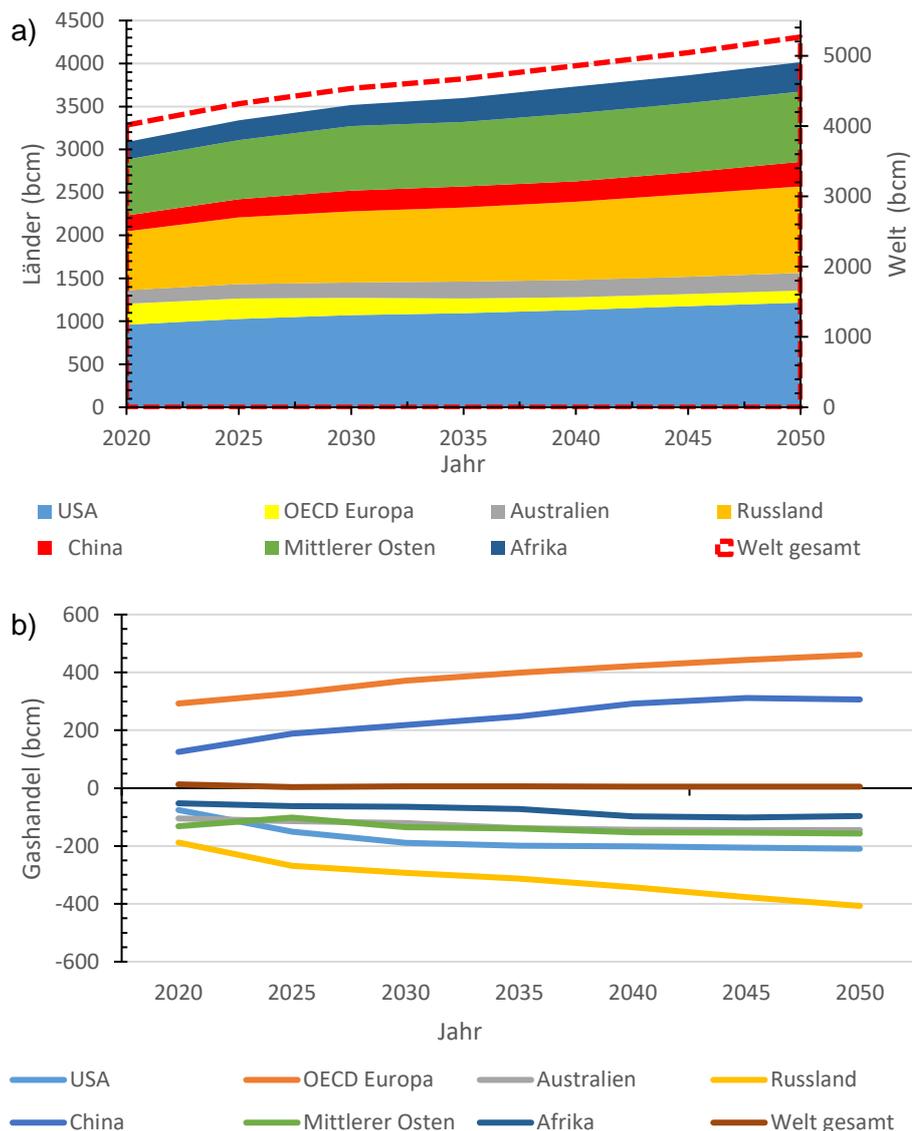


Abb. 20. a) Produktion und erwartete Entwicklung von großen erdgasproduzierenden Ländern und der Weltproduktion (rote gestrichelte Linie) (EIA 2021). b) Handelsbilanz von Erdgas in ausgewählten Regionen (positiv – Importe, negativ – Exporte). Der globale Exportüberschuss beträgt im Referenzmodell 5,6 bcm in 2050, was 6,5% des gegenwärtigen deutschen Erdgasverbrauchs entspricht (EIA 2021).

- **Russland wird bis 2050 seine globale Spitzenposition beim Erdgasexport weiter ausbauen.**

9. Größe der Erdgasfelder Russlands und der Ukraine

9.1 Russland

Die Versorgung Europas mit russischem Erdgas erfolgt über Pipelines aus Westsibirien. Das **Bovanenkovo** Öl- und Gaskondensatfeld auf der Yamal-Halbinsel in Westsibirien ist etwa 1.000 km² groß, hat 4,9 tcm Gasreserven (Nord Stream 2022b) und ist über die **Nordstream-1** Pipeline an Europa angeschlossen. Das Bovanenkovo-Feld fördert etwa 110 bcm/a Erdgas

und damit mehr als Deutschland für den Eigenbedarf und die Versorgung anderer europäischer Länder pro Jahr importiert (OSW 2022). Das Erdgas wird aus Gesteinen der Oberkreide (Alter: Cenoman) in 500 bis 700 m Tiefe und aus den Gesteinen der Unterkreide (Alter: Apt-Alb) in 1.200 bis 2.000 m Tiefe gefördert. Die **Yamal**-Pipeline über Belarus und Polen wird ebenfalls von dem Bovanenkovo- und weiteren Erdgasfeldern auf der Yamal-Halbinsel gespeist.

Das **Urengoy**-Gasfeld erstreckt sich über 12.000 km² in Westsibirien und ist mit etwa 10,9 tcm Gasreserven das zweitgrößte Erdgasfeld der Welt. Es fördert etwa 260 bcm pro Jahr. Zunächst wurde aus Gesteinen der Oberkreide in 1.000 bis 1.700 m (Alter: Cenoman) und in 1.700 bis 3.000 m Tiefe (Alter: Valangin) gefördert, nun werden auch die tiefer liegenden Gesteine der Unterkreide in 4.000 m Tiefe (Achimov Formation) entwickelt. Das **Urengoy**-Gasfeld liefert Erdgas über die **West-sibirische**- und **Transgas**-Pipeline nach Europa.

Zum Vergleich förderte das größte Gasfeld Groningen in den Niederlanden in Spitzenzeiten etwa 80 bcm/a und in den letzten Jahrzehnten um 30 – 40 bcm/a. Aufgrund induzierter Erdbeben wurde die Förderrate auf 4,5 bcm/a reduziert.

Über die **Nordstream-2** Pipeline sollten ebenfalls Felder der Yamal-Halbinsel angeschlossen werden. Auch der Anschluss des Gaskondensatfelds Shtokman in der Barentssee in etwa 340 m unter dem Meeresboden wurde diskutiert. Das Feld enthält mindestens 3,8 tcm Erdgas und 37 Mio. t Gaskondensatreserven in Gesteinen des Jura (Svistun 2008).

9.2 Ukraine

Die Ukraine verfügt über Schiefergasvorkommen, die mit internationalen Partnern exploriert werden sollten. Hierzu zählten im Westen das Becken vor dem Kaukasus bis zum Lublin-Becken an der Grenze zu Polen (Chevron, Exxon und ukrainische Partner) und im Osten der Ukraine in der Donezk- und Charkiw Oblast das Yuzivska-Feld (3 tcm, 10 bis 20 bcm/a Produktion erwartet, gefunden 2010, Exploration 2014 eingestellt, 90% an das niederländische Konsortium Yuzgas B.V. veräußert, Kosatka.media 2018, Polityuk & Balmforth 2013) (Abb. 22). Ebenso sind im Dniepr-Donetsk Becken und dem Donbas Steinkohlerevier bei Donezk und Luhansk Schiefergas-Ressourcen zu erwarten. Mit Annexion der Krim zogen sich die ausländischen Partner zurück, auch weil ab August 2014 die ukrainische Besteuerung von Öl- und Gasexploration zweimal erhöht wurde und dies auch bereits geschlossene PSA (*production sharing agreement*) Verträge einschloss (Enercom 2014).

Neben Vorkommen von Erdgas, Erdöl und Kohle besitzt die Ukraine große Ressourcen an Kalisalzen im Dnieper-Donetsk Becken (USGS 2011, USGS 2017; 840 Millionen Tonnen K₂O), die weltweit fünfgrößten Eisenerzreserven mit 6,5 Mrd. t und viele andere Erzvorkommen (SGS 2022c: 85). Mit einem Anteil von 8,5% ist die Ukraine der weltweit fünfgrößte Exporteur von Weizen, Mehl und Weizenprodukten nach Russland (19,7%), Kanada (13,9%), USA (13,4%) und Australien (9,9%) (Stand 2020/2021) (Statista 2022c).

9.3 Krim-Halbinsel

Vor der Krim-Halbinsel wurden Felder wie das Skifska Gasfeld (Abb. 21, 200 bis 500 bcm, geplante 5 bcm/a mit 10 Mrd. USD CAPEX, Polityuk 2012) 2012 einem Konsortium von Shell, Exxon, OMV und ukrainischen Firmen zugewiesen. Andere Felder beinhalteten das Foroska Gas-Feld (Abb. 21, produziert seit 2018, 25 bcm Reserven) und Prykerenske Ölfeld

(Abb. 21, gefunden 2009, produziert 2015, 2000 bbl/d, 600 Mio. bbl Reserven). Der US Geologische Dienst USGS vermutet ebenfalls unentdeckte Kohlenwasserstoff-Ressourcen im Azov-Kuban Becken (Abb. 21) von 116 bcm Erdgas und 218 Mio. bbl Erdöl (USGS 2011). Die Krim-Halbinsel wurde im März 2014 von Russland annektiert und durch Ausweitung auf die 200-Seemeilenzone die 11 Erdgas-, 4 Gaskondensat- und 2 Erdölfelder im Schwarzen Meer und der Azov-See durch Russland übernommen. Die internationalen Firmen zogen sich aus dem Gebiet zurück (Mil 2019). Shell und Exxon beendeten ihre Explorationstätigkeiten kurz vor der Annexion. Die Krim wurde 1954 von Nikita Chruschtschow der Ukraine, damals Teil der Sowjetunion, zugewiesen.

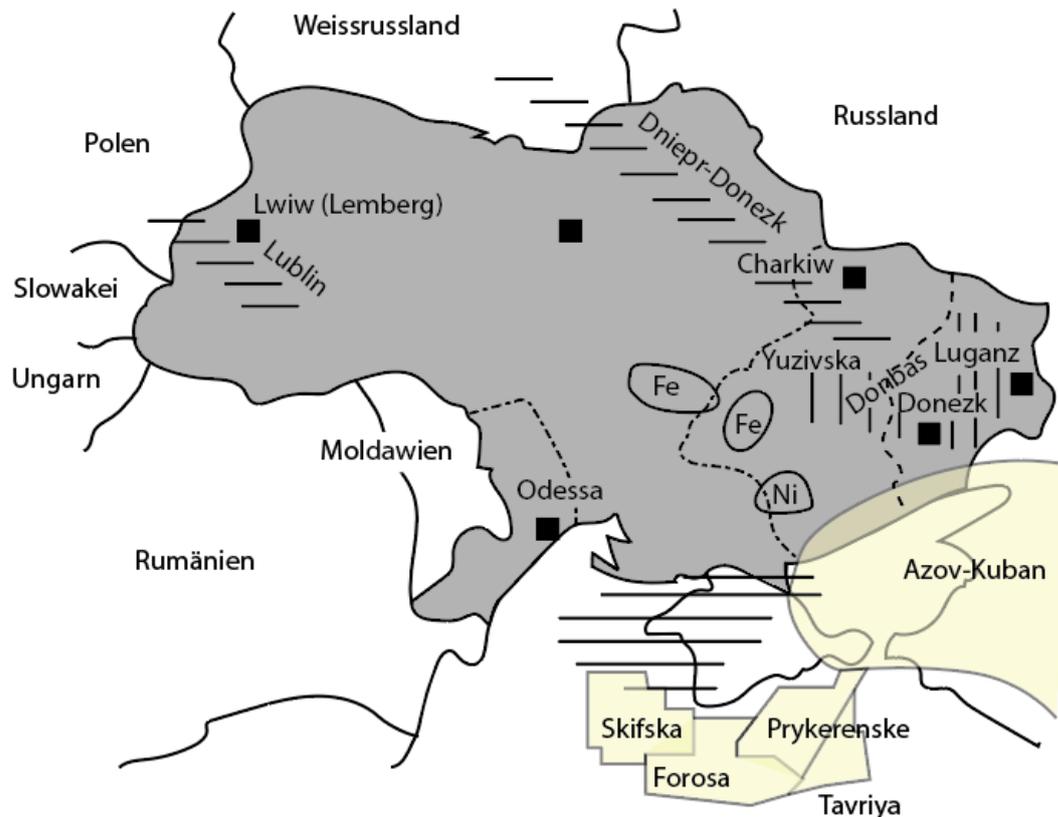


Abb. 21. Lage von Gas- und Öllagerstätten um die Krim-Halbinsel (gelb), sowie die Steinkohle des Donbas (vertikal gestrichelt) und Schiefergas (Lublin Becken, Donbas. Dniepr-Donetsk Becken) in der Ukraine (Fe – Eisenerzlagerstätten, Ni – Nickellagerstätten).

- **Es gibt keine vergleichbaren großen Erdgasfelder um Europa mit vorhandener Infrastruktur und Größe wie in Russland.**

10. LNG

Flüssigerdgas (LNG *liquefied natural gas*) ermöglicht durch den pipelineungebundenen Transport per LNG-Schiff den Aufbau neuer Lieferketten. Es ist nicht zu verwechseln mit

Flüssiggas (LPG *liquefied petroleum gas*), welches aus Propan (C_3H_8) und Butan (C_4H_{10}) besteht¹³.

Für den Transport von LNG sind **Verflüssigungsanlagen**, LNG-Speicher, LNG Schiffe für den Transport, Anlandestationen mit **Regasifizierungsanlagen** und der Anschluss an das deutsche Pipelinennetz notwendig. Durch die Verflüssigung von Erdgas (Flüssigerdgas, Methan) bei -161°C unter Umgebungsdruck wird das Volumen um den Faktor von etwa 600 reduziert¹⁴ (DVGW 2022). Zur **Verflüssigung** des Erdgases müssen **10 bis 25%** des Heizwertes des Erdgases aufgewendet werden (Energie Lexikon 2022). Die **Regasifizierung** benötigt **1 bis 2%** vom Energiegehalt des Erdgases (Energie Lexikon 2022). Neben dem Transport ist damit ist der CO_2 -Fußabdruck von importierten LNG-Gas höher als der von heimischem Erdgas.

10.1 LNG Export

Im Jahr 2020 wurden global **487,9 bcm** Erdgas als LNG exportiert (358,8 Mtpa LNG, Stand 2020, BP 2021). Die größten LNG Exporteure sind derzeit Australien, Katar, USA und Russland, die 64% des gesamten globalen LNG-Exports halten (Abb. 22, Tab. 9). Zahlreiche Länder wie Katar, Nigeria und andere Länder haben ihren LNG-Export zu über 90% über **Langzeitverträge** gebunden (Offshore Technology 2021). Nur ein Anteil $<10\%$ ist über den kurzzeitigen, hochpreisigen **Spotmarkt** verfügbar. Die USA bieten LNG-Erdgas über flexible Verträge und den Spotmarkt an.

¹³ Flüssiggas (LPG) wird als Begleitgas bei der Erdgas- und Erdölförderung gewonnen. Während LPG bei Raumtemperatur schon bei 6 bis 8 bar flüssig wird, sind dazu bei Flüssigerdgas (LNG) 200 bar notwendig. **Flüssiggas** wird bei 858 kPa (58 bar) Druck und -42°C gelagert, **Flüssigerdgas** bei weniger als 250 kPa (Luftdruck 1000 mbar = 1 bar = 100 kPa) und -162°C .

¹⁴ $1 \text{ m}^3 \text{ LNG} = 0,456 \text{ metrische Tonnen LNG} = 600 \text{ m}^3 \text{ Erdgas}$

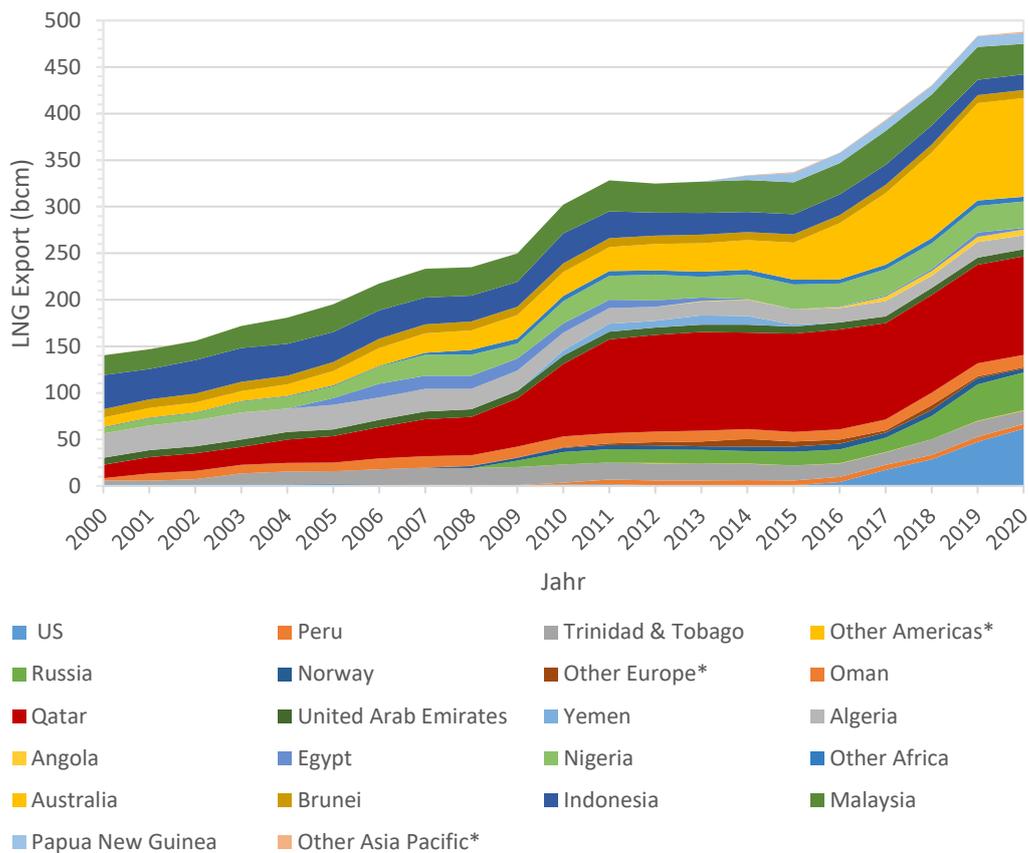


Abb. 22. Export von Erdgas als LNG pro Jahr verteilt nach Ländern (BP 2021).

Tab. 9. Die größten LNG-Exporteure 2020 (in bcm/a Erdgas und Mio. t LNG pro Jahr) (BP 2021).

	Australie	Katar	US	Russland	Indonesien	Malaysia	Nigeria	Algerien
bcm/a	106,2	106,1	61,4	40,4	16,8	32,8	28,4	15
Mtpa	78,1	78,0	45,1	29,7	12,3	24,1	20,9	11,0

10.2 LNG Import

Der globale Handel mit LNG nimmt kontinuierlich zu (Abb. 23). Japan ist nach China (109,5 bcm in Jahr 2021) der zweitgrößte LNG Importeur mit 101 bcm vor Südkorea (64 bcm) (Stand 2021, BP 2022b).

Die EU importierte 2021 **80 bcm** Erdgas als LNG, welches aus den USA (22 bcm), Katar (16 bcm), Russland (16 bcm), Nigeria (11 bcm), Algerien (8,5 bcm), Trinidad und Tobago (2 bcm) und anderen Ländern (3,7 bcm) geliefert wurde (EU 2022b: 16, EU 2022d, BP 2022b, IEA 2022).

Die größten Importeure der EU-27 Frankreich, Spanien, Belgien und Italien importierten 57,6 bcm LNG, insgesamt wurden 2021 80 bcm in die EU-27 geliefert (EU 2022c, GIE 2022).

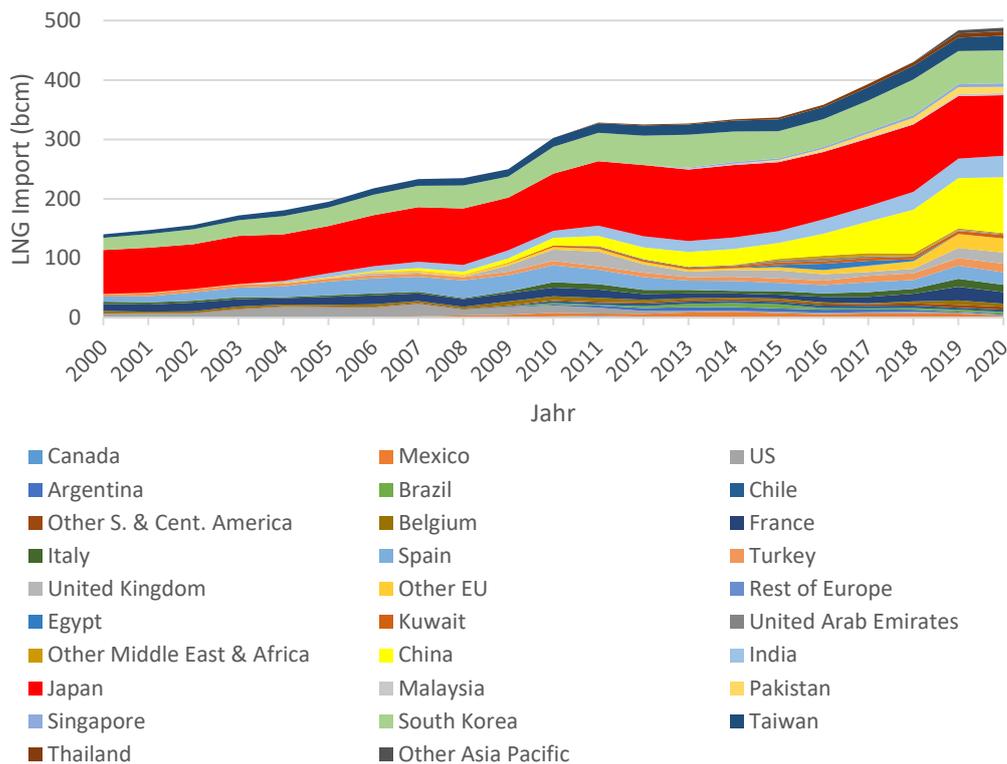


Abb. 23. Import von Erdgas als LNG verteilt nach Ländern (BP 2021).

Deutschland hat bislang keine LNG-Terminals und importiert geringe Mengen über Dünkirchen (Kapazität 13 bcm/a), Zeebrügge (Kapazität 11 bcm/a) und Rotterdam (Kapazität 12 bcm/a) (GIE 2022). In Świnoujście (Swinemünde, Polen, Kapazität 6 bcm/a) befindet sich ein weiteres LNG-Terminal (GIE 2022).

Die damalige Bundeskanzlerin sprach sich 2018 auf Drängen des damaligen US-amerikanischen Präsidenten für den Bau von LNG Terminals in Deutschland aus (Nicolai 2018), Uniper zog sich 2021 von einem geplanten Bau eines LNG-Terminals in Wilhelmshaven auch auf Drängen der Deutschen Umwelthilfe und anderen Organisationen zurück (Umwelt + Energie – Report 2021, Deutsche Umwelthilfe 2022).

Die Kapazität der europäischen LNG-Terminals in der EU-27 beträgt **160 bcm/a** (Stand 4/2022, GIE 2022, EU 2021) (Tab. 10). Davon werden 141 bcm durch Onshore-Anlagen, 10 bcm durch FSRU (*floating storage and regasification unit*), 9 durch Offshore GBS (*gravity based structures*) und 1 bcm durch FSU (*floating storage units*) mit Onshore-Anlage in die EU-27 angelandet (GIE 2022). Neben den in Betrieb stehenden 21 LNG Terminals der EU-27 ist eine weitere Anlage erbaut (aber nicht im Betrieb) und zwei schwimmende Terminals (FSRU) im Bau. Derzeit sind 17 bcm/a LNG-Terminals in der EU-27 im Bau und 105 bcm/a geplant (GIE 2022).

Die Regasifizierungskapazitäten der EU-27 sind mit 80 bcm ausgebucht, die freien Regasifizierungskapazitäten von etwa 80 bcm (Tab. 10) können wegen mangelnder Pipeline-Kapazitäten derzeit jedoch nicht vollständig genutzt werden (Reuters 2022). Kurzfristig könnte die Kapazität durch Infrastrukturmaßnahmen um 24 bcm/a erhöht werden (Aurora 2022: 13).

Tab. 10. LNG Kapazitäten und Import der EU und ausgewählter europäischer Länder im Jahr 2021 (EU 2022b,c) (Stand 02-2022, GIE 2022), nb – nicht bekannt.

Bcm 2021	EU LNG Terminals Kapazität (GIE 2022)	LNG Import 2021 (EU 2022b)
Deutschland	0	0
Italien	15,5	9,3
Frankreich	33	18,3
Niederlande	12	8,7
Spanien	60,1	21,3
Polen	6	nb
Belgien	11,4	6,5
Portugal	7,6	5,9
Griechenland	7	nb
Litauen	4	nb
Kroatien	2,6	nb
Malta	0,7	nb
Gesamt EU-27	160	80
UK	48,1	15,1

- **Der Wegfall von 155 bcm russischem Erdgas für Europa, davon 16 bcm Erdgas als LNG (Stand 2021, Stand 2020: 168 + 16 bcm = 184 bcm) kann nicht durch LNG Zukauf gedeckt werden.**
- **Ohne geopolitische Maßnahmen kann der Bedarf Europas und Deutschlands über den freien LNG-Markt von 488 bcm/a nicht gedeckt werden, ohne in existierende Lieferverträge und Lieferketten mit Asien einzugreifen.**
- **Europa importierte 80 bcm Erdgas als LNG. Weitere 80 bcm LNG Kapazitäten der EU-27 können bislang mangels Pipeline-Infrastruktur nicht vollständig genutzt werden.**

10.3 LNG Transport und Anlandung

Die 700 LNG-Tanker (Stand 2020, Statista 2022, GIIGNL 2022) transportierten 516,2 bcm an Erdgas als LNG (358,8 Mio. t/a) (Abb. 24) (BP 2021). Die Firma Uniper betreibt derzeit sieben LNG-Tanker (ZfK 2022). Sie werden größtenteils in Südkorea gebaut, die bei Technologie und Baukosten der LNG-Tanker führend sind (Deutsche Wirtschaftsnachrichten 2019). Ein Tanker mit 100.000 – 250.000 m³ Kapazität transportiert

pro Fahrt etwa 0,06 – 0,150 bcm natürliches Erdgas (Wood 2021¹⁵). Ein Mangel an Transportkapazitäten sei unwahrscheinlich (s.a. Zachmann et al. 2022).

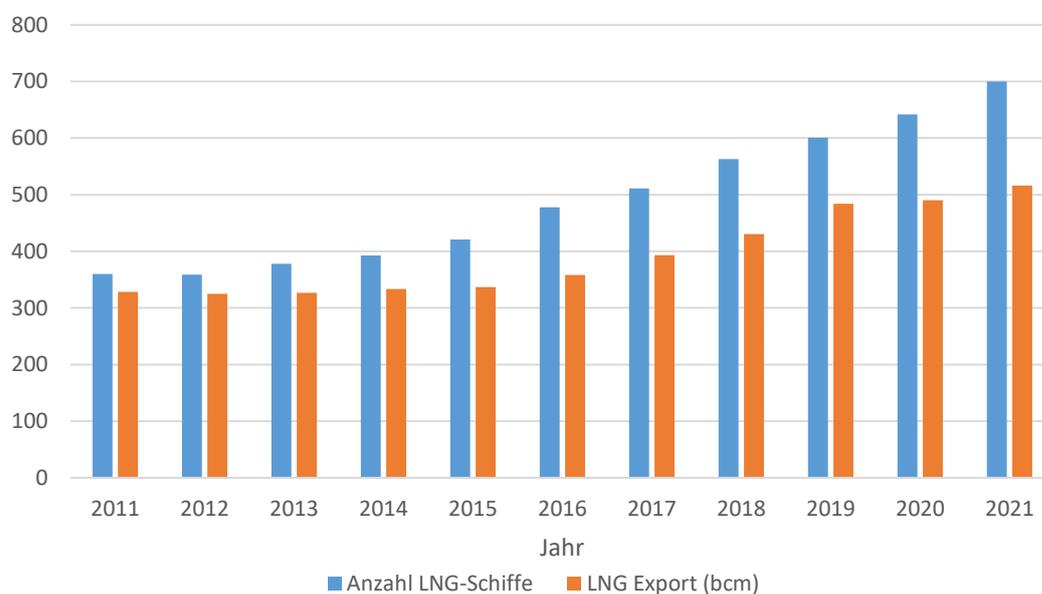


Abb. 24. Anzahl LNG Transportschiffe (Statista 2022, GIIGNL 2022) und LNG-Export (in bcm) (BP 2022).

Angemietete, schwimmende LNG Regasifizierungsplattformen (FSRU) können einen Teil des deutschen und europäischen Erdgasbedarfs decken.

In Deutschland sind ein FSRU-Terminal mit **7,5 bcm/a im Jahr 2023** und eine Anlandung von **27 bcm/a im Jahr 2024** geplant (Kurmayer 2022). Inzwischen hat Deutschland je zwei schwimmende FSRU-Schiffe vom griechischen Reeder Procopiou und der dänischen Reederei Høegh LNG gemietet und investiert für die Chartergebühren und die notwendigen Pipelineanschlüsse knapp 3 Mrd. € (Scheuermann 2022). Zudem soll auch in Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern ein FSRU-Terminal der französischen TotalEnergies, angemietet durch die Deutsche ReGas, ab Dezember 2022 **4,5 bcm/a** anlanden (Deutsche ReGas 2022). Außerdem sollen Regasifizierungsanlagen in Brunsbüttel (8 bcm/a), Stade (12 bcm/a) und Wilhelmshaven (5 bcm/a) gebaut werden und 2026 in Betrieb gehen (Graf et al. 2022: 10, Elliott 2022). Zum 21.12.2022 soll bereits eine Anlandung in Wilhelmshaven, zum Herbst 2023 zwei weitere in Wilhelmshaven und Stade in Betrieb genommen werden (Exner 2022). Am 1.9.2022 wurde durch das BMWK verkündet, dass ein fünftes FSRU gechartert wurde, welches durch TES, E.ON und Engie betrieben werden soll und im vierten Quartal 2023 in Betrieb gehen soll (BMWK 2022e). Im Rahmen dieses Projektes soll zudem an der Anlandestelle Wilhelmshaven ein Wasserstoffterminal entstehen, um eine Nachnutzung der FSRU und LNG Anlagen zu entwickeln (BMWK 2022e).

