

Die Energiesicherheit Deutschlands

Analyse im Kontext heutiger Erdgas- und zukünftiger Wasserstoffimporte

André Wolf und Götz Reichert



Copyright: shutterstock

Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem bleiben Energieimporte für Deutschland unverzichtbar. Ein klimaneutrales Deutschland wird im Hinblick auf die Energiekosten nur dann wettbewerbsfähig sein, wenn es von den günstigen Erzeugungsbedingungen in sonnen- und windreichen Regionen der Welt profitieren kann. Die Bundesregierung hat kürzlich eine Importstrategie für erneuerbaren Wasserstoff und Wasserstoffderivate vorgelegt. Konkrete Instrumente für eine gegenüber wirtschaftlichen und geopolitischen Risiken robusten und diversifizierten Versorgungsstruktur fehlen jedoch bislang. Diese cep-Studie untersucht den Bedarf und die Gestaltungsoptionen einer zukünftigen deutschen Energiestrategie. Im Mittelpunkt steht dabei das Ziel der Energiesicherheit, verstanden als Dreiklang aus Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung.

- ▶ Deutschlands Klima- und Energiepartnerschaften stellen ein wichtiges energiepolitisches Steuerungsinstrument dar. Die Bundesregierung sollte eine auf langfristige Energiesicherheit ausgerichtete Partnerschaftsstrategie entwickeln. Diese sollte Schritte zur räumlichen und technologischen Diversifizierung der Partnerschaften beinhalten. Formen der Kooperation mit Partnerländern sollten stärker auf die Anbahnung und Stabilisierung zukünftiger Lieferbeziehungen ausgerichtet werden.
- ▶ Ein kosteneffizienter Aufbau von Importkanälen für klimafreundliche Energieträger wie erneuerbaren Wasserstoff erfordert einen marktorientierten staatlichen Förderansatz. Die Bundesregierung sollte ihr Förderinstrument H2Global um Flexibilitätsoptionen erweitern, die unterschiedliche Nachfragepräferenzen berücksichtigen und den dezentralen privaten Handel mit erneuerbarem Wasserstoff anreizen. Zur Absicherung von Projektrisiken beim Aufbau grenzüberschreitender H₂-Lieferketten sollte das Arsenal an verfügbaren Garantieinstrumenten eingesetzt werden.
- ▶ Im Übergang zu einem klimaneutralen Energiemix bleiben Erdgasimporte unverzichtbar. Der Abschluss langfristiger Lieferverträge ist auch in Zukunft der entscheidende Schlüssel für eine Absicherung gegen kurzfristige Weltmarktrisiken. Der Handel muss die Möglichkeit bekommen, mit innovativen Vertragsmodellen auf die veränderte globale Marktsituation, insbesondere die stetig wachsende Bedeutung eines räumlich flexiblen LNG-Angebots, zu reagieren. Dies erfordert einen schrankenlosen EU-Binnenmarkt.

Executive Summary

Deutschland und den anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) ist es in der kurzen Zeit seit Beginn des Krieges in der Ukraine gelungen, die nationale Energieversorgung auf eine neue Grundlage zu stellen. Durch entschlossene Sofortmaßnahmen auf europäischer Ebene konnte eine Versorgungskrise abgewendet werden. Aber damit sind die externen Versorgungsrisiken nicht dauerhaft gebannt. In der Phase der Umstellung auf klimaneutrale Energieträger sind umfangreiche Energieimporte aus Drittstaaten weiterhin unverzichtbar. Dies gilt zum einen für Erdgas. Die scheidende Bundesregierung hat in ihrer Wachstumsinitiative die weitere Diversifizierung der Erdgasimporte als wichtiges Instrument für mehr Energiesicherheit hervorgehoben. Zum anderen müssen mittel- und langfristig Importmärkte für regenerative Energieträger wie erneuerbaren Wasserstoff aufgebaut werden. Darauf aufbauende Technologien werden sich hierzulande nur dann am Markt durchsetzen können, wenn Deutschland von den günstigen Produktionsbedingungen in sonnen- und windreichen Regionen der Welt profitieren kann.

Diese Studie untersucht die politischen Gestaltungsmöglichkeiten Deutschlands im Ringen um mehr Energiesicherheit vor dem Hintergrund des europapolitischen Ordnungsrahmens. Der Fokus liegt dabei auf zwei für die langfristige Energiesicherheit besonders zentralen Instrumenten: Klima- und Energiepartnerschaften mit Drittstaaten und die Förderung langfristiger Lieferverträge.

Gegenwärtige Versorgungslage

Die Bezugsquellen für Erdgas sind heute deutlich breiter gestreut als noch im Jahr 2021. Insbesondere Norwegen und die USA konnten ihre Lieferungen deutlich ausbauen und sind zu den beiden wichtigsten Lieferanten aufgestiegen. Hinzu kommen neue Akteure wie Aserbaidschan und Katar. Dennoch ist die EU noch nicht völlig unabhängig von russischen Gaslieferungen, die Importe haben zuletzt sogar wieder zugenommen. Zudem sind auch die Lieferungen der aufstrebenden Handelspartner nicht frei von globalen und länderspezifischen Versorgungsrisiken, die einer permanenten Beobachtung und Steuerung bedürfen. Dies betrifft zum einen die durch den höheren Anteil räumlich flexibler LNG-Lieferungen gestiegene Abhängigkeit von globalen Marktentwicklungen. Zum anderen betrifft es lokale und geopolitische Sicherheitsrisiken. Die weitere Diversifizierung der Versorgungswege bleibt daher eine dauerhafte Aufgabe. Neben der Schaffung eines stabilen Marktumfeldes für den internationalen Handel erfordert dies auch den gezielten Einsatz von Energiediplomatie.

Das Potenzial der Klima- und Energiepartnerschaften

Das Format der bilateralen Klima- und Energiepartnerschaften ist ein seit geraumer Zeit etabliertes Instrument der deutschen Energieaußenpolitik. Mittlerweile bestehen Partnerschaften mit Ländern auf allen sechs Kontinenten. In ihrer Gesamtausrichtung sind die Energie- und Klimapartnerschaften bislang primär entwicklungspolitisch motiviert, während der Aufbau gemeinsamer Märkte und Lieferketten nur als Nebenziel verstanden wird. Unsere indikatorgestützte Analyse zeigt, dass die gegenwärtigen Partner über große und vielfältige Potenziale für den Aufbau gemeinsamer Lieferketten für erneuerbare Energieträger verfügen. So stechen viele Partnerländer mit einem im Vergleich zu Deutschland deutlich höheren EE-Potenzial vor. Das Partner-Portfolio umfasst zudem die Länder mit der global größten Patentaktivität im Bereich von Energietechnologien. Viele der Länder sind zudem bereits seit langem wichtige Handelspartner Deutschlands. Zudem befinden sich viele Partnerländer

bereits in der Phase des Aufbaus bedeutender Elektrolysekapazitäten für die Wasserstoffproduktion. Die strukturelle Vielfalt der Partner macht einen Fokus auf unterschiedliche Formen der Kooperation sinnvoll. Auf Basis einer Clusteranalyse unterteilen wir das Partner-Portfolio in sechs Ländergruppen mit spezifischen Arten von Kooperationspotenzialen. Die kurzfristig größten Potenziale für den Wasserstoffexport nach Europa werden dabei für die Partner in Nordafrika und auf der arabischen Halbinsel diagnostiziert.

Unter den derzeitigen Kooperationsformaten dominieren Gremien zur bilateralen Abstimmung und zum Informationsaustausch wie regelmäßige runde Tische und Wirtschaftsforen. Kooperationsformen, die konkreter auf den Aufbau von Produktionskapazitäten in den Partnerländern und/oder die Vorbereitung gemeinsamer Lieferketten abzielen, sind dagegen bislang deutlich seltener anzutreffen. Diese werden jeweils nur von einer kleinen Minderheit der Partner genutzt. Auffällig ist vor allem, dass Kooperationen im Bereich des Wissensaustausches und -transfers, wie z.B. die Ausbildung von Arbeitskräften und die institutionelle Beratung im Bereich der Förderpolitik, bislang nur bei wenigen Partnerschaften eine Rolle spielen. Gerade hierin könnte aus Sicht vieler Partnerländer ein Vorteil einer langfristigen Energiekooperation mit Deutschland liegen.

Auch der Aufbau weiterer institutionalisierter Partnerschaften mit Energiefokus bleibt in der gegenwärtigen Transitionsphase wichtig. Dabei sollten neben den ressourcenseitigen Potenzialen der Länder auch geostrategische und allgemein sicherheitspolitische Erwägungen eine Rolle spielen. Schließlich sollte Diversifizierung nicht nur räumlich, sondern auch technologisch gedacht werden. Auch hier bieten die Klima- und Energiepartnerschaften noch viel ungenutztes Kooperationspotenzial, etwa beim Aufbau von Lieferketten für biogene Energieträger.

Die Funktion langfristiger Lieferverträge

Langfristige Lieferverträge stellen die klassische Form des Handels auf den internationalen Erdgasmärkten dar. Sie vermeiden Transaktionskosten und Marktrisiken kurzfristiger Vertragsbeziehungen. Zudem sichern sie die Finanzierung von Investitionen in neue Produktionsanlagen sowie Transport- und Speicherinfrastruktur. Dennoch ist der Anteil langfristiger Lieferverträge am weltweiten Erdgashandel in den letzten Jahren zurückgegangen. Dies liegt vor allem an der gestiegenen Bedeutung des interkontinentalen LNG-Handels und der damit verbundenen Terminalinfrastruktur, die die kurzfristige Flexibilität im Gastransport erhöht hat. Darüber hinaus besteht insbesondere in Europa auch auf der Nachfrageseite ein erhöhter Flexibilitätsbedarf beim Erdgasbezug, da die Geschwindigkeit des Übergangs zu erneuerbaren Energien innerhalb des politisch definierten Zeitfensters ungewiss ist. Um diesen veränderten Präferenzen Rechnung zu tragen, müssen die bestehenden Gestaltungsmöglichkeiten für längerfristige Lieferverträge genutzt werden.

Zu den denkbaren innovativen Ansätzen zählt die Absicherung über Put-Optionen auf Teile der in den langfristigen Lieferverträgen vereinbarten Mengen. Eine weitere Strategie wäre der gezielte Abschluss von Anschlussverträgen mit Gaslieferanten, deren Langfristverträge auslaufen. Da in diesen Fällen die Kapazitätsinvestitionen bereits weitgehend refinanziert sind, könnte auf Lieferantenseite eine höhere Bereitschaft zur Flexibilisierung der Laufzeiten bestehen. Eine grundsätzlich vielversprechende Lösung für die zeitliche Unsicherheit wäre auch der parallele Abschluss von Weitervertragsverträgen an Dritte innerhalb des EU-Binnenmarktes. Anders als bei einem Weiterverkauf an Abnehmer in Drittstaaten bestünde hier auch kein Carbon Leakage Risiko, da die erzeugten Emissionen im Geltungsbereich des Cap im EU-weiten Emissionshandel verbleiben. Alle diese Lösungen erfordern neben einer EU-weiten

Abstimmung über den langfristigen Weiterbetrieb der Erdgasinfrastruktur nicht zuletzt regulatorische Rahmenbedingungen, die dem Handel ein Höchstmaß an Gestaltungsfreiheit garantieren.

Für den Aufbau langfristiger Lieferbeziehungen für regenerativ erzeugten Wasserstoff sind starke Nachfrageimpulse für eine schnelle Kostensenkung durch Skalierung notwendig. Das von der Bundesregierung aufgelegte Importförderprogramm H2Global kann in der Startphase eine wichtige Koordinations- und Vermarktungsfunktion übernehmen. Um seine Finanzierung gerechter zu gestalten und einen barrierefreien H₂-Binnenmarkt zu unterstützen, sollte die Einbindung weiterer europäischer Partner konsequent vorangetrieben werden. Zudem muss die zeitliche Befristung eines solchen zentralen Handelsmechanismus beachtet werden. Neben der Internationalisierung des Mechanismus sollte daher bereits jetzt eine Perspektive für den mittelfristigen Übergang zu einem dezentralen Handelssystem entwickelt werden. Wir bringen zwei Vorschläge für ergänzende Fördermechanismen in die Debatte ein, die einen solchen Übergang zur dezentralen Vermarktung erleichtern und beschleunigen können. Der erste Vorschlag beinhaltet die Möglichkeit, dezentrale private Lieferverträge zwischen Exporteuren aus Drittstaaten und lokalen Händlern/Endkunden finanziell zu fördern. Der zweite Vorschlag beinhaltet die zusätzliche Versteigerung von Put-Optionen über den H2Global-Mechanismus als eine Möglichkeit, heimische Händler beim Weiterverkauf von importiertem Wasserstoff zu unterstützen.

Zentrale politische Handlungsempfehlungen

Wichtige Aufgabe der neuen Bundesregierung sollte es sein, die Resilienz bestehender und den Aufbau neuer Importmärkte und Lieferbeziehungen auf mehreren Ebenen zu unterstützen. Erstens sollte sie auf diplomatischer Ebene die weitere Diversifizierung der Energieimporte durch Kooperationsinstrumente voranbringen. Dies erfordert einen gezielteren Einsatz des Instruments der Klima- und Energiepartnerschaften. Die Bundesregierung sollte gemeinsam mit den Partnern konkrete Roadmaps zur Vertiefung der Zusammenarbeit umsetzen, die sich an den partnerspezifischen Potenzialen orientieren. In der aktuellen Phase sollten dabei Mittel für den Aufbau mittelfristiger H₂-Versorgungskanäle mit Partnern in Nordafrika und den Golfstaaten priorisiert werden. Instrumente, die zu einer langfristigen Stabilisierung zukünftiger Lieferbeziehungen beitragen können, wie z.B. Forschungs- und Ausbildungskooperationen, sollten dabei besonders berücksichtigt werden. Die strategische Weiterentwicklung der Partnerschaften sollte durch räumliche und technologische Diversifizierung vorangetrieben werden.

Zweitens sollten Deutschland und die EU auf regulatorischer Ebene Rahmenbedingungen schaffen, die auch in einem zukünftigen klimaneutralen Energiesystem die Existenz liquider Energiebinnenmärkte mit einer Vielfalt von Akteuren sicherstellen. Für den Energieträger Erdgas bedeutet dies konkret, dass in der aktuellen Übergangsphase die Nutzungsflexibilität und der ungehinderte Handel im Binnenmarkt gewährleistet bleiben müssen. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um den Märkten die Möglichkeit zu geben, innovative Lösungen zur langfristigen Risikoabsicherung, wie z.B. langfristige Verträge mit Durchleitungsoption, umzusetzen. Darüber hinaus sollten sich die EU und Deutschland von Ideen entfernen, Marktpreise durch künstliche Eingriffe wie gemeinsame Beschaffung zu verzerren oder gar Handelsintermediäre ganz aus dem Markt zu drängen. Für regenerativ erzeugten Wasserstoff ist eine Strategie zum beschleunigten Aufbau überregionaler Märkte erforderlich. Das Zielbild sollte ein Wasserstoffbinnenmarkt sein, der analog zum heutigen Gashandel über liquide Spot- und Derivatmärkte und einer Vielzahl von Akteuren eine effiziente dezentrale Lenkungsfunktion garantiert.