Szenarienberechnungen der Bundesnetzagentur, die im Geschäftsbereich des BMWK angesiedelt ist, gehen ab Januar 2023 von einem Betrieb der gepachteten FSRU-Terminals

¹⁵ Das Flüssigerdgas LNG wird bei etwa -150 bis -162°C und 90 bis < 250 mbar (25 kPa) transportiert. Die Dichte des verflüssigten Erdgases LNG hängt von dessen Zusammensetzung ab (Methan CH₄, Ethan C₂H₆, Stickstoff N₂ und ggfs. weitere Kohlenwasserstoffe); sie sinkt mit zunehmendem Anteil an Methan CH₄ und reicht von etwa 405 - 465 kgm⁻³. Die Dichte von natürlichem Erdgas NG liegt zwischen 700 - 900 kgm⁻³.

in Deutschland mit **13 bcm/a** (ca. 16 GW) aus (Bundesnetzagentur 2022b). Es wird von Verzögerungen berichtet, sodass nur die von Uniper für Wilhelmshaven angemietete Höegh Esperanza (7,5 bcm/a laut Uniper, 5 bcm/a laut BMWK) Anfang 2023 in Betrieb genommen werden könnte, sofern die gerade zum Bau genehmigte 26 km lange Pipeline zum Anschluss an das Ferngasnetz rechtzeitig fertiggestellt wird (Exner 2022c). Die für Brunsbrüttel angemietete Höegh Giant kann die volle Kapazität vermutlich erst zum Winter 2023/2024 nach dem Bau einer 55 km langen Pipeline liefern (Exner 2022c).

Gegenwärtig werden weitere LNG Kapazitäten im Ausland gebucht. Die Uniper SE, inzwischen mehrheitlich Tochter der finnischen Fortum, erhöhte das existierende LNG-Volumen am LNG-Terminal Rotterdam (Kapazität 12 bcm/a) von 3 bcm zum Oktober 2022 um 1 bcm (ZfK 2022).

Deutsche Firmen treten beim Bau von LNG Anlagen bisher nicht in Erscheinung. So wird das LNG Terminal in Nigeria von Nigerian National Petroleum, Royal Dutch Shell (UK/Niederlande), TotalEnergies (Frankreich) und Eni (Italien) betrieben. Für das Design/FEED (*front end engineering & design*) wurden Chiyoda Corp. (Japan), Daewoo Engineering & Construction (Singapur), Eni (Italien), JGC Holdings (Japan), KBR (USA), für das EPC (engineering procurement construction) der Erweiterung Chiyoda Corp. (Japan), Daewoo Engineering & Construction (Singapur) und Eni (Italien) beauftragt (Offshore Technology 2021).

- **Die geplante LNG Anlandung in Deutschland mit 13 bcm/a (127 TWh) ab Januar 2023 und 27 bcm/a ab 2024 (264 TWh) ist ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit, und wird ggfs. um privatwirtschaftliche Engagements (4,5 bcm/a) ergänzt, deckt den Bedarf eines russischen Lieferausfalls aber nicht.**

10.4 LNG Lieferkapazitäten

Die meisten LNG-Exporteure wie Katar und Nigeria verkaufen >90% des Erdgases über Langfristverträge, die häufig über etwa 10 bis 25 Jahre laufen (Rashad 2022), um die hohen Investitionskosten für die LNG-Anlagen zu decken. Damit steht kurzfristig nur der kostenintensive Kurzzeit- und Spotmarkt zur Verfügung, wo die Preise voraussichtlich 2022 auf dem Allzeithoch verharren (IEA 2022: 51).

Die USA als größter LNG-Exporteur verkaufen einen höheren Anteil des Schiefergases über Spot-/Kurzzeitverträge. Durch die Kaufbereitschaft der EU bei hohen Preisen werden Lieferungen nach Asien in die EU umgeleitet. Die US Regierung beabsichtigt 2021 15 bcm und ab 2022 über die kommenden 10 Jahre 50 bcm LNG zusätzlich nach Europa zu liefern (Beaman 2022). Auch mit Kanada ist die Bundesregierung hinsichtlich LNG-Export und Bau in LNG Anlagen an der Ostküste in Verhandlungen getreten, deren Bau bis zu 10 Jahre dauern könnte (National Post 2022).

Weitere LNG-Lieferkapazitäten werden durch das Hochfahren der 4 bcm/a Anlage des Hammerfest LNG-Terminals, Norwegen, nach Beheben der Schäden durch einem Brand 2020 im zweiten Quartal 2022 ermöglicht. Dazu wird das norwegische Snøhvit Feld in der

norwegischen Barentssee wieder die Produktion aufnehmen (3,6 Mtpa¹⁶ LNG) (Leerberg 2022). Zudem wird die vorzeitige Fertigstellung der Sabine Pass Anlage 6 und Clacasiu Pass am Golf von Mexiko, USA, die zusammen weitere 16 bcm/a Kapazität bereithalten, und vermutlich 2022 auf dem Weltmarkt zur Verfügung stehen (IEA 2022b: 46, Jacobsen 2022). Aurora (2022) geht von einer Erhöhung des europäischen Imports von 24 bcm LNG aus.

Die LNG-Lieferkapazitäten werden durch eine Explosion auf dem LNG Terminal Freeport, USA am 8.6.2022 zu längerfristigem Ausfall bis mindestens Oktober 2022 führen. Freeport hat eine Kapazität von 15 Mtpa LNG mit etwa 60 Mio. m³/d Erdgas (21 bcm/a) für die Verflüssigung, von denen in den letzten Monaten etwa 70% nach Europa verschifft wurden. Mit dem temporären Wegfall von 18% der US LNG Kapazität droht auch der EU ein signifikanter Wegfall alternativer Energieversorgung (Parraga 2022). Zudem propagieren manche US Politiker einen Exportstopp von LNG und Erdöl, um den hohen Energiekosten in den USA entgegenzuwirken (Beaman 2022b). In Norwegen musste die Regierung den Streik der Öl- und Gasgewerkschaft beenden, um den Gasfluss nach Mitteleuropa nicht zu gefährden (Tagesschau 2022 vom 6.7.2022).

Im Gegensatz zu Katar und den USA besitzt Kanada derzeit keine LNG Verflüssigungsterminals; das erste soll 2025 in British Columbia in Betrieb gehen. An der Ostküste Kanadas wird LNG die Regasifizierungsanlage Saint John in New Brunswick betrieben, um Kanada und den Nordosten der USA mit Erdgas zu versorgen.

Durch die hohen Preise, die Deutschland und Europa zahlen, werden bisherige LNG-Kunden vom Weltmarkt gedrängt und müssen auf Kohle und Öl ausweichen; so sank im ersten Quartal 2022 der LNG Import nach China um 11%, nach Indien um 25% und nach Japan um 14% (Paraskova 2022).

- **Die Lieferkapazitäten nach Europa wurden durch die Explosion in der Anlage des LNG-Terminals Freeport, USA, am 8.6.2022 bis in den Herbst 2022 eingeschränkt und verschärfen die Versorgungssicherheit Europas.**
- **Der LNG Export aus den USA nach Europa wird aufgrund der hohen Energiekosten in den USA kontrovers diskutiert.**
- **Der Export von Erdgas aus Norwegen wurde durch einen Streik temporär beeinflusst.**

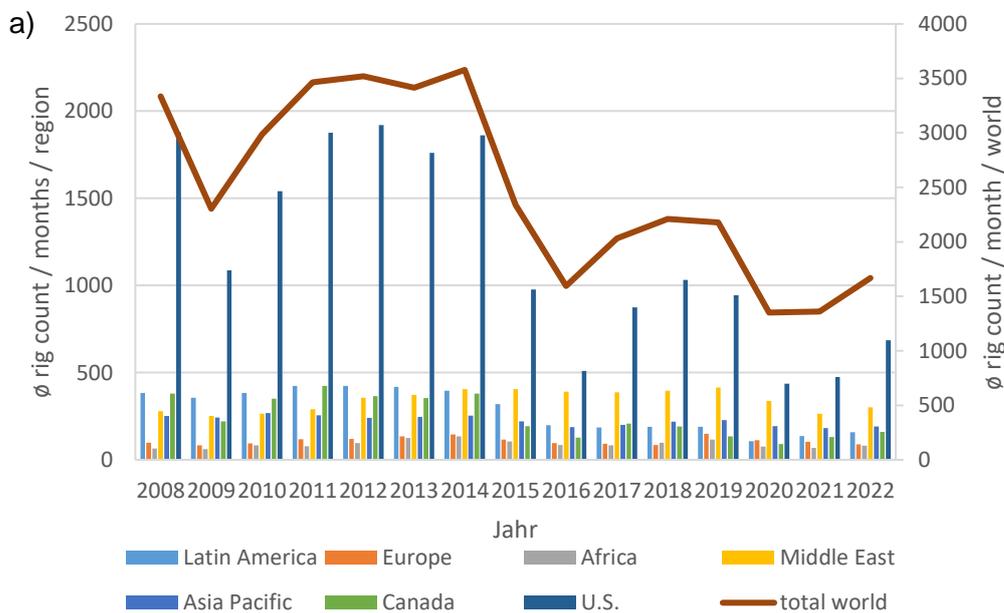
10.5 LNG zukünftig

Der wachsende LNG Markt führt zu einem weiteren Ausbau der Gasverflüssigungskapazitäten (Tab. 11). In Katar wird die Ras Laffan North Field Expansion LNG Anlage mit 32 Mtpa, in Russland die Arctic-LNG-2 Anlage mit etwa 20 Mtpa und in den USA die Plaquemines LNG Anlage mit 20 Mtpa gebaut und in den kommenden Jahren in Betrieb gehen. Die Erweiterung des Nordfelds und der LNG-Kapazitäten in Katar wird mit einem 25% Anteil von TotalEnergies entwickelt (Aljazeera vom 12.6.2022).

¹⁶ 1 Mtpa LNG – 1 Million Tonnen pro Jahr LNG = 1,36 bcm Erdgas = 1,36 Mrd. m³ Erdgas = 48,747 PJ = 48,747 x 10¹⁵ J; 1 bcm Erdgas ≈ 10 TWh = 36 PJ = 0,735 Mio. t LNG (BP 2021), 1 PJ = 2,78x10⁸ kWh

Ebenso werden die Anlandungsterminals weltweit und in der EU ausgebaut. Die Studie des DIW (2020) empfahl hingegen, auf den Ausbau von Pipelines und LNG-Terminals in Deutschland und Europa zu verzichten (Holz & Kemfert 2022).

Die Anzahl von weltweiten Bohrungen auf Erdgas und Erdöl fiel 2020 mit durchschnittlich 1352 pro Monat auf den niedrigsten Stand seit mehr als 40 Jahren (Baker Hughes 2022), bedingt durch den geringen Ölpreis und die Covid-19 Pandemie (Abb. 25a). Die seit Oktober 2021 steigenden Explorationsbohrungen auf Erdgas in den USA zeigen seit Anfang August erstmals einen sinkenden Trend, noch bevor sie das Niveau vor Corona erreichten (Abb. 25b). Ob hier Anpassungen an eine mögliche globale Rezession durch eine reduzierte Exploration vorgenommen werden und sich eine reduzierte Erdgasproduktion und temporär ausgefallene Verflüssigungskapazitäten in Freeport, USA, (s. 10.4) mit Auswirkungen auf den steigenden Importbedarf Deutschlands abzeichnet, bleibt abzuwarten.



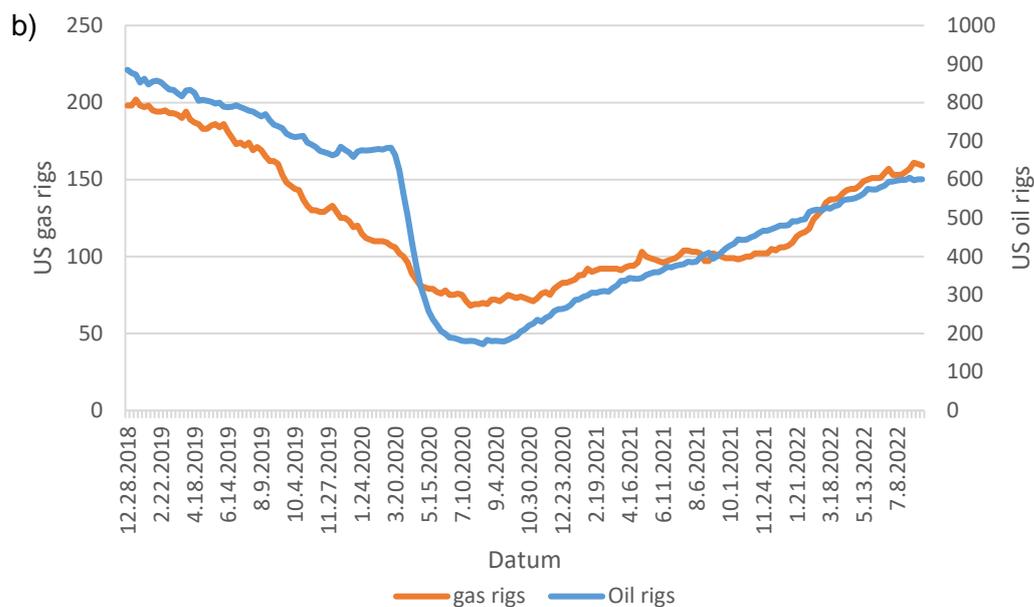


Abb. 25. a) Anzahl im Bohrbetrieb befindlichen Bohranlagen nach Regionen und weltweit im Jahresdurchschnitt. b) Anzahl der im Bohrbetrieb befindlichen Bohranlagen in den USA (Baker Hughes 2022).

Ob und in welchem Umfang die Aktivitäten in Katar, Kanada und andernorts zur Sicherung von Lieferketten beitragen, ist bislang nicht bekannt.

Tab. 11. Die globale Erweiterung der Kapazität der Gasverflüssigung (in Mtpa; Millionen Tonnen LNG pro Jahr) (GlobalData Energy 2022)

	2015	2020	2025	2025
Globale Kapazität Mtpa	313	457	750	USA: 150 Russland: 58 Katar: 32

11. Verfügbarkeit notwendiger Infrastruktur

11.1 Pipelinenetz in Deutschland und Europa

Für die Verteilung von Erdgas existiert in Europa und in Deutschland eine umfangreiche Infrastruktur. In Deutschland umfasst das Erdgasnetz 511.000 km (EnBW 2022). Die Logistikketten, Transportinfrastruktur mit Pipelines von LNG-Terminals in das Netz müssen kurzfristig aufgebaut und an das Erdgasnetz angebunden werden, um Teile des Energie- und Rohstoffbedarf an Erdgas zu decken. Die notwendige Flußumkehr könnte durch Umbauten der vorhandenen Verdichterstationen innerhalb von 6 bis 12 Monaten durchgeführt werden (Ragwitz et al. 2022).

In welchem Umfang die südlichen und südöstlichen Bundesländer wie Baden-Württemberg, Bayern und Sachsen in einer Notlage an den über die in Norddeutschland und im Westen über Belgien und Niederlande ankommenden Erdgaslieferungen partizipieren würden oder

das vorhandene Pipelinenetz bereits für eine Flußumkehr der Erdgasmengen ausgerüstet ist, bleibt abzuwarten. Eine Umrüstung mit einem Import bspw. über die italienischen LNG-Terminals in den Süden Deutschlands würde die Resilienz weiter erhöhen.

- **Die Länder im Süden Deutschlands sollten für das Pipelinenetz die Möglichkeit für Flußumkehr und alternative Routen eruieren und eine Verteilung von Erdgasmengen mit den Nordländern absprechen.**

11.2 Pipelinenetz nach Europa

Die EU wurde 2021 mit 137 bcm russischem Erdgas über Pipelines versorgt, wovon 58 bcm über die Nord Stream-1, 37 bcm über die ukrainische Transgas, 33 bcm über belarussische Yamal und 9 bcm über die Turkstream geliefert wurden (EU 2022b: 3). **Deutschland** ist über die Ostsee (Nordstream-1, Kapazität 55 bcm, seit 2011/2012), Polen-Belarus (Yamal Pipeline, Kapazität 33 bcm, seit 1997) und die Ukraine-Slowakei-Österreich/Deutschland (Transgas, Kapazität 120 bcm, seit 1973) Transitland und Verbraucher von russischem Erdgas versorgt (Abb. 26, Tab. 12). Die Nordstream-1 Pipeline wurde nach ersten Planungen seit 2005 von 2010-2012 über 1224 km für 7,4 Mrd. € gebaut. Die Nordstream-2 Pipeline (Kapazität 55 bcm, Kosten ca. 9 Mrd. €) ist seit Ende 2021 betriebsbereit, aber noch nicht zertifiziert und wegen des Russland-Ukraine Krieges seitens Deutschland nicht in Betrieb genommen worden.

Südosteuropa wird von Russland durch das Schwarze Meer (Turkstream Pipeline seit 2020) und über das türkische Festland (Bluestream Pipeline) mit Erdgas versorgt, welche die aus Russland kommende ukrainische Transbalkan Pipeline ersetzen (Abb. 26, Tab. 12). Neben den russischen Gasfeldern verbindet die Transadriatische Pipeline (TAP) seit 2020 das Gasfeld Shah Deniz im Kaspischen Meer von Aserbaidschan über Georgien mit Europa. Sie verlängert die TANAP Pipeline in der Türkei durch Griechenland und Albanien nach Süditalien (Abb. 26, Tab. 12).

Der 2005 entfachte Streit zwischen Russland und der **Ukraine** führte zeitweilig zu einem Gaslieferstopp und einem Versorgungsengpass von Erdgas in Europa. Ursache war die von Russland angekündigte Beendigung sowjetischer Preispolitik und die Einführung marktwirtschaftlicher Preise. Mit dem Bau der Pipelines Nordstream-1 durch die Ostsee in NE-Europa und Pipelines über die Türkei in SE-Europa wurde das Versorgungsrisiko Europas über die Transgas-Pipeline durch die Ukraine und deren Auslastung reduziert (TAG 2022). Die Ausweitung des Pipelinenetzes und Umlenkung von Erdgaslieferungen führte zu Änderungen in den Staatshaushalten. Die Gas-Transitgebühren von 2,66 USD tragen mit 1,2 Mrd. USD/a zum ukrainischen Haushalt bei. Zum Vergleich lagen die Transitgebühren für 1.000 m³ Erdgas über 1.000 km in Polen bei 1,05 USD und in Belarus bei 1,75 USD (Harper 2022).

Südwesteuropa wurde durch die MEG (Maghreb-Europe) Pipeline (13,5 bcm) über Marokko nach Spanien (Verbrauch 2021 34 bcm) versorgt (EU 2022b) (Abb. 26, Tab. 12). Der Erdgastransport wurde wegen des Abbruchs der diplomatischen Beziehungen zwischen Algerien und Marokko im Oktober 2021 abgeschaltet und durch die Medgaz Pipeline (8 bcm) zwischen Algerien und Spanien ersetzt (Holleis & Schwikowski 2022). Italien (Verbrauch 2021 76 bcm) wird neben russischem Erdgas über Pipelines aus Libyen versorgt (EU 2022b) (Abb. 26, Tab. 12).

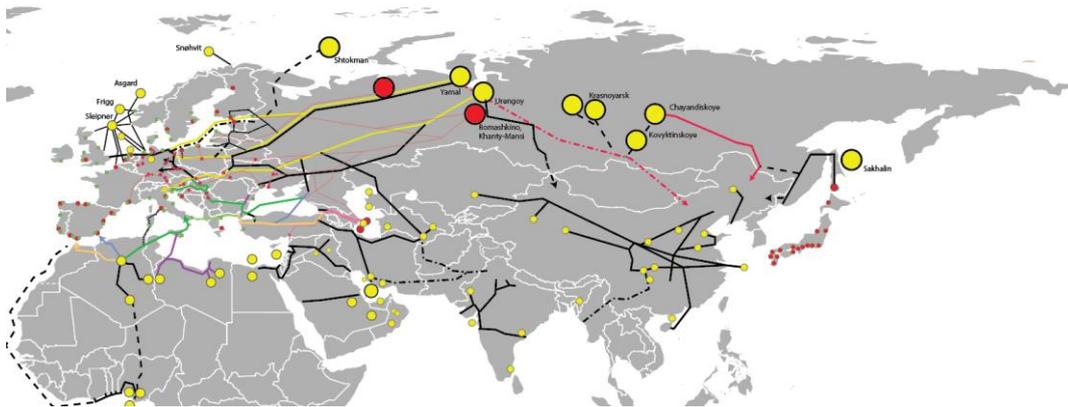


Abb. 26. Ausgewählte große Erdgas- (gelbe Kreise) und Erdölfelder (rote Kreise) mit zugehöriger Pipeline-Infrastruktur (durchgezogene Linien – Erdgas-Pipelines, Strich-Punkt – im Bau, gestrichelt – in Planung). Erdgaspipelines aus Russland nach Deutschland in Gelb und nach China in Rot. Die Pipelineinfrastruktur aus Russland nach China wird ausgebaut (rot gestrichelt). Weitere Erdgas-Pipelines von Aserbaidschan als SCP – South Caucasus Pipeline (pink) über die TANAP – Transanatolian Pipeline (orange) auf dem türkischen Festland und über die TAP – Transadriatic Pipeline (hellgrün) nach Süditalien; die Turkstream (dunkelgrün) durch das Schwarze Meer nach Südosteuropa und die Bluestream von Russland durch das Schwarze Meer zur TANAP. Innereuropäische Pipelines sind nicht dargestellt (LNG – Regasifizierung in Europa und Japan – kleine rote Punkte).

Am 1.12.2021 beendete Russland die Gaslieferung über die Yamal-Gaspipeline, nach kurzzeitigen Lieferungen nach Deutschland wurde der Zufluss am 30.1.2022 vollständig eingestellt. Grund sei die fehlende Zahlung der Lieferungen in der russischen Währung Rubel (Gascade 2022). Der Gastransport erfolgt derzeit von Deutschland nach Polen (Gascade 2022).

Am 11.5.2022 schloss der ukrainische Pipeline-Betreiber Ukrainian Gas Transmission System Operator (GTSOU) den Empfangspunkt Sokhranivka, wodurch etwa ein Drittel der Gaslieferungen über die Ukraine wegfiel; Grund sei die seit Februar 2022 von Separatisten und russischem Militär besetzte Novoposkov Verdichter-Station in der Luhansk-Region, die einen Betrieb unmöglich mache (Polityuk & Twidale 2022). Insgesamt werden seit April 2022 bis zu 20% weniger Erdgas aus Russland in die EU geliefert als im gleichen Zeitraum 2015-2020 mit ansonsten etwa 2600 Mio. m³ pro Woche (Zukunft Gas 2022, s. auch Global Energy Monitor 2022, Entsog 2022, EU 2022e).

12. Pipelinenetz und Geopolitik

12.1 Europa

Die Versorgung über die ukrainische Transbalkan Pipeline wurde 2020 abgestellt. Aufgrund der Wirtschaftssanktionen der EU fordert Russland von der EU eine Vergütung der Gaslieferungen in Rubel. Die EU beruft sich auf die vertragliche Bezahlung in Euro. Die Dissonanzen führten bislang zu einer Einstellung der Gaslieferungen nach Bulgarien, Dänemark, Finnland, Frankreich, Polen, Niederlande und einer Halbierung der Lieferungen nach Italien und in die Slowakei (de Luce 2022). Die Lieferung der Nordstream-1 nach Deutschland wurde Mitte Juni 2022 um 60% reduziert, wegen planmäßiger Wartungsarbeiten ab 11.7.2022 eingestellt und Ende Juli wieder auf 40% der Kapazität

hochgefahren (Bundesnetzagentur 2022b). Derzeit werden aufgrund erneuter Drosselung nur etwa 20% der möglichen Kapazität geliefert (Abb. 19).

Der Wegfall russischer Erdgaslieferungen würde eine Anpassung des europäischen Erdgasnetzes benötigen. Dies würde eine Flußumkehr, einen Anschluss an LNG-Terminals in Westeuropa und den Mittelmeerraum sowie einen Ausbau von Pipelines, wo deren Kapazität bei einer Flußumkehr nicht ausreicht, benötigen. Bei einem Wegfall russischer Erdgaslieferungen wäre allein durch die Pipelineinfrastruktur bei Hochlast eine Versorgungslücke von 30% in Deutschland zu erwarten, die bis 2025 bei einer Reduktion von 20% des europäischen Erdgasverbrauchs kompensiert werden könnte (Ragwitz et al. 2022). Dabei wird vorausgesetzt, dass Lieferausfälle russischen Erdgases über alternative Pipelines und LNG-Terminals kompensiert werden könnten. Die Erdgasversorgung Südosteuropas wurde über die türkische Turkstream Pipeline (Kapazität 31,5 bcm, seit 2020) von Russland über das türkische Schwarze Meer nach Osteuropa und über die Bluestream Pipeline (Kapazität 16 bcm, seit 2003) durch das Schwarze Meer in die Türkei und weiter über die TANAP-TAP Pipeline nach Europa ersetzt (Abb. 26, Tab. 12). Dadurch stieg der Import von russischem Gas in die Türkei von 16,4 bcm (2020) auf 26,7 bcm (2021, OSW 2022).

Der Fund von neuen Gasfeldern um Zypern, vor Israel und vor Ägypten führte zu der Absichtserklärung dieser Länder, die Felder über eine Pipeline EastMed vom griechischen Zypern über Kreta und Italien nach Europa anzuschließen.

12.2 Mittlerer Osten, Türkei und Nordafrika

Die Türkei entwickelt sich über die Pipelines Turkstream, Bluestream und TANAP zu einem Import- und Transitland für Erdgas (Abb. 26, Tab. 12). Der Anschluss von Feldern im Irak und dem kurdischen Teil Iraks wird diskutiert und neu entdeckte Gasfelder im östlichen Mittelmeer um Zypern¹⁷ von der Türkei beansprucht.

12.3 Libyen

Durch ein im November 2019 mit der libyschen Regierung der Nationalen Übereinkunft in Tripolis unterzeichnetes Übereinkommen erweiterten die Türkei und Libyen die Zone ihrer Hoheitsgewässer von den nach internationalen Übereinkommen maximal zulässigen 12 Seemeilen auf 18,6 Seemeilen (35 km) und eine 200 Seemeilen weite Ausschließliche Wirtschaftszone (*exclusive economic zone, EEZ*), die mit exklusiven Fischereirechten und Anspruch auf Bodenschätze einhergeht (Aljazeera 2022b, Butler & Gumrukcu 2022). Im Gegenzug griff die Türkei 2019 unter anderem mit ihren syrischen Kämpfern in den Krieg in Libyen ein (Allison & Ammar 2022) und unterstützte mit Katar die Regierung in Tripolis. Sie gingen gegen die von Ägypten, Russland (mit der Wagner-Gruppe), Saudi-Arabien, VAE und Frankreich gestützte Gegenbewegung der Libysch-Nationalen Armee vor (NZZ 2022, Knipp 2020). Damit hätte die Türkei auch den Zugang zu den Energierohstoffen des Landes gesichert. Die UN-gestützte Regierung in Tripolis (Regierung der Nationalen Übereinkunft - *Government of National Accord, GNA*), die den Westen Libyens beherrscht, und die die Erdöl- und Erdgas-Felder beherrschende Libysch-Nationale Armee im Osten Libyens konnten sich am 5.2.2021 auf eine Übergangsregierung einigen und planen für

¹⁷ Das griechische Zypern ist von der Türkei nicht anerkannt. Es gliedert sich in einen 1974 besetzten türkischen Teil im NE und einen griechischen Teil im SW.

Sommer 2022 eine Wahl (DW 2021). Im Januar 2021 hob Libyen den Vertrag mit der Türkei auf (El-Assay 2021).

12.4 Zypern, Israel, Ägypten

Durch die von der Türkei und Libyen erweiterten Ausschließlichen Wirtschaftszonen grenzen die beiden Länder im östlichen Mittelmeer aneinander. Damit ist der von Israel und Griechenland angedachte Pipelinebau EastMed von den 2010 und 2011 entdeckten Erdgasfeldern Leviathan offshore Israel (470 bcm Reserven) und Aphrodite offshore Zypern (170 bcm) nach Europa ohne türkische Zustimmung nicht mehr möglich (Baker et al. 2019) und die türkischen Ansprüche auf Gasfelder im östlichen Mittelmeer gefestigt. Nordzypern wurde 1974 durch die Türkei besetzt, Südzypern wird von Griechenland regiert. Im Jahr 2020 drohte die Türkei Griechenland bei seiner beabsichtigten Erweiterung der Hoheitsgewässer von 6 auf 12 Seemeilen im Jahr 2020 mit Krieg (NTV 2020).

Der Bau der EastMed Pipeline wird von der jetzigen US-Regierung nicht mehr unterstützt. Dies wird seitens der USA mit hohen Kosten wegen großer Wassertiefen bis 3.000 m und eine lange Bauzeit von 10 Jahren begründet (Hadjicostis am 7.4.2022). Im Hinblick auf die geplante grüne Energie in Europa wird von US Regierungsvertretern ein Ausbau von LNG-Anlagen in Ägypten und eine Verlegung eines Stromkabels empfohlen (Hadjicostis am 7.4.2022). Die offshore Gasfelder Israels sollen über eine 3 bis 5 bcm/a Pipeline mit der LNG-Anlage in Ägypten verbunden werden (Bouso & Rabinovitch 2021).

12.5 Algerien, Marokko

Der Transport der 13,5 bcm/a Maghreb-Europe (MEG) Pipeline über Marokko nach Spanien wurde von Algerien nach Aufhebung der diplomatischen Beziehungen zwischen Algerien und Marokko 2021 und Fertigstellung der direkten 8 bcm/a Medgaz Pipeline nach Spanien eingestellt (Rashad et al. 2021) (Abb. 26, Tab. 12). Der Abbruch der diplomatischen Beziehungen zwischen Algerien und Marokko beruhte auf der Anerkennung der West-Sahara als Hoheitsgebiet Marokkos durch die vorherige US-Regierung im Gegenzug für eine Normalisierung der Beziehungen Marokkos zu Israel (France24 2021, Holleis J, Schwikowski 2022).

Der Bau der 4.000 km langen Transsahara-Pipeline durch Afrika von Nigeria, Niger über Algerien nach Europa wird seit vielen Jahren diskutiert (Anyango 2021). Am 28.7.2022 wurde ein MoU unterzeichnet mit einem Investment von 13 Mrd. USD und einer Kapazität von bis zu 30 bcm/a (Chikhi vom 29.7.2022). Auch die 2016 zwischen Nigeria und Marokko initiierte über 5.660 km lange Gas-Pipeline NMGP (Nigeria-Marokko Gas Pipeline) vor der westafrikanischen Küste offshore von Nigeria bis Marokko und Europa soll realisiert werden (Abb. 26, Tab. 12). Die NMGP-Pipeline könnte die existierende Westafrikanische Gas-Pipeline WAGP (5 bcm/a) von Nigeria über Benin, Togo und Ghana erweitern (Abb. 26, Tab. 12). Das auf 25 Jahre angelegte Bauprojekt befindet sich 2021 im FEED Stadium (*front end engineering & design*) (FurtherAfrica vom 18.8.2021).

12.6 China und Indien

Der Export von russischem Erdgas nach China stieg über die **Pipeline Power of Siberia** (Kapazität 38 bcm/a) auf etwa 10,5 bcm (2021, OSW 2022, France24 vom 4.2.2022). Die etwa 2.000 km lange Pipeline von Russland nach Blagoveshchensk an der chinesischen Grenze wurde nach fünf Jahren Bauzeit 12/2019 durch den russischen und den chinesischen Präsidenten eröffnet (Abb. 26, Tab. 12). Damit wurde das Chayandinskoye Feld (Chayanda,

Yakutien) bis zu russisch-chinesischen Grenze erschlossen. Eine weitere, im Bau befindliche, etwa 800 km lange Pipeline (38 bcm/a) soll 2022 das Gasfeld Kovyktinskoye (Kovykta bei Irkutsk) mit der Pipeline Chayandinskoye verbinden (Global Energy Monitor 2022b).