Inhaltsverzeichnis

1. Motivation	7
2. Bedeutung von Energiesicherheit	8
2.1 Zielsystem.....	8
2.2 Volkswirtschaftliche Relevanz von Energieimporten	9
2.3 Entwicklung Importmix Erdgas.....	12
2.4 Kurz- bis mittelfristige Versorgungskanäle: Potenziale und Risiken	14
3. Die Energiesicherheit Deutschlands im EU-Rechtsrahmen	20
3.1 Energiesicherheit im energie- und klimapolitischen Kontext	20
3.2 Energie-Kompetenzverteilung zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten	21
3.3 Energie- und klimapolitische EU-Vorgaben.....	24
3.3.1. EU-Vorgaben zum Klimaschutz.....	24
3.3.2. EU-Vorgaben für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas, Wasserstoff..	28
3.3.3. EU-Vorgaben zur Sicherung der Gasversorgung	32
3.4 Nationale Energiestrategien.....	33
4. Das Instrument der Klima- und Energiepartnerschaften	34
4.1 Aktuelles Partner-Portfolio Deutschlands.....	34
4.2 Optionen zur Erweiterung.....	39
4.3 Optionen zur Vertiefung.....	41
4.4 Synergiepotenziale mit der europäischen Ebene.....	43
5. Die Sicherung von Märkten für langfristige Lieferverträge	45
5.1 Ökonomische Bedeutung	45
5.2 Marktoptionen	49
5.2.1. Erdgas	49
5.2.2. Wasserstoff.....	52
5.2.3. Biomethan	58
6. Politische Handlungsempfehlungen	60
7. Fazit	67
8. Quellen	69
9. Anhang	77

Die vorliegende cepStudie wurde vom Centrum für Europäische Politik im Auftrag von „Die Deutsche Gas- und Wasserstoffwirtschaft“ erstellt. Die zum Ausdruck gebrachten Meinungen sind die der Autoren und geben nicht unbedingt die Position des Auftraggebers wieder.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zielsystem	9
Abbildung 2: Prognose Wasserstoffbedarfe in Industrie und Transport	10
Abbildung 3: Kostendifferenz Importe erneuerbarer H ₂ zu Produktion in Deutschland 2030	11
Abbildung 4: Prognose Senkung Primärenergieverbrauch von Erdgas in den EU-27 ggü. 2018	12
Abbildung 5: Herkunft Erdgasimporte EU-27.....	13
Abbildung 6: Übersicht kurz- bis mittelfristige EU-Versorgungskanäle	19
Abbildung 7: PV- und Windstrompotenziale von Deutschlands Partnerländern.....	36
Abbildung 8: Gegenwärtiges Partner-Portfolio: Ergebnisse Clusteranalyse	37
Abbildung 9: Partner-Portfolio - Infrastruktur	39
Abbildung 10: Vorschläge Erweiterung Partner-Portfolio.....	41
Abbildung 11: Häufigkeit Kooperationsformen in Deutschlands Partnerschaften.....	42
Abbildung 12: Vertragsfristen im grenzüberschreitenden LNG-Handel	47
Abbildung 13: Anteil Erdgas am Primärenergieverbrauch 2021 in EU-Mitgliedstaaten.....	52
Abbildung 14: Mechanismus von H2Global	54
Abbildung 15: Flexibilitätsoptionen für H2Global.....	57
Abbildung 16: Politische Handlungsempfehlungen nach Handlungsebene	61

1. Motivation

Die Bewältigung der Gefährdungssituation im Jahr 2022 hat gezeigt: Europas Energiesystem kann Krise. Dank entschlossenen gemeinschaftlichen Handelns und der Signalwirkung der Märkte konnten die Auswirkungen des Einbruchs russischer Gasimporte gemildert und eine Versorgungskrise abgewendet werden. Zugleich wurde ein Prozess initiiert, der Europa noch schneller von russischem Gas unabhängig machen und die Energieversorgung Richtung Klimaneutralität umbauen soll. In Deutschland wurden mit dem Bau von vier LNG-Terminals in Rekordzeit bedeutende alternative Importkapazitäten für Erdgas in verflüssigter Form geschaffen.

Das Thema Energiesicherheit darf damit aber nicht aus dem Fokus der politischen Agenda geraten. Das hohe Maß an globaler geopolitischer Unsicherheit, jüngst noch verstärkt durch die erneute Wahl von Donald Trump zum US-Präsidenten, setzt auch die bestehenden Versorgungswege vielfältigen Risiken aus. Zugleich bietet der Expansionskurs der neuen US-Regierung beim Aufbau von LNG-Kapazitäten auch die Chance einer weiteren Vertiefung des transatlantischen Gashandels. Zudem erfordert der politisch beschlossene Umbau der Versorgung auf erneuerbare Energieträger einen langen Atem. Produktion und Infrastruktur für erneuerbaren Wasserstoff und andere klimafreundliche Substitute sind in Europa und weltweit erst im Aufbau. Der Zeitpunkt, ab wann Wasserstoff in großen Volumina zu wettbewerblichen Preisen verfügbar sein wird, ist von einer Vielfalt technologischer und regulatorischer Faktoren abhängig, und damit aus heutiger Sicht schwierig zu prognostizieren. Parallel muss die Versorgung des bis dahin unverzichtbaren Energieträgers Erdgas auf noch breitere und krisenrobustere Füße gestellt werden.

Für eine traditionell energieintensiv produzierende Volkswirtschaft wie Deutschland ist es zugleich wichtig, Energiesicherheit nicht nur als physische Versorgungssicherheit zu verstehen. Neue Energiequellen müssen auch wirtschaftlich und umweltverträglich sein. Sie sollten dazu beitragen, den Energiekostennachteil Europas im globalen Standortwettbewerb zu verringern. Dies sollte ohne staatliche Eingriffe in den Preisbildungsprozess geschehen, um dringend nötige Anreize zur weiteren Steigerung der Energieeffizienz nicht zu untergraben. Gleichzeitig sollten sie die klima- und umweltpolitischen Ziele Deutschlands und der EU – und damit unsere globale Glaubwürdigkeit in dieser Frage – nicht konterkarieren.

Das Streben nach mehr Energiesicherheit ist daher zwangsläufig ein Balanceakt zwischen mehreren, teilweise konfligierenden Zielen. Dieser Balanceakt bedarf einer vorausschauenden politischen Flankierung, insbesondere angesichts einer bislang wenig berechenbaren und teilweise inkonsistenten Klimapolitik. Abstimmungsprobleme beim Aufbau neuer Versorgungswege müssen überwunden und regulatorisch bedingte Investitionsrisiken reduziert werden. Die Anbahnung und Pflege stabiler Energielieferbeziehungen sollte neue Priorität auf diplomatischer Ebene erhalten, im Sinne einer echten Energieaußenwirtschaftspolitik.

Ziel der Studie ist es, die Relevanz des Ziels Energiesicherheit wieder stärker ins Bewusstsein zu rücken und das Spektrum der zur Verfügung stehenden Mittel zu diskutieren. Sie dokumentiert zunächst die auch langfristig wichtige Bedeutung von Energieimporten für eine erfolgreiche Transformation in Deutschland und Europa. Sie zeigt die Potenziale und Risiken der kurz- bis mittelfristig zur Verfügung stehenden Bezugskanäle auf. Sie gibt einen Überblick über die politischen Gestaltungsmöglichkeiten Deutschlands im europäischen Rahmen. Anschließend werden zwei für die langfristige Energiesicherheit besonders zentrale Instrumente untersucht: Energiepartnerschaften mit Drittstaaten und die Förderung langfristiger Lieferverträge.

2. Bedeutung von Energiesicherheit

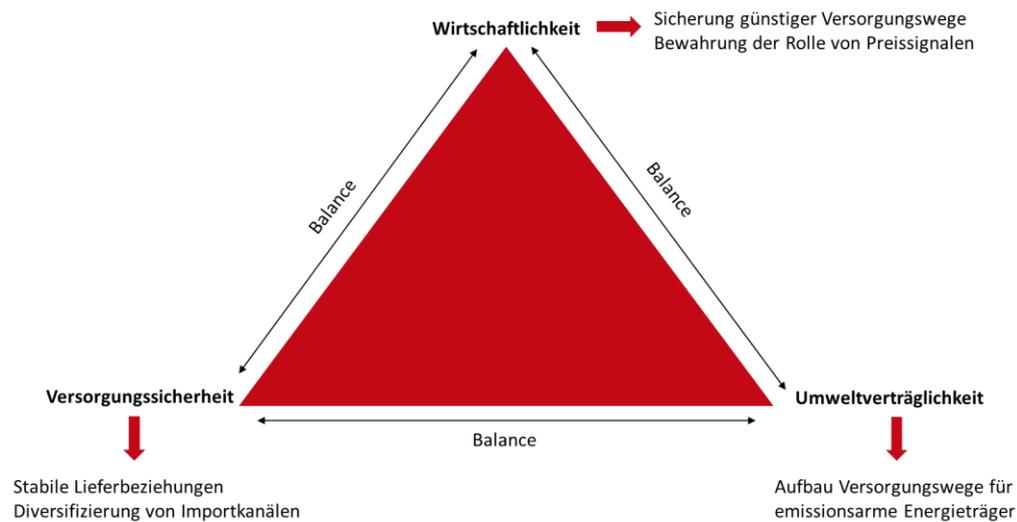
2.1 Zielsystem

In der gegenwärtigen Übergangsphase zur klimaneutralen Energieversorgung ist es mehr denn je wichtig, Energiesicherheit als mehrdimensionales Zielsystem zu begreifen. Die Bewahrung von Versorgungssicherheit ist darin ein Element. Jenseits des reinen Versorgungsprinzips sind zugleich Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung weitere unverzichtbare Teilziele. Diese drei Ziele stehen zugleich in enger, teilweise konfliktreicher Wechselwirkung. Energiesicherheit bedeutet damit, eine Balance im klassischen energiepolitischen Zieldreieck (siehe Abbildung 1) zu finden. Voraussetzung ist zunächst ein klares Verständnis der Teilziele in Zeiten der Transition.

Versorgungssicherheit verstehen wir im Folgenden als Robustheit der heimischen Energieversorgung gegenüber denkbaren Versorgungsstörungen. Diese Risikoquellen können ökonomischer Natur sein, z.B. als Folge der Nichteinhaltung von Liefervereinbarungen durch einzelne Handelspartner. Sie können auch handelspolitischer Natur sein, etwa in Form einer restriktiveren Exportpolitik seitens der Lieferländer. Sie können schließlich auch sicherheitspolitischer Art sein und die Form von (staatlichen oder nicht-staatlichen) Angriffen auf die Energie-Transportinfrastruktur annehmen. Mögliche Maßnahmen zur Verringerung der Anfälligkeit gegenüber solchen Störungsrisiken sind die Diversifizierung von Importwegen, der Abschluss von langfristigen Liefervereinbarungen für bessere Planbarkeit sowie die Bewahrung von Anreizen zur Senkung des Energieverbrauchs.

Wirtschaftlichkeit bezieht sich auf den Bezug von Energie zu Kosten, die die Wettbewerbsfähigkeit von heimischen Unternehmen bewahren und auch Haushaltskonsumenten nicht übermäßig belasten. Risikoquelle sind hier zum einen die gegenwärtig noch hohen Kosten der Erzeugung und des Transports von erneuerbaren Energieträgern wie erneuerbarem Wasserstoff. Zum anderen stellt auch die bei Erdgas bestehende Unsicherheit über die Restnutzungszeit einen möglichen Kostenfaktor dar (siehe Diskussion in Abschnitt 5.1). Geeignete Maßnahmen sind der Aufbau neuer günstiger Versorgungswege, die Begrenzung von Kostenrisiken durch langfristige Lieferverträge sowie grundsätzlich die Bewahrung von Technologieoffenheit und Wettbewerb als Mittel zur wirkungsvollen Begrenzung von Kosten.

Umweltverträglichkeit bezieht sich auf die Kompatibilität mit den gesellschaftlichen Klima- und Nachhaltigkeitszielen, allen voran den völkerrechtlichen Verpflichtungen der EU im Pariser Klimaabkommen und den spezifischen europäischen und nationalen Emissionszielen (Klimaneutralität bis 2045). Risiken sind ein zu langsamer Ausbau von Erneuerbaren Energien und der hierfür notwendigen Transport- und Speicherinfrastruktur sowie allgemein die Knappheit geeigneter Flächen für die regenerative Gewinnung von Strom. Um diesen Risiken zu begegnen, bedarf es neben einer klugen marktorientierten Förderpolitik im Inland internationaler Partnerschaften mit sonnen- und windreichen Drittstaaten zum Aufbau von Importkanälen für erneuerbare Energieträger.

Abbildung 1: Zielsystem

Quelle: Eigene Darstellung.

2.2 Volkswirtschaftliche Relevanz von Energieimporten

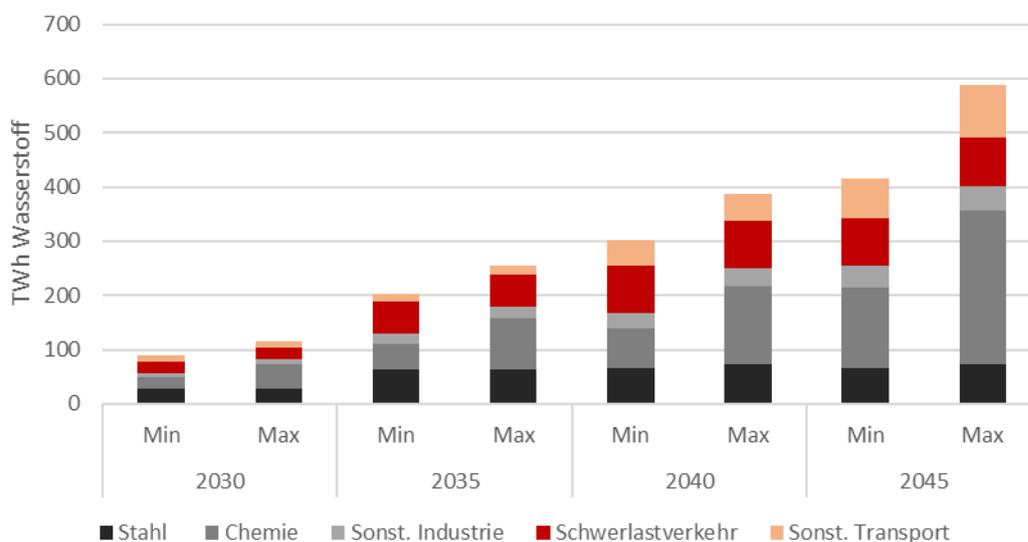
Auch in einer zukünftigen klimaneutralen Welt wird Europa seinen Energiebedarf nicht ausschließlich aus heimischen Quellen decken können. Bei der Nutzung erneuerbarer Energieträger besitzen andere Weltregionen naturgemäße Vorteile in Folge höheren Sonnen- und/oder Windreichtums. Die damit verbundenen Unterschiede in den Kosten der Energiegewinnung werden mittelfristig die Grundlage für neue Formen von komparativen Kostenvorteilen und einer globalen Arbeitsteilung schaffen, in der Regionen wie Europa die Rolle des Netto-Importeurs erneuerbarer Energien einnehmen werden.

Gasförmige und flüssige Energieträger werden dabei als Energiequellen nicht nur aus Gründen der besseren Transportierbarkeit nach wie vor eine unverzichtbare Ergänzung zur Direktnutzung von elektrischer Energie darstellen. Denn eine Reihe gegenwärtiger Industrieprozesse sind gar nicht oder nicht zu vertretbaren Kosten elektrifizierbar. Hinzukommen aus europäischer Sicht externe Risiken im Zugang zu für die Elektrifizierung essenziellen Rohstoffen (z.B. Lithium) und Technologiegütern (z.B. PV-Module) als Folge einer starken Marktdominanz Chinas. Ein kosteneffizienter und risikominimaler Weg zur Klimaneutralität erfordert deshalb auch weiterhin Diversität im Energiebezug.

Unter den alternativen Energieträgern steht aus erneuerbaren nicht-biogenen Quellen (d.h. elektrolytisch unter Einsatz von EE-Strom) gewonnener Wasserstoff gegenwärtig europäisch wie global im Zentrum der Investitionsplanungen. Der Einsatz von Strom aus Wind- und Solarkraft in der Wasserstoffproduktion ermöglicht die Umwandlung einer in ihrem Angebot zeitlich-volatilen Energieform in einen stabilen und gut speicherbaren Energieträger. Der so hergestellte Wasserstoff kann aus fossilen Energieträgern gewonnenen Wasserstoff in der Herstellung chemischer Grundstoffe und in der Düngemittelproduktion ersetzen. Er stellt auch die Grundlage für die Produktion neuer klimaschonender Erzeugnisse wie synthetischer Kraftstoffe dar. Auch als Reduktionsmittel in der Stahlherstellung mittels Direktreduktion wird er einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Grundstoffindustrien leisten. Als Energiequelle wird Wasserstoff schließlich in einigen schwer elektrifizierbaren Segmenten wie der Produktion von Spitzenlaststrom, in Hochtemperaturtechnologien in der Industrie sowie (unmittelbar oder in Form synthetischer Kraftstoffe wie grünes Ammoniak und Methanol) im Schwerlasttransport und in der Luft- und

Schifffahrt zum Einsatz kommen.¹ Der nationale Wasserstoffrat erwartet in seinen jüngsten Prognoseszenarien einen entsprechend starken langfristigen Anstieg des Wasserstoffbedarfs in Deutschland (siehe Abbildung 2). Wesentlicher Nachfragetreiber werden demnach zunächst die Grundstoffindustrien sein, mittelfristig auch der Transportsektor. Längerfristig kommen die Nutzung von Wasserstoff in der Wärmeversorgung (insbesondere Fernwärme) sowie in der Stromerzeugung als Nachfragetreiber hinzu. Der vom Wasserstoffrat prognostizierte langfristige Bedarf in diesen Sektoren ist derzeit noch mit großen Unsicherheiten behaftet und liegt für das Jahr 2045 zwischen 205 und 700 TWh.²

Abbildung 2: Prognose Wasserstoffbedarfe in Industrie und Transport



Quelle: Nationaler Wasserstoffrat (2024); Eigene Darstellung..

Zunehmende Flächenknappheit bei Wind- und PV-Strom und die erwähnten komparativen Kostennachteile Europas machen auch bei Wasserstoff Importe für die Bedarfsdeckung zukünftig unverzichtbar.³ Die EU trägt diesem Tatbestand in ihrem RePowerEU-Plan Rechnung, indem sie eine spezifische Zielmarke für den Import erneuerbaren Wasserstoffs (10 Millionen Tonnen in 2030) ausgibt.⁴ Dieses Ziel ist als Teil einer bloßen Mitteilung der Kommission zwar selbst nicht rechtlich bindend, hat aber als Grundlage für die aktuelle und zukünftige Wasserstoffgesetzgebung eine wichtige Lenkungsfunktion. Entscheidende Voraussetzung für den Aufbau transkontinentaler Wasserstoffmärkte ist eine deutliche Senkung der Gestehungs- und Transportkosten.

Aktuelle Prognosen gehen von einer deutlichen Senkung dieser Kosten durch Skalierungs- und Lerneffekte aus. Sie sind sich jedoch uneins darüber, ob dies ausreicht, um den interkontinentalen Wasserstofftransport in absehbarer Zeit wettbewerbsfähig zu machen. Während Aurora (2023)⁵ davon

¹ IEA (2019). The future of hydrogen. International Energy Agency. Study.

² Nationaler Wasserstoffrat (2024). Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland. Grundlagenpapier.

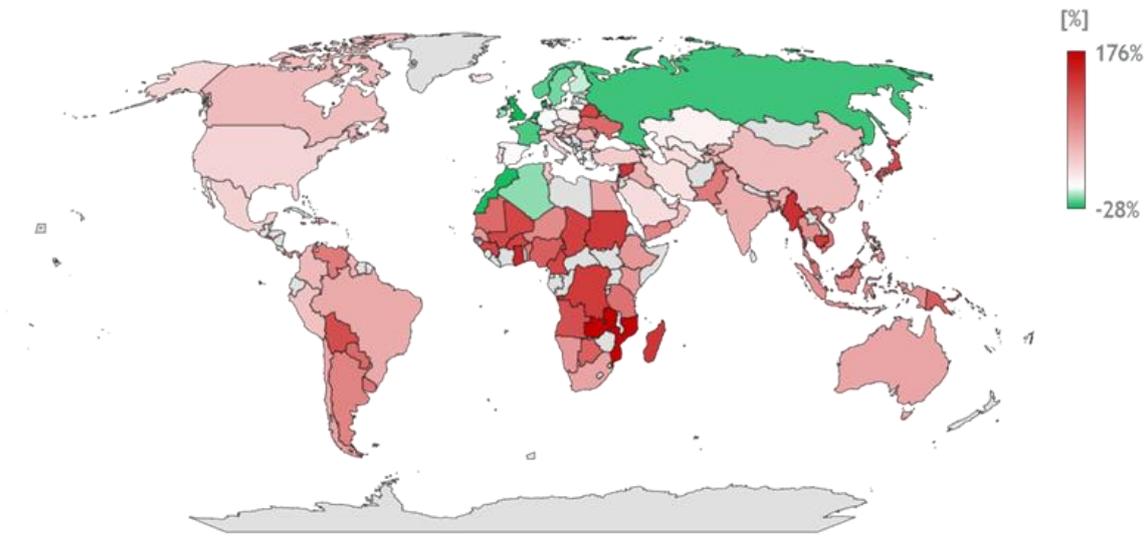
³ Agora Industry & TU Hamburg (2023). Hydrogen import options for Germany. Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle. Study.

⁴ Europäische Kommission (2022). REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe. Communication COM(2022) 108 final.

⁵ Aurora (2023). [Renewable hydrogen imports could compete with EU production by 2030](#). January 23, Aurora Energy Research.

ausgeht, dass die preisliche Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff aus Chile und Australien, der per Schiff nach Europa transportiert wird, bereits 2030 erreicht werden kann, sagen Galimova et al. (2023)⁶ voraus, dass der Langstreckentransport nach Europa noch bis 2050 kostenseitig nicht konkurrenzfähig sein wird. Fraunhofer CENIS (2023)⁷ identifizieren für die Zeit bis 2030 einen Business Case für Wasserstoffimporte aus der MENA-Region, vorausgesetzt, der Großteil des Transportvolumens wird über Pipelines abgewickelt. Zu diesem Ergebnis kommen auch die globalen Schätzungen der potenziellen Kosten des Energiewirtschaftlichen Instituts zu Köln (siehe Abbildung 3).⁸

Abbildung 3: Kostendifferenz Importe erneuerbarer H₂ zu Produktion in Deutschland 2030



Quelle: EWI (2024).

Neben der Frage des technologischen Fortschritts im Schiffstransport von Wasserstoff ist die Henne-Ei Problematik in der gegenwärtigen Aufbauphase von H₂-Lieferketten ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor. Der parallele Aufbau von Produktion, Infrastruktur und Anwendungstechnologien erzeugt Koordinationsprobleme, die mangels überregionaler Märkte noch nicht über transparente Preissignale gelöst werden können. Dies impliziert für die langfristige Zukunft ein sehr breites Spektrum an vorstellbaren Entwicklungsszenarien, dass in der Gegenwart zur Verunsicherung von Investoren beiträgt.⁹ Verstärkt wird dies noch durch die nur langsam vorankommende regulatorische Entwicklung eines zukünftigen Marktdesigns.

Vor diesem Hintergrund wird die Nutzung von Erdgas in der Übergangsphase zur Klimaneutralität unverzichtbar bleiben. Zwar wird aktuellen Prognosen gemäß der Erdgasverbrauch längerfristig signifikant zurückgehen, ein gewisser Sockelkonsum für schwer elektrifizierbare Prozesse jedoch verbleiben. Neben der Rolle als Back-up Technologie kann Erdgas auch aktiv Impulse für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur setzen, als Grundlage für die Herstellung von blauen (d.h. fossil unter CO₂-Abscheidung gewonnenen) Wasserstoff sowie als Wegbereiter für den Hochlauf von H₂-

⁶ Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2023). Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. *Applied Energy*, 347, 121369.

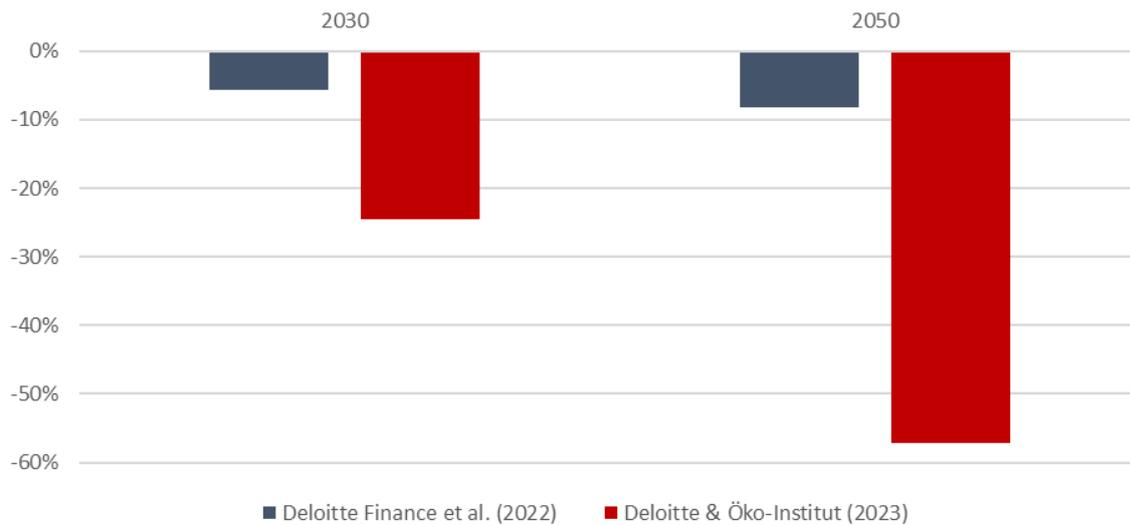
⁷ Fraunhofer CENIS (2023). Clean hydrogen deployment in the Europe-MENA region from 2030 to 2050 - A technical and socio-economic assessment. Fraunhofer Cluster of Excellence "Integrierte Energiesysteme".

⁸ EWI (2024). EWI Global PtX Cost Tool 2.0. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln e.V.

⁹ Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G. F., Jensterle, M., & Luderer, G. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. *Nature Energy*, 7(9), 854-865.

Anwendungstechnologien (z.B. anfängliche Nutzung von Erdgas in der Direktreduktion von Stahl oder in H₂-ready Kraftwerken). Die Realisierung dieser Potenziale hängt jedoch stark von der technologischen Entwicklung und den infrastrukturellen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Dementsprechend groß ist die Bandbreite an prognostizierten Reduktionspfaden in unterschiedlichen Studien (siehe Abbildung 4). Energiesicherheit erfordert vor diesem Hintergrund auch eine ausreichende Flexibilität im Hinblick auf unterschiedliche denkbare Zeithorizonte für den Ausstieg aus der Erdgasnutzung.

Abbildung 4: Prognose Senkung Primärenergieverbrauch von Erdgas in den EU-27 ggü. 2018



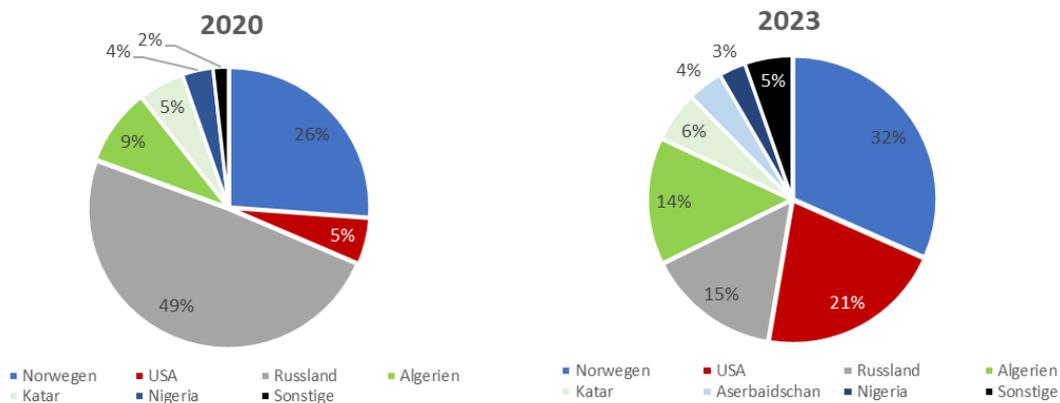
Quellen: Deloitte Finance et al. (2022); Deloitte & Öko-Institut (2023); Eigene Darstellung.