Die geplante **Pipeline Power of Siberia-2** (auch Altai Pipeline oder Soyuz Vostok genannt, Kapazität 50 – 80 bcm/a) soll die Felder Bovanenkovo und Kharasavey auf der Yamal Halbinsel über die Mongolei mit China verbinden, während der weitere Ausbau der Power of Siberia auf 38 bcm ausgelegt sein soll (Paleya 2021). Der Bau der etwa 2.600 km langen Pipeline Power of Siberia-2 wurde am 28.2.2022 durch die Mongolei als Transitland zugesichert (Chapman 2022) (Abb. 26, Tab. 12). Die Baukosten werden auf 4,5 – 13,6 Mrd. USD und die Bauzeit von 2024 – 2030 geschätzt (Global Energy Monitor 2022c). Mittlerweile (20.06.2022) ist Russland auch Chinas größter Öllieferant (Tagesschau 2022b vom 20.6.2022).

Seit mindestens 2016 sind Gespräche zwischen **Indien** und Russland zum Bau einer Erdgaspipeline von 4.500 bis 6.000 km Länge für etwa 25 Mrd. USD im Gange. Zuletzt schlug der chinesische Außenminister Indien eine Gaspipeline aus Russland über China nach Indien vor (Singh vom 21.2.2022). Auch eine 1.800 km Pipeline (33 bcm/a) von Turkmenistan über Afghanistan, Pakistan und Indien (TAPI) soll nun nach Ende des Afghanistan-Krieges fertiggestellt werden. Zudem werden Gespräche zwischen Russland und Indien zur Ausdehnung des Gashandels geführt (Varma vom 12.3.2022). Auch Indiens Import von russischem Erdöl stieg seit April 2022 von etwa 2% auf 10% (Slav vom 24.6.2022 ce.com 24.6.2022).

- **Russland macht sich durch den Bau der Power of Siberia-2 Pipeline mittelfristig vom Export nach Europa unabhängig und entwickelt den Export in den stark wachsenden asiatischen Raum. Der russische Export nach Europa kann durch neue Pipelines nach Asien und neue LNG-Terminals auf den Weltmarkt umgeleitet werden.**
- **Von dem derzeit 140 bcm/a pipelinegebundenen russischen Erdgas nach Europa werden voraussichtlich 38 bcm/a in etwa fünf Jahren über die Power of Siberia-2 nach China fließen. Mit einem weiteren Ausbau von LNG Terminals und weiteren Pipelines kann sich Russland vom europäischen Markt entkoppeln.**
- **Algerien und Libyen haben Rohstoffpotentiale, liegen aber im Spannungsfeld internationaler Interessenpolitik.**
- **Die Türkei baut die Dominanz eines Energie-Transitlandes für Europa aus. Dies beinhaltet auch militärische Aktivitäten in den Nachbarländern und in Libyen.**
- **Ein Pipelinebau von den Erdgasfeldern um Zypern nach Europa wird von der jetzigen US-Regierung nicht unterstützt.**

Tab. 12. Jährliche Kapazität von Pipelines in 2021 (in Norm-m³ d.h. der Druck des in den Pipelines transportierten Gases ist normiert und druckunabhängig, Norm atm ist definiert als 1013,25 hPa und 15°C (EU 2022b, Nordstream 2022b u.a.).

Nordstream-1 (2x27,5 bcm) (seit 2011 / 2012) vom Bovanenkovo Feld auf der Yamal Halbinsel (Nordstream 2022b),	58 bcm in 2021 (EU 2022b) 52 bcm in 2020 (EU 2022b)	Yamal (seit 1997, 33 bcm) Polen-Belarus Transit	33 bcm in 2021 (EU 2022b) 36 bcm in 2020 (EU 2022b)
---	--	---	--

Lieferung 2021 59,2 bcm (Nordstream 2022c)			
Transgas (Urengoy) (seit 1973) über Ukraine, Kapazität 120 bcm, in Österreich dann 47,5 bcm	37 bcm in 2021 42 bcm in 2020 (EU 2022b)	Bluestream (seit 2003, 16 bcm) (blau)	16 bcm (EU 2022b, CEEnergy News 2022)
Transbalkan über die Ukraine (seit 1980 bis Jan 2020) (violett) dann abgestellt	0 bcm	Turkstream (seit Jan 2020) 2x15,75 bcm am EU-Übergang; Serbien & Bosnien seit 2021	9 bcm in 2021 (EU 2022b) 5,8 bcm in 2020 (EU 2022b)
SCP – TANAP – TAP (16 bcm) (orange), davon 6 TANAP (Türkei), 10 TAP (Griechenland, Bulgarien, Italien) seit Ende 2020 (NATO 2022, SeeNews 2022)	6,8 bcm in 2021	GIPL (Litauen – Polen) über Litauen LNG-Terminal (ab 05/2022),	2,4 bcm Polen nach Litauen und 1,9 bcm Litauen nach Polen
Von Afrika:			
Transmed Algerien-Italien (seit 1983 33.5 bcm) (dunkelgrün) (Global Energy Monitor 2022d)	Medgaz Algerien-Spanien (seit 2011, 8 bcm/a) (blau) (Elliot 2021)	Maghreb-Europe (MEG) (1996-10/21 beendet, 13,5 bcm) (orange), Algerien-Marokko-Spanien	Greenstream (violett) (2004-2011, 11 bcm, Restart 2/22) Libyen-Italien (Anonymous 2022)
NIGAL (Transahara) Nigeria-Algerien (geplant, gestrichelt) (bis zu 30 bcm (Holleis & Schwikowski 2022))	GALSI (Algerien-Sardinien-Italien) (8 bcm, gestrichelt (im Bau) (Holleis & Schwikowski 2022))		
Vom Nahen Osten:			
Eastmed (Ägypten-Israel-Zypern-Kreta-Italien), 10 bcm	keine Unterstützung durch USA und Türkei (Stand 8.4.2022)		
Nach China und Indien:			
Power of Siberia 1, seit 12/2019, Ziel 2035: 38 bcm (Congressional Research Service 2020)	10,5 bcm in 2021 (PTJ 2022)	Power of Siberia 2 (auch Soyuz Vostok genannt), Machbarkeitsstudie abgeschlossen, 50 bcm (Paleja 2021)	50 bcm, 30-Jahresvertrag wurde 2/2022 abgeschlossen (PTJ 2022), Baubeginn soll 2024 sein (Teller Report 2022)
TAPI Turkmenistan – Afghanistan – Pakistan – Indien,	Im Bau, 33 bcm		

12.7 Pipelinekapazitäten

Der Pipelinetransport aus Algerien nach Europa erhöhte sich 2021 nicht (IEA 2022b: 48), ob zusätzliche 7 bcm geliefert werden können bleibt unsicher (Aurora 2022: 13).

Aserbaidshan konnte die Gasproduktion um 20% und den Export über die TAP-Pipeline nach Europa 2021 auf 8 bcm und 2022 vermutlich auf 10 bcm erhöhen (IEA 2022b: 43). Am

18.07.2022 unterzeichnete die EU zudem eine Absichtserklärung mit Aserbaidschan, um die Lieferung von Erdgas von 8 bcm in 2021 bis 2027 auf 20 bcm zu erhöhen (Tagesschau, 2022c).

Der Pipeline-Transport aus Norwegen (Produktion 111,5 bcm 2020) erhöhte sich 2021 um 5%. Einen stark erhöhten Export in die EU im Jahr 2022 sieht der norwegische Premierminister nach 113 bcm Export 2021 nicht, da die Pipelines an der Kapazitätsgrenze seien (Jacobsen 2022). Die Förderung von Erdgas in Norwegen reduzierte sich zuvor 2017 bis 2020 um durchschnittlich 3 bcm/a. Von Mitte Juni bis Juli 2022 wurde die Kapazität von Erdgas aus Norwegen um etwa 20% erhöht.

Die Erdgasförderung aus dem niederländischen Gasfeld Groningen sollte zwar auf 4,5 bcm beschränkt bleiben und dann zu Beginn 2023 vorzeitig beendet werden (*shut in*) (Euronews vom 25.2.2022, Bloomberg vom 12.4.2022). Die gegenwärtige Energiekrise veranlasste die niederländische Regierung, die Förderung vorerst nicht zu beenden (Government of the Netherlands 20.6.2022).

- **Die Pipelinekapazitäten aus Norwegen und Benelux nach Deutschland wurden Ende Juni 2022 um etwa 20% auf 3 TWh/d erhöht.**

12.8 Pipelines und Methanemissionen

Da Methan klimawirksamer ist als CO₂ (über 100 Jahre etwa 25x, 20 Jahre 84x) und etwa 9 Jahre in der Atmosphäre verbleibt (z.B. Lan et al. 2021), kommt der Methanemission mit etwa 25% Anteil eine wichtige Bedeutung zu. Die anthropogenen Methanemissionen von 356,9 Mio. t Methan (IEA 2022c, Stand 2021) werden vor allem durch die Landwirtschaft, aber auch durch die Erdöl- und Erdgasindustrie von der Förderung über den Transport bis zum Endverbraucher verursacht (DVGW 2020, IEA 2022c, Tab. 13). Satellitengestützte Beobachtungen decken inzwischen auch bislang unbekannte Methanemissionen auf (ESA 2021); nahezu 75% der Methanemissionen der Öl- & Gasindustrie könnten durch technische Maßnahmen vermieden werden (IEA 2021). Die Methanemissionen von Pipelines hängen mit dem verbauten Material und dem Lebensalter ab (z.B. Weller et al. 2020). Etwa 10,9 Mio. t Methan aus Erdgaspipelines und LNG-Anlagen wurden 2021 emittiert (7,1 Mio. t flüchtig und 3,8 Mio. t durch Entlüftung¹⁸) (IEA 2022c). Diffusive Methanemissionen von Pipelines werden je nach Material und Wartung von 0,8-107 m³/km/a, pneumatische Ventile 129 m³/Anzahl/a, und die Kompressorstationen mit einigen tausend m³/MW/a angegeben (Čegir 2021). Entsprechend ist der CO_{2eq}-Fußabdruck von Erdgas über längere Pipelinestrecken höher als heimisch gefördert Erdgas und besser als der weite Transport von verflüssigtem Erdgas.

¹⁸ Diffusive (fugitive) – kontinuierlich durch Ventile, Schweißnähte etc. entweichendes Erdgas; Entlüftung (vented) – geplante Entgasung während der Überprüfung und Wartung sowie ungeplantes Entweichen von Erdgas durch ungeplante Entgasungen (Materialversagen, Einfluß Dritter u.a.).

Tab. 13. Anteil anthropogener Methanemissionen und Verteilung nach Sektoren (Stand 2017, DVGW 2020).

	Deutschland [%]	EU-28 [%]	Welt [%]
Anteil Methan an THG-Emissionen	6	10	11
Tierhaltung & Landwirtschaft	60	53,3	39,1
Abfallwirtschaft	17	27,6	21,6
Erdöl- & Erdgasindustrie	9	6,2	25,8
Verbrennung Brennstoffe	8	5,6	2,8
Kohlegewinnung	5	7	10,5
Industrie	1	0,3	0,2

13. Erdgasspeicher in Deutschland

Die 47 Erdgasspeicher Deutschlands mit 23,9 Mrd. m³ (**23,9 bcm**, EIA 2022c¹⁹) Arbeitsgasvolumen sind auf 33 Standorte verteilt (INES 2022). Die Bundesnetzagentur gibt ein Arbeitsgasvolumen von **242,9 TWh** (Bundesnetzagentur 2022), INES (2022) von 228,2 TWh an. Sie speichern etwa 25% des deutschen Jahresverbrauchs an Erdgas. Die 31 deutschen Pumpspeicherkraftwerke und das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf spielen mit einer gesamten Speicherkapazität von 0,04 TWh und einer Leistung von etwa 7 GW bei der Gesamtmenge keine Rolle. Batteriespeicherkraftwerke (90 MW Stand 2018, geplanter RWE Batteriespeicher 117 MW u.a.) auch bei einem Ausbau der rohstoffintensiven Batterien ebenfalls keine Rolle (z.B. RWE 2021). Deutschland besitzt nach den USA, Russland und der Ukraine das weltweit viertgrößte Gasspeichervolumen (Stand 2/2021, INES 2022). Die deutschen Erdgasspeicher bilden einen Puffer für die Versorgung im Winter und reichen bei einem normalen Winter für etwa 2,5 Monate ohne Lieferung russischen Erdgases (Dinger vom 28.6.2022).

Der Füllstand im Februar 2022 entsprach etwa dem Stand von 2021, 2018 und den Jahren zuvor (AGSI 2022) (Abb. 27a). Er erreichte am 9.3.2022 sein Minimum von 24,35%. Der aktuelle Füllstand in Deutschland beträgt **81,3%** mit **198,9 TWh** (Stand 24.8.2022, Bundesnetzagentur 2022c) mit einer Injektion von derzeit 1030 GWh/d, etwa einem Viertel der Injektionskapazität von 4043 GWh/d (Stand 26.7.2022) (AGSI 2022). In den Jahren

¹⁹ Die Umrechnung des Gasvolumens bcm zu Energie/Arbeit hängt vom Energiegehalt des Gases ab, der als GCV (*gross calorific value*; die beim Verbrennen freiwerdende Wärme) bestimmt wird. Der GCV von Erdgas variiert zwischen etwa 34 – 52 MJm⁻³. Nach IEA ist 1 Milliarde m³ = 1 bcm = 1 km³ = 38,2 PJ = 38200 TJ = 1,06 x 10¹⁰ kWh = 10,6 TWh, nach Gasunie 1 bcm = 35,2 PJ = 9,78 TWh von 35,17 MJm⁻³. Die EIA rechnet mit 1 bcm = 38,735 PJ = 10,8 TWh, die AGEB mit 10 TWh = 30,78 PJ. kilo k – 10³, Mega M – 10⁶, Giga G – 10⁹, Tera T – 10¹², Peta P – 10¹⁵, Exa E – 10¹⁸, 1 EJ = 277,78 TWh

2020 und 2021 wurde wesentlich mehr Erdgas von etwa 60 TWh den Speichern entnommen als in den Jahren zuvor (Abb. 27b).

In den letzten Jahren wurden deutsche Speicher an russische Investoren verkauft, die 20 bis 25% der deutschen Speicherkapazität halten (Güßgen 2022). Der größte deutsche Speicher Rehden sollte 2014 in einem Tausch für einen deutschen Anteil an einem russischen Erdgasfeld an die Gazprom gehen, was durch die russische Annexion der Krim-Halbinsel und assoziierte Wirtschaftssanktionen erst nach dem Minsker Abkommen im September 2015 durchgeführt wurde (Güßgen 2022).

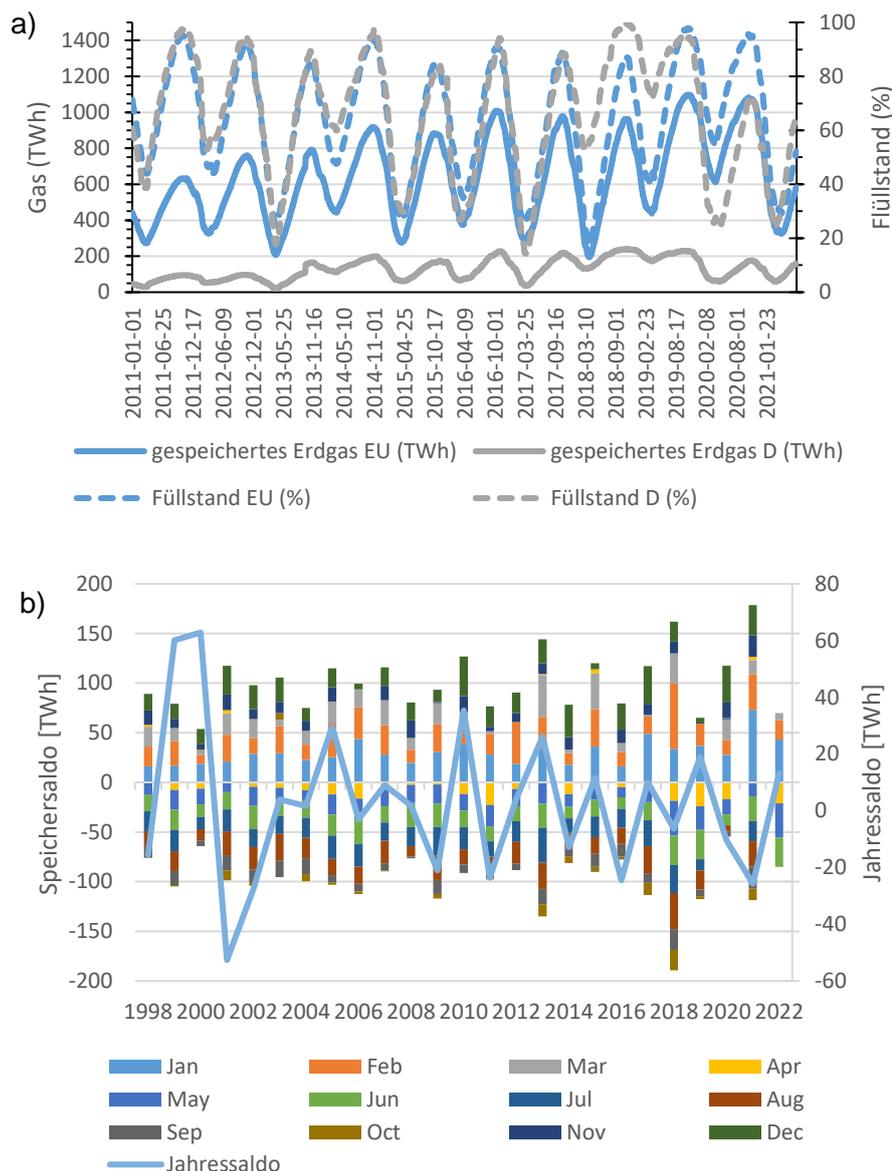


Abb. 27. a) Gespeichertes Arbeitsgas (in TWh) und Speicherfüllstand (in %) der deutschen (D) und europäischen (EU) Gasspeicher (AGSI 2022). b) Der Speichersaldo im Monatsverlauf der letzten 15 Jahre und den Monaten Januar bis Mai 2022 (Balken) und der Jahressaldo (Linie) zeigt eine erhöhte Ausspeicherung 2020 und 2021 (positiv – Ausspeicherung, negativ – Einspeicherung) (BAFA 2022b).

Der noch im Sommer 2020 mit 44,5 TWh Arbeitsgas gefüllte Speicher Rehden war im April 2021 auf weniger als 3 TWh Arbeitsgas nahezu vollständig entleert (Abb. 28). Grund war

unter anderem ein kalter April. Dieser größte Untergrundspeicher Westeuropas wurde von den russischen Betreibern über einen ungewöhnlichen, langen Zeitraum nicht befüllt, der aktuelle Füllstand war und ist einsehbar (Abb. 28). Ursache waren unter anderem ungewöhnlich hohe Gaspreise im Sommer 2021, der Zeit üblicher Einspeicherung.

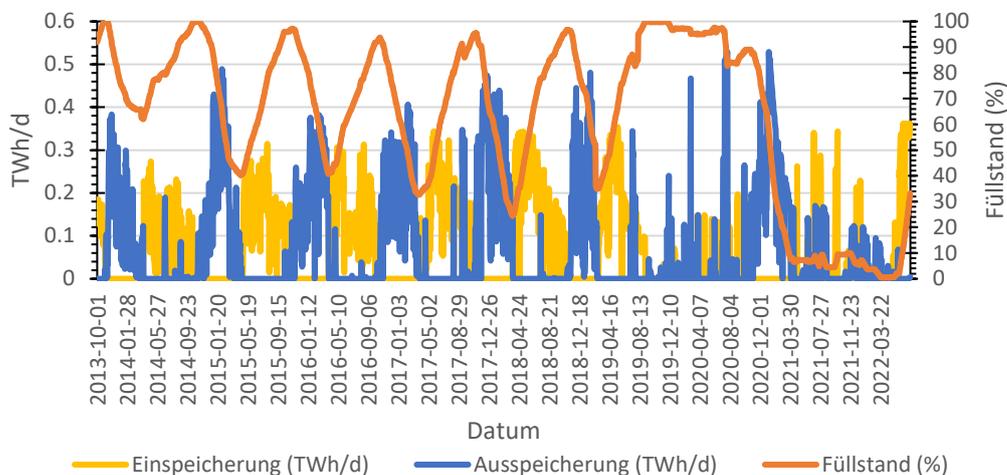


Abb. 28. Zeitlicher Verlauf des Füllstands mit täglicher Ein- und Auspeicherung des Erdgasspeichers Rehden (Arbeitsgasvolumen von 48,62 TWh, nach AGSi 2022b).

Am 25.3.2022 beschloss der Deutsche Bundestag das **Gasspeichergesetz** (Bundesrat 2022). Das Gasspeichergesetz gibt eine Füllstandsvorgabe vor und reguliert damit den zuvor liberalisierten Gasspeichermarkt durch enge gesetzliche Vorschriften. Demnach sind als Füllstände 80 Prozent am 1. Oktober, 90 Prozent am 1. November und 40 Prozent am 1. Februar vorzuhalten. Der Bundesrat stimmte dem Gesetz am 8.4.2022 zu. Am 28.7.2022 wurden durch neue Verordnung des BMWKs die Ziele der Befüllung um 5% erhöht, was etwa 1 bcm entspricht (ZDF vom 29.7.2022). Der Branchenverband INES (Initiative Energien Speichern) geht selbst bei einer Drosselung der Nordstream-1 Pipeline von 20% von einem Füllstand von 90% zum 1. November 2022 aus (Tagesschau 2022d vom 27.7.2022).

Am 1.4.2022 trennte sich die Gazprom von ihrer 100%-igen Tochter GazpromGermania. GazpromGermania betreibt Gashandel und Gasnetze über die 100%-ige Tochter WinGas und Gasspeicher wie den Gasspeicher Rehden über die 100%-ige Tochter Astora. Am 4.4.2022 wurde vom BMWK wegen unklarer Rechtsverhältnisse die Bundesnetzagentur als Treuhänderin der GazpromGermania GmbH eingesetzt (Bundesnetzagentur 2022d) und erhielt ein Notdarlehen von 10 Mrd. € (Wetzel 2022). Seit 12.5.2022 wurde seitens Russlands die Belieferung der GazpromGermania und der Speichergesellschaft Astora eingestellt. Die Speicher der Astora waren nur zu 15% gefüllt (Stand 16.6.2022, derzeit 42,5% von 51,8 TWh Arbeitsgaskapazität, Stand 26.7.2022) (AGSI 2022), der zugehörige Speicher Rehden nur zu 10% (Stand 16.6.2022, derzeit 40,2% von 43,7 TWh Arbeitsgaskapazität, Stand 26.7.2022) (AGSI 2022).

Die Bedeutung des **Gasspeicherausbau**s wird mit dem geplanten Ausbau der Windkraft und Photovoltaik steigen. Da die Windkraft- und PV-Energie stark fluktuiert, müssen große Energiemengen im Untergrund vorgehalten werden. Auch die Speicherung von Wasserstoff im Untergrund wird an Bedeutung zunehmen. Der geologische Untergrund Deutschlands

erlaubt den Ausbau ausreichenden Speichervolumens in Salzgesteinen²⁰ (Caglayan et al. 2020). Durch die geringere Energiedichte und Kompression von Wasserstoff beträgt der Energieinhalt desselben Speichervolumens nur 20% dessen von Erdgas. Für 10 TWh Wasserstoffspeicher bis 2030 wären demnach 50 TWh Erdgasspeicher umzurüsten (Nationaler Wasserstoffrat 2021). Sollte der Bedarf an Energiespeichern kurzfristig ansteigen, könnte auch die Nachnutzung von Kavernen evaluiert werden, die die chemische Industrie bislang ausschließlich zur Gewinnung des Rohstoffs Chlor solt (Dow Chemicals 2019).

- **Der von der russischen Astora betriebene größte Gasspeicher Westeuropas Rehden war seit April 2021 überproportional entleert und wurde nicht für den Winter befüllt.**
- **Deutschland verfügt über ausreichend Potential, großskalige Unterspeicher für Erdgas auszubauen und für Wasserstoff umzurüsten. Maßnahmen, die Speicherkapazität auch im Hinblick auf eine strategische Gasreserve auszubauen sind bislang nicht erkennbar.**
- **Der Bau von Salzkavernen dauert zwei bis drei Jahre. Zur Befüllung müssen die Transportinfrastruktur und ausreichende Mengen Erdgas am Markt verfügbar sein.**

14. Finanzierung von Erdgasprojekten

Die Europäische Investitionsbank EIB stellte mit Beginn 2022 die Förderung von Erdöl, Erdgas und Kohleprojekten ein. Die Förderung betrug etwa 2 Mrd. €/a (BBC News 2019, EIB 2019). Die EIB hatte bspw. die Transadriatische Pipeline (TAP) und den Bau von europäischen Gaskraftwerken finanziert. Zukünftig müssen förderwürdige Projekte pro erzeugter kWh einen CO₂ Ausstoß von 250 g unterschreiten, zuvor lag er bei 550 g (EIB 2019). Damit sind nach gegenwärtigem Stand der Technik auch keine Gaskraftwerke ohne die Nutzung von Erdgas zusammen mit Wasserstoff oder gleichzeitiger Kohlenstoffsequestrierung (CCS) förderwürdig (BBC News 2019, Adler 2021) (Tab. 14).

Im Rahmen des 2019 eingeführten EU GreenDeal könnte die Methan-Strategie der EU zukünftig den nicht-EU Gas- und LNG-Importen 3x bis 8x höhere Emissionen zuweisen als Produkten aus der EU, und die Importe mit einer Grenzsteuer beaufschlagen (EU 2020b). In diesem Rahmen soll auch Wasserstoff als Markt in der EU entwickelt werden (IEA 2022: 27).

Auch die LNG-Anlagen gehen mit einem höheren CO₂-Fussabdruck einher, der über dem Grenzwert der EU liegt (Gilbert et al. 2018). So soll die LNG Verflüssigungsanlage Arctic-LNG-2 auf der Gydan Halbinsel gegenüber der Yamal Halbinsel in Russland mit 19,8 Mtpa²¹ LNG ab 2023 ohne europäische Finanzierung in Betrieb gehen (Smith 2022). Die Co-Finanzierung der 21 Mrd. USD teuren Anlage durch französische Banken wurde von der französischen Regierung aufgrund des Klimaschutzes ausgesetzt.

²⁰ Gasspeicher durch Aussolen (Lösen) in 500 bis 2000 m Tiefe und Erstellung einer Salzkaverne mit mehreren 100.000 m³ bis 1 Mio. m³ Volumen mit Gasdrücken bis 20 MPa. Etwa 30% des Volumens wird durch nicht wiedergewinnbares Kissengas, das Restvolumen mit Arbeitsgas gefüllt.

²¹ Mtpa – Millionen Tonnen pro Jahr

Tab. 14. CO₂-Emissionen für den gesamten Lebenszyklus nach Kraftwerkstyp in g CO₂ pro kWh (IPCC 2018: 511ff).

Kraftwerkstyp	CO ₂ -Emissionen (g CO ₂ pro kWh)
Biogas	20 - 2000
Braunkohle	1153
CSP	7- 89
Erdgas	290 – 930
Erdgas mit CCS	120 - 170
Erdöl	510 - 1170
Geothermie	6 - 79
Kernkraft	1 - 220
Ozeanenergie (Tide, Wellen)	10 - 30
Photovoltaik	5 - 217
Steinkohle	710 - 950
Steinkohle mit CCS	70 - 290
Wasserkraft	3 – 40
Wind	2 - 81

Die Finanzierung wurde im November 2021 durch die **China Development Bank** und die **Export-Import Bank of China** (2,5 Mrd. €), sowie die OCED Finanzinstitute wie der **Japan Bank for International Cooperation** (JBIC) (2,5 Mrd. €) sichergestellt. Die Teilhaber der LNG Anlage sind die russische NOVATEK (60%), TotalEnergies (10%), die China National Petroleum Corporation (CNPC) (10%), die China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) (10%) und die Japan Arctic LNG, ein Konsortium von Mitsui & Co Ltd. und der 2004 gegründeten japanischen Behörde Japan Oil, Gas & Metals Corporation (JOGMEC) (10%) (Novatek 2021, Soldatkin 2021).

- **Die aufgrund des Green Deal wegfallenden europäischen Finanzierungen in internationale Kohlenwasserstoffprojekte von Exploration und (LNG-) Anlagenbau werden von asiatischen Firmen und Institutionen aus China und Japan übernommen.**

15. Deutsche Industrie ohne Erdgas aus Russland

Ohne ausreichend verfügbares und bezahlbares Erdgas als Energie und Rohstoff werden Produktionsketten ausfallen und zu Kaskadeneffekten führen. Viele Industrieanlagen sind auf den Dauerbetrieb ausgelegt und können nicht abgeschaltet werden, ohne dass Anlagen Schaden nehmen. Sollte der Import von Erdgas kurzfristig von deutscher, russischer oder dritter Seite beendet werden, könnte der Schaden für den Industriestandort Deutschland

wesentlich größer sein als erwartet. Assoziierte wirtschaftliche Verluste ebenso wie die Risiken hoher Energiekosten in Deutschland und größere Unsicherheiten der Versorgung könnten zu Konkurs oder Standortverlagerungen energieintensiver Unternehmen ins Ausland führen. Damit fallen auch Recyclingkapazitäten und der Zugang zu kritischen Rohstoffen, die nur aus der Verhüttung und Raffination als Beiprodukt gewonnen werden können, weg. Holz et al. (2022) gehen hingegen davon aus, dass unter Nutzung von Einsparpotentialen von 19 bis 26% Erdgas ein Energieembargo russischen Erdgases ohne Versorgungsengpässe über den Winter 2022/23 möglich sei.