2.3 Entwicklung Importmix Erdgas

Der Angriff Russlands auf die Ukraine im Jahr 2022 hat die Situation an den europäischen Gasmärkten grundlegend verändert. Er hat die Folgen der bei fossilen Ressourcen bestehenden Abhängigkeit von Russland offengelegt. Zuvor kam fast die Hälfte der EU-Erdgasimporte aus russischen Quellen (siehe Abbildung 5). In einem großen Kraftakt gelang es den Marktakteuren – flankiert durch regulatorische Anpassungen auf politischer Ebene (siehe Abschnitt 3.3.3) – die Quellen von Europas Gasversorgung in kurzer Zeit deutlich zu diversifizieren. Neben dem Aufbau neuer langfristiger Lieferbeziehungen hat der Ausbau der europäischen Import-Infrastruktur für verflüssigtes Erdgas (Liquified Natural Gas (LNG)) dabei eine zentrale Rolle gespielt. In Deutschland wurden über das LNG-Beschleunigungsgesetz die Bedingungen für eine beschleunigte Genehmigung von LNG-Terminals geschaffen.¹⁰ Dies hat zusammen mit dem Marktdruck zum Aufbau einer nationalen LNG-Infrastruktur in Rekordzeit beigetragen. Mittlerweile sind drei schwimmende Terminals zur Speicherung und Regasifizierung von LNG an deutschen Häfen in Betrieb (Wilhelmshaven, Stade, Mukran), für die nahe Zukunft ist der Bau von drei festen LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade geplant.¹¹

¹⁰ Bundesministerium der Justiz (2022). Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz - LNGG).

¹¹ NDR (2024). [LNG: Fakten zu Flüssigerdgas und Projekten in Norddeutschland](#).

Abbildung 5: Herkunft Erdgasimporte EU-27

Quellen: Eurostat (2024); Bruegel (2024); Eigene Darstellung.

In der Konsequenz konnte der Anteil Russlands am EU-Importmix in 2023 auf 15% reduziert werden. Wichtigster Handelspartner ist nun Norwegen. Die stärksten Zuwächse hat der Gas-Import aus den USA erfahren, eine Konsequenz des Ausbaus der LNG-Importinfrastruktur. In verflüssigter Form importiertes Erdgas machte in 2023 mehr als ein Drittel der EU-Erdgasimporte aus. Damit zusammenhängend hat sich das Portfolio an Handelspartnern verbreitert. Unter den neuen Akteuren erreicht Aserbaidschan bereits seit 2021 bedeutende Marktanteile. Mit den seit 2022 abgeschlossenen neuen langfristigen Liefervereinbarungen mit Ländern wie Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten (siehe folgender Abschnitt) werden sich die europäischen Gasimporte räumlich weiter diversifizieren.

Die Versorgungsfrage ist dennoch keineswegs abschließend beantwortet. Denn gemäß der im RePowerEU-Plan verankerten Ziele der EU soll „die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland ... weit vor 2030 schrittweise beendet werden“.¹² Und bereits kurzfristig besteht Unsicherheit über die verbleibenden russischen Importe. Einerseits sind die LNG-Importe aus Russland im ersten Halbjahr 2024 gestiegen.¹³ Andererseits hat die ukrainische Regierung den noch bis Ende 2024 gültigen Transitvertrag mit dem russischen Konzern Gazprom auslaufen lassen.¹⁴ In der Konsequenz gelangt kein Erdgas mehr über die Transgas-Pipeline nach Mitteleuropa. Dies betrifft nicht unmittelbar die deutsche Versorgung, aber die von Nachbarländern wie der Slowakei, Tschechien und Österreich. Auch der Umgang mit russischen Importen in LNG-Form ist - nach dem bereits unlängst erfolgten Verbot einer Verladung von russischem LNG in EU-Häfen für den Re-Export nach Drittstaaten¹⁵ - weiterhin Gegenstand intensiver politischer Diskussion.¹⁶

Zwar kommen Analysen zu dem Schluss, dass als Folge der Diversifizierungsanstrengungen ein kompletter Wegfall der Erdgasimporte aus Russland die europäische Versorgungssicherheit nicht länger unmittelbar gefährden würde.¹⁷ In jedem Fall erhöht er aber weiter die Sensitivität gegenüber

¹² Europäische Kommission (2022). REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe. Communication COM(2022) 108 final.

¹³ IEEFA (2024). [European LNG tracker](#). Institute for Energy Economics and Financial Analysis.

¹⁴ Tagesschau (2025). [Russischer Erdgasexport über die Ukraine gestoppt](#).

¹⁵ Europäische Union (2024). Council Regulation (EU) 2024/1745 of 24 June 2024 amending Regulation (EU) No 833/2014 concerning restrictive measures in view of Russia's actions destabilising the situation in Ukraine.

¹⁶ Euractiv (2024). [EU lawmaker alliance calls for ban on all Russian energy, including gas](#).

¹⁷ Holz, F., Barner, L., Kempfert, C., & von Hirschhausen, C. R. (2024). Sanktionen gegen russisches Erdgas würden Versorgung in EU und Deutschland nicht gefährden. DIW Wochenbericht, 91(21), 307-315.

dem globalen Handel mit flexibel zu verschiffenden LNG. Diese räumliche Flexibilität eröffnet einerseits Europa zukünftig mehr Möglichkeiten für den kurzfristigen Ausgleich von Mehr- oder Minderbedarfen. Andererseits kann die höhere Flexibilität auch anbieterseitig die Ausnutzung regionaler Preisunterschiede erleichtern. Dies impliziert eine wachsende globale Nachfragekonkurrenz, insbesondere mit den auf LNG-Importen angewiesenen Ländern Ostasiens. Damit erhält insbesondere das Wirtschaftswachstum Chinas und Indiens zunehmenden Einfluss auf Versorgungslage und Preisentwicklung im europäischen Markt. Angebotsseitig ist zudem auch das neue Portfolio an Handelspartnern nicht frei von Versorgungsrisiken ökonomischer wie sicherheitspolitischer Natur.

2.4 Kurz- bis mittelfristige Versorgungskanäle: Potenziale und Risiken

Norwegen ist seit langer Zeit ein wichtiger und zuverlässiger Gaslieferant der EU. Die systemische Bedeutung von norwegischem Erdgas hat sich seit Ausbruch des Ukraine-Kriegs noch deutlich erhöht. Die Fähigkeit Norwegens, Gasexporte in die EU seit 2022 flexibel zu steigern, hat wesentlich zur Bewältigung der europäischen Energiekrise beigetragen. Die damit verbundenen hohen Exporteinnahmen senken zugleich auf politischer Ebene in Norwegen die Anreize zu einem Ausstieg aus dem fossilen Exportmodell. Das schlägt sich bereits in neuen langfristigen Liefervereinbarungen nieder.¹⁸ Zugleich folgt aus der gewachsenen Marktrelevanz Norwegens aber auch eine zunehmende Sensitivität gegenüber Störungen im norwegischen Pipeline-System. So hat erst diesen Sommer Unsicherheit über die Länge geplanter Wartungsarbeiten an den Pipelines für Nervosität an den Märkten gesorgt.¹⁹ Ein in der angespannten sicherheitspolitischen Lage zunehmend relevanter Risikofaktor stellt die Gefahr von (staatlichen oder nicht-staatlichen) Attacken auf die norwegische Gas-Infrastruktur dar, gerade im Zusammenhang mit den Erfahrungen bei Nord Stream I und II. Die norwegische Regierung hat bereits eine stärkere militärische Überwachung der norwegischen Pipelines auf See angekündigt.²⁰ Auch mögliche Cyberattacken sind eine ernstzunehmende Gefahr für solche kritischen Pipeline-Infrastrukturen, wie etwa 2021 eine erfolgreiche Ransomware Attacke auf die US-amerikanische Colonial Pipeline gezeigt hat.²¹

Die **USA** haben als Lieferant von Flüssiggas eine wesentliche Rolle bei der Bewältigung der europäischen Erdgaskrise im Jahr 2022 gespielt. Die bereits in den Jahren zuvor beträchtlichen EU-Einfuhren von LNG aus den USA konnten in 2022 im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt werden (von 19,7 Milliarden auf 51,0 Milliarden m³).²² Über den europäischen Netzverbund konnte auch Deutschland trotz anfänglich noch nicht vorhandener eigener LNG-Terminals unmittelbar an diesem Versorgungskanal partizipieren. Seit Inbetriebnahme des LNG-Terminals in Wilhelmshaven im Dezember 2022 bezieht Deutschland auch direkt Flüssiggas aus den USA. Der krisenbedingt hohe Mehrbedarf an LNG-Importen aus den USA musste in 2022 zunächst vorrangig durch teuren Zukauf an den Spotmärkten bewältigt werden. Bereits im selben Jahr wurden aber auch zehn neue langfristige Lieferverträge zwischen europäischen Händlern und US-Exporteuren von LNG geschlossen, mit Laufzeiten zwischen 15 und 20 Jahren.²³

¹⁸ Tagesschau (2023). [Zehn Jahre Gaslieferungen aus Norwegen vereinbart.](#)

¹⁹ Telepolis (2024). [Wartung in Norwegen lässt Gaspreise in Europa erzittern.](#)

²⁰ FAZ (2022). [Wie Norwegen künftig seine Pipelines schützen will.](#)

²¹ Financial Times (2024). [Industrial and energy groups warned of need for stronger cyber defence.](#)

²² Eurostat (2024). Imports of natural gas by partner country. Eurostat Database.

²³ Investigate Europe (2023). [LNG fever: European firms sign mega-contracts as US shale gas imports boom.](#)

Für die allgemeine Stabilität der Lieferbeziehungen zu den USA spricht auch die stetig gestiegene Bedeutung von LNG für die US-amerikanische Handelsbilanz. Dank der wachsenden Exporte von Schieferöl und Schiefergas sind die USA seit 2019 zum Netto-Exporteur von Energieprodukten geworden, nach Jahrzehnten der Importabhängigkeit.²⁴ Im Jahr 2023 sind sie angesichts eines massiven LNG-Exportwachstums von 12% zum global wichtigsten LNG-Exporteur aufgestiegen.²⁵ Die geplanten Kapazitätserweiterungen dürften diese Position weiter zementieren. Allein 19 neue LNG-Exportterminals sind bereits genehmigt, sieben davon befinden sich im Bau.²⁶ Nach aktuellen Prognosen von Shell könnte sich der globale LNG-Export der USA bis 2030 nahezu verdoppeln und dann etwa 30% der weltweiten Nachfrage decken.²⁷ Neben dem Nutzen hoher Exporteinnahmen stärkt eine solche Stellung auch das geoökonomische Gewicht der USA. Die flexible Verschiffung von amerikanischem Flüssiggas trägt zum Abbau von Preisdiskrepanzen zwischen dem pazifischen und dem atlantischen Markt bei. Damit werden die USA zukünftig noch stärker zum Balancehalter und Garanten für einen „globalen“ LNG-Markt.

Unsicherheitsfaktoren stellen die gesamtwirtschaftliche Entwicklung in den USA und die politische Zukunft dar. Zwischenzeitlich stark steigende heimische Erdgaspreise für Endverbraucher in den Jahren 2022-23 hatten den Blick auf die Wechselwirkungen zwischen LNG-Exporten und der Preisentwicklung am US Henry Hub Spotmarkt gelenkt.²⁸ Der Aufwärtstrend bei den Verbraucherpreisen scheint zwar mittlerweile gebannt²⁹, ein wieder stärker werdender Inflationsdruck könnte aber den Preiseffekt als Argument gegen LNG-Exporte wieder ins Spiel bringen. Auf politischer Ebene haben vor allem im Lager der Demokraten Klima- und Umweltbedenken gegenüber der Schiefergasförderung und -nutzung Opposition hervorgerufen und zu koordinierten Protesten geführt.³⁰ Die Entscheidung der Biden-Administration im Januar 2024, laufende Genehmigungsverfahren für LNG-Exportprojekt temporär zu pausieren und auf ihre ökonomischen und ökologischen Effekte zu überprüfen³¹, lässt sich als unmittelbare Reaktion auf diesen Druck aus dem eigenen Lager interpretieren. Ein Bundesgericht hat den Genehmigungsstopp mittlerweile wieder aufgehoben. Kurz- bis mittelfristig hätte er auch keine Auswirkungen auf die globale Versorgungslage gehabt, da nur Projekte in einem frühen Planungsstadium betroffen gewesen wären.³²

Im Hinblick auf die neue Präsidentschaft lassen sich keine Anzeichen für einen grundlegenden Kurswechsel weg von LNG erkennen. Der gewählte Präsident Donald Trump möchte durch Deregulierung das Exportgeschäft noch stärker als bislang geplant ausbauen. So hat er bereits eine Executive Order erlassen, die die von Joe Biden erlassene Pausierung der Genehmigungsverfahren für LNG-Exportkapazitäten offiziell aufhebt.³³ Zudem hat er im Rahmen seiner Rede beim

²⁴ U.S. Department of Energy (2023). U.S. Imports and Exports of Primary Energy, 1960-2022.

²⁵ EIA (2024b). [Global trade in liquefied natural gas continued to grow in 2023](#). U.S. Energy Information Administration.

²⁶ FERC (2024). U.S. LNG export terminals – existing, approved not yet built, and proposed. Federal Energy Regulatory Commission. Abgerufen am: 17.09.2024.

²⁷ Shell (2024). Shell LNG Outlook 2024.

²⁸ EIA (2023). AEO2023 [Issues in Focus: Effects of liquefied natural gas exports on the U.S. natural gas market](#). U.S. Energy Information Administration.

²⁹ EIA (2024a). [U.S. price of natural gas delivered to consumers](#). U.S. Energy Information Administration.

³⁰ Congress of the United States (2023). [Letter by 63 democratic members of congress and senate to the U.S. Department of Energy](#).

³¹ The White House (2024). [Fact sheet: Biden-Harris Administration announces temporary pause on pending approvals of liquefied natural gas exports](#).

³² Küper, M. (2024). LNG: Die Bedeutung der US-Importe für die deutsche Gasversorgung. IW-Kurzbericht 42/2024.

³³ Reuters (2025a). [Trump lifts freeze on LNG export permit applications](#).

Weltwirtschaftsforum Europa gegenüber eine Versorgungsgarantie mit US-LNG ausgesprochen.³⁴ Einen mittelfristigen Unsicherheitsfaktor stellen jedoch Wechselwirkungen mit der industriepolitischen Agenda Trumps dar, insbesondere die Drohung der Erhebung zusätzlicher Zölle auf importierte EU-Waren. Dabei sind Züge einer zukünftigen Verhandlungstaktik erkennbar, einheitliche EU-Verhandlungspositionen durch gezielte Zugeständnisse oder Drohungen gegenüber einzelnen Mitgliedstaaten zu unterlaufen und so die EU als Institution zu schwächen.³⁵ Dabei sind auch Szenarien denkbar, in denen LNG eine Schlüsselrolle einnehmen würde. So könnte die neue US-Administration die Verpflichtung zur verstärkten Abnahme von amerikanischem Erdgas als Bedingung für den Verzicht auf höhere Importzölle auf europäische Waren formulieren. Dies würde die Flexibilität Europas im Erdgasbezug mittelfristig einengen und könnte in der Folge auch zu höheren Erdgaspreisen führen. Andersherum wäre im Falle anhaltend hoher Inflationsraten in den USA auch vorstellbar, dass Trump eine Abkehr von der exportfreundlichen Politik als Mittel zur Senkung heimischer Energiepreise anstrebt. Auch allgemein ist angesichts der politischen Polarisierung in den USA ist ein Szenario denkbar, indem zukünftig eine der Parteien eine betont oppositionelle Haltung zu Fracking-Gas (oder spezifisch Gasexporten) als Mittel zur Profilierung wählt. Das stellt einen langfristigen Risikofaktor für Europas Bezug von Flüssiggas dar.

Algerien ist ebenfalls im Zuge der Krisensituation 2022 als Gasversorger Europas stärker in den Fokus gerückt. Die durch das Mittelmeer nach Spanien und Italien führenden Gas-Pipelines und der alternative Transport per Schiff als LNG machen Algerien infrastrukturseitig zu einem besonders robusten Handelspartner. Bereits kurz nach Beginn des Ukraine-Krieges konnte Italien sich in einem Abkommen mit Algerien eine deutliche Ausweitung der Gaslieferungen sichern und so seine bis dahin starke Abhängigkeit von Gasimporten aus Russland reduzieren.³⁶ Als Ausdruck seiner gewachsenen Marktposition hat Algerien weitere Kapazitätssteigerungen in der Gasförderung angekündigt und will seinen heimischen Gaskonsum zugleich zur Steigerung des Exportpotenzials einschränken.³⁷ Damit wird die wirtschaftspolitische Strategie Algeriens auf absehbare Zeit auf Gasexporte ausgerichtet bleiben. Risiken birgt jedoch die geopolitische Situation des Landes. Das betrifft etwa den langjährigen Konflikt mit Marokko um den Status der Westsahara. Die Parteinahme Frankreichs für die Position Marokkos³⁸ könnte die Beziehungen Algeriens zur EU auf politischer Ebene belasten. Auch die fortbestehende wirtschaftliche und militärische Partnerschaft Algeriens mit Russland, im Jahr 2023 noch bekräftigt durch ein vertieftes Partnerschaftsabkommen³⁹, ist ein Aspekt, der berücksichtigt werden sollte.

Durch die Inbetriebnahme der Transadriatischen Pipeline Ende 2020 ist **Aserbaidschan** zu einem der bedeutendsten Erdgasversorger Europas aufgestiegen. Sie verläuft von der Türkei über Griechenland und Albanien durch das Adriatische Meer bis nach Süditalien. Sie stellt eine Verlängerung der Transanatolischen Pipeline dar und führt so in Aserbaidschan gefördertes Erdgas über die Türkei nach Südeuropa. Die Einweihung dieses sogenannten „Südlichen Gaskorridors“ war ein wesentlicher Schritt, um die Länder Südosteuropas aus der Abhängigkeit von russischen Gaslieferungen zu befreien. Bereits im Jahr 2021 wurden hierüber etwa 8,1 Millionen Kubikmeter Erdgas in die EU importiert.⁴⁰ Nach

³⁴ Reuters (2025b). [Trump says US will guarantee LNG supplies for Europe.](#)

³⁵ Euractiv (2025). [Teile und herrsche: EU wappnet sich für Trump-Zölle.](#)

³⁶ Reuters (2022). [Italy clinches gas deal with Algeria to temper Russian reliance.](#)

³⁷ AOW (2024). [Algeria boosts gas exports to Europe amid global energy market shift.](#)

³⁸ France24 (2024). [France reverses course to back Moroccan autonomy plan for disputed Western Sahara.](#)

³⁹ AfricaNews (2024). [Russia, Algeria tighten 'strategic' ties.](#)

⁴⁰ IWR (2022). [Bulgarien erhält mehr Erdgas aus Aserbaidschan.](#)

Beginn des Ukraine-Kriegs im folgenden Jahr ist Aserbaidschan frühzeitig in den Fokus der Diversifizierungsbestrebungen der EU geraten. Im Juli 2022 unterzeichneten die EU und Aserbaidschan bei einem Treffen in der Hauptstadt eine Absichtserklärung, die bis 2027 etwa eine Verdopplung der Gaslieferungen Aserbaidschans nach Europa vorsieht.⁴¹ Dies setzt eine entsprechende Ausweitung der Transportkapazitäten im Südlichen Gaskorridor voraus. Eine zusätzliche strategische Bedeutung hat Aserbaidschan in der jüngsten Debatte über das Ende des Transits russischen Gases durch die Ukraine bekommen. Dabei wurde die Möglichkeit ins Spiel gebracht, die stillgelegte Transgas-Pipeline zukünftig für den Transport von Gas aus Aserbaidschan nach Europa zu nutzen.⁴²

Für die langfristige Stabilität der Lieferbeziehungen mit Aserbaidschan spricht ihre zentrale Bedeutung für die aserbaidschanische Ökonomie. Fossile Ressourcen waren in den letzten Jahren für mehr als 90% der Exporte und etwa ein Drittel des Bruttoinlandsprodukts (BIP) Aserbaidschans verantwortlich.⁴³ Europa ist dabei zum zentralen Gasabnehmer aufgestiegen, war in 2022 Destination von mehr als der Hälfte der gesamten Gasexporte.⁴⁴ Die jährliche Gasförderung soll in den nächsten zehn Jahren nach unabhängigen Prognosen um weitere 12 Milliarden m³ steigen (von 37 auf 49 Milliarden m³).⁴⁵ Erdgas bleibt damit mittelfristig ein zentraler Pfeiler der wirtschaftlichen Wachstumsstrategie Aserbaidschans. Gleichzeitig strebt Aserbaidschan langfristig eine zumindest teilweise Dekarbonisierung seiner Wirtschaft an. Bis 2050 sollen die nationalen THG-Emissionen um immerhin 40% gegenüber 1990 sinken. Dazu soll als Zwischenziel der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2030 auf 30% steigen.⁴⁶ Somit bieten sich auch mit diesem Land langfristige Kooperationspotenziale für das post-fossile Zeitalter.

Ein Risiko für die Entwicklung der Erdgasexporte nach Europa stellen mögliche Engpässe im Infrastrukturausbau dar. Die anvisierte Verdopplung der Gaslieferungen setzt nicht nur kurzfristig signifikante Investitionen in Förderkapazitäten voraus, sondern auch in die Kapazitätserweiterung des Südlichen Gaskorridors.⁴⁷ Auf aserbaidschanischer Seite erfordert dies Planungssicherheit über den Umfang langfristiger Absatzpotenziale. Die mangelnde Bereitschaft der EU, langfristige Lieferverträge einzugehen, stellt somit ein bedeutendes Hemmnis dar.⁴⁸ Die im Zuge des Wirtschaftswachstums steigende heimische Nachfrage nach Erdgas in Aserbaidschan wirkt ebenfalls bremsend auf den Export. Sie konnte zwar kurzfristig durch Gasimporte aus Russland kompensiert werden.⁴⁹ Aus europäischer Sicht kann dies mit Blick auf das Ziel der Isolation Russlands aber kein nachhaltiges Arrangement darstellen. Ein auch für die Erdgaslieferungen relevanter Unsicherheitsfaktor bleibt zudem die sicherheitspolitische Lage in der Region angesichts des noch nicht abgeschlossenen Friedensprozesses mit Armenien. Militärische Eskalationen waren bereits in der Vergangenheit mit gezielten Attacken auf die Gas-Infrastruktur verbunden.⁵⁰ Die bislang nicht abgeschlossenen Friedensverhandlungen stärken zudem die Bedeutung Russlands als Vermittler und militärischen Verbündeten Aserbaidschans⁵¹ in der Region, vor allem angesichts von Anzeichen einer zunehmenden

⁴¹ Euronews (2022). [EU agrees deal with Azerbaijan to double gas exports by 2027.](#)

⁴² S&P Global (2024a). [Azerbaijan in talks with Russia on Ukraine gas transit: Aliyev.](#)

⁴³ Weltbank (2023). Azerbaijan – Country Climate and Development Report.

⁴⁴ Economist Intelligence (2023). [Azerbaijan's gas exports to the EU face challenges.](#)

⁴⁵ The Guardian (2023). [COP29 host Azerbaijan to hike gas output by a third over next decade.](#)

⁴⁶ COP29 Azerbaijan (2024). [Azerbaijan's Green Energy Transition Initiatives.](#)

⁴⁷ Siehe Economist Intelligence (2023).

⁴⁸ Financial Times (2023). [Azerbaijan hits out at EU for failing to agree long-term gas deals.](#)

⁴⁹ Eurasianet (2022). [Azerbaijan's Russian gas deal raises uncomfortable questions for Europe.](#)

⁵⁰ TRT World (2020). [Why Armenian attacks on Azerbaijan's gas infrastructure should worry Europe.](#)

⁵¹ President of the Republic of Azerbaijan (2022). [Declaration on allied interaction between the Republic of Azerbaijan and the Russian Federation.](#)

Westorientierung Armeniens.⁵² Russland könnte versucht sein, diesen Einfluss auch für eine Schwächung Europas im Gashandel zu nutzen.

Nigeria ist bereits seit einigen Jahren einer der wichtigsten LNG-Lieferanten Europas. Aufgrund von Kapazitätsbeschränkungen in der Exportinfrastruktur konnte es seine Lieferungen im Zuge des Ukraine-Krieges anders als die Konkurrenz jedoch nicht steigern. Rein ressourcenseitig ist Nigeria als Land mit den achtgrößten Erdgasreserven weltweit⁵³ auch längerfristig für die Rolle eines zentralen Lieferanten prädestiniert. Angesichts zu erwartender Einnahmerückgänge beim zweiten wichtigen Standbein der nigerianischen Ökonomie, dem Erdölexport, hat die Regierung die Zeit 2021-2030 zudem als „Jahrzehnts des Erdgases“ ausgerufen und Europa als wichtigen Absatzmarkt definiert.⁵⁴ Neben dem Ausbau der bestehenden LNG-Terminalinfrastruktur sollen die Exportkapazitäten vor allem durch mehrere ambitionierte Pipeline-Projekte Richtung Norden gestärkt werden. Die Trans-Saharan Pipeline soll nigerianisches Erdgas über den Niger nach Algerien transportieren, von wo aus es über die bestehenden Mittelmeer-Pipelines Medgaz und Transmed nach Europa geleitet werden soll. Der politische Umsturz im Niger im Jahr 2023 hat jedoch die Pläne ins Stocken geraten lassen, die Zukunft des Projekts ist ungewiss.⁵⁵ Die Hoffnungen haben sich deshalb stärker auf die Umsetzung einer Nigeria- Marokko Pipeline verlagert, die auf ein bilaterales Abkommen aus dem Jahr 2017 zurückgeht. Die geplante Pipeline müsste auf dem Weg nach Marokko 13 westafrikanische Länder durchqueren.⁵⁶ Damit sind entsprechend vielfältige Risiken verbunden. Neben dem Risiko mangelnder politischer Einigkeit zwischen den Staaten der Region gehört dazu auch das reale Risiko terroristischer Anschläge auf die Energieinfrastruktur, wie sie bereits heute in der Region zu beobachten sind.⁵⁷ Zudem erfordert die große Distanz hohe Investitionsanstrengungen und viel Zeit für den Bau.

In naher Zukunft werden schließlich **Katar** und die **Vereinigten Arabischen Emirate** als europäische Gaslieferanten zunehmend Relevanz gewinnen. Mit beiden Golfstaaten wurden seit Beginn des Ukraine-Krieges neue Langfristverträge für den Export von LNG nach Europa geschlossen. Katar verfolgt Pläne, seine Energieexporte angesichts steigender Absatzpotenziale in Europa stärker auf Erdgas auszurichten.⁵⁸ Dies trägt zu einer Diversifizierung der bislang stark auf den asiatischen Markt fokussierten Erdgasexporte Katars bei. Auch aus geopolitischer Sicht dürfte für Katar eine stärkere Rolle auf dem europäischen Markt langfristig attraktiv bleiben, um westliche Verbündete für seinen Kurs der politischen Selbstbehauptung in der Region gewinnen zu können.⁵⁹ Auch die Emirate setzen zunehmend auf Erdgas in ihrer Exportstrategie, wie sich an der Inbetriebnahme neuer LNG-Exportterminals zeigt.⁶⁰ Ein Risikofaktor aus europäischer Sicht stellt in beiden Fällen die angespannte politische Sicherheitslage in der Makroregion dar. Abgesehen von einer Ausweitung militärischer Konflikte umfasst dies auch die Gefahr terroristischer Anschläge auf LNG-Transportrouten in der Region.

⁵² CNN (2024). [Armenia to withdraw from Russia-led military alliance, accusing members of plotting war.](#)

⁵³ OPEC (2023). Annual Statistical Bulletin 2023. Organization of the Petroleum Exporting Countries.

⁵⁴ Okoro, U. (2023). [Assessing the first years of Nigeria's 'decade of gas.](#)

⁵⁵ S&P Global (2023). [Niger coup, financing woes rock Nigeria's plan to supply gas to Europe.](#)

⁵⁶ Pipeline Technology Journal (2024). [Nigeria Eyes Morocco Pipeline to Supply Gas to Europe as Trans-Sahara Plans Crumble.](#)

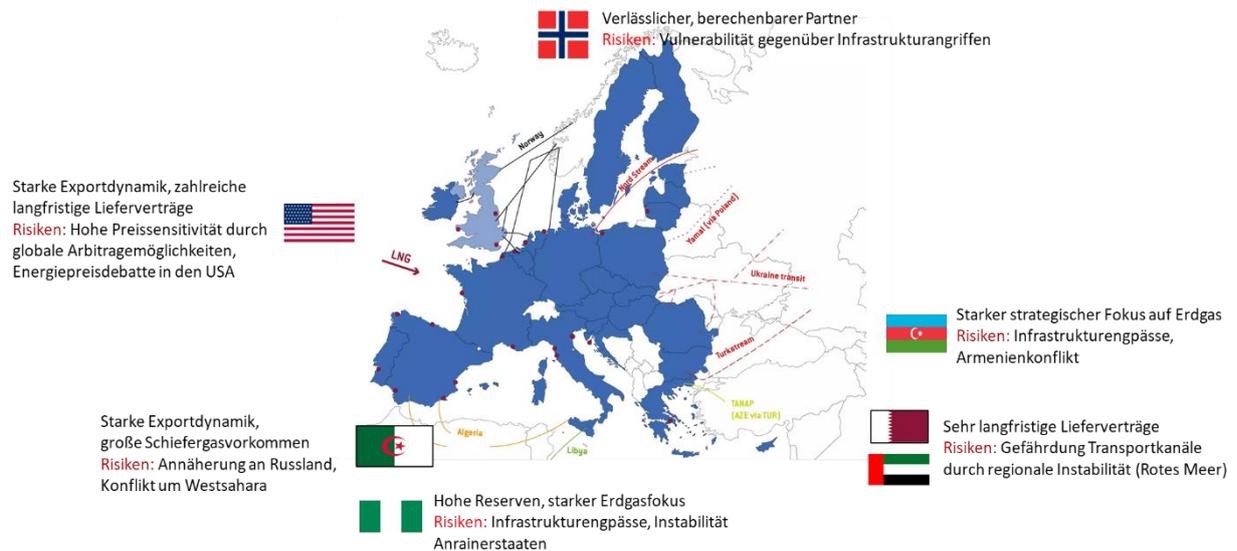
⁵⁷ Arise News (2024). North-East Nigeria regains power as TCN completes transmission line repairs following terrorist attacks.