Die wirtschaftlichen Einschnitte bei einem vollständigen Embargo russischer Energieträger werden von manchen Autoren mit einem Einschnitt des BIP von 0,5 bis 3% als „manageable“ eingeschätzt (Bachmann et al. 2022). Andere Wirtschaftsstudien kommen zu dem Ergebnis, dass von einer Reduktion des BIP von 8% und das genaue Ausmaß aufgrund nicht bekannter Kaskadeneffekte beziffern lassen (Krebs 2022). Dabei wurde, basierend auf Wirtschaftsanalysen zum Tsunami 2011 in Fukushima, Japan, ein Produktionsmultiplikator mit einem Verstärkungseffekt von 5 abgeleitet (Carvalho et al. 2020). Dieser würde zu einem Produktionsrückgang von 1,6% BIP (Erstrundeneffekt) und durch Netzwerkeffekte zu einem Produktionsverlust von 8% BIP (Erst- und Zweitrundeneffekt) führen und damit die oft nicht berücksichtigten Produktionsverflechtungen beachten (Krebs 2022). Zusätzlich wären dauerhafte Schäden (Hysterese-Effekt) wie der Verlust des Humankapitals, dauerhafte Einkommensverluste und des physischen Kapitalstocks zu erwarten. Das Prognos-Institut (28.6.2022) geht bei einem kurzfristigen Ende russischer Erdgaslieferungen von einem Rückgang der direkt betroffenen deutschen Unternehmen von 49 Mrd. € und über die Produktions- und Lieferketten von einem Wertschöpfungsverlust von 193 Mrd. € aus (VBW 2022). Dies ginge einher mit einer um 12,7% reduzierten Wirtschaftsleistung und bis zu 5,6 Mio. Arbeitslosen (VBW 2022). Bachmann et al. (2022b) gehen von Substitutionseffekten von 5% und Erdgaseinsparungen von 20% aus, die bei vollständigem Ausfall russischer Erdgaslieferungen das Ausmaß des wirtschaftlichen Einschnitts im vorgeschlagenen Rahmen belassen (Bachmann et al. 2022). Die Produktionsrückgänge erdgasintensiver Industrien sollen demnach durch Auslagerungen bzw. die Verlagerung von Lieferketten ins außereuropäische Ausland, und wegfallende Arbeitsplätze in anderen, weniger vom Erdgas abhängigen Industrien gefunden werden (Bachmann et al. 2022b).

Der größte deutsche Gasimporteur Uniper hat langfristige Bezugsverträge von 200 TWh mit Russland (Uniper 2022) und muss wie andere Gasimporteure den Ausfall von 60% russischer Erdgaslieferung am Spotmarkt zur Erfüllung der Vertragspflicht teuer erwerben. Die finanzielle Schieflage der Gasimporteure muss wohl kurzfristig vom Staat gestützt oder deren hohe Kosten direkt von den Kunden wie Industrie und Stadtwerken getragen werden. Am 22.7.2022 teilt die Bundesregierung mit, dass sie Uniper mit einem Stabilisierungspaket von 15 Mrd. € unterstützt (Bundesregierung 2022). Alternativ wären die Kosten für Erdgas vom Spotmarkt an die Industrie und die Stadtwerke und deren Kunden durchzureichen. Am Spotmarkt stiegen die Kosten von um 80€/MWh aufgrund des reduzierten Import durch Nordstream-1 seit Mitte Juni 2022 auf 170€/MWh (Stand 6.7.2022, End of Day EEX Zugriff 6.7.2022, EEX 2022).

Gleichzeitig schreiben energieintensive Hütten und Raffinerien durch die gestiegenen Energiepreise (Abb. 1) seit Herbst 2021 Verluste. Für Aluminium ist bspw. die europäische Produktion um 14% gesunken und europäischen Lagerbestände auf historischem Tiefstand (DERA 2022b). Durch die Schließung und Abwanderung von Kapazitäten droht ein

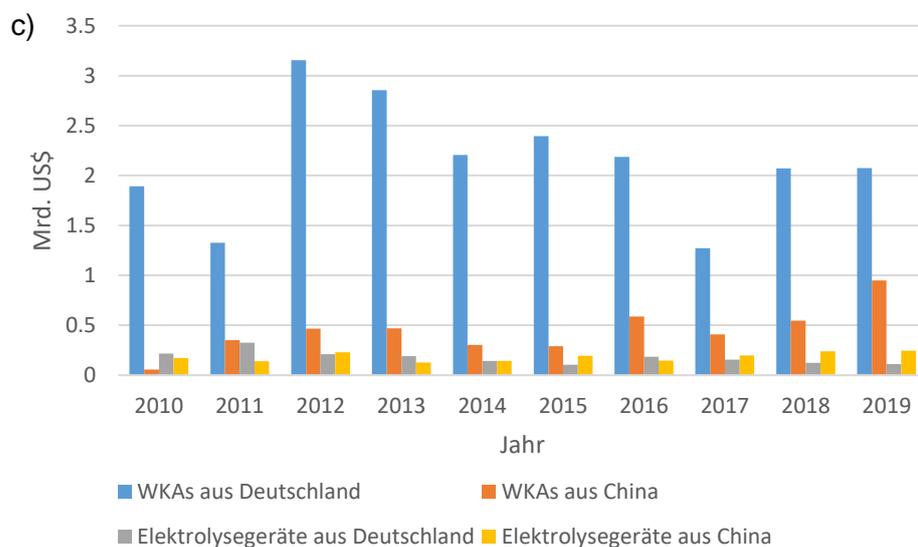
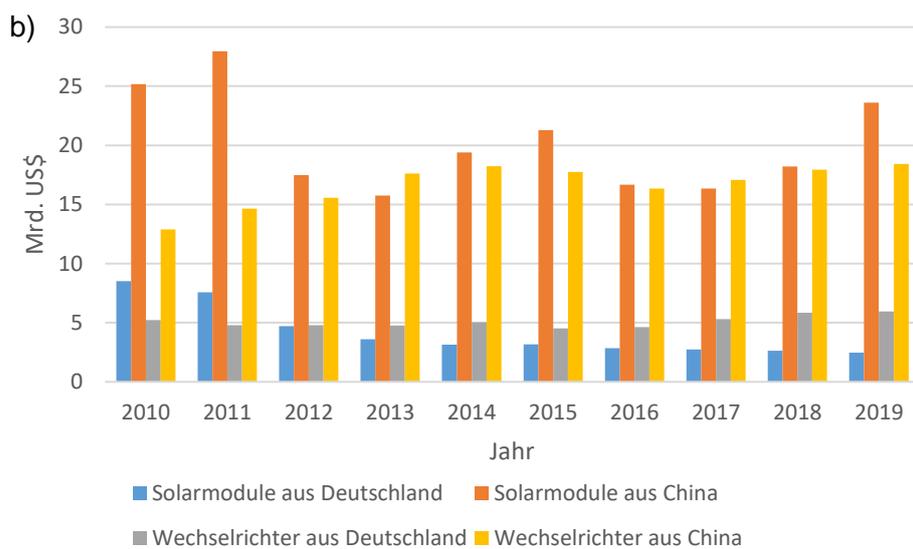
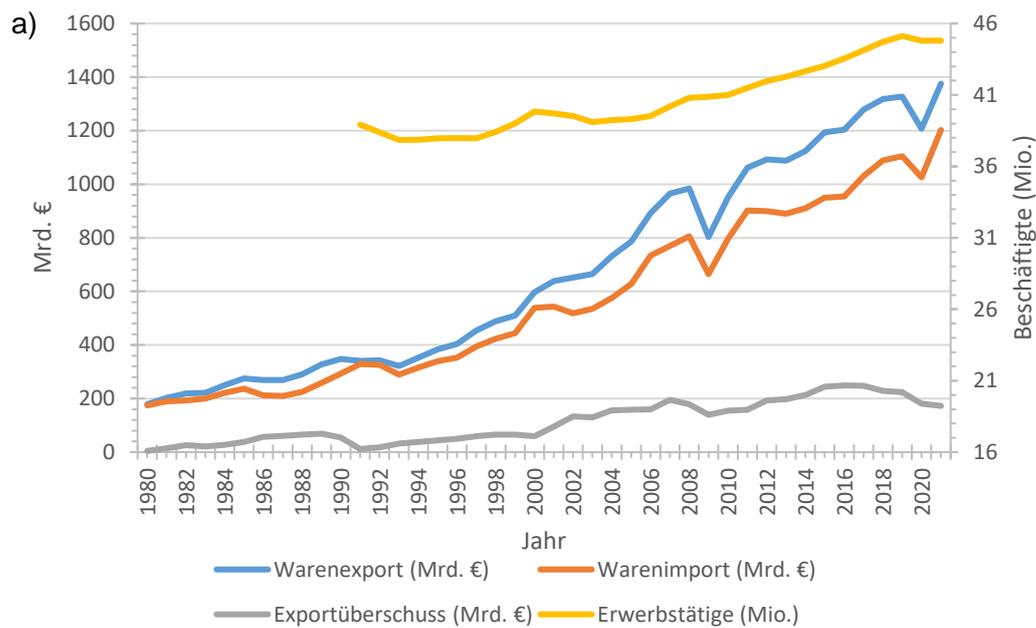
Kompetenzverlust, die Rohstoffversorgung und den Ausbau der Kreislaufwirtschaft durch Metallrecycling zu sichern.

Bereits in den letzten beiden Jahren führten Corona-Hilfen von 130 Mrd. € (Tagesschau vom 30.12.2021), kostenlose Corona-Tests von 3,7 Mrd. € in 2021 und etwa 1 Mrd. €/Monat in 2022 (RedaktionsNetzwerk Deutschland 2021), einen Corona-bedingten Fehlbetrag der gesetzlichen Krankenkassen von 17 Mrd. € (Tagesschau 2022f vom 28.6.2022), eine Grundausstattung der Bundeswehr von 100 Mrd. € (Bundestag vom 2.6.2022), einen Tankrabatt von 3 Mrd. € (Tagesschau 2022g vom 1.6.2022), ein 9-Euro Ticket von 2,5 Mrd. € (Bundestag vom 11.5.2022 Bundestag 2022b) und andere zu zusätzlichen Ausgaben des Bundes. Diese zusätzliche Belastung muss von der wirtschaftlichen Entwicklung getragen werden (Abb. 29a). Ab 2017 und vor Beginn der Ausbreitung des Corona-Virus in Deutschland (seit Januar 2020) ist der Exportüberschuss Deutschlands rückläufig und reduzierte sich im April und Mai 2022 auf nahezu Null (Statista 2022). Der erhoffte Exportmarkt für die Windkraft und Elektrolyse scheint sich wie bei den Solarmodulen als leicht kopier- und standardisierbare Produkte mit moderatem technologischen Anspruch ebenfalls nach Asien zu verlagern (Matthes & Schäfer 2021) (Abb. 29b,c). Bei den von Deutschland exportierten Energietechnologiegütern mit einem wachsenden Anteil von derzeit 8,9% (141 Mrd. USD, Stand 2018) ist vor allem Deutschlands Exportspezialisierung bei der Gütergruppe Messen, Steuern, Regeln kennzeichnend (Lehr et al. 2020: 104, 200); bei den potenziellen Klimaschutzgütern liegt der Export bei 22,6 Mrd. € mit einem fallenden bzw. stagnierenden Trend (Stand 2019; UBA 2021:82-85). Der deutsche Export betrug 2019 1328 Mrd. € (Import 1104 Mrd. €), der Exportüberschuss ist seit 2016 rückläufig (Destatis 2020).²²

Nächste Seite:

Abb. 29. a) Entwicklung der Handelsbilanz und der Beschäftigten in Deutschland (Import-Export nach BPB 2022, Erwerbstätige in Deutschland aus Statista 2022b nach Statistisches Bundesamt). b) Vergleich des deutschen und chinesischen Exports von Solarmodulen und Wechselrichtern. c) Vergleich des deutschen und chinesischen Exports von Windkraftanlagen (hier ist Deutschland noch nach Dänemark führend) und Elektrolyseuren (b, c aus Matthes & Schaefer 2021 nach UNCTAD).

²² Die wichtigsten deutschen Exportgüter waren 2021 bei einem Gesamtexportvolumen von 1375 Mrd. € und einem Anteil von 40% Kraftwagen und Kraftwagenteile (210 Mrd. €), Maschinen (196 Mrd. €) und chemische Erzeugnisse (137 Mrd. €) (Destatis 2022).



Neben den zusätzlichen Ausgaben des Bundes und der Länder führt der eingeleitete Strukturwandel wie z.B. der Ausstieg vom Verbrennermotor bei Neuwagen 2035 zum Rückgang assoziierter Industrien und zu einer entsprechenden Reduktion von Produktionskapazitäten von Raffinieren mit zu erwartenden dauerhaft höheren Kosten für Heizöl. Zudem resultiert die europäische Finanzpolitik zu vermehrter Anlage von Geldern in den USA, einem Sinken des Eurowechselfurses zum Dollar mit einem 20-jährigen Tiefstand und damit zur Erhöhung der in Dollar gehandelten Rohstoffpreise für die EU. Auch gegenüber dem russischen Rubel sinkt die Kaufkraft des Euro. Der Euro liegt derzeit etwa 30% tiefer zum Rubel als im Jahr 2021 und steht gegenwärtig bei einem etwa 8-jährigen Tiefstand des Euro zum Rubel. Entsprechend werden die Erdgaskosten durch die hohen Marktkosten, den höheren Preis für LNG, den Kaufkraftverlust des Euro zum Dollar und die gesetzliche Regelung einer jährlich zum 1. Januar steigenden CO₂-Bepreisung als zusätzliche Abgabe für Verkehr und Wärme in Deutschland zu hohen Energiekosten führen.²³

- **Kaskadeneffekten könnten zu erheblichen wirtschaftlichen Verlusten mit dem Wegfall strategisch relevanter Industrien führen. Hierzu zählt nicht nur die direkt betroffene chemisch-pharmazeutische Industrie, Agroindustrie, die energieintensive Metallurgie, sondern auch nachgelagerte Industrien.**
- **Die Industrie und der Mittelstand müssen, flankiert von schnellen Genehmigungsprozessen, Erdgas als Energie und Rohstoff substituieren und alternative Lieferketten aufbauen, sofern diese verfügbar und bezahlbar sind.**
- **Die Inflation betrifft Europa und die USA. Die Erdgaspreise sind in Europa hoch. Die Kosten der Energie- und Rohstoffbeschaffung erhöhen sich durch den schwachen Euro.**
- **Den drohenden Konkurs von Erdgasimporteuren wie Uniper u.a., von nachgelagerten Stadtwerken und von Bürgern aufgrund der hohen Energiekosten müssen Maßnahmen entgegengestellt werden, die die Energieverfügbarkeit und -bezahlbarkeit kurz- und mittelfristig wiederherstellen.**

16. Alternativen zu potentiell wegfallendem Erdgas

16.1 Andere Erdgasquellen

Wenn der Import von russischem Erdgas nach Europa von 140,4 bcm (1488,3 TWh, Stand 2021, EU 2022b) und 16 bcm LNG ausfällt, müssen Volumina zur Energieerzeugung anderweitig beschafft werden. Für Deutschland mit einem Verbrauch von 86,5 bcm (917 TWh) wären unter normalen Bedingungen 40 bis 50 bcm und für die Ukraine etwa 10 bcm russischen Erdgases zu ersetzen. Die gegenwärtige Reduktion russischer Lieferungen führt zu geringeren Importen und Einschnitten der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit. Auch die Ausfälle der Nachbarländer Belgien, Dänemark, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Slowakei, Schweden und Tschechische Republik müssten bei einem

²³ Die CO₂-Bepreisung wurde vom Bundestag 2021 eingeführt (2021: 25€/t, 2022: 30€/t, 2023: 35€/t, 2024: 45 €/t und 2025 55€/t CO₂) und beträgt 2022 9,57 Cent Brutto für den Liter Heizöl.

Versorgungsengpass entsprechend der EU-Verordnung Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ durch Erdgasspeicher in Deutschland ausgeglichen werden (z.B. EU 2022f).

Lieferverträge der EU mit Gazprom über 15 bcm/a laufen Ende 2022 und über 40 bcm Ende 2029 aus (IEA 2022). Bei einem bisherigen Anteil von 41% russischem Pipeline-Erdgas und 21 % russischem LNG-Erdgas nach Europa werden in der Öffentlichkeit erhöhte Importe über

- Pipelines aus Algerien, Libyen, Aserbaidschan, Norwegen und die Niederlande
- LNG Terminals aus Katar, Nigeria und den USA diskutiert.

Der Erdgasimport aus den Niederlanden, Belgien und Norwegen konnte zwischen Mitte Juni und Anfang Juli durch erhöhte Pipeline- und LNG-Gas Import um 20% auf 3000 GWh/d erhöht werden (Bundesnetzagentur vom 8.7.2022) (Abb. 30).

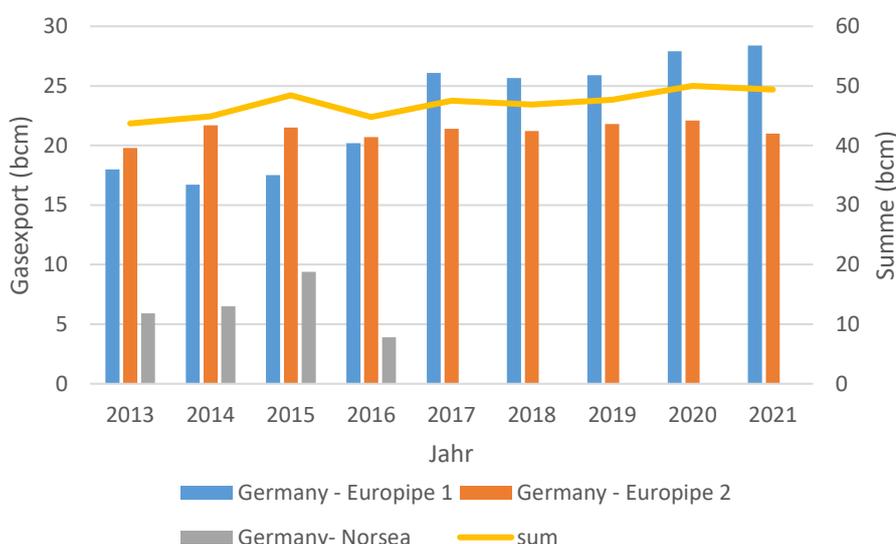


Abb. 30. Norwegischer Gasexport nach Deutschland nach Pipeline und Gesamtexport von Erdgas nach Deutschland in Mrd. m³/a (Norskpetroleum 2022).

Der Ersatz der russischen Erdgasmengen aus anderen Bezugsquellen ist kurzfristig nicht möglich:

Die 47 Erdgasspeicher Deutschlands decken bei vollständiger Füllung mit 242 TWh (23,9 bcm) Arbeitsgasvolumen den regulären Erdgasbedarf der Haushalte (249 TWh) und das verarbeitende Gewerbe (220 TWh) nicht. Sie reichen für ca. zwei kalte Wintermonate.

Der Ausbau und die Entwicklung neuer heimischer Erdgaslagerstätten durch Fracking zur Rohstoff- und Energieversorgung wird bisher nicht in Betracht gezogen. Der gewünschte Bezug von Erdgas aus den USA, gewonnen durch Fracking, wird favorisiert. Durch Fracking von geeigneten Erdgaslagerstätten könnte der Anteil der heimischen Förderung von gegenwärtig 5% (50,8 TWh) auf 15 bis 20 % der deutschen Erdgasversorgung erhöht werden.

Der Ausbau der LNG-Anlagen in Deutschland und der Pipelineinfrastruktur sind essentiell, um mögliche Versorgungsengpässe im Winter 2022/2023 abzumildern. Ein deutsches FSRU-Terminal mit 7,5 bcm/a im Jahr 2022 und eine Anlandung von 27 bcm im Jahr 2024 in Deutschland sind geplant (Kurmayer 2022). Die Bundesnetzagentur geht von einem

Betrieb der FSRU-Terminals in Deutschland ab Januar 2023 mit einer Anlandung von 13 bcm/a aus, sofern die zu bauende Anlandung und Pipelines zur Anbindung fristgerecht betriebsbereit sind (Exner 2022c vom 2.7.2022, Bundesnetzagentur 2022b).

16.2 Vorhandene Kraftwerke

Eine Laufzeitverlängerung der sechs vorhandenen und davon noch drei betriebenen deutschen Kernkraftwerke wird nicht in Betracht gezogen. Die 2021 laufenden sechs Kernkraftwerke erzeugten 69,1 TWh (brutto) und speisten 65,4 TWh netto ins deutsche Stromnetz ein (Fraunhofer ISE 2022). Der Bundestag beschloss mehrheitlich am 7.7.2022, die noch laufenden drei Kernkraftwerke wie geplant Ende 2022 zu beenden und keine befristete Laufzeitveränderung zu gewähren (Bundestag 2022c). Nach einer Berechnung des BMWK vom März bis Mai 2021 („Stresstest“), nach der keine Unterversorgung im Winter 2022/2023 zu erwarten sei, berücksichtigt ein zweiter, im Juli initiiertes verschärfter Stresstest die Gasmangellage und bspw. ein größerer Ausfall von Erdgaslieferungen und Stromlieferungen französischer Kernkraftwerke (Leistungsbilanzbericht 2022). Bis 2020 wurde der Leistungsbilanzbericht des Stromnetzes („Stresstest“) durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durchgeführt und veröffentlicht, und dann vom Bund weitergeführt (Leistungsbilanzbericht 2020). Im letzten veröffentlichten Bericht der ÜNB aus dem Jahr 2020 wird erstmals im Szenario für 2022 bei einer Höchstlast bei Kohleausstieg ein Fehlbetrag berechnet, da Kraftwerke vom Netz genommen wurden. In den Stresstests in den Jahren zuvor reichten die deutschen Kraftwerkskapazitäten unter Höchstlast (Stresstest) aus. Der mögliche Fehlbetrag betrage 2022 -7,2 GW und ohne Kohleausstieg -1,5 GW (Leistungsbilanzbericht 2020:33). Die Importkapazitäten aus den Nachbarländern nach Deutschland, die einen möglichen Fehlbetrag ausgleichen, summieren sich auf 18,5 GW (Leistungsbilanzbericht 2020:21), wenn verfügbar. Die gegenwärtige Verstromung von Erdgas von 18,7 TWh im 1. Quartal 2022 geht mit dem Abschalten von Kohlekraftwerken einher. Auch im Mai war die deutsche Erdgasverstromung durch Exporte nach Frankreich, Österreich, Italien und die Schweiz hoch und konnte nicht reduziert werden (Tagesschau 2022h vom 20.7.2022). Im Jahr 2021 speisten Gaskraftwerke 51 TWh (netto) Strom ins Netz ein (Fraunhofer ISE 2022). Erdgas ist essentiell für die Wärmeversorgung der Haushalte im kommenden Winter 2022/2023, für die Prozessenergie der Industrie und als wichtiger Rohstoff. Eine verstärkte Reduktion der Erdgasverstromung und Einspeichern von Erdgas, welches bislang verstromt wird, durch Hochfahren der Kohleverstromung ist bislang nicht erkennbar.

Der Bundestag beschloss am 7.7.2022 mehrheitlich die Laufzeitverlängerung der zum 12.7.2022 in der Netzreserve vorgehaltenen Kraftwerke zur Stromerzeugung bis zum 31.3.2024 (Bundesgesetzblatt 2022, Tagesschau 2022²⁴). Die Braun- und Steinkohle speiste 2021 165 TWh ins Stromnetz (Nettostrom 99 und 46,4 TWh, Fraunhofer ISE 2022), vor der Stilllegung der deutschen Steinkohleförderung und Abschaltung von Kraftwerken waren es 2016 262 TWh. Eine Abkehr der bisherigen Politik wurde vom BMWK am 20.6.2022 geäußert. Die Bundesregierung beschloss im Bundestag am 7.7.2022, die bereits

²⁴ Braunkohlekraftwerke in Sicherheitsbereitschaft: Jänschwalde Blöcke E & F 1070 MW, Niederaußem Blöcke E & F 658 MW, Neurath Block C 316 MW; Steinkohlekraftwerke in Netzreserve: Hohenhameln-Mehrum 750 MW, Petershagen 920 MW, Quierschied 724 MW, Bexbach 780 MW, Mannheim 475 MW, Heilbronn 274 MW, Walheim 267 MW, Altbach 476 MW, Mineralölkraftwerke in Netzreserve: Goßmehring 840 MW, Mahrbach 438 MW; MW - Bruttoleistung

stillgelegten (Kohle- und Kern-) Kraftwerke nicht zu reaktivieren (Deutscher Bundestag 2022c).

Ein verlängerter Betrieb der grundlastfähigen Kernenergie und der Braun- und Steinkohleverstromung geht mit politischen Herausforderungen und CO₂-Kosten einher. Der Weiterbetrieb könnte etwa 12 bcm/a Erdgas-Äquivalent in Europa betragen (Aurora 2022: 14).

16.3 Erdölimporte

Die Erdölimporte lagen von Januar bis März 2022 mit 20,9 Mio. t 0,9 Mio. t über dem des vergleichbaren Zeitraums im Vorjahr (BAFA 2022). Der Anteil russischen Erdöls am Rohölimport lag im Juni 2022 in Deutschland bei 28% (Dowideit 2022 vom 2.7.2022, BMWK 2022d) (Abb. 31). Am 9.8.2022 wurde die Lieferung russischen Erdöls über die durch die Ukraine nach Ungarn, Slowakei und Tschechien verlaufende, südlich Druschba-Pipeline (250.000 bbl/d) eingestellt (ZDF 2022b). Ein Ersatz des russischen Erdgases durch Erdöl ist kurzfristig nicht möglich.

Nach der Ölkrise 1973 wurde eine nationale strategische Erdölreserve für Rohöl und Erdölprodukte angelegt, die im Krisenfall über 90 Tage den Bedarf vorhalten soll. Die etwa 24 Mio. t werden durch den Erdölbevorratungsverband, Hamburg, verwaltet (EBV 2022).

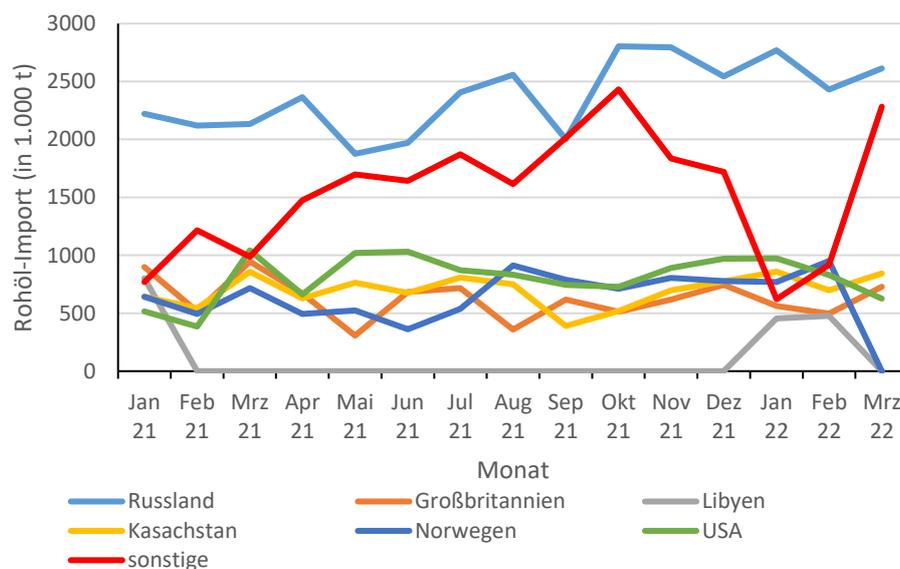


Abb. 31. Import von durchschnittlich 6,8 Mio. t Rohöl nach Deutschland mit dem größten Lieferanten Russland, dessen Anteil bei 30-40% lag (BAFA 2022).

16.4 Andere kurzfristig verfügbaren Energiequellen

Die diskutierten Energieträger und Energien können die potentiell wegfallenden Energiemengen kurzfristig nicht kompensieren und sind nicht kurzfristig verfügbar:

Um die Dimension des Energiebedarfs darzustellen, gibt Tab. 15 eine Übersicht verschiedener Energiegewinnung, die technisch etabliert und verfügbar ist.

16.4.1 Neue Erdgaslagerstätten

Das Anliegen der Niederlande, die niedersächsische Landesregierung aus SPD und CDU um eine Erdgasproduktion der Firma ONE-Dyas im Feld N05-A in der niederländischen Nordsee an der Grenze zu Deutschland anfragte, wurde zunächst negativ beschieden

(Landtag 2021). Mittlerweile (20.06.2022) wurde eine Produktionsbewilligung erteilt. Das Erdgasfeld könnte etwa 2 bcm/a fördern. Es wird erhofft, durch den LNG-Gas Import vor allem aus den USA und ein Auffüllen der Speicher einen möglichen Wegfall russischer Erdgaslieferungen zu kompensieren. Die heimische Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas wird nicht forciert.

16.4.2 Biomasse und Wasserkraft

Die Biomasse erzeugte 2021 43 TWh Nettostrom (Fraunhofer ISE 2022), 10 TWh werden derzeit auf Erdgasqualität gebracht. Die Menge an Biomethan könnte mit den bestehenden Anlagen verdoppelt werden (DVGW 2022b). Die Biomasseanlagen sollen bis 2030 auf 8,4 GW ausgebaut werden (Bundesgesetzblatt 2022c). Der leicht saisonal schwankende Nutzungsgrad der Biomasse lag in den letzten vier Jahren bei $58\pm 5\%$ (Destatis 2022d), der Wirkungsgrad hängt stark von der verwendeten Biomasse ab und liegt bei etwa 10 – 30% (elektrisch) und etwa 30 – 50% (thermisch).

Wasserkraft deckt gegenwärtig 0,6% des deutschen Primärenergieverbrauchs. Sie produzierte 2021 19,4 TWh Nettostrom (Fraunhofer ISE 2022). Der Wirkungsgrad des Laufwassers kann über 90% erreichen, der von Pumpspeichern 75-85% (WEC 2020: 9). Alternative Energiespeicherkonzepte mit Wasserkraft durch vertikale Schächte in der Erde wurden evaluiert, aber bislang nicht umgesetzt (z.B. Huynen 2018).

16.4.3 Kernenergie

Der globale Bedarf an **Uran** wird durch verschiedene Länder bereitgestellt (WNA 2022). Die EU importierte 2021 11.975 t U, davon 24% aus Niger, 23% aus Kasachstan, 20% aus Russland (ESA 2022). Frankreich deckt seinen jährlichen Bedarf von etwa 8.000 t/a aus Kasachstan (20%), Australien (19%), Niger (18%) und Usbekistan (16%) (Durchschnitt 2005 bis 2020, Hird 2022).

Das Uran deutscher Kraftwerke wurde über Langfristverträge aus Kanada und über die Niederlande beschafft (BGR 2021: 24). Von 1946 bis 1990 war die DDR mit 216.350 t Uran mit bis zu 7.000 t/a der viergrößte Uranproduzent der Welt (Wismuth AG 2021). Das Uran wurde an die Sowjetunion geliefert und der Bergbau nach der Wiedervereinigung 1990 eingestellt. Der globale Bedarf an Uran schwankte in den letzten 20 Jahren um etwa 60.000 bis 70.000 t/a (WNA 2022b), die größten Uran-Exporteure werden in Tab. 16 gelistet.

In Frankreich wurde 2022 der Bau von 6 neuen Kernkraftwerken verkündet und weitere acht geplant (gegenwärtig 399 TWh = 70% des Stroms, WNA 2022c). Die Niederlande planen den Bau von zwei Kernkraftwerken (WNA 2022d), auch in Polen und der Tschechischen Republik soll die Kernenergie ausgebaut werden. Belgien beschloss im März 2022 eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 10 Jahre (34,4 TWh Kernenergie mit einem Stromanteil von 39%, WNA 2022e). Japan hat nach dem Fukushima Unfall 2011 den Anteil der Kernenergie von 30% auf derzeit 6% Anteil an der Elektrizität (63,8 TWh) heruntergefahren und plant einen Anteil der Kernenergie am Strom von 20% in 2030 (WNA 2022f).