⁵⁸ American Mud Pumps (2023). [Qatar's Strategic Shift to Natural Gas: Key Insights.](#)

⁵⁹ Raimondi, P. (2022). [A Scramble for Gas: Qatari LNG and EU Diversification Plans.](#) Istituto Affari Internazionali.

⁶⁰ World Oil (2024). [UAE's ADNOC bets on gas with approval of low-carbon Ruwais LNG project.](#)

Abbildung 6: Übersicht kurz- bis mittelfristige EU-Versorgungskanäle



Quelle: Brookings Foundation (2024); Eigene Darstellung.

Die Überblicksdarstellung macht deutlich, dass Deutschland und die EU einerseits erfolgreich darin waren, ihre Erdgasversorgung in kurzer Zeit auf breitere und damit solidere Füße zu stellen. Andererseits ist auch der neue Importmix nicht frei von globalen und länderspezifischen Versorgungsrisiken, die ein permanentes Monitoring und Management erfordern. Hinzukommt die Frage, wie mittelfristig der Übergang von fossilen Importen zu erneuerbaren Energieträgern eingeleitet werden kann. Neben dem Aufbau eines stabilen Marktumfeldes für den internationalen Handel erfordert dies auch den gezielten Einsatz von Energiediplomatie. Energiesicherheit muss deshalb als strategisches Ziel noch stärker ins Zentrum der deutschen und europäischen Außenwirtschaftspolitik rücken. Um den Handlungsspielraum und die Rollenverteilung zwischen Deutschland und der EU sowie zwischen Markt und Staat zu illustrieren, erfolgt zunächst eine Analyse des gegenwärtigen Rechtsrahmens. Anschließend werden mit den Energie- und Klimapartnerschaften sowie der Incentivierung langfristiger Lieferverträge zwei entscheidende Instrumente für langfristige Energiesicherheit diskutiert.

3. Die Energiesicherheit Deutschlands im EU-Rechtsrahmen

Für die Energiesicherheit Deutschlands gerade in Bezug auf heutige Erdgas- und künftige Wasserstoffimporte ist die Mitgliedschaft in der Europäischen Union ein wesentlicher Faktor – sowohl hinsichtlich Synergien durch Kooperation innerhalb des EU-Binnenmarkts und gemeinsames politisches Auftreten gegenüber Drittstaaten als auch Verpflichtungen und Restriktionen durch EU-Vorgaben. Daher ist für die Ausgestaltung entsprechender Instrumente ein Blick auf den energie- und klimapolitischen Kontext im EU-Rechtsrahmen erforderlich.

3.1 Energiesicherheit im energie- und klimapolitischen Kontext

Die Sicherstellung der Energieversorgung ist konstitutives Element des **Zieldreiecks**, das die Energie- und Klimapolitik der EU verfolgt:⁶¹ (1) **Energieversorgungssicherheit**, (2) **Nachhaltigkeit und Klimaschutz** sowie (3) **erschwingliche Energiepreise und Wettbewerbsfähigkeit**. Alle drei Ziele sind interdependent und können sich sowohl gegenseitig stützen als auch miteinander in Konflikt treten. Die Verfolgung aller drei Ziele stellt die EU derzeit vor große Herausforderungen, die sie im Rahmen von umfangreichen Strategien und Regulierungsprogrammen zu bewältigen sucht. Seit 2019 verfolgt die EU mit dem **European Green Deal**⁶² das Ziel, Europa bis 2050 zum „ersten klimaneutralen Kontinent der Welt“ zu machen. Um einen Beitrag zur Verwirklichung des langfristigen Ziels des UN-Klimaabkommens von Paris zu leisten, die globale Erwärmung auf „deutlich unter 2° C“ und wenn möglich auf 1,5° C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen⁶³, hat sich die EU verpflichtet, bis 2050 die Emissionen von Treibhausgasen (THG) und deren Abbau aus der Atmosphäre auszugleichen, sodass sie auf netto null reduziert sind (Klimaneutralität)⁶⁴. Hierzu verschärfte die EU ihr Klimaziel für die Reduzierung ihrer THG-Emissionen bis 2030 auf mindestens 55% gegenüber 1990 und überarbeitete anschließend die EU-Klima- und Energiegesetzgebung, um sie für das nächste Jahrzehnt fit zu machen. Der daraus resultierende „**Fit for 55**“-Rechtsrahmen⁶⁵ mit seinen zahlreichen angepassten und neuen EU-Rechtsakten, die unmittelbar zur Erreichung der EU-Klimaziele für 2030 und 2050 dienen, wurde durch weitere energiepolitische EU-Vorgaben – z.B. für die **Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff**⁶⁶ – ergänzt. Mitten in diesem Reformprozess sahen sich die EU und ihre Mitgliedstaaten ab 2022 gezwungen, auf die Energiekrise in Folge des russischen Überfalls auf die Ukraine durch verschiedene Notfallmaßnahmen im Rahmen des **REPowerEU-Plans**⁶⁷ zu reagieren, insbesondere um schnell die Abhängigkeit von russischen Energieimporten zu verringern und die Gasversorgung in der EU zu sichern.

⁶¹ Europäische Kommission (2007), Mitteilung COM(2007) 1 vom 10. Januar 2007, Eine Energiepolitik für Europa.

⁶² Europäische Kommission (2019), Mitteilung COM(2019) 640 vom 11. Dezember 2019, Der europäische Grüne Deal.

⁶³ 2015 Paris Agreement for the Implementation of the 1992 United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), Article 2 (1) (a).

⁶⁴ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität („Europäisches Klimagesetz“), Art. 2 Abs. 2.

⁶⁵ Europäisches Parlament (2024), [Fit for 55 Package under the European Green Deal](#).

⁶⁶ Richtlinie (EU) 2024/1788 vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff; Verordnung (EU) 2024/1789 vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff.

⁶⁷ Europäische Kommission (2022), Mitteilung COM(2022) 108 vom 8. März 2022, REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie; Europäische Kommission (2022), Mitteilung COM(2022) 230 vom 18. Mai 2022, REPowerEU-Plan; Reichert (2022), REPowerEU: Struggling for EU Energy Sovereignty – The EU Commission’s Action Plan for Secure, Affordable and Sustainable Energy, [cepAdhoc 04/2022](#).

Aus diesem energie- und klimapolitischen EU-Rechtsrahmen sind für die Ausgestaltung von Instrumenten, die dazu beitragen sollen, die Energiesicherheit Deutschlands in Bezug auf heutige Erdgas- und künftige Wasserstoffimporte zu gewährleisten, folgende Elemente von besonderer Relevanz, die im Folgenden vorgestellt werden: die grundsätzliche Verteilung der Rechtsetzungskompetenzen im Energiebereich zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten, die Deutschlands entsprechenden Handlungsspielraum definiert (Abschnitt 3.2), sowie die hierauf basierenden EU-Vorgaben (Abschnitt 3.3) zum Klimaschutz (Abschnitt 3.3.1), zur Ausgestaltung der EU-Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas, Wasserstoff (Abschnitt 3.3.2) und zur Sicherung der Gasversorgung (Abschnitt 3.3.3).

3.2 Energie-Kompetenzverteilung zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten

Die grundsätzliche Kompetenzverteilung zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten in Energiefragen⁶⁸ ist durch die primärrechtlichen Regelungen der EU-Verträge – den Vertrag über die Europäische Union (EUV)⁶⁹ und den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)⁷⁰ – festgelegt. Demnach **teilen sich die EU und ihre Mitgliedstaaten die Zuständigkeit für die Energiepolitik**.⁷¹ Das bedeutet, dass in diesem Politikfeld grundsätzlich sowohl die EU als auch ihre Mitgliedstaaten gesetzgeberisch tätig werden und verbindliche Rechtsakte erlassen dürfen. Allerdings können die Mitgliedstaaten ihre energiepolitische Zuständigkeit nur wahrnehmen, sofern und soweit die EU nicht ebenfalls ihre Zuständigkeit ausgeübt hat.⁷² Umgekehrt darf die EU nach dem Subsidiaritätsprinzip in den Bereichen, die wie die Energiepolitik nicht in ihre ausschließliche Zuständigkeit fallen, nur tätig werden, „sofern und soweit die Ziele der in Betracht gezogenen Maßnahmen von den Mitgliedstaaten weder auf zentraler noch auf regionaler oder lokaler Ebene ausreichend verwirklicht werden können, sondern vielmehr wegen ihres Umfangs oder ihrer Wirkungen auf Unionsebene besser zu verwirklichen sind“.⁷³ Wann eine Maßnahme besser auf EU-Ebene oder im nationalen Rahmen umzusetzen ist, lässt sich nur im Einzelfall entscheiden. Dabei kann als allgemeine Richtschnur die Frage dienen, ob der zu regelnde Sachverhalt einen grenzüberschreitenden Bezug hat. Im Bereich der Energiepolitik ist dies sehr oft der Fall.

Die EU-Energiepolitik „verfolgt im Geiste der **Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten** im Rahmen der **Verwirklichung oder des Funktionierens des Binnenmarkts** und unter Berücksichtigung der Notwendigkeit der **Erhaltung und Verbesserung der Umwelt**“ gemäß der energiepolitischen EU-Hauptkompetenz nach Art. 194 AEUV mehrere **Ziele**. Hierzu zählt – neben der Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts, der Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen, der Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen sowie der Förderung der Interkonnektion der Energienetze – auch die **Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der EU**⁷⁴. Energieversorgungssicherheit besteht, wenn die Nachfrage nach Energie „allgemein, über die Breite

⁶⁸ Hierzu Winkler/Baumgart/Ackermann (2024), Europäisches Energierecht, 2. Aufl. 2024, S. 51 ff.

⁶⁹ Vertrag über die Europäische Union (EUV, konsolidierte Fassung), Amtsblatt der EU, C 202 vom 7. Juni 2016, S. 13 ff.

⁷⁰ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV, konsolidierte Fassung), Amtsblatt der EU, C 202 vom 7. Juni 2016, S. 47 ff.

⁷¹ AEUV, Art. 4 Abs. 2 lit. i).

⁷² AEUV, Art. 2 Abs. 2.

⁷³ EUV, Art. 5 Abs. 3.

⁷⁴ AEUV, Art. 194 Abs. 1 lit b).

der verwandten Energiearten und kontinuierlich⁷⁵ bzw. „ausreichend und zuverlässig“⁷⁶ befriedigt werden kann. Dies erfordert ausreichende Erzeugungskapazitäten bzw. – soweit es hieran in der EU selbst fehlt – entsprechende Energieimporte sowie bei leitungsgebundenen Energien wie Strom und Gas eine Netzinfrastruktur, die über hinreichende Kapazitäten und Stabilität verfügt und ausreichend gegen Eingriffe Dritte gesichert ist.⁷⁷ Die verschiedenen **energiepolitischen Ziele** sind oft bis zu einem gewissen Grad **interdependent**, so dass ihre Verwirklichung im Einzelfall sowohl zu gegenseitigen Synergien, aber auch zu Konflikten führen kann. So kann einerseits die Dekarbonisierung des Energiesystems durch den Ausbau erneuerbarer Energien in der EU und/oder den Import CO₂-ärmerer Energieträger die Abhängigkeit vom Import fossiler Energieträger z.B. aus Russland senken und die Energieversorgungssicherheit der Mitgliedstaaten erhöhen.⁷⁸ Andererseits ist dabei darauf zu achten, dass z.B. die verstärkte Nutzung volatiler erneuerbarer Energien nicht die Stabilität des Stromnetzes beeinträchtigt oder zu neuen Importabhängigkeiten z.B. auch von kritischen Rohstoffen führt, was wiederum jeweils die Energieversorgungssicherheit gefährden würde.

Die große Bedeutung, die das sensible Feld der Energiepolitik für die einzelstaatliche Handlungs- und Gestaltungsfähigkeit hat, kommt kompetenzrechtlich insbesondere im **„energiepolitischen Souveränitätsvorbehalt“** nach Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV zum Ausdruck. Demnach berühren energiepolitische Maßnahmen der EU „nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die Bedingungen für die Nutzung seiner Energieressourcen, seine Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung zu bestimmen“. Der Souveränitätsvorbehalt beschreibt zwar klar die Rechte der Mitgliedstaaten, die der EU-Energiepolitik kompetenzrechtlich per se entzogen sind. So kann z.B. in Gasversorgungskrisen ein Mitgliedstaat aufgrund seines Rechts, selbst die *Bedingungen der Nutzung seiner Energieressourcen* festlegen zu können, europarechtlich nicht dazu gezwungen werden, seine Gasreserven im Rahmen eines umfassenden Solidaritätsmechanismus mit anderen zu teilen.⁷⁹ Allerdings sind die Mitgliedstaaten aufgrund des Solidaritätsgrundsatzes im Fall von Energieversorgungskrisen zur gegenseitigen Zusammenarbeit insbesondere in Form gegenseitiger Information, Abstimmung und Koordination verpflichtet.⁸⁰ Das Recht eines Mitgliedstaates, zwischen verschiedenen Energiequellen zu wählen, erlaubt es z.B. einerseits Deutschland, aus der Nutzung von Atomenergie zur Stromerzeugung auszusteigen, und andererseits Frankreich, Atomstrom weiter auszubauen. Allerdings zeigt gerade das mitgliedstaatliche Wahlrecht der Energiequellen wie schmal der Grat ist, auf dem die EU sich hier kompetenzrechtlich bewegt: Das Ziel der Klimaneutralität⁸¹ erfordert u.a. eine Dekarbonisierung des Energiesystems. Diese wiederum lässt sich nur durch eine Transformation des Energiesystems weg von fossilen Energieträgern, z.B. Erdgas, hin zu erneuerbaren Energien – und mithin durch eine entsprechende Einschränkung der zur Auswahl stehenden Energieträger – umsetzen. Vor diesem Hintergrund wird teilweise vertreten, dass zwar ein Mitgliedstaat wie Deutschland eine „nationale Energiewende“, nicht jedoch die EU *eine „europäische*

⁷⁵ Nettesheim, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, 82. EL Mai 2024, AEUV, Art. 194, Rn. 16.

⁷⁶ Callies, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 6. Auflage 2022, AEUV, Art. 194, Rn. 13 m.w.N.

⁷⁷ Winkler/Baumgart/Ackermann (2024), Europäisches Energierecht, 2. Aufl. 2024, S. 31 m.w.N. und S. 60.

⁷⁸ Hierzu z.B. Reichert (2022). [How to Regain Europe's Energy Sovereignty, Common Ground of Europe of 22 April 2022.](#)

⁷⁹ Nettesheim, in: Grabitz/Hilf/Nettesheim/Nettesheim, Das Recht der Europäischen Union, 82. EL Mai 2024, AEUV, Art. 194, Rn. 31; Winkler/Baumgart/Ackermann (2024), Europäisches Energierecht, 2. Aufl. 2024, S. 62.

⁸⁰ EuGH, Urteil v. 15. Juli 2021, Rs. C-848/19 P, ECLI:EU:C:2021:598; Callies, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 6. Auflage 2022, AEUV, Art. 194, Rn. 6.

⁸¹ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität („Europäisches Klimagesetz“), Art. 2 Abs. 2.

Energiewende“ beschließen könne.⁸² Zumindest ist festzustellen, dass das primärrechtlich verankerte Wahlrecht der Mitgliedstaaten zwischen verschiedenen Energiequellen (Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV) in einem gewissen Spannungsverhältnis zu den ebenfalls primärrechtlich verankerten Zielen der Bekämpfung des Klimawandels (Art. 191 Abs. 1 4. Spiegelstrich AEUV) und der Förderung der Entwicklung erneuerbarer Energiequellen (Art. 194 Abs. 1 lit. c AEUV) steht. Potentielle Zielkonflikte dieser Art sind im Einzelfall – im Sinne ihrer „praktischen Konkordanz“ – aufzulösen. Allgemein sieht der Gerichtshof der Europäischen Union (EuGH) den energiepolitischen Souveränitätsvorbehalt nur dann als verletzt an, wenn ein EU-Rechtsakt gerade darauf abzielt, die Wahl eines Mitgliedstaates zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur seiner Energieversorgung erheblich zu berühren. Bloße entsprechende Auswirkungen reichen hierfür für sich genommen jedoch nicht aus.⁸³ Insgesamt kann die EU jedoch aufgrund des energiepolitischen Souveränitätsvorbehalts letztlich keine allumfassende Energiepolitik frei gestalten. Vielmehr „muss sie die diesbezüglichen Vorentscheidungen der Mitgliedstaaten respektieren“, auf die sie dann im Rahmen ihrer Energiepolitik aufbauen kann.⁸⁴

Die energiepolitische Hauptkompetenz der EU nach Art. 194 AEUV wird durch mehrere weitere Rechtsetzungskompetenzen ergänzt. So können EU-Rechtsakte, die der Errichtung und Funktionieren eines **Binnenmarktes für Energie** i.S.v. Art. 26 Abs. 2 AEUV dienen, auf Art. 114 AUV gestützt werden. Der Beitrag, den die EU für den **Auf- und Ausbau transeuropäischer Energienetze** leisten kann, ist kompetenzrechtlich in Art. 170 ff AUV definiert. Mit Blick auf den mit der Energiepolitik eng verflochtenen **Umwelt- und Klimaschutz** spielen die EU-Kompetenzen nach Art. 191 ff. AEUV gerade in Bezug auf die angestrebte Dekarbonisierung des Energiesystems zur Reduktion von THG-Emissionen und der Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 eine zentrale Rolle. Zudem ist gerade mit Blick auf die **Energieversorgungssicherheit** zu beachten, dass die EU im Falle „gravierender Schwierigkeiten in der Versorgung mit bestimmten Waren, vor allem im Energiebereich“ aufgrund ihrer **wirtschaftspolitischen Notfallkompetenz** des Art. 122 Abs. 1 AEUV wirtschaftspolitische Maßnahmen beschließen kann. Hiervon hat sie in der Energiekrise im Anschluss an den russischen Überfall auf die Ukraine 2022 zur Sicherung der europäischen Gasversorgung ausgiebig Gebrauch gemacht.

Angesichts der großen Bedeutung des Imports derzeit von Erdgas und künftig von Wasserstoff für die Energieversorgungssicherheit der EU im Allgemeinen und Deutschlands im Besonderen, ist auch die **EU-Außenkompetenz** zu beachten, diesbezügliche **internationale Übereinkünfte** – z.B. in Form von **Energiepartnerschaften** – abschließen zu können.⁸⁵ Nach Art. 216 AEUV kann die EU mit Drittländern oder internationalen Organisationen Übereinkünfte schließen, wenn dies in den EU-Verträgen vorgesehen ist oder wenn der Abschluss einer völkerrechtlichen Übereinkunft im Rahmen der EU-Politik entweder zur Verwirklichung eines der in den EU-Verträgen festgesetzten Ziele erforderlich oder in einem verbindlichen EU-Rechtsakt vorgesehen ist. Die von der EU geschlossenen Übereinkünfte binden die EU-Organe und die Mitgliedstaaten. Grundsätzlich handelt es sich um eine zwischen der EU und ihren Mitgliedstaaten geteilte Zuständigkeit. Allerdings steht die Außenkompetenz nach Art. 3 Abs. 2 AEUV allein der EU zu, wenn der Abschluss einer internationalen Übereinkunft nur durch die EU in einem EU-Rechtsakt vorgesehen ist, wenn er notwendig ist, damit sie ihre interne Zuständigkeit

⁸² Callies, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 6. Auflage 2022, AEUV, Art. 194, Rn. 29.

⁸³ EuGH, Urteil v. 21. Juni 2018, Rs. C-5/16, ECLI:EU:C:2018:483, Rn. 44; Winkler/Baumgart/Ackermann (2024), Europäisches Energierecht, 2. Aufl. 2024, S. 62.

⁸⁴ Ebd.

⁸⁵ Callies, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 6. Auflage 2022, AEUV, Art. 3 und Art. 216, Rn. 29; Winkler/Baumgart/Ackermann (2024), Europäisches Energierecht, 2. Aufl. 2024, S. 55 f.

ausüben kann, oder soweit er gemeinsame Regeln beeinträchtigen oder deren Tragweite verändern könnte. Folglich bestimmt bei internationalen Übereinkünften mit Drittstaaten im Energiebereich der konkrete Vertragsgegenstand, ob hierfür (ausschließlich) die EU oder ihre Mitgliedstaaten zuständig sind. Angesichts der großen Bedeutung, die die Energieversorgungssicherheit im Allgemeinen und die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen gemäß Art. 194 Abs. 2 UAbs. 2 AEUV im Besonderen für die Mitgliedstaaten hat, dürfte ihnen jedoch insoweit grundsätzlich ein großer Handlungsspielraum verbleiben. Sofern sich im Einzelfall die Außenkompetenzen der EU und ihrer Mitgliedstaaten nicht überschneidungsfrei trennen lassen, ist auch der Abschluss eines gemischten Abkommens möglich.⁸⁶

Die auf Basis der energiepolitischen Kompetenzen der EU erlassenen Rechtsakte des EU-Sekundärrechts (**Richtlinien und Verordnung**, Art. 288 AEUV) und des EU-Tertiärrechts (u.a. delegierte Rechtsakte, Art. 290 AEUV) bilden den EU-Rechtsrahmen, innerhalb dessen Deutschland seine Energiesicherheit gestalten kann. Verordnungen haben allgemeine Geltung, sind in allen ihren Teilen verbindlich und gelten unmittelbar in jedem Mitgliedstaat. Im Gegensatz dazu sind Richtlinien zwar für jeden Mitgliedstaat, an den sie gerichtet sind, hinsichtlich des zu erreichenden Ziels verbindlich, überlassen ihnen jedoch grundsätzlich die Wahl der Form und der Mittel, um dieses Ziel zu erreichen. Energiepolitische Richtlinien und Verordnung werden in der Regel im **ordentlichen Gesetzgebungsverfahren** nach Vorschlag der Europäischen Kommission durch die beiden EU-Gesetzgebungsorgane erlassen.⁸⁷ Da dabei nicht nur im Europäischen Parlament, sondern auch im Ministerrat der Mitgliedstaaten (Rat) Entscheidungen nach dem Mehrheitsprinzip getroffen werden, ist die Souveränität bzw. der Einfluss eines einzelnen Mitgliedstaates auf die Ausgestaltung sowohl der europäischen als auch mittelbar seiner nationalen Energiepolitik entsprechend zurückgenommen. Handelt die EU auf Basis ihrer wirtschaftspolitischen **Notfallkompetenz** nach Art. 122 Abs. 1 AEUV, beschließt auf Vorschlag der Kommission ausnahmsweise der Rat allein – also ohne Mitentscheidungsrecht des Europäischen Parlaments.

3.3 Energie- und klimapolitische EU-Vorgaben

3.3.1. EU-Vorgaben zum Klimaschutz

Emissionshandel für Energie, Industrie, Luftfahrt, Schifffahrt (EU-ETS 1)

Das zentrale Instrument der EU-Klimapolitik zur Vermeidung und Reduzierung von Treibhausgasen (THG) ist seit 2005 das **EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS 1)**.⁸⁸ Im Rahmen der „Fit for 55“-Reformen hat die EU das EU-weite Ziel für die Verringerung der THG-Emissionen in den EU-ETS 1-Sektoren – Energieerzeugung, energieintensive Industrien, Flüge innerhalb der EU, Seeverkehr – im Zeitraum 2021-2030 um 62% gegenüber dem Stand von 2005 erhöht. Das EU-ETS 1 verfolgt einen **„Cap-and-Trade“**-Ansatz. Es legt eine Obergrenze („Cap“) für die maximal zulässigen THG-Emissionen aus den von ihm erfassten Sektoren fest, indem es die Menge der EU-ETS I-Emissionszertifikate begrenzt und sie jährlich um einen linearen Reduktionsfaktor (LRF) senkt – 2024-2027: 4,3%, ab 2028: 4,4% –, so dass die gesamten THG-Emissionen schrittweise reduziert werden. Sollte der ab 2028 geltende LRF von 4,4% auch nach 2030 beibehalten werden, schätzt die Europäische Kommission, dass das Cap ab ca. 2039 null betragen wird – sprich: im EU-ETS I keine Zertifikate mehr vergeben

⁸⁶ Winkler/Baumgart/Ackermann (2024). Europäisches Energierecht, 2. Aufl. 2024, S. 56 m.w.N.

⁸⁷ AEUV, Art. 194 Abs. 2 UAbs. 1 i.V.m. Art. 294 ff.

⁸⁸ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates.

werden können.⁸⁹ Inwiefern dieser LRF beibehalten oder geändert wird, hängt u.a. maßgeblich davon ab, welches „Klimazwischenziel“ die EU für eine Senkung ihrer Netto-THG-Emissionen bis 2040 gegenüber 1990 festlegen wird.⁹⁰ Die EU-ETS I-Emissionszertifikate sind handelbar („Trade“). Durch ihre schrittweise Verknappung bildet sich auf dem Markt abhängig von Angebot und Nachfrage ein CO₂-Preis. Dieser zielt darauf ab, die den Emissionen zugerechneten negativen Auswirkungen des Klimawandels auf Dritte und deren Kosten im Sinne des Verursacherprinzips dem THG-Emittenten anzulasten, damit er sie in sein Kostenkalkül einbezieht („Internalisierung externer Kosten“). Auf diese Weise soll das Preissignal bei dem THG-Emittenten einen ökonomischen Anreiz für Verhaltensänderungen setzen („Lenkungswirkung“). Diese können zum einen darin bestehen, THG-emittierende Aktivitäten – wie die Stromerzeugung mit Erdgas oder der Gasverbrauch in der Industrie – insgesamt zu vermeiden bzw. zu reduzieren. Zum anderen kann eine CO₂-Bepreisung die Nachfrage nach weniger THG-emittierenden Technologien erhöhen und so entsprechende Investitionen anregen. Durch den Handel mit den Emissionsrechten werden die kosteneffizientesten Optionen für die Vermeidung von THG-Emissionen automatisch vom Markt ermittelt, so dass die THG-Emissionen zu den geringsten Kosten reduziert werden.

CO₂-Grenzausgleichssystem (CBAM)

Hinsichtlich des Imports von Wasserstoff ist künftig das **CO₂-Grenzausgleichssystem (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)**⁹¹ relevant, das im Zuge der „Fit for 55“-Reform des EU-ETS 1 geschaffen wurde, um das Problem der **Verlagerung von CO₂-Emissionen** zu lösen. Der CBAM soll sicherstellen, dass die Bemühungen der EU zur CO₂-Reduzierung nicht untergraben werden, indem energieintensive Produktion und die damit verbundenen CO₂-Emissionen aus der EU in Drittstaaten mit weniger strengen Klimaschutzanforderungen verlagert werden (Carbon Leakage) oder indem CO₂-intensivere Güter in die EU importiert werden. Um gleiche Wettbewerbsbedingungen im internationalen Wettbewerb zu schaffen und damit Carbon Leakage zu verhindern, soll der CBAM die Einfuhr bestimmter CO₂-intensiver Güter mit eingebetteten CO₂-Emissionen – neben Zement, Strom, Düngemittel, Eisen, Stahl und Aluminium auch **Wasserstoff** – aus Drittländern ohne oder mit weniger ambitionierten Klimaschutzanforderungen oder entsprechenden CO₂-Kosten verteuern. Die Höhe der CBAM-Abgabe sollte dem CO₂-Preis der EU-ETS-1-Zertifikate entsprechen, die bei deren Produktion in der EU erforderlich wären. Für die **Höhe der CBAM-Abgabe für importierten Wasserstoff** ist folglich relevant, wie CO₂-intensiv seine Herstellung war. Gleichzeitig mit der Einführung des CBAM werden die bestehenden Maßnahmen zur Verringerung des Risikos von Carbon Leakage in Form der kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten im EU-ETS 1 schrittweise abgeschafft.

Emissionshandel für Straßenverkehr und Gebäude (EU-ETS 2)

⁸⁹ Europäische Kommission (2024a). Impact Assessment Report SWD(2024) 62 of 6 February 2024 accompanying Communication COM(2024) 63 of 6 February 2024, Securing our Future – Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society, S. 24; Pahle, M., Günther, C., Osorio, S., Quemis, S. (2023). The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality, SSRN Electronic Journal.

⁹⁰ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität („Europäisches Klimagesetz“), Art. 4 Abs. 3.

⁹¹ Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO₂-Grenzausgleichssystems. Hierzu Jousseume, M., Menner, M., Reichert, G. (2022). CBAM: Schädlich für Klimaschutz und EU-Exportindustrie, [cepStudie vom 13. Juli 2021](#).