Tab. 15. Gegenüberstellung verschiedener Energiegewinnung für das Jahr 2020.

Energiegewinnung	Anlagen	Leistung MW _{th}	Leistung MW _{el}	Energie TWh	
Erdgasimport Europa aus Russland	Pipelines			1488,3 TWh	140,4 bcm
Erdgasverbrauch Deutschland	Pipelines			916,9 TWh	86,5 bcm
Erdgasimport Deutschland aus Russland	Pipelines			424 TWh	Ca. 40 bcm
Heimische Erdgasproduktion	Pipelines			50,5 TWh	Ca. 5 bcm
Tiefe Geothermie in Deutschland	42	353,76	44,3	ca. 1,3 TWh _{th}	durchschnittl. 2500 m Tiefe
Oberflächennahe Geothermie	ca. 440.000	ca. 4400 MW		Ca. 10 TWh _{th}	Bis 200 m Tiefe
Windenergie deutsche Nord- und Ostsee	1.501		7,7 GW	132,1 TWh	Stand 2020 (BMWK 2022c)
Windenergie Onshore Deutschland	29.608		54,4 GW		
Kernkraftwerk Isar-2	1			11,0 TWh	Stand 2021 (Weber 2021)
Vier Braunkohlekraftwerke im Rheinland (Weisweiler, Niederaussem, Neurath, Frimmersdorf (Stilllegung: 1.10.2021))	4		10.124 MW _{Netto}	67,7 TWh	Stand 2016 (DEBRIV 2019)
Biogas, auf Erdgasqualität gebracht				10 TWh	

Die Bundesregierung erwägt derzeit kein zeitlich befristetes Hochfahren der drei 2021 vom Netz genommenen deutschen Kernkraftwerke (Brokdorf in Schleswig-Holstein (11 TWh/a), Grohnde in Niedersachsen (11 TWh/a), Grundremmingen C in Bayern (11 TWh/a), Bundesregierung 2021). Eine Verlängerung der Laufzeit der drei noch laufenden Kernkraftwerke (Isar 2 in Bayern (12 TWh/a), Emsland in Niedersachsen (11 TWh/a) und Neckarwestheim (11 TWh/a) in Baden-Württemberg) nicht betrachtet, die derzeit 6% der Primärenergie bereitstellen und wegen der höheren Effizienz etwa 10% des Erdgases kompensieren könnten. Die letzten drei Kernkraftwerke sollen Ende 2022 vom Netz gehen (Bundesregierung 2011) und würden laut Bundesregierung die Energieversorgung nicht

beeinträchtigen (Bundesregierung 2022b vom 14.7.2022). Kernenergie wird in Deutschland als Hochrisikotechnologie bezeichnet, als Grund der Abschaltung wird die Reaktorkatastrophe von Fukushima, Japan, in 2011, die Problematik des atomaren Abfalls und dessen Endlagerung angeführt.

Tab. 16. Die größten Uran-Exporteure der Welt (WNA 2022).

Land	Produktion t U	Anteil Weltmarkt %
Kanada, Cigar Lake	4653	10
Kasachstan, Inkai 1-3	3449	7
Namibia, Husab	3309	7
Kasachstan, Karatau	2561	5
Namibia, Rössing	2444	5
Australien, Four Mile	2241	5
Niger, Somair	1996	4

Die Reaktorkatastrophe von Fukushima wurde durch einen Tsunami 2011 verursacht, bei der bislang von einer Person berichtet wird, die 2018 an den Folgen der Strahlung an Lungenkrebs verstarb (DW 2018 vom 6.9.2018). Die WHO (2016) berichtet von keinen gesundheitlichen Auffälligkeiten in der betroffenen Region, jedoch von erhöhtem posttraumatischen Stress Disorder (PTSD).

Im Gegensatz zu Deutschland hat Finnland bereits zwischen Juni 2021 und Juni 2022 ein Endlager in Onkalo gebaut, in das ab 2024 oder 2025 eingelagert werden soll, Schweden hat die Lokation des Endlagers nahe Forsmark definiert und den Bau genehmigt (Bloomberg 2022b vom 27.1.2022). Endlager in Skandinavien müssen eine Sicherheit über 100.000 Jahre gewährleisten, in Deutschland über eine Million Jahre (BGE 2022).

Die sechs deutschen Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 8,545 GW_{el} erzeugten 2021 69,1 TWh Strom (Anteil von 11,9%) (Kern.De 2022). Der Wirkungsgrad²⁵ der Kernenergie wird zwischen 33 und 37% angegeben, wobei potentiell ein Wirkungsgrad von 45% bei Reaktoren der vierten Generation erreicht werden kann (Destatis 2022, Energy Education 2022), der Jahresnutzungsgrad (im Jahr 2008) mit 88% angegeben (Faltlhauser 2016).

Die Rolle der Kernenergie wird am 12.7.2022 erläutert: „Ob und inwiefern eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken zur Energiesicherheit oder Gaseinsparung beiträgt, haben das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und das Bundesministerium für Umwelt und Verbraucherschutz gemeinsam geprüft. Die Ministerien kamen zu dem Ergebnis, dass eine Laufzeitverlängerung der drei noch laufenden Atomkraftwerke nicht zu empfehlen sei“ (Die Bundesregierung 2022b). Am 5.9.2022 wurden Ergebnisse des verschärften, zweiten Stresstests präsentiert, dessen Szenarien von

²⁵ Der Wirkungsgrad einer Energieanlage ist das Verhältnis von erzeugter, nutzbarer Energie zu eingesetzter Energie. Der Wirkungsgrad moderner Kraftwerke ist höher, er kann durch Kopplung erhöht werden und ändert sich über den Betrieb (Volllast, Teillast, variable Last). Der Jahresnutzungsgrad kennzeichnet die relative Volllastnutzung über das Betriebsjahr (8760 h).

den Übertragungsnetzbetreibern in Absprache mit dem BMWK berechnet wurden (Leistungsbilanzbericht 2022). Jedes Szenario wird von den Übertragungsnetzbetreibern als kritisch gesehen, in denen der Weiterbetrieb der betrachteten drei Kernkraftwerke Emsland, Niedersachsen, Neckarwestheim, Baden-Württemberg, und Isar-2, Bayern, und der weitere Ausbau der Kraftwerks- und Transportkapazitäten empfohlen wird (Leistungsbilanzbericht 2022). Die drei Kernkraftwerke sollen laut BMWK Ende Dezember 2022 heruntergefahren, die beiden süddeutschen Kernkraftwerke als Einsatzreserve bis April 2023 vorgehalten und keine neuen Brennelemente beschafft werden (Bundespressekonferenz 2022). Grund seien die Ergebnisse der Szenarien, dass "stundenweise krisenhafte Situationen im Stromsystem im Winter 22/23 zwar sehr unwahrscheinlich sind, aktuell aber nicht vollständig ausgeschlossen werden können" (Die Zeit 2022c).

16.4.4 Kohle und CO₂-Speicherung (CCS)

Der Anteil importierter Steinkohle aus Russland lag 2021 bei 52% und im März und April 2022 bei durchschnittlich 39% (BMWK 2022d, Kohlenstatistik 2022) (Abb. 32a). Die **Kohle** ist noch vor der Windenergie der wichtigste Energieträger bei der Verstromung (Destatis 2022c) (32b). Es wurde beschlossen, bei Gasknappheit vermehrt Kohle und Erdöl zur Verstromung zu nutzen und die aufgrund des Kohleausstiegs 2022 und 2023 abzuschaltenden Kraftwerke für den Betrieb auf Abruf vorzuhalten (Bundesregierung 2022b). Gleichzeitig wird beabsichtigt, „den Kohleausstieg in Deutschland idealerweise bis 2030 zu vollenden ...“ (Bundesregierung 2022b). Eine mögliche Kohlevergasung wird nicht diskutiert, ebenso keine CO₂-Speicherung im Untergrund, um die Menge der Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Durch die Stilllegung von **Braunkohlekraftwerken** werden vom 31.12.2020 bis 31.12.2038 16,8 GW_{el} vom Netz gehen (Bundesnetzagentur 2022e). Die Braunkohle speiste 2021 110 TWh in das Stromnetz ein (Abb. 33, DEBRIV 2022), 2016 waren es 150 TWh (BDEW 2022b). Ebenso werden die **Steinkohlekraftwerke** entsprechend eines gesetzlichen Zielniveaus abgeschaltet. Sie speisten vor der Stilllegung der letzten Zechen Ibbenbüren und Prosper-Haniel 2018 im Jahr 2016 112 TWh und 2021 noch 55 TWh Strom aus importierter Steinkohle ins Netz ein (BDEW 2022b) (Abb. 33). Der Wirkungsgrad von Steinkohlekraftwerken liegt bei 43,7%, der von Braunkohlekraftwerken bei 39,4% (zum Vergleich Gaskraftwerk 49,2%) (UBA 2022e). Der Nutzungsgrad der Braunkohle lag im ersten Halbjahr 2021 bei 46,7% (Destatis 2022d), der Jahresnutzungsgrad (im Jahr 2008) wird mit 76% angegeben (Faltlhauser 2016). Durch den Rückbau von Kohlekraftwerken wurde die Kohleverstromung in den letzten fünf Jahren um 97 TWh reduziert.

Im Jahr 2021 wurden 11 Kohlekraftwerke mit 4,8 GW Leistung vom Netz genommen, darunter das 2015 in Betrieb genommene modernste Steinkohlekraftwerk Deutschlands mit 1,7 GW und bei Vollast 11,5 TWh/a (Bundesnetzagentur 2020). Die angekoppelte Fernwärme konnte aufgrund von Bürgerprotesten nicht umgesetzt werden. Durch politische und juristische Streitigkeiten verteuerte sich das Kraftwerk von 1,7 Mrd. € auf etwa 3 Mrd. € (Focus Online 2022). Da die deutschen Übertragungsnetzbetreiber keine Systemrelevanz des Kraftwerks feststellten, wurde es Ende Juli 2021 komplett stillgelegt. Mit dem Hinweis, dass nach den Richtlinien ein Hochfahren des Kraftwerks nicht möglich sei und Anlagen im Kraftwerk bereits verkauft seien, musste Vattenfall der öffentlichen Diskussion, das Kraftwerk im Hinblick auf die drohende Energiekrise hochzufahren, eine Absage erteilen (Focus Online 2022).

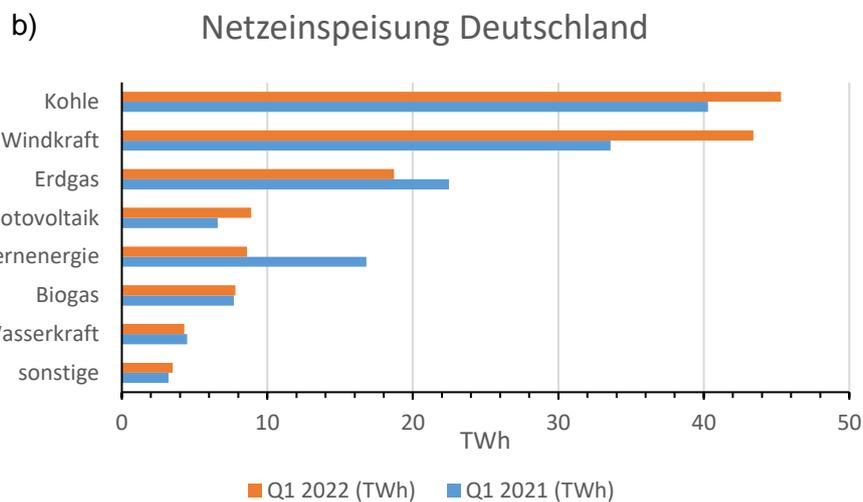
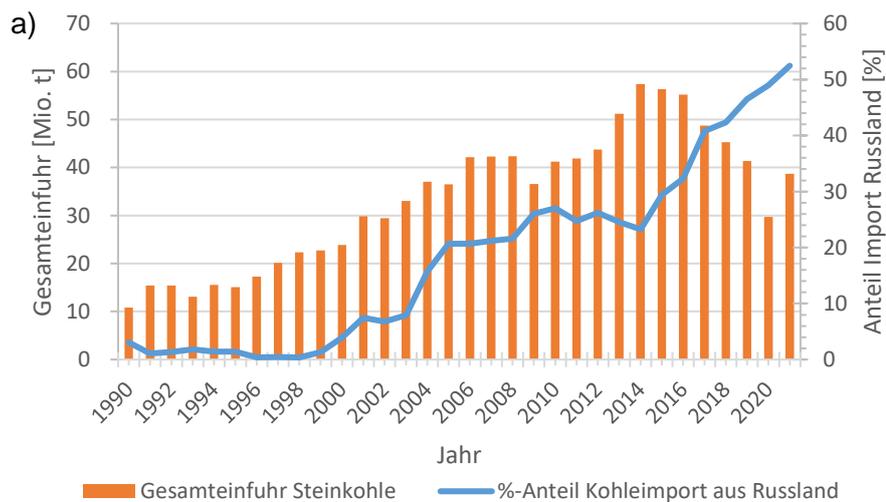


Abb. 32. a) Gesamteinfuhr von Steinkohle nach Deutschland und prozentualer Anteil russischer Steinkohle (Kohlenstatistik 2022) Zum 11.8.2022 trat der Importstopp russischer Kohle in den EU in Kraft. b) Vergleich der Stromerzeugung nach Energieerzeugung in den ersten Quartalen 2021 und 2022 (in TWh). Die Unterschiede der Windkraft sind auf die Flaute in Q1 2021, in der Photovoltaik auf die Anzahl der Sonnenstunden im März 2022 und die der Kernenergie auf die Abschaltung von drei der sechs Reaktoren zuruckzufuhren (Destatis 2022b).

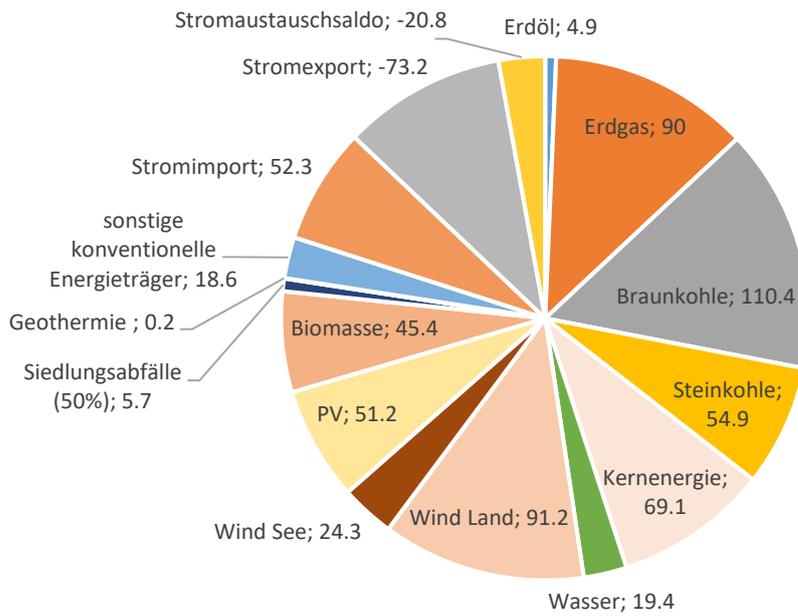


Abb. 33. Bruttoerzeugung von 585,5 TWh in 2021 nach Energieträgern (in TWh, BDEW 2022c).

Die an verschiedenen Standorten etablierte Methode der CO₂-Abtrennung und -Sequestrierung könnte den Umwelteinfluss großer CO₂-Emittenten wie Kohle- und Gaskraftwerke reduzieren, wenn entsprechende Infrastrukturen installiert wären. Ebenso könnte die Nutzung des bei der Verbrennung in Rauchgasen freiwerdenden CO₂ mittelfristig in den wirtschaftlichen Kohlenstoffkreislauf für die chemische Industrie eingebunden werden. Dickel (2022) sieht CCS von Braunkohlekraftwerken für Deutschland als notwendiges Instrument, die Klimaziele zu erreichen und die Abwanderung entsprechender Industriezweige zu vermeiden.

Die Emissionen von Kohlendioxid betragen in Deutschland 2020 644 Mio. t, die Gesamtemissionen an Treibhausgasen (CO₂, Methan, Lachgas, F-Gase) 739 Mio. t (UBA 2022). Die Energiewirtschaft hatte einen Anteil von 220 Mio. t, die Industrie von 178 Mio. t am Treibhausgasausstoß. Dem steht ein Speicherpotential von bis zu 30 Mrd. t in Deutschland gegenüber (Tab. 176).

Tab. 17. Speicherpotential von CO₂ in Milliarden Tonnen in Deutschland (BGR 2010, EU GeoCapacity Consortium 2009: 125-129).

	konservative Annahme	Annahme (in Mrd. t)
Aquiferspeicher in der deutschen Nordsee	2,9	6,3
Aquiferspeicher unter dem Festland	20 ± 0,8	
Erschöpfte Erdgasfelder	2,18	2,8
Erschöpfte Erdölfelder		0,13

16.4.5 Geothermie

Der Ausbau der grundlastfähigen Erdwärme (Geothermie) könnte den gegenwärtigen Anteil von 0,6% der deutschen Primärenergie langfristig erhöhen (Fraunhofer IEG 2022a, b), da 50% des deutschen Energieverbrauchs für den Wärmesektor benötigt werden (UBA 2022c).

Da die Energiedichte der Geothermie im Vergleich zu Kohlenwasserstoffen gering und die Investitionskosten über einen Betrieb von 20 Jahren hoch sind, ist die Finanzierung insbesondere für die tiefe Geothermie schwieriger. Zudem wären für die tiefe Geothermie zur Verringerung des Fündigkeitsrisikos dreidimensionale Daten des Untergrunds hilfreich, die unter Großabnehmern wie Städten und Industrieanlagen selten vorliegen. Das Fündigkeitsrisiko und Betriebsrisiko wie Korrosion, Versiegelung und induzierte Erdbeben kann durch entsprechend multidisziplinär aufgestellte Teams reduziert werden, wenn Standorte mit einer geeigneten Geologie ausgewählt werden. Die Gewinnung von Beiprodukten wie Lithium kann die Wirtschaftlichkeit der tiefen Geothermie verbessern. Dazu werden effiziente Extraktionsmethoden entwickelt. Der Wirkungsgrad der Geothermie variiert mit der Thermalwassertemperatur und liegt weltweit bei etwa 12% und reicht bis 21% (Zarrouk & Moon 2014) mit einem hohen Jahresnutzungsgrad von 94% (Faltlhauser 2016).

Die oberflächennahe Geothermie, die meist bis 150 m reicht (selten bis 400 m Tiefe), liefert in der Summe in Deutschland eine etwa 7-fach höhere thermische Leistung von 10 TWh für die Niedrigtemperatur-Wärmeversorgung. Im Jahr 2021 wurden mit 435.000 Erdwärmepumpen 10 TWh_{th}, und mit rund 770.000 Luftwärmepumpen etwa 16,5 TWh Raumwärme produziert (Born et al. 2022: 15). Wärmepumpen für die oberflächennahe Geothermie und Umweltthermie wurden 2020 in 46% der neugebauten Wohngebäude eingebaut (BGR 2021: 24) In der EU wurden durch alle geothermischen Anlagen 19,3 TWh Nutzwärme und mit erdgekoppelten Wärmepumpen etwa 40,6 TWh Wärme bereitgestellt (Stand 2019, Bundesverband Geothermie 2022a,b). Der Ausbau der oberflächennahen Geothermie mit Erdwärmepumpen könnte nach Born et al. (2022) 600 TWh/a an Wärme liefern.

Die tiefe hydrothermale Geothermie reicht von etwa 400 m bis in mehrere Kilometer Tiefe und erzeugt aus Thermalwasser oder Dampf 1,3 TWh_{th} mit einem möglichen Wärmepotential deutlich über 100 TWh/a (Bundesverband Geothermie 2022c; für 2020 0,19 TWh_{th} und 0,19 TWh_{el} nach BGR 2021: 24, BMWK 2022c). Das Potential einer kombinierten thermischen und elektrischen Nutzung tiefer hydrothermalen Geothermie wird für Deutschland mit einem jährlichen ökonomischen Potential von 9,1 TWh_{el} und 12,5 TWh_{th} beziffert (Eyerer et al. 2017, 2020).

16.4.6 Wasserstoff

Der Wasserstoffbedarf beträgt etwa 55 TWh mit einem Anteil der deutschen chemischen Industrie von 37 TWh/a (1,1 Mio. t) (Nationaler Wasserstoffrat 2021). Der Gesamtbedarf an Wasserstoff in Deutschland wird von der Bundesregierung für 2030 auf 100±10 TWh geschätzt, der über Windkraft- und Photovoltaikanlagen (sog. grüner Wasserstoff) erzeugt werden soll (Bundesgesetzblatt 2022c). Da von dem geplanten Ausbau nur etwa 13% in Deutschland hergestellt werden können ist ein Import von Wasserstoff notwendig (SCI4climate.NRW 2021). Ein vollständiger Umstieg auf eine Wasserstoffwirtschaft wird einige Jahrzehnte dauern.

Die derzeitige großskalige Technologie der Wasserstoffproduktion basiert auf der Gewinnung von Wasserstoff aus Erdgas über die Dampfreformierung. Global wird Wasserstoff zu 95% aus Erdgas und Kohle, und zu 5% als Nebenprodukt der Chlor-Alkali-Elektrolyse gewonnen (Leiblein et al. 2021). Die etablierte Methode der Dampfreformierung könnte mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) eine CO₂-arme Brückentechnologie darstellen (Leiblein et al. 2020).

Alternative Wasserstoffproduktion befindet sich in der Entwicklung, könnte 2040 als globaler Energieträger eine Rolle spielen, ist aber kurzfristig nicht hochskalierbar (WEC 2022). Auch der Transport von Wasserstoff (aus Erdgas) nach Deutschland (Patonia & Poudineh 2020) ist noch nicht etabliert. Saudi-Aramco und Japan entwickelten und verschifften die ersten 40t Wasserstoff als Ammoniak NH₃ 2020 von Saudi-Arabien nach Japan. Der erste Transport von verflüssigtem Wasserstoff erfolgte im Rahmen eines japanisch-australischen Projekts 2021 (Australian Government 2022). Eine erste erkennbare Kompensation von Erdgas durch Wasserstoff wird nach 2030 erwartet (Graf et al. 2022: 11).

Verschiedene Prozesse der CO₂-freien Pyrolyse von Erdgas mit der Gewinnung von Wasserstoff und festem Kohlenstoff laufen bereits in Testanlagen der deutschen Industrie und sollten in Demonstratoren hochskaliert werden (BASF 2022, VNG 2022). Die CO₂-freie Pyrolyse hätte Potential, die globalen CO₂-Emissionen durch Verbrennen von Kohlenwasserstoffen wie Erdgas zu reduzieren und den erdgasfördernden Ländern durch den Verkauf von Wasserstoff und eines möglichst hochwertigen Kohlenstoffs eine Alternative wirtschaftlichen Einkommens anzubieten (Konrad 2022, Pasquali & Mesters 2021).

Mit Beschluss des Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien soll die wasserstoffbasierte Stromspeicherung bis 2026 auf 800 MW und die „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grünem Wasserstoff“ auf 1,4 GW ausgebaut werden (Bundesgesetzblatt 2022c). Die Förderung wurde auf die Gewinnung von Wasserstoff aus überschüssiger Energie von Windkraft- und Photovoltaik begrenzt, die den Wasserstoff durch Elektrolyse aus reinem Wasser herstellt.

16.4.7 Windkraft und Photovoltaik

Der Ausbau der Photovoltaik und Windkraftanlagen benötigt die Verfügbarkeit von metallischen Rohstoffen, resilienten Lieferketten, Infrastrukturen und Kapazitäten zum Bau der rohstoffintensiven Energieanlagen. Wind deckt gegenwärtig 4% (2020 132 TWh, 2021 durch Windflaute 113,5 TWh Nettostrom) und Solarenergie 1,8% (2021: 48,4 TWh Nettostrom²⁶) des deutschen Primärenergieverbrauchs (Fraunhofer ISE 2022b). Insgesamt wurden nach BMWK (2022d) von 2006 bis 2021 272 Mrd. € in alle erneuerbaren Energien inklusive Windkraft und Photovoltaik investiert, die insgesamt 2581 TWh Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellten (in 2021 234 TWh, BMWK 2022d).

Mittelfristig wird mit Beschluss des Bundestags der Bruttostromverbrauch aus erneuerbaren Energien, finanziert durch ein Sondervermögen, von 240 TWh (Stand 2021) auf 600 TWh 2030 erhöht (Bundestag 2022d). Dazu wird bis 2030 der Ausbau der Windenergie an Land auf 115 GW (2040: 160 GW), Wind auf See auf 30 GW (2045: 70 GW) und der Solarenergie

²⁶ Deutsche Photovoltaikanlagen produzierten im Jahr 2021 48,4 TWh (Bruttostrom), Eigenverbrauch 3,8 TWh, ins Stromnetz eingespeist 44,6 TWh Nettostrom (s. Fraunhofer ISE 2022b).

auf 215 GW (2040: 400 GW) vorgegeben (Bundesgesetzblatt 2022). Der saisonal schwankende Nutzungsgrad der Windkraft lag im ersten Halbjahr 2021 bei 20,9% (10 – 47 % über einen Monat, in den letzten fünf Jahren) bei einem Wirkungsgrad von etwa 50%. Der saisonal schwankende Nutzungsgrad der Photovoltaik-Anlagen lag bei 10,5% (1,8 – 19,5% über einen Monat, in den letzten fünf Jahren) (Destatis 2022d) bei einem Wirkungsgrad von etwa 20%. Entsprechend müssen bei Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen vermehrt schwarzstartfähige Kraftwerke bzw. große Energiespeicher vorgehalten werden, um die Dunkelflauten zu überbrücken (Abb. 34).

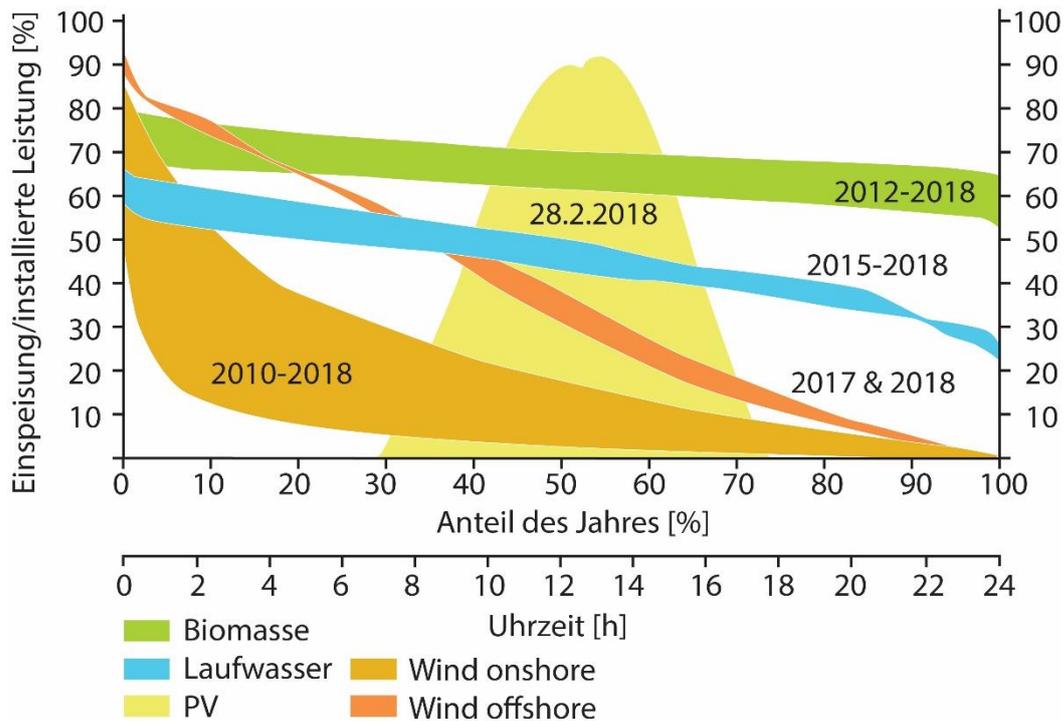


Abb. 34. Relative Einspeisung von erneuerbaren Energien in das Stromnetz. Die nicht einsetzbare Leistung wurde entsprechend für Biomasse von 40%, Laufwasser von 72%, Photovoltaik (dargestellt im Tagesverlauf; Uhrzeit) von 100% und Windeinspeisung von 99% angesetzt (nach Leistungsbilanz 2020).

17. Maßnahmen der Bundesregierung

17.1 Befüllung der Erdgasspeicher

Die derzeit laufende Befüllung der deutschen Speicher richtet sich nach der 2022 eingeführten gesetzlichen Vorgaben der Speicher-Füllständen zu vorgegebenen Zeiten. Dazu müssen die Speicherbetreiber Kunden gewinnen, zu derzeit hohen Erdgaspreisen Kapazitäten zu buchen. Ebenso ist die Buchung von LNG-Kapazitäten bei den derzeit hohen Preisen mit einem hohen Risiko für die Händler behaftet. Zachmann et al. (2022) weisen auch auf das Risiko einer möglichen Flutung der Märkte durch billiges russisches Erdgas nach Buchung der Speicher hin und sehen einen privatwirtschaftlichen Einkauf von Erdgas in der EU nur durch eine staatliche Bürgschaft für Ausfallrisiken als möglich an. Inzwischen hat die Bundesregierung reagiert und über die KfW einen Kredit von 15 Mrd. Euro bereitgestellt und mit einer Garantie des Bundes versehen, um die Liquidität der Trading Hub GmbH, einem Zusammenschluss von elf Ferngasnetzbetreibern, für den Kauf von Erdgas sicherzustellen (22.6.2022, BMWK 2022).

Am 23.6.2022 wurde dann die zweite von drei Stufen des Notfallplans Gas ausgerufen (Alarmstufe, BMWi 2019), da die Befüllung der deutschen Speicher auf 90% Füllstand zum Dezember 2022 bei einer dauerhaft um 60% reduzierten Lieferung über Nordstream-1 Pipeline nicht zu erreichen sei (BMWK 2022b). Die Volumina der 47 deutschen Erdgasspeicher Deutschlands mit 23,9 Mrd. m³ (23,9 bcm, 242 TWh) Arbeitsgasvolumen deckt weder den Gasverbrauch der Haushalte (249 TWh, 2020) noch den der Industrie (246 TWh, 2020) (UBA 2022a). Die Bundesregierung forciert die Befüllung der deutschen Erdgasspeicher, die auch im Zentrum medialen Interesses stehen, obwohl die Speicher bei vollständigem Erdgasausfall nur den Bedarf von zwei kalten Wintermonaten bevorraten und den Bedarf nicht decken können. Nun rücken durch die Bundesnetzagentur auch die mittelfristig zu erwartenden Engpässe in den Fokus (Vetter 2022).

17.2 Szenarien eines Gasmangels

Die Szenarien der Bundesnetzagentur vom 21.6.2022 und 3.8.2022 (Bundesnetzagentur 2022b,f) zur Gasversorgung im Winter 2022/2023 zeigen bei Annahme eines Betriebs der FSRU-Anlagen für einen Import von 13 bcm/a LNG ab Januar 2023, einer Reduktion des Erdgasverbrauchs in Deutschland um 20% (s. auch VBW 2022: 19-20), einer potentiellen Reduktion des Exports von Nordstream-1 Gas aus Deutschland in Nachbarländer um 40%, und einer Reduktion der Lieferungen über Nordstream-1 auf 0 – 20% und signifikante Einschränkungen von Verbrauch und Export einen Gasmangel im Winter 2022/2023 (Tab. 18). In den Szenarien reichen die Füllstände der deutschen Speicher mit maximal 242 TWh Kapazität ohne Export- und Verbrauchsreduktion nicht, im extremen Szenario können bis zu 140 GWh/h fehlen (Bundesnetzagentur 2022b,f) (Tab. 18).

Tab. 18. Szenarien der Gasversorgung im Winter 2022/2023 bei LNG-Lieferungen von (Bundesnetzagentur 2022f vom 3.8.2022).

	<i>Lieferung Nordstream 1</i>	<i>Gasmangel ab</i>	<i>Gasdefizit</i>	<i>Bei folgenden Maßnahmen</i>
1	0%	November 22	366 TWh	keine
2	0%	Winter 22/23		Verbrauchsreduktion -20%, zusätzlicher Import
3	20%	November 22	248 TWh	Keine
4	20%	Winter 22/23		Verbrauchsreduktion & Exporte - 20%, zusätzlicher Import
5	40%	Dezember	144 TWh	Keine
6	40%	keine		Verbrauchsreduktion & Exporte - 20%

17.3 LNG-Import

Die Bundesregierung forciert den Bau der benötigten von LNG-Regasifizierungsanlagen an Nord- und Ostsee. Die im Bau befindlichen deutschen Anlandungs-Kapazitäten reichen kurzfristig nicht, den wegfallenden Bedarf zu decken. Deutschland verdrängt derzeit andere Länder aus dem LNG-Markt, da es noch höhere Preise zahlen kann und zusätzliche Erdgaslagerstätten nicht kurzfristig zur Verfügung stehen. Ob bereits ausreichende LNG-Mengen und Transportkapazitäten auf dem Weltmarkt erworben werden konnten ist noch unklar. Der Minister des BMWK bemühte sich um Katar als LNG Lieferant, die Ministerin des Auswärtigen Amtes im Juli 2022 in Japan um LNG Lieferkapazitäten (AlArabya 2022 vom 20.5.2022, Wetzel 2022b vom 12.7.2022). Der Bundeskanzler war in Norwegen, Senegal und Kanada, auch andere Länder wurden und werden angesprochen. Bislang ist nicht bekannt, ob eines der Gespräche in zusätzlichen Erdgaslieferungen mündete. Die Pipelines aus Norwegen sind an der Kapazitätsgrenze, Lagerstätten des Senegals müssen erst entwickelt werden und Kanada hat seine Pipelines an die Westküste für den lukrativen asiatischen Markt gelegt (Abb. 35). So existieren keine entsprechenden Pipelines zur und Infrastrukturen an der Ostküste Kanadas nach Europa, sodass keine kurzfristigen Lösungen möglich sind.

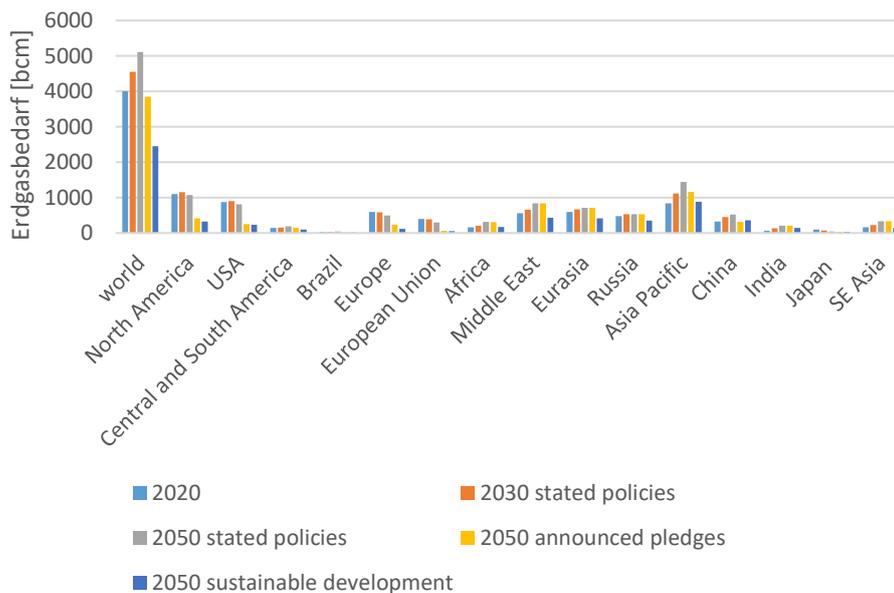


Abb. 35. Zukünftiger Erdgasbedarf 2030 und 2050 nach Regionen in drei Szenarien, der die EU neben Japan der am stärksten schrumpfende Markt ist (IEA 2021: 317).

17.4 „Sparen“

Am 26.7.2022 beschloss die EU-27, ihren Erdgasverbrauch von August 2022 bis März 2023 um 15% (etwa 45 bcm) einzuschränken (Steffen in Die Zeit vom 26.7.2022). Unter Annahme einer anhaltenden Reduktion russischen Erdgasimports von 80% nach Deutschland rechnet die Bundesnetzagentur, ohne Einschränkungen des Exports, dass die deutschen Speicher im Januar 2023 vollständig entleert sind (Bundesnetzagentur 2022b,f vom 21.6.2022 und 3.8.2022). Bei 20% „Einsparen“ des Verbrauchs, 20% Reduktion der Weiterleitung importierten Erdgases aus Deutschland in benachbarte Länder (bislang durchschnittlich 34%) und Energieimport aus benachbarten Ländern, und einem normalen Winter 2021/2022 wäre die Restmenge der Speicher ausreichend für eine Befüllung der Speicher für den Winter 2023/2024 vorbereitet, ansonsten wäre mit einem Gasmangel im Dezember 2022 zu rechnen (Vetter 2022). Das kommunizierte „Sparen“ führt neben tatsächlichem Sparen derzeit zu einer Substitution, die die Bürger gegenwärtig durch Kauf von Heizstrahlern, Brennholz, Braunkohlebriketts u.a. und die Industrie durch Inbetriebnahme anderer Energie-Anlagen wo möglich umzusetzen versuchen. Zudem lagert die Industrie bereits energie- und rohstoffintensive Prozesse in Länder mit günstigen Energiekosten und sicher verfügbarem Erdgas (als Energie und Rohstoff) aus bzw. stellt Industrieprozesse in Deutschland ein.

17.5 Nutzung vorhandener Energieanlagen und -quellen

Der verlängerte Betrieb der Kernkraftwerke wird nach wie vor kontrovers diskutiert und bislang nicht realisiert. Nach den öffentlich zugänglichen Stresstests der Netzbetreiber bis ins Jahr 2020, die Szenarien bei Höchstlast für die folgenden zwei Jahre rechneten, wird dieser nun vom BMWK durchgeführt. Nach einem ersten Stresstest von März bis Mai 2022 sahen BMWK und BMUV keinen drohenden Engpass der Stromversorgung Deutschlands und plädierten für die geplante Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke am Jahresende 2022. Derzeit wird ein zweiter Stresstest durchgeführt. Bei der Pressekonferenz der Bundesregierung vom 25.7.2022 äußerte sich der Sprecher des BMUV, dass bislang keine

Szenarien zur Beschleunigung einer möglichen Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken entwickelt worden seien und man von einem fristgemäßen Ausstieg zum Jahresende 2022 ausgehe. Die Sprecherin des BMWK sieht auch bei einem andauernden Strombedarf Frankreichs an deutschem Strom, der derzeit vor allem durch Gaskraftwerke bereitgestellt wird, keine Notwendigkeit einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke (Bunderegierung 2022c Regierungspressekonferenz vom 25. Juli 2022).

Der verlängerte Betrieb von vorhandenen Kohle- und Ölkraftwerken, die sich in der Reserve befanden, wurde von der Bundesregierung im Juli beschlossen. Das erste Steinkohlekraftwerk Hohenhameln-Mehrum, Niedersachsen, wurde am 1.8.2022 für zunächst neun Monate aus der Reserve in den Betrieb überführt. In Baden-Württemberg dürfen neun Kohle- und Mineralölkraftwerke bis zum Ende des Winters wieder in den Betrieb genommen werden. Herausfordernd bleibt u.a. die Wiederherstellung der Lieferketten, um bspw. die Kraftwerke zeitig mit den Energierohstoffen zu beliefern. Wegen des Niedrigstands des Rheins im Sommer 2022 sollen vermehrt Kohlezüge mit Vorrang vor Personenzügen für den Transport eingesetzt werden, allerdings wurden die Transportkapazitäten der Binnenschifffahrt und Eisenbahn aufgrund der initiierten Kohleausstiegs verkauft.

Trotz Erdgasmangel wird Erdgas verstromt (Abb. 36), auch um den Strombedarf Frankreichs und der Schweiz zu decken (s. 17.2). Wie im Mai und Juni wurde auch im Juli mehr als 4 TWh Strom aus Erdgas erzeugt. Das von der Bundesregierung diskutierte Hochfahren der Kohleverstromung ist bisher nicht erkennbar (Abb. 36a). Die Erschließung heimischer Erdgasressourcen durch Fracking, die als Energierohstoff und als benötigter Rohstoff für die Industrie gefördert und in die vorhandene Kraftwerks- und Pipelineinfrastruktur eingebunden werden könnten, wird kaum diskutiert und nicht in Betracht gezogen. Stattdessen soll der Rückbau der Gasnetze beschleunigt werden (Interview in ZfK 2022 b).

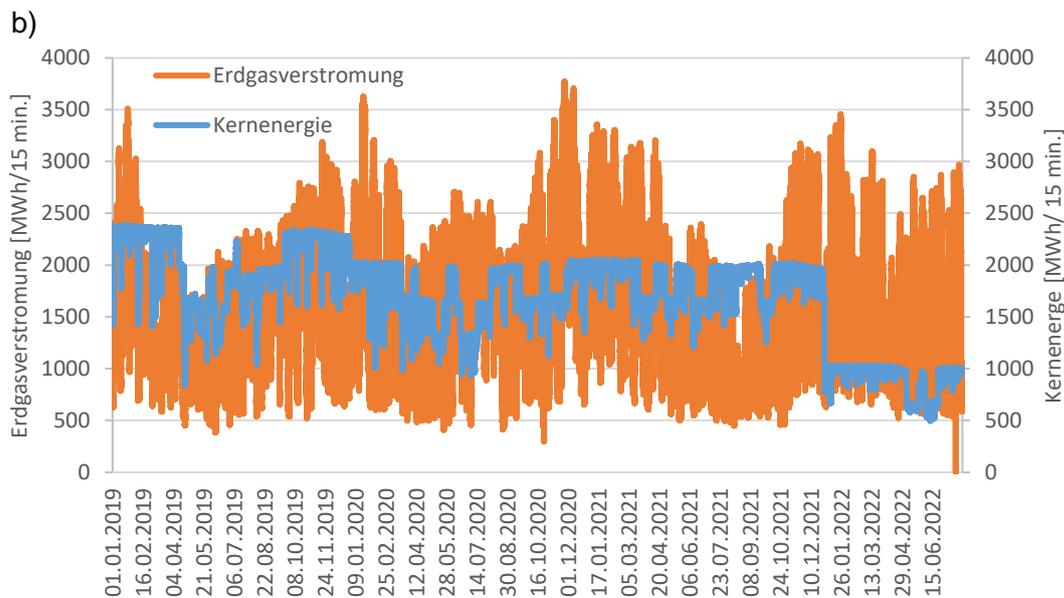
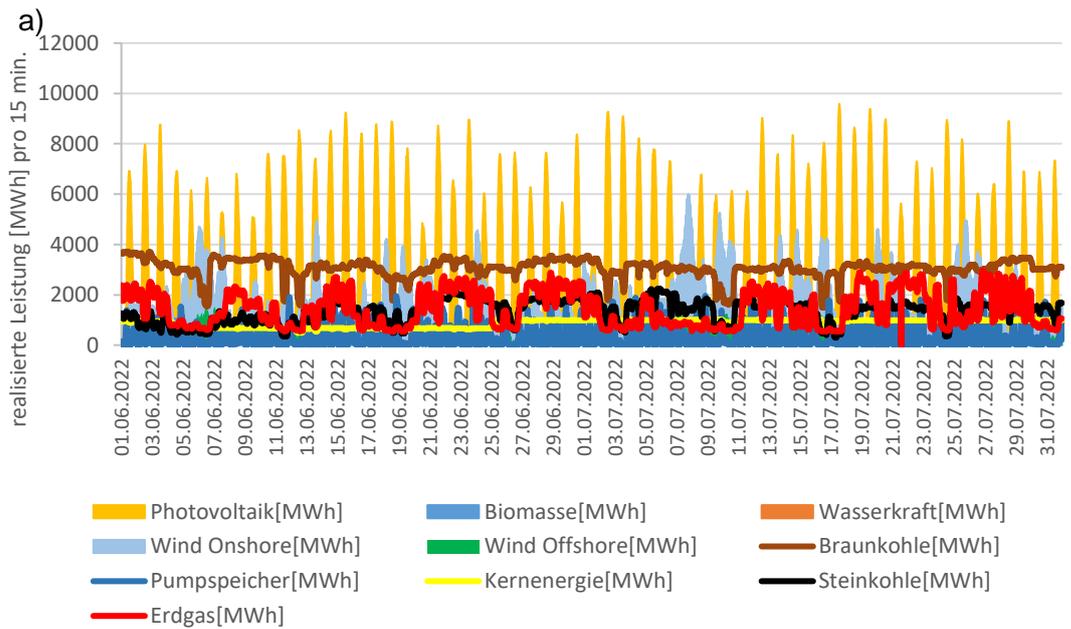


Abb. 36. a) Verstromung nach Energieträger vom 1.6.-31.7.2022 zeigt die zunehmende Erdgasverstromung (rot, rechts), während die Kohleverstromung (schwarz, braun) bislang keine signifikanten Zuwächse erfährt. Die Kernenergie (gelb) und Kohle (schwarz, braun) liefern Grundlast, die Fluktuation von Windkraft und Photovoltaik wird vor allem durch die Gaskraftwerke (rot) kompensiert. b) Die realisierte Stromerzeugung Deutschlands seit dem 1.1.2019 zeigt die sukzessive Abschaltung von Kernkraftwerken (blau). Die Kernenergie und Erdgasverstromung (orange) liefert die Grundlast und wird zum Ausgleich der fluktuierenden Windkraft und Photovoltaik genutzt (SMARD 2022).

17.6 Ausbau von Windkraft, Photovoltaik und Wasserstoff

Die Erschließung heimischer Energiequellen fokussiert sich auf den Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik wurde im Bundestag beschlossen (s. 17.4.7), kann bei der gegenwärtigen Energiekrise aber keinen Beitrag leisten. Der Anteil an der Primärenergieversorgung ist gering. Zudem müssen für die fluktuierende Energie aus Wind und Sonne und für die Dunkelflauten schwarzstartfähige Kraftwerke vorgehalten werden, wozu laut Staatssekretär des BMWK Gaskraftwerke bis 2030 weiter ausgebaut werden sollen (WISOdoku vom 1.8.2022). Für die Überkapazitäten von Windkraft und Photovoltaik zur Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse müssen zunächst hochskalierte Anlagen entwickelt werden, die zu wettbewerbsfähigen Kosten den Energieträger erzeugen.

- **Bei einem Ausfall russischer Erdgaslieferungen können die Speicher laut Bundesnetzagentur nicht vollständig befüllt werden und es folgt ein Gasnotstand. Entsprechend würden die Speicher für den Winter 2023/2024 nur schwer zu füllen sein.**

18. Literaturverzeichnis

- Adler K 2021. Questions grow on LNG's carbon footprint, despite demand increase. S&P Global vom 13.1.2021, <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/questions-rise-on-lngs-carbon-footprint-despite-demand-increase.html?msclkid=9544a919b8e11ec8e23beffda10b45c>
- AGEB 2021. Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken. 40 S., https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/ageb_20v_v1.pdf
- AGEB 2022. Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland Stand 12/2021. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/>
- AGEB 2022b. Bilanzen 1990 bis 2020. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2020/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020>
- AGEB 2022c. Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. 52 S., https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/AGEB_Jahresbericht2020_20220325_dt.pdf
- AGEB 2022d. Energieverbrauch in Deutschland Daten für das 1. Bis 4. Quartal 2021. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/01/quartalsbericht_q4_2021.pdf
- AGSI 2022. Storage data. <https://agsi.gie.eu/#/graphs/DE>
- AGSI 2022b. Historical remit storage data. <https://agsi.gie.eu/historical/21Z0000000002710/DE/21X000000001160J>
- AlArabiaNews 2022. Germany Qatar sign energy partnership agreement. Vom 20.5.2022, <https://english.alarabiya.net/News/middle-east/2022/05/20/Germany-Qatar-sign-energy-partnership-agreement>
- Allison T, Ammar A 2022. Libya: Are Turkey's Syrian mercenaries a new threat? In DW vom 11.2.2020, <https://www.dw.com/en/libya-are-turkeys-syrian-mercenaries-a-new-threat/a-52329943?msclkid=35a62759b8c211eca7281974c26599f6>
- Aljazeera 2022. QatarEnergy signs deal with TotalEnergies for North Field East. 12.6.2022, <https://www.aljazeera.com/economy/2022/6/12/qatar-energy-signs-deal-with-total-energies-for-north-field-east>
- Aljazeera 2022b. Turkey and Libya renew commitment to contested maritime deal. Vom 12.4.2021, <https://www.aljazeera.com/news/2021/4/12/turkey-and-libya-renew-commitment-to-contested-maritime-deal>
- Amro M, Freese C. 2022. Schiefergas-Ressourcen: Chancen und Risiken von Fracking. Bergbau 8, 350-354.
- Anonymous 2022. Green Stream pipeline to resume Libya gas flow to Italy. Pipeline & Gas Journal vom 16.2.2022, <https://pgjonline.com/news/2022/february/green-stream-pipeline-to-resume-libya-gas-flows-to-italy>
- Anyango A 2021. Construction of Nigeria-Morocco gas pipeline begins. Pumps Africa vom 18.6.2021, <https://pumps-africa.com/construction-of-nigeria-morocco-gas-pipeline-begins/?msclkid=9780ac6db8c311ecabe60979193ffcec>
- API 2019. U.S. Energy exports and geopolitical transformation. <https://www.api.org/news-policy-and-issues/blog/2019/03/21/us-energy-exports-and-geopolitical-transformation>
- Aurora 2022. Impact of Russian-Ukraine war on European gas markets: can Europe cope without Russian gas? Bericht vom 3.3. 2022, 22 S., <https://vimeo.com/684614497/a0f8e9bafa>
- Australian Government 2022. Australia exports world's first shipment of liquefied hydrogen to Japan. Vom 14.2.2022, <https://www.austrade.gov.au/international/invest/investor-updates/australia-exports-world-s-first-shipment-of-liquified-hydrogen-to-japan>
- Auswärtiges Amt 2022. Gemeinsamer Aktionsplan für die künftige deutsch-dänische Zusammenarbeit. Pressemitteilung vom 26.8.2022. Webseite Zugriff vom 29.8.2022, <https://www.auswaertiges-amt.de/de/newsroom/deutsch-daenischer-aktionsplan/2548528>
- Bachmann GH, Müller M, Weggen K 1987. Evolution of the Molasse basin (Germany, Switzerland). Tectonophysics 137, 77-92.
- Bachmann R, Baqaee D, Bayer C, Kuhn M, Löshel A, Moll B, Peichl A, Pittel K, Schularick M 2022. What if? The economic effects for Germany of a stop of energy imports from Russia. EconPolicy Report 36, 17 S., <https://www.cesifo.org/en/publikationen/2022/working-paper/what-if-economic-effects-germany-stop-energy-imports-russia>

- Bachmann R, Baqae D, Bayer C, Kuhn M, Löschel A, McWilliams B, Moll B, Peichl A, Pittel K, Schularick M, Zachmann G 2022b. Wie es zu schaffen ist. EconPolicy Brief 034, 21 S., https://www.econtribute.de/RePEc/ajk/ajkpbs/ECONtribute_PB_034_2022.pdf
- Baker Hughes 2022a. International rig count. Webseite Zugang 28.8.2022, <https://rigcount.bakerhughes.com/intl-rig-count>
- Baker Hughes 2022b. North America rig count. Webseite Zugang 28.8.2022, <https://rigcount.bakerhughes.com/na-rig-count>
- BAFA 2022. Nachrichtenarchiv RohölInfo. https://www.bafa.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Nachrichtenarchiv/Nachrichtenarchiv_Formular.html?nn=8413608&submit=Senden&templateQueryString=Roh%C3%B6lINFO&sortOrder=dat eOfIssue_dt+desc&pageLocale=de
- BAFA 2022b. Energie – Erdgasstatistik. https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgasstatistik/erdgas_node.html;jsessionid=ABDA4CC5BFA03002A659EDC09B509CC6.2_cid381
- BAFU 2022. Naturgefahren: Risikoermittlung und –bewertung. Webseite Zugriff vom 30.8.2022, <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/naturgefahren/fachinformationen/naturgefahren--risikoermittlung-und--bewertung.html>
- Baker L, Gumrukcu T, Kambas M 2019. Turkey-Libya maritime deal rattles East Mediterranean. In Reuters 25.12.2019, <https://www.reuters.com/article/us-turkey-libya-eastmed-tensions-explain-idUSKBN1YT0JK?msclid=7067273ab8b111ecac101b2ce8449216>
- BASF 2022. BASF Report 2021. Innovative Verfahren für eine klimafreundliche Chemie. BASF-Bericht 2021, <https://bericht.basf.com/2021/de/aktionaere/basf-am-kapitalmarkt/methanpyrolyse.html>
- BBC News 2019. European Investment Bank dops fossil fuel funding. 14.11.2019, <https://www.bbc.com/news/business-50427873?msclid=2406184bb8dc11ec9c02f319ebe92968>
- Beaman J 2022. Daily on energy: Freeport explosion sets back Biden goals for LNG exports to Europe. Washington Examiner vom 16.6.2022, <https://www.washingtonexaminer.com/policy/energy-environment/daily-on-energy-freeport-explosion-sets-back-biden-goals-for-lng-exports-to-europe>
- Beaman J 2022b. Unusual coalition aims to turn Biden against LNG exports. Washington Examiner vom 8.7.2022 <https://www.washingtonexaminer.com/policy/energy-environment/high-natural-gas-prices-unite-groups-behind-export-restrictions>
- BDEW 2019. Biogas und Biomethan: Grüne Gase aus Biomasse. Factsheet, https://www.bdew.de/static/energie-city/images/assets/biogas/Factsheet_Biogas_11-2019.pdf
- BDEW 2021. Entwicklungen der deutschen Gaswirtschaft – das Jahr 2021. <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/10/AGEB-Tagung-Dez2021-Gas.pdf>
- BDEW 2022. Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern. <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/nettowarmerzeugung-nach-energetraegern/>
- BDEW 2022b. Stromerzeugung und –verbrauch in Deutschland. Stand 3.5.2022, https://www.bdew.de/media/documents/20220505_D_Stromerzeugung1991-2021.pdf
- BDEW 2022c. Die Energieversorgung 2021 – Jahresbericht. Vom 14.6.2022, 53 S., https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf
- Belvenia 2022. EG-Sicherheitsdatenblatt Spülmittel. Webseite Zugriff vom 28.8.2022, https://belvenia.de/sicherheitsdatenblaetter/spuermittel_eg_datenblatt.pdf
- BGE 2022. Endlagersuche. <https://www.bge.de/de/endlagersuche/>
- BGR 2010. Wo kann CO2 gespeichert werden. Faktenblatt, 2 S., https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/faktenblatt-wo-kann-co2-gespeichert-werden.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- BGR 2012. Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefergas) in Deutschland. 56 S., http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/BGR_Schiefergaspotenzial_in_Deutschland_2012.pdf?__blob=publicationFile&v=7
- BGR 2016. Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte. 197 S., https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Abschlussbericht_13MB_Schieferoel_gaspotenzial_Deutschland_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=5

- BGR 2021. Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung. BGR Energiestudie. 173 S.,
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2021.pdf;jsessionid=0A8537CAE7D95D5EF88342ECF779AED3.2_cid321?_blob=publicationFile&v=4
- BGS 2022. Update on scientific shale gas report. BGS Press, Webseite Zugriff 30.7.2022,
<https://www.bgs.ac.uk/news/update-on-scientific-shale-gas-report/>
- Bloomberg 2022. Gasunie urges Dutch not to shut down Groningen gas field in 2023. Vom 12.4.2022, <https://www.bnnbloomberg.ca/gasunie-urges-dutch-not-to-shut-groningen-gas-field-in-2023-1.1751234>
- Bloomberg 2022b. Sweden approves nuclear waste site to keep its reactors running. Vom 27.1.2022, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-01-27/sweden-approves-nuclear-waste-site-to-keep-its-reactors-running#xj4y7vzkg>
- BMWK/Windmesse 2022. Haushaltsausschuss bestätigt 15 Milliarden-Kredit zur Einspeicherung von Gas. Pressemitteilung vom 22.6.2022, <https://w3.windmesse.de/windenergie/news/41174-bmwk-haushaltsausschuss-gas-gasspeicher-kredit-kfw-the>
- BMWK 2022b. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ruft Alarmstufe des Notfallplans Gas aus – Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet. Pressemitteilung 23.6.2022, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/06/20220623-bundesministerium-ruft-alarmstufe-des-notfallplans-gas-aus.html>
- BMWK 2022c. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand Februar 2022,
https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.erneuerbare-energien.de%2FEE%2FRedaktion%2FDE%2FDownloads%2Fzeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2021-excel.xlsx%3Bjsessionid%3D9E9C9BD651594800D0A76B42FBEB2B08%3F__blob%3DpublicationFile%26v%3D30&wdOrigin=BROWSELINK
- BMWK 2022d. Antwort auf die Schriftliche Frage an die Bundesregierung im Monat Juni 2022 Frage Nr. 203. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2022/06/6-203.pdf?_blob=publicationFile&v=4.
- BMWK 2022e. Statement zum Bau eines 5. FSRU. 1.9.2022, Webseite Zugriff 6.9.2022.
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Audios/20220901-pk-5fsru.html>
- BMWi 2019. Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland. 37 S.,
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland.pdf?_blob=publicationFile&v=17
- Born H, Bracke R, Eicker T, Rath M 2022. Roadmap oberflächennahe Geothermie. Fraunhofer IEG 41 S., <https://doi.org/10.24406/publica-70>
- BP 2021. Statistical review of world energy – 2021. Germany’s energy market in 2020. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-germany-insights.pdf>
- BP 2022a. Bp statistical review of world energy. 57 S.,
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- BP 2022b. Bp statistical review of world energy – all data 1965 – 2021.
<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- BPB 2022. Deutschland: Entwicklung des Außenhandels. Vom 12.5.2022,
https://www.bpb.de/kurz-knapp/zahlen-und-fakten/globalisierung/52842/deutschland-entwicklung-des-aussenhandels/#:~:text=Deutschland%3A%20Entwicklung%20des%20Au%C3%9Fenhandels%20%7C%20bpb%20Die%20deutsche,Deutschland%20als%20rohstoffarmes%20Land%20auch%20auf%20Importe%20angewiesen;https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.bpb.de%2Fsystem%2Ffiles%2Fdatei%2FGLO_12_01_Aussenhandel_0_0.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK
- BuisnessPortalNorwegen 2022. Wintershall DEA und Equinor wollen CO2-Pipeline zwischen Deutschland und Norwegen bauen. Webseite Zugriff 31.8.2022, <https://businessportal-norwegen.com/2022/08/30/wintershall-dea-und-equinor-wollen-co2-pipeline-zwischen-deutschland-und-norwegen-bauen/>

- BuisnessPortalNorwegen 2022. Auch Belgien will Norwegen für Lagerung von Kohlendioxid nutzen. Webseite Zugriff 31.8.2022, <https://businessportal-norwegen.com/2022/08/31/auch-belgien-will-norwegen-fuer-lagerung-von-kohlendioxid-nutzen/>
- Bundesgesetzblatt 2022. Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Falle einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften. Teil I Nr. 24, ausgegeben am 11.7.2022, https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%271034887%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=2D9F63C2
- Bundesgesetzblatt 2022c. Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Teil I Nr. 28, ausgegeben am 28.7.2022, https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%271034948%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=F1BD2483
- Bundesnetzagentur 2020. Ausschreibung nach dem KVBG – Öffentliche Bekanntmachung der Zuschläge. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/BeendetAusschreibungen/0109_2020/start.html
- Bundesnetzagentur 2022. Lagebericht Gasversorgung – Stand 08.07.2022 (12 Uhr). Webseite Zugriff 30.7.2022, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/downloads/07_Juli_2022/220708_gaslage.pdf?_blob=publicationFile&v=2
- Bundesnetzagentur 2022b. Gas-Mengengerüst von 06/22 bis 06/23. 21.6.2022, Webseite Zugriff 30.7.2022, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220622_gas-mengengeruest_2022-23_BNetzA.pdf?_blob=publicationFile&v=10
- Bundesnetzagentur 2022c. Lagebericht Gasversorgung – Stand 26.08.2022 (13 Uhr). Webseite Zugriff 22.8.2022, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/start.html
- Bundesnetzagentur 2022d. Treuhänderschaft Gazprom Germania. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/Treuhand/start.html
- Bundesnetzagentur 2022e. Kohleausstieg. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Kohleausstieg/start.html>
- Bundesnetzagentur 2022f. Gas-Szenarien von Juli 22 bis Juni 23. Vom 3.8.2022, 19 S., https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/HintergrundFAQ/Gas_Szenarien.pdf?_blob=publicationFile&v=4
- Bundesnetzagentur 2022g. Monitoringbericht 2020. 537 S., <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>
- Bundespressekonferenz 2022. Vorstellung der Ergebnisse des zweiten Stresstests mit Bundesminister Habeck. Vom 5.9.2022, <https://www.youtube.com/watch?v=IL5PFHGEU5A>
- Bundesregierung 2011. Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022. Vom 19.12.2011, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/bundesregierung-beschliesst-ausstieg-aus-der-kernkraft-bis-2022-457246#:~:text=Bundesregierung%20beschlie%C3%9Ft%20Ausstieg%20aus%20der%20Kernkraft%20bis%202022,ist%20ein%20elementarer%20Teil%20der%20Fortschreibung%20des%20Energiekonzepts.>
- Bundesregierung 2021. Drei weitere Atomkraftwerke gehen vom Netz. Vom 21.12.2021, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/drei-atomkraftwerke-vom-netz-1991348#:~:text=Dezember%202021%20werden%20die%20drei%20Kernkraftwerke%20Brokdorf%2C%20Grohnde,umgehend%20soll%20dann%20mit%20dem%20R%C3%BCckbau%20begonnen%20werden.>

- Bundesregierung 2022. Gemeinsame Pressemitteilung von Bundeskanzleramt, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Bundesfinanzministerium - Bundesregierung verständigt sich auf finanzielle Unterstützung für Uniper und kündigt weitere Entlastungen an. Pressemitteilung 243, 22.7.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/gemeinsame-pressemittteilung-von-bundeskanzleramt-bundesministerium-fuer-wirtschaft-und-klimaschutz-bundesfinanzministerium-bundesregierung-verstaendigt-sich-auf-finanzielle-unterstuetzung-fuer-uniper-und-kuendigt-weitere-entlastungen-an-2064186>
- Bundesregierung 2022b. Weniger Gasverbrauch im Ernstfall. vom 14.7.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/gasersatz-reserve-2048304>
- Bundesregierung 2022c. Regierungspressekonferenz vom 25. Juli 2022. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/regierungspressekonferenz-vom-25-juli-2022-2065558>
- Bundesregierung 2022d. EEG Umlage fällt, Stromkunden werden entlastet. Vom 28.5.2022, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/eeg-umlage-faellt-weg-2011728>
- Bundesrat 2022. Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Einführung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen sowie zur Änderung von § 246 des Baugesetzbuchs, Drucksache 20/1024. https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2022/0101-0200/132-22.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Bundestag 2022. Sondervermögen Bundeswehr beschlossen. 2.6.2022, <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-897648>
- Bundestag 2022b. 2,4 Milliarden Euro an die Länder für neun-Euro-Ticket. 11.5.2022, <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-894158>
- Bundestag 2022c. Namentliche Abstimmung: 07.07.2022 Bereithaltung von Ersatzkraftwerken. <https://www.bundestag.de/parlament/plenum/abstimmung/abstimmung?id=793>
- Bundestag 2022d. „Osterpaket“ zum Ausbau erneuerbarer Energien beraten. 12.5.2022, <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw19-de-erneuerbare-energien-891870>
- Bundesverband Geothermie 2022a. Tiefengeothermie. <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/t/tiefengeothermie.html>
- Bundesverband Geothermie 2022b. Oberflächennahe Geothermie. <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/o/oberflaechennahe-geothermie.html>
- Bundesverband Geothermie 2022c. Grundlastfähig und erneuerbar – tiefe Geothermie als Gamechanger für die Wärmewende. News vom 1.6.2022, <https://www.geothermie.de/aktuelles/nachrichten/news-anzeigen/news/grundlastfaehig-und-erneuerbar-tiefe-geothermie-als-gamechanger-fuer-die-waermewende.html>
- Butler D, Gumrukcu T 2019. Turkey signs maritime boundaries deal with Libya amid exploitation row. In Reuters vom 28.11.2019, <https://www.reuters.com/article/us-turkey-libya-idUSKBN1Y213I>
- Bouso R, Rabinovitch A 2021. Exclusive Israel considering new pipeline to boost gas export to Egypt. In Reuters vom 21.10.2021, <https://www.reuters.com/business/energy/exclusive-israel-considering-new-pipeline-boost-gas-exports-egypt-2021-10-21/?msclkid=d012a14ab8b111ecba9da68b8338689e>
- BVEG 2021. Erdöl – Ressourcen zu Reserven machen. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/erdoelreserven-in-deutschland/>
- BVEG 2022. Fracking in Deutschland. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/fracking-in-deutschland/>
- BVEG 2022b. Erdgas aus Deutschland. 21.5.2022, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.bveg.de/die-branche/erdgas-und-erdoel-in-deutschland/erdgas-in-deutschland/>
- BVEG 2022c. Erdgasreserven. 30.4.2022, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.bveg.de/die-branche/statistik/erdgasreserven/>
- BVEG 2022d. Erdgasförderung nach Bundesländern. 30.3.2022, <https://www.bveg.de/die-branche/statistik/erdgasfoerderung-nach-bundeslaendern/>
- BVEG 2022e. Daten und Fakten – Jahresbericht 2021. 30.3.2022, <https://www.bveg.de/wp-content/uploads/2022/03/BVEG-Jahresbericht-2021.pdf>
- BVEG 2022f. Wie gefährlich ist Fracking? Webseite Zugriff vom 28.8.2022, <https://www.bveg.de/umwelt-sicherheit/buerger-fragen-uns/wie-gefaehrlich-ist-fracking/>

- Caglayan G, Weber N, Heinrichs HU, Linßen J, Robinus M, Kukla PA, Stolten D. 2020. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy* 45(11), 6793-6805
- Carvalho V, Makato N, Saito Y, Tahbaz-Salehi A 2020. Supply-Chain Disruption: Evidence from the Great East Japan Earthquake. *Quarterly Journal of Economics* 136: 1255–1321.
- CeeEnergy News 2022. Gas supplies via Blue Stream pipeline hit historic record in 2021. Vom 8.2.2022, <https://ceenergynews.com/oil-gas/gas-supplies-via-blue-stream-pipeline-hit-historic-record-in-2021/>
- Čegir K 2021. Report on methane emissions by gas transmission and distribution system operators in the Energy Community Contracting Parties. Energy Community Secretariat, <https://www.energy-community.org/news/Energy-Community-News/2021/05/03.html>
- Chapman MW 2022. Russia’s Gazprom signs natural gas pipeline deal with communist China. *CNS News* vom 28.2.2022, <https://www.cnsnews.com/index.php/blog/michael-w-chapman/russias-gazprom-signs-natural-gas-pipeline-deal-communist-china>
- Chikhi L 2022 Algeria, Niger and Nigeria sign MoU for Saharan gas pipeline. In *Reuters* vom 29.7.2022, <https://www.reuters.com/business/energy/algeria-niger-nigeria-sign-mou-saharan-gas-pipeline-2022-07-28/>
- Congressional Research Service 2020. Power of Siberia: A natural gas pipeline brings Russia and China closer. April 2020, <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF11514?msclkid=b00a446fb8a511ec8f402daf469b3669>
- DEBRIV 2019. RWE Power AG. <https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2019/08/RWE-%E2%80%93-Langfassung.pdf>
- DEBRIV 2022. Informationen und Meinungen. 01/22, 8 S., https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2022/03/IM_01_2022-web-1.pdf
- De Luce D 2022. Russia pressures Europe by slashing its natural gas supply. *NBC News* vom 17.6.2022, <https://www.nbcnews.com/politics/national-security/russia-pressures-europe-slashing-natural-gas-supply-rcna34122>
- DERA 2022. DERA-Rohstoffliste 2021. Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – potenzielle Preis- und Lieferrisiken. *DERA Rohstoffinformationen* 49: 108 S., Berlin, https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/DERA_Rohstoffinformationen/rohstoffinformationen-49.pdf?__blob=publicationFile
- DERA 2022b. Chart des Monats, Juli 2022: Steigende Energiekosten belasten Aluminiumproduzenten. https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Downloads/DERA%202022_cdm_07_Aluminium.pdf;jsessionid=EE7CE71A7E0EFC7265EDEC6060ADA5F1.1_cid292?__blob=publicationFile&v=2
- Destatis 2021. Umweltökonomische Gesamtrechnungen, Energiegesamtrechnung, Berichtszeitraum 2000-2019. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/energiefluesse-emissionen/Publikationen/Downloads/umweltnutzung-und-wirtschaft-energie-pdf-5850014.html>
- Destatis 2022a. Monatliche Erdgasimporte. Webseite Zugriff 9.7.2022, <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/erdgas-monatlich.html>
- Destatis 2022b. Stromerzeugung 2021: Anteil konventioneller Energieträger deutlich gestiegen. Pressemitteilung Nr. 116 vom 17. März 2022. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/03/PD22_116_43312.html
- Destatis 2022c. Stromerzeugung im 1. Quartal 2022: Kohle weiter wichtigster Energieträger. Pressemitteilung vom 8.6.2022, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/06/PD22_233_43312.html
- Destatis 2022d. Windkraft-Anlagen waren im ersten Halbjahr 2021 zu 21% ausgelastet, Umsatz der Windenergiebranche lag 2019 um 24% unter dem Niveau des Vorjahres. *Presse Destatis*, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/10/PD21_N062_41.html
- Destatis 2022e. Außenhandel. Gesamtentwicklung des deutschen Außenhandels seit 1950 (vorläufige Ergebnisse). 3S., [Gesamtentwicklung im Außenhandel seit 1950 \(deutsch\) vorlaeufig \(destatis.de\)](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/10/PD21_N062_41.html)
- Deutsche ReGas 2022. Unterzeichnung des Term Sheet der FSRU für das Terminal „Deutsche Ostsee“ in Lubmin zwischen Deutsche ReGas und TotalEnergies. Pressemitteilung vom

- 13.7.2022, https://deutsche-regas.de/wp-content/uploads/2022/07/Deutsche_ReGas_Presseinformation_Unterzeichnung_TermSheet_TotalEnergies_DRG-130722.pdf
- Deutsche Umwelthilfe 2021. Neue Hürden für das LNG-Terminal: Stadt Bundbrüttel stoppt Änderungen des Bebauungsplans für den Bau der Anlage. Pressemitteilung vom 7.1.2022, <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/neue-huerden-fuer-das-lng-terminal-stadt-brunsbuettel-stoppt-aenderung-des-bebauungsplans-fuer-den-bau-d/>
- Deutsche Wirtschaftsnachrichten 2019. Deutsche Reedereien haben Einstieg in den lukrativen LNG-Markt verpasst. Vom 28.6.2019, <https://deutsche-wirtschaftsnachrichten.de/2019/06/28/deutsche-reedereien-haben-einstieg-den-lukrativen-lng-markt-verpasst>
- Die Zeit 2022a. Geplante Erdgas-Förderung vor Borkum: noch unklar. 15.4.2022, Webseite Zugriff 30.7.2022 https://www.zeit.de/news/2022-04/15/geplante-erdgas-foerderung-vor-borkum-verteilung-noch-unklar?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.bing.com%2F
- Die Zeit 2022b. Einigung über Erdgasförderung vor Borkum. 20.4.2022, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.zeit.de/news/2022-04/20/schutzgemeinschaft-fuerchtet-industrialisierung-der-nordsee>
- Die Zeit 2022c. Bundesregierung will zwei AKW bis April 2023 als Reserve nutzen. 5.9.2022, Webseite Zugriff 6.9.2022. <https://www.zeit.de/wirtschaft/2022-09/zwei-atomkraftwerke-sollen-bis-april-2023-als-notreserve-bereitstehen>
- Dickel R 2022. Achieving net zero plus reliable energy supply in Germany 2045: the essential role of CO₂ sequestration. The Oxford Institute for Energy Studies, June, 56 S., <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2022/06/Achieving-net-zero-plus-reliable-energy-supply-in-Germany-by-2045-%E2%80%93-the-essential-role-of-CO2-sequestration-ET13.pdf>
- Dinger A 2022. Gas Versorgung – Dann werden Menschen nicht mehr zahlen können. Die Welt vom 28.6.2021, <https://edition.welt.de/issues/235986632/wirtschaft/article/239622129>
- DowChemicals 2019. Dow errichtet neue Kavernen im Sol- und Speicherfeld Teutschenthal. Zugriff 7.7.2022. <https://de.dow.com/de-de/presse/pressemitteilungen/dow-errichtet-neue-kavernen-im-sol-und-speicherfeld-teutschenthal.html>
- Dowideit A 2022. Was aus Habecks Versprechen wurde. Die Welt vom 2.7.2022, <https://www.welt.de/politik/deutschland/plus239688737/Rohoel-Importe-aus-Russland-Habecks-Versprechen-nicht-eingeloest.html?icid=search.product.onsitesearch>
- DNV 2017. Oil and gas forecast to 2050 - Energy transition outlook. 75 S., <https://eto.dnv.com/2021/>
- DVGW 2020. Methanemissionen der Erdgasinfrastruktur. Daten – Fakten und Initiativen der Gasbranche. <https://www.dvgw.de/leistungen/publikationen/publikationsliste/methanemissionen-der-erdgas-infrastruktur>
- DVGW 2022. Was ist Liquefied Natural Gas (LNG)? Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.dvgw.de/themen/gas/gase-und-gasbeschaffenheit/liquefied-natural-gas-lng/#:~:text=LNG%20hat%20einen%20durchschnittlichen%20Brennwert%20von%2011%20C6%20kWh,verfl%C3%BCssigen%20sondern%20nur%20durch%20den%20Einsatz%20von%20K%C3%A4lte.>
- DVGW 2022b. Schnellstudie Biogas – Potenziale und Zukunftsperspektiven der Biogaserzeugung. Vom 31.5.2022, <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-schnellstudie-biogas>
- DW 2018. Japan recognizes first Fukushima disaster radiation death. In DW vom 6.9.2018, <https://www.dw.com/en/japan-recognizes-first-fukushima-disaster-radiation-death/a-45377412>
- DW 2021. Libyan parliament approves unity government. Vom 10.3.2021, <https://www.dw.com/en/libyan-parliament-approves-unity-government/a-56826306?msclkid=d899bcc6b8bb11ecae873f8516dece40>
- EBV 2022. Logistik und Bestände. Erdölbevorratungsverband, Zugriff 10.8.2022, <https://www.ebv-oil.org/cms/cms2.asp?sid=60&nid=&cof=60>
- EEX 2022. Spot market data. <https://www.powernext.com/spot-market-data>
- EIA 2021. International energy outlook, reference case. Table I1. World natural gas production by region, reference case. 6.10.2021, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>, https://www.eia.gov/outlooks/ieo/tables_side.xls.php

- EIA 2022a. Natural gas explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/imports-and-exports.php>
- EIA 2022b. Natural gas - Dry shale gas production estimates by play. <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php>
- EIA 2022c. Energy conversion calculators. <https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php>
- EIA 2022d. How much shale gas is produced in the United States? <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=907&t=8>
- EIB 2019. EU Bank launches ambitious new climate strategy and Energy Lending Policy. 14.11.2019, <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy?msclkid=06675751b8de11ec93ab42abe73f46cd>
- El-Assay A 2021. Libyan court cancels GNA-Turkey agreement. Seeegy Press vom 27.1.2021, <https://see.news/libyan-court-cancels-gna-turkey-agreements-libyan-court3/?msclkid=1bd21d66b8b811ecb865e6be5262f67d>
- Elliot S 2021. Algeria's Medgaz gas link to Spain to operate at expanded capacity from Q4. S&P Global vom 13.7.2021, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/natural-gas/071321-algerias-medgaz-gas-link-to-spain-to-operate-at-expanded-capacity-from-q4>
- Elliot S 2022. Germany to push ahead with two LNG terminals to reduce Russian gas dependence. S&P Global, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/022722-germany-to-push-ahead-with-two-lng-terminals-to-reduce-russian-gas-dependence-scholz>
- EnBW 2022. Gasnetz. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.enbw.com/energie-entdecken/verteilung-und-transport/gasnetz/#:~:text=Das%20deutsche%20Erdgastransportnetz%20misst%20511.000%20Kilometer.%20Es%20nimmt,aus%20Russland%20C3%BCber%20die%20Ostsee%20direkt%20nach%20Greifswald.?msclkid=dfe39564b8d211ecbea8bbbeaa691222>
- Enercom 2014. Chevron cancels shale gas deal in Ukraine. Pressemitteilung vom 15.12.2014, <https://www.oilandgas360.com/chevron-cancels-shale-gas-deal-ukraine/>
- Energie Lexikon 2022. Flüssigerdgas. <https://www.energie-lexikon.info/fluessigerdgas.html>
- Energy Education 2022. Nuclear power plant. https://energyeducation.ca/encyclopedia/Nuclear_power_plant
- Entsog 2022. Physical flow pipelines. <https://transparency.entsog.eu/#/points/data?from=2015-01-01&points=ru-tso-0002itp-00120exit%2Cde-tso-0018itp-00297entry%2Cde-tso-0016itp-00251entry%2Cde-tso-0005itp-00491entry%2Cde-tso-0001itp-00247entry%2Cde-tso-0015itp-00250entry%2Cde-tso-0001itp-00251entry%2Cde-tso-0020itp-00454entry%2Cde-tso-0017itp-00247entry>
- EPRS 2022. EU 27 annual regasification capacity of LNG. European Parliamentary Research Service. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://epthinktank.eu/2022/03/01/russias-war-on-ukraine-implications-for-eu-energy-supply/eu27-annual-regasification-capacity-of-lng/>
- Equinor 2019. Sleipner partnership releases CO2 storage data. <https://www.equinor.com/news/archive/2019-06-12-sleipner-co2-storage-data>
- Erisman JW, Sutton MA, Galloway J, Klimont Z, Winiwater W 2008. How a century of ammonia synthesis changed the world. Nature Geoscience, 1, 636-639.
- ESA 2021. Monitoring methane emissions from gas pipelines. https://www.esa.int/Applications/Observing_the_Earth/Copernicus/Sentinel-5P/Monitoring_methane_emissions_from_gas_pipelines#:~:text=By%20combining%20data%20from%20the%20Copernicus%20Sentinel-5P%20and,pipeline%20running%20across%20Russia%2C%20Belarus%2C%20Poland%20and%20Germany.
- ESA 2022. Market observatory. Supply Agency of the European Atomic Energy Community, https://euratom-supply.ec.europa.eu/activities/market-observatory_en
- Europäische Kommission 2020. Widerstandsfähigkeit der EU bei kritischen Rohstoffen: Einen Pfad hin zu größerer Sicherheit und Nachhaltigkeit abstecken. 26 S., <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0474&from=EN>
- EU GeoCapacity Consortium 2009. Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide. 166 S., https://www.researchgate.net/publication/262688927_WP2_Report_-

- Storage capacity EU GeoCapacity project - Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide
- EU 2020. Mitteilungen der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030 - In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren. 29 S. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0562&from=EN>
- EU 2020b. Europäischer Grüner Deal (CO₂-Grenzausgleichssystem). https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12228-Europaischer-Gruener-Deal-CO2-Grenzausgleichssystem-_de_b
- EU 2022. Critical Raw Materials. https://ec.europa.eu/growth/sectors/raw-materials/areas-specific-interest/critical-raw-materials_en
- EU 2022b. Quarterly report on European gas markets. Fourth quarter of 2021. 14(4), https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-04/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets_Q4%202021.pdf
- EU 2022c. Liquefied natural gas. https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#production-and-imports
- EU 2022d. EU – US LNG trade. Factsheet, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu-us_lng_trade_folder.pdf#:~:text=LNG%20imports%20from%20the%20U.S.%20have%20increased%20substantially,their%20value%20was%20estimated%20at%20%E2%82%AC0.5%20billion.%20
- EU 2022e. PCI transparency platform. https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html
- EU 2022f. Risikogruppe Gasversorgung Ostsee. https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/20190802_at_pap_pp_2019_anhang_02.pdf
- Euronews 2022. Dutch energy minister: plan to stop gas production at Groningen unchanged. Vom 25.2.2022, <https://www.euronews.com/next/2022/02/25/netherlands-gas-groningen>
- Eyerer S, Hofbauer S, Schiffler C, Wieland C, Spliethoff H 2022. Potential der Geothermie im deutschen Energiesystem. Ingenieur.de vom 1.10.2017, <https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/erneuerbare-energien/potenzial-der-geothermie-im-deutschen-energiesystem/>
- Eyerer S, Schiffler C, Hofbauer S, Bauer W, Wieland C, Spliethoff H 2020. Combined heat and power from geothermal resources in Germany: An assessment of the potential. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 120, 109661, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109661>
- Exner U 2022. Würden mit Atomkraft keine Kilowattstunde mehr erzeugen. In Die Welt vom 27.6.2022, <https://www.welt.de/politik/deutschland/plus239577591/Energie-Debatte-ueber-Verlaengerung-der-Atomkraft-koennen-wir-uns-sparen.html?icid=search.product.onsitesearch>
- Exner U 2022b. Niedersachsens Regierungschef: Schließen Atomkraft nicht grundsätzlich aus, sondern aus konkreten Gründen. In Die Welt vom 10.7.2022, <https://www.welt.de/politik/deutschland/plus239819263/Stephan-Weil-SPD-Schliessen-Atomkraft-aus-konkreten-Gruenden-aus.html?icid=search.product.onsitesearch>
- Exner U 2022c. Verspätung von LNG Terminals – nun schwindet die Hoffnung auf eine schnelle Linderung der Gasnot. In Die Welt vom 2.7.2022, <https://www.welt.de/politik/deutschland/plus239686109/Gasmangel-Die-Hoffnung-auf-schnelle-Loesung-durch-LNG-Terminals-schwindet.html>
- Expertenkommission Fracking 2021. Bericht der Expertenkommission Fracking. 30 S., https://expkom-fracking-whg.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/C5D4DD128BEF7FDBE0537E695E86475A/live/document/Bericht_ExpertenkommissionFracking_2021.pdf
- Expertenkommission Fracking 2022. Bericht der Expertenkommission Fracking. 5 S., https://expkom-fracking-whg.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/E26B0B9435174216E0537E695E861644/live/document/BerichtFrackingkommission2022.pdf
- Falthäuser M 2016. Zahlen und Fakten zur Stromversorgung Bayerns. Wirtschaftsbeirat Bayern, 23 S.,

- https://web.archive.org/web/20161107115038/https://www.wbu.de/pdf/positionen/20160725_WBUStrom2016.pdf
- FAZ 2022. Fracking in Deutschland für Habeck kein Thema. 16.4.2022, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/fracking-in-deutschland-fuer-habeck-kein-thema-17962471.html>
- FAZ 2022b. Turbine für Nord Stream 1 steckt wohl in Köln fest. 22.7.2022 Webseite Zugriff 31.7.2022, <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/nord-stream-1-turbine-der-pipeline-steckt-wohl-in-koeln-fest-18191154.html>
- Flüssiggas.de 2022. Erdgas und Flüssiggas: Unterschiede und Gemeinsamkeiten. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://fluessiggas.de/wissen/fluessiggas/erdgas-fluessiggas/>
- Focus Online 2022. Systeme entleert, Ersatzteile verkauft – Stillgelegtes Kohlekraftwerk in Hamburg wieder hochfahren? Vattenfall winkt ab. Vom 28.6.2022, https://www.focus.de/finanzen/news/systeme-entleert-ersatzteile-verkauft-stillgelegtes-kohlekraftwerk-in-hamburg-wieder-hochfahren-vattenfall-winkt-ab_id_107993531.html
- Fox H 2022. Top 10 EU emitters all coal power plants 2021. Ember Climate, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://ember-climate.org/insights/research/top-10-emitters-in-the-eu-ets-2021/>
- France24 2021. Explainer: Why did Algeria cut diplomatic ties with Morocco? Vom 26.8.2021, <https://www.france24.com/en/africa/20210826-explainer-why-did-algeria-cut-diplomatic-ties-with-morocco?msclkid=c8b58bdc8b611ec93ef1ed932134bb9>
- France24 2022. Putin unveils new gas deal with China's Xi as Moscow locks horns with the west. Vom 4.2.2022, <https://www.france24.com/en/asia-pacific/20220204-putin-unveils-new-gas-deal-with-china-s-xi-as-moscow-locks-horns-with-the-west>
- Fraunhofer ISE 2022. Energy Charts. <https://www.energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE>
- Fraunhofer IEG 2022a. Roadmap oberflächennahe Geothermie. Juni 2022, 31 S., <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/Roadmap%20Oberfl%C3%A4chennahe%20Geothermie%20FhG%2009062022.pdf>
- Fraunhofer IEG 2022b. Roadmap tiefe Geothermie. Hrsg. Bracke R, Huenges E, Februar 2022, 37 S., <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Roadmap%20Tiefe%20Geothermie%20in%20Deutschland%20FhG%20HGF%2002022022.pdf>
- Fraunhofer ISE 2022b. Nettostromerzeugung in Deutschland 2021: Erneuerbare Energien witterungsbedingt schwächer. Vom 3.1.2022, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2022/nettostromerzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-witterungsbedingt-schwaecher.html>
- Fulwood M 2022. Surging 2021 European gas prices – why and how? The Oxford Institute for Energy Studies, January 2022, 8 S., <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2022/01/Surging-2021-European-Gas-Prices-%E2%80%93-Why-and-How.pdf>
- FurtherAfrica 2021. A timeline of Nigeria-Morocco gas pipeline project. Vom 18.8.2021, <https://furtherafrica.com/2021/08/18/a-timeline-of-nigeria-morocco-gas-pipeline-project/>
- Gascade 2022. Netzpunkte. Gascade Gastransport GmbH, Zugriff 12.5.2022, <https://tron.gascade.biz/>
- GEFCF 2022. Global gas outlook 2050 synopsis. Gas Exporting Countries Forum, 108 S., <https://www.gecf.org/resources/files/pages/gecf-global-gas-outlook-2050/gecf-gas-outlook-2021.pdf>
- GIE 2022. LNG database. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.gie.eu/transparency/databases/lng-database/>
- Gehrke B, Schasse U 2021. Die Umweltwirtschaft in Deutschland. Umwelt, Innovation, Beschäftigung, Aktualisierte Ausgabe 12/2021, im Auftrag des UBA, 197 S., https://recyclingportal.eu/wp-content/uploads/2022/01/ui_b_12-2021_die_umweltwirtschaft_in_deutschland.pdf
- GIIGNL 2022. The LNG industry – GIIGNL annual report. 71 S., https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May5.pdf
- Gilbert P, Walsh C, Traut M, Kesieme U, Pazouki K, Murphy A 2018. Assessment of full life-cycle air emissions of alternative shipping fuels. Journal of Cleaner Production, 172, 855-866, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617324721>
- Global Energy Monitor 2022. Global gas infrastructure tracker map. <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-infrastructure-tracker/tracker/>

- Global Energy Monitor 2022b. Power of Siberia pipeline. Webseite Zugriff 30.7.2022, https://www.gem.wiki/Power_of_Siberia_Gas_Pipeline#cite_note-1-2
- Global Energy Monitor 2022c. Power of Siberia 2 gas pipeline. Webseite Zugriff 30.7.2022, https://www.gem.wiki/Power_of_Siberia_2_Gas_Pipeline
- Global Energy Monitor 2022d. Trans-Mediterranean gas pipeline. Webseite Zugriff 30.7.2022, https://www.gem.wiki/Trans-Mediterranean_Gas_Pipeline
- GFZ 2011. CO2 aus Schwarze Pumpe im Versuch am Pilotstandort Ketzin. <https://www.gfz-potsdam.de/presse/meldungen/detailansicht/co2-aus-schwarze-pumpe-im-versuch-am-pilotstandort-ketzin>
- GlobalData Energy 2022. The US leads global LNG liquefaction capacity additions by 2025. In Offshore Technology vom 21.7.2022, <https://www.offshore-technology.com/comment/us-lng-capacity-2025/>
- Government Newfoundland 2022. Fract sheet for water well development by hydrofracturing. Department of Environment and Climate Change, Website Zugriff vom 30.8.2022, <https://www.gov.nl.ca/ecc/waterres/cycle/groundwater/well/facts/>
- Government of the Netherlands 2022. Groningen gas field on the back burner in October. Vom 20.6.2022, <https://www.government.nl/latest/news/2022/06/20/groningen-gas-field-on-the-back-burner-in-october>
- GOV.UK 2022. Scientific review of shale gas launches. Press Release, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.gov.uk/government/news/scientific-review-of-shale-gas-launched>
- Graf F, Wachsmuth J, Pfluger B, Müller-Kirchenbauer J, Nolden C, Wietschel M, Heneka M, Ausfelder F, Dietzsch F, Lenivova V, Malzkuhn S, Ragwitz M 2022. Hintergrundpaper zur Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. 16 S., <https://doi.org/10.24406/igcv-n-648722>
- Güßgen F. 2022. Warum gehört Deutschlands größter Gasspeicher Gazprom? Wirtschaftswoche vom 28.1.2022, <https://www.wiwo.de/unternehmen/energie/gefaehrliche-abhaengigkeit-warum-gehoert-deutschlands-groesster-gasspeicher-gazprom/28014654.html?msclkid=97d6a947b8d311ecb405fe16edc3564b>
- Hadjicostis M 2022. US diplomat: Mediterranean gas pipeline to Europe not viable. In National Newswatch vom 7.4.2022, https://www.nationalnewswatch.com/2022/04/07/us-diplomat-mediterranean-gas-pipeline-to-europe-not-viable/#.YuV1_mNBxaB
- Harper J 2022. Can Ukraine do without Russian gas transit fees? DW vom 28.1.2022, <https://www.dw.com/en/can-ukraine-do-without-russian-gas-transit-fees/a-60552279>
- Hilgers C, Becker I 2020. Lokale Verfügbarkeit von Rohstoffen bei steigender globaler Nachfrage – Aspekte zu resilienten Ressourcenstrategien. World of Mining, Surface & Underground, 72(5), 254-263.
- Hilgers C, Becker I, Kolb J 2021. Ist die deutsche Ressourcenstrategie resilient? Bergbau – Verhüttung – Recycling. ThinkTank Industrielle Ressourcenstrategien, 72 S., https://sgt.agw.kit.edu/downloads/Publikationen/Think%20Tank/Hilgers_Kolb_Becker_2021_T_HINKTANK_Brosch.pdf#ThinkTank_Buch
- Hird A 2022. As the Ukraine crisis continues to push fuel prices up, France’s championing of nuclear power as a way of ensuring its energy sovereignty sounds great. In RFI vom 23.2.2022, <https://www.rfi.fr/en/france/20220223-does-nuclear-power-guarantee-france-s-energy-independence-uranium-imported-niger-macron-russia>
- Holz F, Kemfert C 2020. No need for new natural gas pipelines and LNG terminals in Europa. DIW focus 5, 9 S., https://www.diw.de/de/diw_01.c.794645.de/publikationen/diw_focus/2020_0005/no_need_for_new_natural_gas_pipelines_and_lng_terminals_in_europe.html
- Holz F, Sogalla C, von Hirschhausen C, Kemfert C 2022. Energieversorgung in Deutschland auch ohne Erdgas aus Russland gesichert. DIW aktuell 83, 8. April 2022, https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.838841.de/diw_aktuell_83.pdf
- Holleis J, Schwikowski M 2022. Europe looks to Africa to fill natural gas gap. In DW vom 4.3.2022, <https://www.dw.com/en/europe-looks-to-africa-to-fill-natural-gas-gap/a-61017873>
- Huynen J.M.H. 2018 Blue battery for green energy transition. Delft Academic Press, 352 pp
- IEA 2021. Methane Emissions from Oil and Gas, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/methane-emissions-from-oil-and-gas> 1)

- IEA 2022. A 10-point plan to reduce the European Union's reliance on Russian natural gas. 11 S., <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1af70a5f-9059-47b4-a2dd-1b479918f3cb/A10-PointPlanToReduceTheEuropeanUnionsRelianceOnRussianNaturalGas.pdf>
- IEA 2022b. Gas market report, Q1-2022. 59 S., <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4298ac47-e19d-4ab0-a8b6-d8652446ddd9/GasMarketReport-Q12022.pdf>
- IEA 2022c. Methane Tracker Data Explorer, IEA, Paris <https://www.iea.org/articles/methane-tracker-data-explorer>
- INES 2022. Gasspeicherkapazitäten. <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/>
- IPCC 2018. Chapter 7 Energy Systems. 511-597, https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_chapter7.pdf
- Jacobsen S 2022. Baltic pipe won't increase Norway's gas exports in maxed out system, PM says. In Reuters vom 9.3.2022, <https://www.reuters.com/business/energy/baltic-pipe-wont-increase-norways-gas-exports-maxed-out-system-pm-says-2022-03-09/>
- Kenton W 2019. Exploratory well. Investopedia. Webseite Zugriff 30.7.2022 <https://www.investopedia.com/terms/e/exploratory-well.asp>
- Kern.D 2022. Zahlen. https://www.kernd.de/kernd/themen/strom/Zahlen-und-Fakten/01_index.php
- Knipp K 2020. Libyen: Der Zorn der Araber auf die Türkei. In DW vom 17.1.2020, <https://learn.german.dw.com/de/libyen-der-zorn-der-araber-auf-die-t%C3%BCrkei/a-52033280?msclkid=b7ea4685b8bd11eca345c68aea74f1ab>
- Kohlenstatistik 2022. Einfuhren nach Lieferländern – Kohleinfuhren. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Stand 03/2022, <https://kohlenstatistik.de/downloads/steinkohle/>
- Konrad KA 2022. Wie sich der "rush to burn" vermeiden lässt. In FAZ vom 17.7.2022
- Kosatka.media 2018. The cabinet of ministers gave the rights for production of Yuzivska gas field to scandalous Yuzgaz. 12 more tenders are announced. Pressemitteilung vom 18.12.2018, Kyiv, <https://kosatka.media/en/category/gaz/news/kabmin-otdal-dobychu-na-yuzovskoy-ploshchadiskandalnoy-yuzgaz-obyavleno-eshche-12-konkursov>
- Krebs T 2022. Auswirkungen eines Erdgasembargos auf die gesamtwirtschaftliche Produktion in Deutschland. 29 S. Studie Nr 79, Hans-Böckler-Stiftung, https://www.boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-008318
- Kurmayer NJ 2022. EU countries bet on floating LNG terminals to raise import capacity. Euractive Pressemitteilung vom 31.3.2022, <https://www.euractiv.com/section/energy/news/eu-countries-bet-on-floating-lng-terminals-to-raise-import-capacity/>
- Lan X, Nisbet EG, Dlugokencky EJ, Michel SE 2021. What do we know about the global methane budget? Results from four decades of atmospheric CH4 observations and the way forward. Phil. Trans. Roy. Soc. A 379, 14 S., <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2020.0440>
- Landtag Schleswig-Holstein 2022. Antrag der Fraktionen von CDU, Bündnis90/Die Grünen, SPD, FDP und SSW – Kein CCS in Schleswig-Holstein. <https://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl20/drucks/00000/drucksache-20-00024.pdf>
- LBEG 2019. Liste der Fracs in Niedersachsen (Erdgas- und Geothermiebohrungen). 20 S., https://www.lbeg.niedersachsen.de/bergbau/genuehmigungsverfahren/hydraulische_bohrlochbehandlung/hydraulische-bohrlochbehandlung-110656.html
- LEAG 2018. Braunkohlekraftwerk Schwarze Pumpe. Webseite Zugriff 30.7.2022 https://braunkohle.de/wp-content/uploads/2018/04/LEAG_Standortflyer_KW_Schwarze_Pumpe.pdf
- LEAG 2022. Kraftwerk Jänschwalde. Webseite Zugriff 30.7.2022 <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/kraftwerke/kraftwerk-jaenschwalde/>
- Leerberg B-E 2022. In a new geopolitical reality Norway's natural gas and renewable energy resources will be a vital to Europe's energy transition. Pressemitteilung vom 8.4.2022 in Somonsen Vogtwind <https://svw.no/artikler/norways-energy-resources-and-europes-energy-transition-in-the-shadows-of-the-ukraine-crisis?msclkid=92b5774fb91011eca6613420569a5d2f>
- Lehnert F, Leiblein J, Schlautmann R, Bär K, Bäuerle M. 2021. Roadmap Gas 2050: „Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase“. DVWG, 138 S.
- Lehr U, Banning M, Blazejczak J, Edler D, Flaute M 2020. Analyse der deutschen Exporte und Importe von Technologiegütern zur Nutzung erneuerbarer Energien und anderer

- Energietechnologiegüter. GWS Research Report 2020/02, 220 S.,
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/analyse-der-deutschen-exporte-und-importe-von-technologieguetern.pdf?__blob=publicationFile&v=22
- Leiblein J, Bär K, Graf F, Kühn M, Müller S, Bäuele M, Benthin J 2020. Roadmap 2050: Deliverable D1.1 Bewertung von alternativen Verfahren zur Bereitstellung von grünem und blauem H₂. DVGW G201824, 91 S.,
- Leistungsbilanzbericht 2020. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2020. Stand 18.2.2020. 34 S.,
https://www.amprion.net/Dokumente/Netzkennzahlen/Leistungsbilanz/Bericht-zur-Leistungsbilanz/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2019.pdf
- Leistungsbericht 2022. Sonderanalysen Winter 2022/2023 Ergebnisse und Empfehlungen. BMWK Pressekonferenz vom 5.9.2022, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/20220905-sonderanalyse-winter.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- Matthes J, Schaefer T 2021. Exportperformance von Gütern zur Herstellung erneuerbarer Energien enttäuscht. IW-Kurzbericht 53/2021, Institut der Deutschen Wirtschaft, 3 S.,
https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Kurzberichte/PDF/2021/IW-Kurzbericht_2021-Exportperformance.pdf
- Mil D 2019. How Russia annexed Crimea's gas. GraphicNews Pressemitteilung vom 18.3.2019,
<https://www.graphicnews.com/en/pages/38908/politics-russia-annexed-crimeas-gas>
- MIT 2016. Schwarze Pumpe fact sheet.
http://sequestration.mit.edu/tools/projects/vattenfall_oxyfuel.html?msclkid=81301986b8d711ecbdc8c894113cab6a
- MDR Aktuell 2022. Habeck lehnt Söders Fracking-Vorstoß ab. 11.4.2022,
<https://www.mdr.de/nachrichten/deutschland/politik/habeck-lehnt-fracking-ab-100.html>
- Müller-Lancé K 2022. Erdwärme in Geretsried – Hoffnungsträger: Keramiksand. In Süddeutsche Zeitung 10.9.2021, <https://www.sueddeutsche.de/muenchen/wolfratshausen/geothermie-geretsried-forschung-ruhr-universitaet-bochum-landkreis-bad-toelz-wolfratshausen-1.5406711>
- MW Niedersachsen 2022. Erdgasförderung. Gemeinsame Erklärung unterzeichnet. Pressemitteilung 8.7.2022 Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Digitalisierung, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.mw.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/start-von-15-projekten-zur-regionalen-fachkräftesicherung-in-niedersachsen-213368.html>
- National Post 2022. Germany hopes to import LNG from Canada to speed transition away from Russia. Pressemitteilung vom 27.6.2022, <https://nationalpost.com/news/germany-hopes-to-import-lng-from-canada-to-speed-transition-away-from-russian-fuel#:~:text=Germany%20hopes%20to%20import%20liquefied%20natural%20gas%20from,coast%20to%20export%20to%20Europe%2C%20German%20officials%20said.>
- Nationaler Wasserstoffrat 2021. Die Rolle der Untergrundgasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland.
https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf
- Nationaler Wasserstoffrat 2021. Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021-2025. 54 S.,
https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/06/NWR_Aktionsplan_Wasserstoff_2021-2025.pdf#:~:text=Im%20Juni%202020%20hat%20die%20Bundesregierung%20die%20Nationalen,Ziele%20f%C3%BCr%20Deutschlands%20Einstieg%20in%20eine%20Wasserstoffwirtschaft%20benannt.
- NATO 2022. Azerbaijan on course to increase gas exports to Europe. Vom 27.2.2022,
<https://natoassociation.ca/azerbaijan-on-course-to-increase-gas-exports-to-europe/>
- Nicolai B 2018. Merkel kommt im Trump Streit entgegen. Die Welt vom 23.10.2018,
<https://www.welt.de/wirtschaft/article182596990/Energie-Merkel-kommt-Trump-im-Gas-Streit-entgegen.html>
- Niedersächsischer Landtag 2022. Antrag zum Schutz des Wattenmeeres: Keine Erdgasförderung in Niedersachsens Küstengewässern, Drucksache 18/9595. Vom 30.6.2021, https://www.landtag-niedersachsen.de/Drucksachen/Drucksachen_18_10000/09501-10000/18-09595.pdf
- Nord Stream 2022. Network data. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.nord-stream.info/>
- Nord Stream 2022b. The pipeline. Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.nord-stream.com/the-project/pipeline/?msclkid=dff82923b89911ec8e76310f827518a2>

- Nord Stream 2022c. The North Stream pipeline transported a volume of 59.2 billion cubic meters of natural gas in 2021. <https://www.nord-stream.com/press-info/press-releases/the-nord-stream-pipeline-transported-a-volume-of-592-billion-cubic-metres-of-natural-gas-in-2021-522/>
- Norskipetroleum 2022. Eports of oil and gas. <https://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/>
- Novatek 2021. Artic LNG signs loan agreement with international banks. https://www.novatek.ru/common/upload/doc/ALNG2_International_banks_Eng.pdf
- NTV 2020. Athen will größere Hoheitszone, Türkei droht mit Kriegserklärung. 29.8.2020, <https://www.n-tv.de/politik/Tuerkei-droht-mit-Kriegserklaerung-article22003568.html?msckid=3dae9557b8aa11eca508ec8c1d1ed496>
- NTV 2022. Habeck: Gasboykott könnte im Winter verkraftbar sein. Vom 12.5.2022 <https://www.n-tv.de/politik/Habeck-Deutschland-koennte-Boykott-von-Gas-aus-Russland-im-Winter-verkraften-article23325917.html>
- NZZ 2022. Bürgerkrieg in Libyen: Ghadhafis Sohn aus nach jahrelanger Haft entlassen. Neue Züricher Zeitung vom 6.9.2011, <https://www.nzz.ch/international/libyen-konflikt-die-neusten-entwicklungen-und-hintergruende-id.1477595?msckid=081abb61b8b911ecaad167a0a155358b#subtitle-welche-staaten-unterstuetzen-haftar-second>
- OECD 2019. Global Material Resources Outlook to 2060: Economic Drivers and Environmental Consequences, OECD Publishing, Paris. https://www.oecd-ilibrary.org/environment/global-material-resources-outlook-to-2060_9789264307452-en
- Offshore Technology 2021. Nigeria LNG liquefaction terminal, Nigeria. Marktanalyse 6.10.2021, <https://www.offshore-technology.com/marketdata/nigeria-lng-liquefaction-terminal-nigeria/#:~:text=Nigeria%20liquefaction%20plant%20is%20undergoing%20expansion%2C%20which%20will,of%20%245%2C600m.%20Contractors%20involved%20in%20the%20liquefaction%20plant>
- OSW 2022. Russia: The major gas sector indices of 2021. Center for Eastern Studies Warszawa, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2022-01-27/russia-major-gas-sector-indices-2021?msckid=d35fdff6b8a311ecbdc4721648d0ae84>
- Paleja A 2021. Russia is building a massive, 50 billion cubic meter gas pipeline to China. In Interesting Engineering vom 2.3.2021, <https://interestingengineering.com/culture/russia-gas-pipeline-to-china>
- Paraskova T 2022. Asian LNG demand takes a hit as Europe pushes up price. OilPrice.com News vom 5.4.2022, <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Asian-LNG-Demand-Takes-a-Hit-As-Europe-Pushes-Up-Prices.html>
- Parraga M 2022. US LNG exports fall to lowest since Feb after Freeport explosion – data. In Reuters vom 1.7.2022, <https://www.reuters.com/markets/commodities/us-lng-exports-fall-lowest-since-feb-after-freeport-explosion-data-2022-07-01/>
- Pasquali M, Mesters C 2021. We can use carbon to decarbonize – and get hydrogen for free. PNAS 118(31), 5 S., <https://www.pnas.org/doi/epdf/10.1073/pnas.2112089118>
- Patonia A, Poudineh R 2020. Ammonia as a storage solution for future decarbonized energy systems. OIES Paper: EL 42 Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/publications/ammonia-as-a-storage-solution-for-future-decarbonized-energy-systems/>
- Polityuk P 2012. Exxon, Shell led group win \$10 billion Ukraine gas project. Reuters vom 15.8.2012, <https://www.reuters.com/article/us-shell-exxonmobil-ukraine-idUSBRE87E0C320120815>
- Polityuk P, Balmforth R 2013. Ukraine sign \$10 billion shale gas deal with Chevron. Reuters vom 5.11.2013, <https://www.reuters.com/article/us-ukraine-chevron-idUSBRE9A40ML20131105>
- Polityuk P, Twidale S 2022. Ukraine to halt key Russian gas transit to Europe, blames Moscow. In Reuters vom 10.5.2022, <https://www.reuters.com/business/energy/ukraine-gas-system-operator-declares-force-majeure-sokhranivka-entry-point-2022-05-10/>
- PTJ 2022. Power of Siberia 2 pipelines put ever more pressure on Europe. Pipeline Technology Journal vom 15.2.2022, <https://www.pipeline-journal.net/news/power-siberia-2-pipeline-puts-ever-more-pressure-europe>
- Ragwitz M, Müller-Kirchenbauer J, Klaaßen B, Graf M, Herrmann U, Nolden C, Evers M, Akça, O, Jang D, Hurtig K 2022. Europäische Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund

- unterbrochener Versorgung aus Russland. Berlin: Fraunhofer IEG & SCAI, TU Berlin, im Auftrag des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), Juli 2022, 84 S., https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/Gutachten_Gasversorgungssicherheit_bei_unterbrochener_Versorgung_aus_Russland_Fraunhofer_TUB_erlin_14072022.pdf
- Rashad M 2022. Explainer: Should Europe use more long term LNG contracts? Reuters vom 7.2.2022, <https://www.reuters.com/business/energy/should-europe-use-more-long-term-lng-contracts-2022-02-07/>
- Rashad M, Binnie I 2022. Brimming European LNG terminals lack room for more gas. Reuters Pressemitteilung 18.2.2022, <https://www.reuters.com/business/energy/brimming-european-lng-terminals-have-limited-space-more-gas-2022-02-17/>
- Rashad M, Ahmed HO, Chikhi L 2021. Algeria to end gas supplies to Morocco; supply Spain directly. In Reuters vom 25.10.2021, <https://www.reuters.com/world/africa/algeria-end-gas-supplies-morocco-supply-spain-directly-sources-2021-10-25/?msclid=00268197b8b511ec8b08ecd5334719cb>
- RedaktionsNetzwerk Deutschland 2022. Deutschen Steuerzahler kosteten gratis Corona-Tests allein 2021 knapp 3,7 Milliarden Euro. Vom 5.8.2021, <https://www.rnd.de/politik/kostenlose-corona-tests-kosteten-steuerzahler-2021-knapp-3-7-milliarden-euro-5WSQOICBYEUQELF5YI4SK2LRKM.html>
- Reuters 2019. European investment bank to cease funding fossil fuel projects by end 2021. Commodities News vom 14.11.2019, <https://www.reuters.com/article/us-climate-europe-eib-idUSKBN1XO2OS>
- RWE 2021. RWE setzt beim Bau eines größten und innovativsten Speicherkraftwerke Deutschlands auf Technologie von SMA. Webseite Zugriff 28.8.2021, <https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2021-11-22-rwe-setzt-beim-bau-von-speicherkraftwerk-in-deutschland-auf-technologie-von-sma>
- SaskPower 2022. BD3 status update: February 2022. <https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/2022/bd3-status-update-february-2022>
- Scheuermann A 2022. Deutschland chartert vier schwimmende LNG-Import-Terminals. In Chemietechnik vom 10.5.2022, <https://www.chemietechnik.de/anlagenbau/deutschland-chartert-vier-schwimmende-lng-import-terminals-664.html>
- Schilling, FR, Müller, B 2018. Nutzung des Untergrundes vor dem Hintergrund der »Klima-Beschlüsse« von Paris 2015 (COP21). EEK, 2, 82-87.
- SCI4climate.NRW 2021. Wasserstoffimporte, Bewertung der Realisierbarkeit von Wasserstoffimporten gemäß den Zielvorgaben der Nationalen Wasserstoffstrategie bis zum Jahr 2030, Gelsenkirchen. <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/pressemitteilungen/2021/Bereitstellung%20von%20Wasserstoff%20bis%202030.pdf>
- SeeNews 2022. TAP transports first 10 bcm of Azeri natural gas to Europe. 17.3.2022, <https://seenews.com/news/tap-transport-first-10-bcm-of-azeri-natural-gas-to-europe-777384>
- Singh RK 2022. Wang for Russia-China-India gas pipeline. In The Pioneer vom 21.3.2022, <https://www.dailypioneer.com/2022/india/wang-for-russia-china-india-gas-pipeline.html>
- Slav I 2022. India's Russian oil imports soar 50-fold. In OilPrice.com vom 24.6.2022, <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Indias-Russian-Oil-Imports-Soar-50-Fold.html>
- SMARD 2022. Marktdaten realisierte Stromerzeugung Deutschland. Website Zugriff 29.8.2022, <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten#!?downloadAttributes=%7B%22selectedCategory%22:1,%22selectedSubCategory%22:1,%22selectedRegion%22:%22DE%22,%22from%22:1660773600000,%22to%22:1661723999999,%22selectedFileType%22:%22XLS%22%7D>
- Smith CE 2022. TotalEnergies to stop funding Arctic LNG 2. Oil & Gas Journal, 24.3.2022, <https://www.ogj.com/pipelines-transportation/lng/article/14269942/totalenergies-to-stop-funding-arctic-lng-2>
- Soldatkin V 2021. Novatek says Japan, China boost Arctic LNG 2 funding as EU cools. In Reuters vom 3.9.2021, <https://www.reuters.com/business/energy/novatek-french-export-credit-agencies-wont-fund-arctic-lng-2-2021-09-03/?msclid=2b7a0729b8df11ec82370e2cb04ff247>

- Statista 2022. Wert der deutschen Exporte und Importe vom Mai 2021 bis Mai 2022. Nach Statistisches Bundesamt vom 3.5.2022, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151631/umfrage/deutsche-exporte-und-importe/#professional>
- Statista 2022b. Anzahl der Erwerbstätigen in Deutschland nach dem Inlandskonzept von 1991 bis 2021. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/214465/umfrage/erwerbstaetige-in-deutschland-nach-inlandskonzept/>
- Statista 2022c. Anteil der führenden Exporteure am weltweiten Export von Weizen, Mehl und Weizenprodukten im Jahr 2020/21. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1293852/umfrage/groesste-weizenexporteure-weltweit-marktanteil/#professional>
- Steffen T 2022. Notfallplan Gas – Ein Sparplan voller Lücken. In Die Zeit vom 26.7.2022, https://www.zeit.de/wirtschaft/2022-07/eu-notfallplan-gas-sparen-deutschland-faq?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.bing.com%2F
- Svistun O 2008. Development of the Shtokman field – challenges and opportunities. MSc Arbeit, Oslo Universität, 55 S., https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/17858/svistun_master_2008.pdf?sequence=5&isAllowed=y
- TAG 2022. Transportkapazitäten. <https://www.taggmbh.at/transportkapazitaeten/endpoint/baumgarten-entry/filter/overview/from/2022-03-13/to/2022-04-11/unit/nm3d>
- Tagesschau 2022. Norwegens Regierung stoppt Streik. Vom 6.7.2022, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/streik-oel-gas-norwegen-101.html>
- Tagesschau 2022b. Russland jetzt Chinas größter Öl-Lieferant. Vom 20.6.2022, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/weltwirtschaft/russland-ukraine-oelexport-china-indien-preisnachlaesse-saudi-arabien-101.html>
- Tagesschau 2022c. Aserbaidshans soll mehr Gas liefern. Vom 18.7.2022, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/eu-gas-aserbaidshans-101.html>
- Tagesschau 2022d. Betreiber halten 90 Prozent Füllstand für machbar. Vom 27.7.2022, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/gasspeicher-fuellstaende-101.html>
- Tagesschau 2022e. 130 Milliarden Euro für die Wirtschaft. <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/konjunktur/corona-hilfen-bundesregierung-101.html>
- Tagesschau 2022f. Zusatzbeitrag soll 2023 deutlich steigen. Vom 28.6.2022, <https://www.tagesschau.de/inland/krankenkassen-krankenversicherung-zusatzbeitrag-101.html>
- Tagesschau 2022g. Wie stark sinken die Spritpreise? Vom 1.6.2022, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/tankrabatt-start-101.html>
- Tagesschau 2022h. Warum viel Gas für Strom verbraucht wird. Vom 20.7.2022, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/erdgas-stromversorgung-101.html>
- Tagesschau 2022i. Kohlekraftwerke als Retter in der Krise? Vom 7.7.2022, <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/ersatzkraftwerke-101.html>
- Tagesschau 2022j. Jamal-Europa-Pipeline Russland stoppt Teile der Gaslieferung. Vom 21.12.2021, <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/energie-gas-preise-verbrauch-101.html>
- Teller Report 2022. Gazprom CEO Miller: Soyuz Vostok gas pipeline will strengthen cooperation between Russia and Mongolia. Vom 2.2.2022, <https://www.tellerreport.com/business/2022-02-02-gazprom-ceo-miller--soyuz-vostok-gas-pipeline-will-strengthen-cooperation-between-russia-and-mongolia.r1mVAr1dCt.html?msclkid=6f6aec00b8a711ecb9a11b63d5c47549>
- Töller AE, Böcher M Varianten der Fracking-Regulierung in Deutschland und ihre Erklärung. ZfU Abhandlungen, 208-234, <https://online.ruw.de/suche/zfu/Varian-der-Frack-Regulierung-in-Deutschland-und-ihr-Erkl-90332aed262516e37bcd367a0d1c0ded?crefresh=1>
- Totalenergies 2022. Flüssiges Erdgas. Produktbroschüre, https://services.totalenergies.de/sites/g/files/wompond2336/f/atoms/files/Ing_fluessiges_erdgas_pdf_produktdbroschuere.pdf
- UBA 2016. CO2 emission factors for fossil fuels. Climate Change 28/2016, 48 S., https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2_emission_factors_for_fossil_fuels_correction.pdf

- UBA 2022a. Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren. Webseite Zugriff 30.7.2022
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>
- UBA 2022b. Wärmeverbrauch und –erzeugung nach Sektoren. Webseite Zugriff 30.7.2022
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren>
- UBA 2022c. Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. Webseite Zugriff 30.7.2022
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren>
- UBA 2022d. Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. Pressemitteilung vom 15.3.2021,
<https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent>
- UBA 2022e. Kraftwerke: Konventionelle und erneuerbare Energieträger. Vom 19.5.2022,
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare#kraftwerkstandorte-in-deutschland>
- UBA 2022f. WGK-Einstufung. Vom 28.8.2021. <https://www.umweltbundesamt.de/wgk-einstufung>
- Umwelt + Energie – Report 2021. Die endgültige Absage des LNG-Terminals ist ein Paukenschlag. Pressemitteilung vom 20.4.2021, <https://www.umwelt-energie-report.de/2021/04/die-endgueltige-absage-des-lng-terminals-ist-ein-paukenschlag.html>
- UN 2022. World population prospects 2022. <https://population.un.org/wpp/>
- Uniper 2022. Update zu Unipers Russlandaktivitäten und weiteren Schritten. Pressemitteilung vom 7.3.2022, <https://www.uniper.energy/news/de/update-zu-unipers-russlandaktivitaeten-und-weiteren-schritten>
- US Chamber of Commerce 2017. Thanks to fracking, The U.S. could become a net energy exporter in 10 years. <https://www.uschamber.com/energy/thanks-fracking-the-us-could-become-net-energy-exporter-10-years>
- USGS 2011. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Azov–Kuban Basin Province, Ukraine and Russia, 2010. Factsheet 2011-3052, <https://pubs.usgs.gov/fs/2011/3052/>
- USGS 2017. USGS assesses billions of potential potash resources in Ukraine. USGS Technical Announcement, 3.8.2017, <https://www.usgs.gov/news/technical-announcement/usgs-assesses-billions-potential-potash-resources-ukraine>
- USGS 2022a. How much water does the typical hydraulically fractured well require?
<https://www.usgs.gov/faqs/how-much-water-does-typical-hydraulically-fractured-well-require#publications>
- USGS 2022b. Does fracking cause earthquakes? Assessed 28.7.2022
<https://www.usgs.gov/faqs/does-fracking-cause-earthquakes#publications>
- USGS 2022c. Mineral commodities summaries 2022. 202 S.,
<https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2022/mcs2022.pdf>
- Varma A 2022. Russia seeks India’s investment in oil & gas sector; says “clear opportunity to expand”. In RepublicanWorld vom 12.3.2022, <https://www.republicworld.com/world-news/russia-ukraine-crisis/russia-seeks-indias-investment-in-oil-and-gas-sector-says-clear-opportunity-to-expand-articleshow.html?msclkid=d509f30eb8b211ec89f0e7c7eae788de>
- VBW 2022. Folgen einer Lieferunterbrechung von russischem Gas für die deutsche Industrie. Studie des Vebands der bayrischen Wirtschaft erstellt von Prognos, 45 S., <https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw-Studie-Folgen-Lieferunterbrechung-von-russischem-Erdgas-Juni-2022.pdf>
- VCI 2022. Wirtschaftslage der chemischen Industrie und Folgen des Ukraine-Krieges Erwartung der Branche ist gekippt. Pressemitteilung vom 17.3.2022,
<https://www.presseportal.de/pm/12523/5173184>
- Vetter P. 2022. Interview „Wir müssen auch durch den übernächsten Winter kommen“. In Die Welt vom 7.8.2022, <https://edition.welt.de/issues/235986890/wirtschaft/article/240333367>
- VNG 2022. Equinor und VNG erweitern Zusammenarbeit im Bereich Wasserstoff, Ammoniak und CO2-Abscheidung. Pressemitteilung vom 4.7.2022, <https://vng.de/de/newsroom/2022-07-04-equinor-und-vng-erweitern-zusammenarbeit-im-bereich-wasserstoff-ammoniak-und>

- Wagner K 2022. Russland fackelt offenbar größere Mengen Gas ab. in der FAZ vom 5.8.2022, <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/gaskrise-russland-fackelt-offenbar-groessere-mengen-gas-ab-18224938.html>
- Weber J 2021. Fact check: Is nuclear energy good for the climate? In DW vom 29.11.2019, <https://www.dw.com/en/fact-check-is-nuclear-energy-good-for-the-climate/a-59853315>
- WEC 2020. Five steps to energy storage. World Energy Council, 60 S., https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Five_steps_to_energy_storage_v301.pdf
- WEC 2022. Regional insights into low-carbon hydrogen scale up. World Energy Council, World Energy Insights: Working Paper, 56 S., https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Insights_Working_Paper_Regional_insights_into_low-carbon_hydrogen_scale_up.pdf?v=1654526979
- Wetzel D 2022. Wenn Gas zur Waffe wird. In Die Welt vom 26.6.2022.
- Wetzel D 2022b. In Japan zerschlägt sich eine große deutsche Gas-Hoffnung. In Die Welt vom 11.7.2022, <https://www.welt.de/wirtschaft/plus239852357/Abfuhr-fuer-Baerbock-In-Japan-zerschlaegt-sich-deutsche-LNG-Hoffnung.html>
- WHO 2016. Radiation: Health consequences of the Fukushima nuclear accident. Vom 10.3.2016, <https://www.who.int/news-room/questions-and-answers/item/health-consequences-of-fukushima-nuclear-accident>
- WISOdoku 2022. Blackout in Deutschland – Horrorszenario oder reale Gefahr? WISOdoku vom 1.8.2022, <https://www.zdf.de/verbraucher/wiso/blackout-in-deutschland--reale-gefahr-100.html>
- Wismuth AG 2021. Letzter Urantransport verlässt Wismut Betriebsgelände. <https://www.wismut.de/de/pressemeldungen.php?id=1929>
- WNA 2022. Uranium mining overview. In World Nuclear Association, Juni 2022, <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/mining-of-uranium/uranium-mining-overview.aspx>
- WNA 2022b. World uranium markets. June 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/uranium-markets.aspx>
- WNA 2022c. Nuclear power in France. March 2022, <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
- WNA 2022d. Nuclear power in the Netherlands. July 2022, <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/netherlands.aspx>
- WNA 2022e. Nuclear power in Belgium. June 2022, <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/belgium.aspx>
- WNA 2022f. Nuclear power in Japan. June 2022, <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-power.aspx>
- Worldbank 2022. Stagflation risk rises amid sharp slowdown in growth. Press release June 7 2022, <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/06/07/stagflation-risk-rises-amid-sharp-slowdown-in-growth-energy-markets>
- World Energy 2022. Groningen 2021-2022 gas output estimate almost doubles. 9.1.2022, Webseite Zugriff 30.7.2022, <https://www.world-energy.org/article/22201.html#:~:text=Gas%20production%20from%20the%20Netherlands%27%20Groningen%20field%20this,average%20gas%20year%2C%20the%20Dutch%20economy%20ministry%20said.>
- Wood DA 2021. Predicting saturated vapor pressure of LNG from density and temperature data with a view to improving tank pressure management. Petroleum 7, 91-101. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.04.001>
- Yasseri S 2015. Drilling risk identification, filtering, ranking and management. 6th International Offshore Industries Conference, 10 S.,
- Zachmann G, Tagliapietra S, McWilliams B, Sgaravatti 2022. Preparing for the first winter without Russian gas. Blog Post Bruegel ThinkTank vom 28.2.2022, <https://www.bruegel.org/blog-post/preparing-first-winter-without-russian-gas>
- Zarrouk SJ, Moon H 2014. Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. Geothermics, 51, 142-153, <http://dx.doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.001>
- ZDF 2022. Neue Verordnung in Kraft: Gasspeicher müssen mehr gefüllt werden. Vom 29.7.2022, <https://www.zdf.de/nachrichten/politik/gaskrise-speicher-verordnung-ukraine-krieg-russland-100.html>

- ZDF 2022b. Russische Öllieferungen eingestellt. Vom 9.8.2022,
<https://www.zdf.de/nachrichten/politik/oel-lieferungen-ukraine-krieg-russland-100.html>
- ZfK 2022. Uniper bucht Kapazität am LNG-Terminal in Rotterdam. Pressemitteilung 16.3.2022,
<https://www.zfk.de/energie/gas/uniper-bucht-kapazitaet-am-lng-terminal-in-rotterdam>
- ZfK 2022b. ZfK+: Graichen: „Stadtwerke müssen Rückbau der Gasnetze planen“. Vom 10.5.2022,
Webseite Zugriff vom 28.8.2022, <https://www.zfk.de/unternehmen/nachrichten/graichen-stadtwerke-muessen-rueckbau-der-gasnetze-planen>
- ZukunftGas 2022. Die Lage der Gasversorgung in Deutschland ist angespannt aber stabil. Webseite
Zugriff 30.7.2022, <https://gas.info/energie-gas/erdgas/entstehung-erdgas/import-und-herkunft-erdgas>

KIT Scientific Working Papers
ISSN 2194-1629

www.kit.edu