Aufgrund der „Fit for 55“-Reform der EU-ETS-Richtlinie wird die EU ab 2027/2028 ein neues, **separates Emissionshandelssystem (EU-ETS 2)**⁹² einführen, um Anreize für die Verringerung der THG-Emissionen von fossilen Kraft- und Brennstoffen im Straßenverkehr und in Gebäuden zu schaffen. Auch das EU-ETS 2 ist ein Cap-and-Trade-System. Im Gegensatz zum EU-ETS 1 müssen bei ihm jedoch nicht die Endverbraucher von fossilen Kraft- und Brennstoffen – einschließlich Erdgas – über Emissionszertifikate verfügen, sondern alle natürlichen oder juristischen Personen, die Verbrauchssteuern auf Energie zahlen müssen, wie Steuerlager und Kraftstofflieferanten („vorgelagerter“ bzw. „Upstream“-Emissionshandel).⁹³ Die unter das EU-ETS 2 fallenden Einrichtungen müssen für ihre THG-Emissionen Zertifikate abgeben, die den von ihnen in Verkehr gebrachten Kraft- oder Brennstoffmengen entsprechen.⁹⁴ Die Gesamtmenge der im Rahmen des EU-ETS 2 ausgegebenen Zertifikate wird zu Beginn jährlich um 5,10% und ab 2028 um 5,38% verringert. Insgesamt bildet sich durch die schrittweise Verknappung der EU-ETS 2-Zertifikate auf dem Markt abhängig von Angebot und Nachfrage ein CO₂-Preis, der letztlich an die Endverbraucher fossiler Kraft- und Brennstoffe zum Autofahren oder zum Heizen von Gebäuden durchgereicht wird, um bei ihnen Verhaltensänderungen – weniger Autofahrten, Umstieg von Öl oder Erdgas auf CO₂-ärmere Heizstoffe- und Technologien etc. – zu bewirken. Allerdings enthält die EU-ETS-Richtlinie Schutzmechanismen u.a. in Form einer Marktstabilitätsreserve (MSR), um insbesondere zu Beginn starke Preissprünge zu vermeiden. Fraglich ist, ob diese Schutzmechanismen die gewünschte Dämpfung eines ev. starken Anstiegs CO₂-Preises insbesondere in der Startphase des EU-ETS II tatsächlich bewirken können⁹⁵, weshalb z.B. für Gasverbraucher Unsicherheit über diese Komponente des Gaspreises besteht.

Wasserstoff-Förderung i.R.d. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)

Im Zuge der „Fit for 55“-Reformen wurde auch die Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen geändert (**Erneuerbare-Energien-Richtlinie, RED III**). Sie legt für 2030 ein EU-weit verbindliches Ziel für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch der EU mindestens 42,5% fest.⁹⁶ Zur **Förderung von erneuerbarem Wasserstoff** legt die Richtlinie **spezifische Ziele für den Industrie- und den Verkehrssektor** fest.

Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass der Beitrag der für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten **erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs in der Industrie** bis spätestens 2030 mindestens 42% und bis 2035 60% des für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten **Wasserstoffs** beträgt.⁹⁷ Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO)⁹⁸ sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt. Daher gilt erneuerbarer Wasserstoff, der durch Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in einen Elektrolyseur erzeugt wird, als RFNBO.

In diesem Zusammenhang müssen die Mitgliedstaaten die Menge an erneuerbaren Brennstoffen nicht biogenen Ursprungs, die sie voraussichtlich ein- und ausführen werden, in ihren integrierten

⁹² Richtlinie 2003/87/EG, Art. 30a ff.

⁹³ Richtlinie 2003/87/EG, Art. 30b i.V.m. Anhang III.

⁹⁴ Richtlinie 2003/87/EG, Art. 30e.

⁹⁵ Menner, M. / Reichert, G. (2022), Fit for 55: Klima und Gebäude, [cepAnalyse 14/2022](#), S. 22 f.

⁹⁶ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Art. 3 Abs. 1.

⁹⁷ Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 22a Abs. 1 UAbs. 5.

⁹⁸ Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 2 Abs. 36.

nationalen Energie- und Klimaplänen und in ihren integrierten nationalen energie- und klimabezogenen Fortschrittsberichten ausweisen.⁹⁹ Auf dieser Basis wird die Kommission eine **EU-Strategie für importierten und heimischen Wasserstoff** mit dem Ziel entwickeln, einen europäischen Wasserstoffmarkt und die inländische Wasserstoffherzeugung in der EU zu fördern sowie die Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und die Erreichung der darin festgelegten Ziele zu unterstützen, wobei sie insbesondere der **Energieversorgungssicherheit** Rechnung tragen muss.

Um im **Verkehrssektor** den Anteil erneuerbarer Energie zu erhöhen und die Treibhausgasintensität zu senken, muss jeder Mitgliedstaat Kraftstoffanbieter verpflichten, dafür zu sorgen, dass die Mengen an Kraftstoffen und an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die dem Verkehr bereitgestellt werden, bis 2030 zu einem **Mindestanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Verkehr von 29%** oder bis 2030 zu einer Verringerung der Treibhausgasintensität um mindestens 14,5% führen. Zudem muss der kombinierte Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus bestimmten Rohstoffen¹⁰⁰ und aus erneuerbaren Kraftstoffen nicht biogenen Ursprungs hergestellt wurden, an der Energieversorgung des Verkehrs 2025 mindestens 1% und 2030 mindestens 5,5% betragen, wovon der Anteil erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs 2030 mindestens einem Prozentpunkt entspricht.¹⁰¹

Um sicherzustellen, dass der Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wird und mindestens 70% THG-Emissionen einspart, hat die Kommission 2023 zwei delegierte Rechtsakte erlassen. Der erste Rechtsakt legt fest, unter welchen Bedingungen Wasserstoff, wasserstoffbasierte Kraftstoffe oder andere Energieträger als erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBOs) angesehen werden können.¹⁰² Der zweite Rechtsakt enthält eine Methode zur Berechnung der Lebenszyklus-THG-Emissionen von RFNBOs.¹⁰³ Die neuen Vorschriften gelten sowohl für inländische als auch für internationale Hersteller, die erneuerbaren Wasserstoff in die EU exportieren.

Methan-Verordnung (EU) 2020/852

Nach der Methan-Verordnung¹⁰⁴ müssen Öl-, Gas- und Kohleunternehmen entlang der gesamten Lieferkette ihre **Methanemissionen messen, überwachen, melden und überprüfen**, um diese zu verringern. Ab 2025 müssen daher **Importeure von Erdöl, Erdgas und Kohle in die EU** Daten zu Methanemissionen melden. Dies umfasst Informationen darüber, ob und wie sie die Methanemissionen messen, melden und reduzieren. Ab Januar 2027 schreibt die Verordnung außerdem vor, dass neue Importverträge für Öl, Gas und Kohle nur dann geschlossen werden können, wenn die Exporteure dieselben Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungspflichten erfüllen wie die EU-Produzenten. Um durch diese Vorgaben die **Energiesicherheit** in der EU nicht zu

⁹⁹ Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 22a Abs. 3.

¹⁰⁰ Richtlinie (EU) 2018/2001, Anhang IX, Teil A.

¹⁰¹ Richtlinie (EU) 2018/2001, Art.

¹⁰² Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe.

¹⁰³ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr.

¹⁰⁴ Verordnung (EU) 2024/1787 vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942.

gefährden, führen Verstöße dagegen zwar nicht zu einem Einfuhrverbot für Öl, Gas oder Kohle in die EU. Allerdings wird ein System von Sanktionen wie Zwangsgelder oder Geldbußen eingeführt. Dies kann faktisch ein erhebliches Hemmnis für entsprechende Importe darstellen.

Taxonomie-Verordnung (EU) 2020/852

Die Taxonomie-Verordnung (EU) 2020/852¹⁰⁵ zielt darauf ab, Anleger darüber zu informieren, ob eine **wirtschaftliche Tätigkeit ökologisch nachhaltig ist**, um auf diese Weise **Kapitalflüsse in entsprechende Investitionen zu lenken**. Hierzu werden in ihrem Rahmen detaillierte Kriterien zur Bestimmung des Grades der ökologischen Nachhaltigkeit einer Wirtschaftsaktivität und entsprechender Investitionen festgelegt. Demnach wird z.B. die **Herstellung von Wasserstoff oder von wasserstoffbasierten synthetischen Brennstoffen** dann als nachhaltig angesehen, wenn sie einen „wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz“ leistet, d.h. wenn sie zu einer **Einsparung von Lebenszyklus-THG-Emissionen** von 73,4% bei Wasserstoff und von 70% bei wasserstoffbasierten synthetischen Brennstoffe im Vergleich zu fossilen Brennstoffe führt.¹⁰⁶ Auch wenn diese Kriterien rein rechtlich nur informativen Charakter haben, so sollen und können sie faktisch deutlichen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen von Akteuren auf den Finanzmärkten nehmen. Auf diese Weise wird die Finanzierung von Wirtschaftsaktivitäten, die fossile Energieträger wie Erdgas z.B. bei der Herstellung von blauem Wasserstoff involvieren tendenziell verteuert. Dies kann auch Auswirkungen auf Energiepartnerschaften für den Import von Erdgas und Wasserstoff haben.

3.3.2. EU-Vorgaben für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas, Wasserstoff

Um das EU-Klimaziel des European Green Deal der Klimaneutralität bis 2050 u.a. durch die Dekarbonisierung des Energiesystems zu erreichen, verfolgt die EU auch Strategien¹⁰⁷ zur **Dekarbonisierung der Produktion und des Verbrauchs von Erdgas** und die **Schaffung eines Wasserstoffbinnenmarktes**. Um diese **Transformation** in den kommenden Jahren regulatorisch zu gestalten, wurden die bisherigen EU-Vorgaben für den Erdgas-Binnenmarkt¹⁰⁸ durch das **EU-Rechtsetzungspaket über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff**, das die EU-Gesetzgeber im Mai 2024 verabschiedeten, durch Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-Binnenmarkt-Richtlinie)¹⁰⁹ und die Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-Binnenmarkt-Verordnung)¹¹⁰ ersetzt und grundlegend reformiert. Sie zielen darauf ab, die Nutzung von Erdgas schrittweise zu reduzieren und hierfür die Einführung von erneuerbaren und CO₂-armen Gasen, einschließlich Wasserstoff, zu

¹⁰⁵ Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020 über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/2088.

¹⁰⁶ Delegierte Verordnung (EU) 2021/2139 der Kommission vom 4. Juni 2021 zur Ergänzung der Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung der technischen Bewertungskriterien, anhand deren bestimmt wird, unter welchen Bedingungen davon auszugehen ist, dass eine Wirtschaftstätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz oder zur Anpassung an den Klimawandel leistet, und anhand deren bestimmt wird, ob diese Wirtschaftstätigkeit erhebliche Beeinträchtigungen eines der übrigen Umweltziele vermeidet, Anhang I, Nr. 3.10.

¹⁰⁷ Europäische Kommission (2020). Mitteilung COM(2020) 299 vom 7. Juli 2020, Förderung einer klimaneutralen Wirtschaft: Eine EU-Strategie zur Integration des Energiesystems; Europäische Kommission (2020), Mitteilung COM(2020) 299 vom 7. Juli 2020, Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa.

¹⁰⁸ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt; Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen.

¹⁰⁹ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff.

¹¹⁰ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff.

erleichtern.¹¹¹ Dies soll auch dazu beitragen, die **Versorgungssicherheit** und die **Erschwinglichkeit von Energie** in der EU zu gewährleisten.¹¹²

Gas-Binnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788

Um diese Ziele zu verfolgen, schafft die neue **Gas-Binnenmarkt-Richtlinie**¹¹³ einen **EU-Rechtsrahmen für die Dekarbonisierung der Märkte für Erdgas und Wasserstoff**. Dies umfasst EU-Vorgaben für die Fernleitung, die Verteilung, die Lieferung und die Speicherung von **Erdgas** unter der Nutzung des Erdgassystems sowie Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher, um einen integrierten, wettbewerbsfähigen und transparenten EU-Binnenmarkt für Erdgas zu schaffen. Hierzu regelt die Richtlinie die Organisation und Funktionsweise dieses Sektors, den Marktzugang, die Kriterien und Verfahren für die Erteilung von Fernleitungs-, Verteilungs-, Liefer- und Speichergenehmigungen für Erdgas, für das das Erdgassystem genutzt wird, sowie den Betrieb dieses Netzes. Darüber hinaus enthält die Richtlinie Vorschriften für den **Übergang des Erdgassystems zu einem integrierten, auf erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas beruhenden System**. Dies umfasst EU-Vorgaben für den Transport, die Lieferung und die Speicherung von **Wasserstoff** unter Nutzung des Wasserstoffsystems, für die Organisation und Funktionsweise dieses Sektors, den Marktzugang, die Kriterien und Verfahren für die Erteilung von Netz-, Liefer- und Speichergenehmigungen für Wasserstoff sowie den Betrieb dieses Netzes. Dazu gehören auch Vorschriften für die schrittweise Errichtung eines **EU-weiten Wasserstoffverbundnetzes**, das zur langfristigen Flexibilität des Elektrizitätssystems und zur Verringerung der Netto-THG-Emissionen schwer zu dekarbonisierender Sektoren und damit insgesamt zur Dekarbonisierung des Energiesystems der EU beiträgt.

Von zentraler Bedeutung für die Energiesicherheit Deutschlands in Bezug auf derzeitige Erdgas- und künftige Wasserstoffimporte sind die Regelungen der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie zu **langfristigen Lieferverträgen**, die derzeit noch einen großen Teil der Erdgasversorgung der Mitgliedstaaten sichern. Fossiles Gas ohne CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) spielt nach wie vor eine wichtige Rolle, jedoch soll nach der Konzeption der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie¹¹⁴ seine Bedeutung für die Sicherung der Energieversorgung der EU sukzessive zurückgehen. Insbesondere mit Blick auf die angestrebte **Dekarbonisierung** des Energiesystems sollen daher langfristige Lieferverträge für Erdgas kein Hindernis für den Markteintritt von erneuerbarem Gas und kohlenstoffarmem Gas darstellen. Daher bestimmt die Gas-Binnenmarkt-Richtlinie in Zusammenhang mit ihren Regelungen für den Zugang Dritter zur Erdgasverteilung- und -fernleitung sowie zu LNG-Terminals¹¹⁵, dass für die **Lieferung von fossilem Gas ohne CCS keine langfristigen Verträge** abgeschlossen werden dürfen, die **länger als bis 31. Dezember 2049** laufen. Darüber hinaus sollten die Mitgliedstaaten, wenn dies in ihren integrierten nationalen Energie- und Klimaplänen vorgesehen ist, für die Laufzeit langfristiger Verträge für fossiles Gas ohne CCS ein früheres Enddatum, das vor dem 31. Dezember 2049 liegt, beschließen dürfen. Für den Abschluss von **langfristigen Lieferverträgen für erneuerbares Gas und für kohlenstoffarmes Gas** ist Bedingung, dass diese mit den EU-Wettbewerbsregeln im Einklang stehen und zur Dekarbonisierung beitragen.

¹¹¹ Richtlinie (EU) 2024/1788, Erwägungsgrund 5; Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 5.

¹¹² Richtlinie (EU) 2024/1788, Erwägungsgründe 5 und 108; Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 6.

¹¹³ Richtlinie (EU) 2024/1788, Art. 1.

¹¹⁴ Richtlinie (EU) 2024/1788, Erwägungsgrund 144.

¹¹⁵ Richtlinie (EU) 2024/1788, Art. 31 Abs. 3.

Für die Absicherung der Energiesicherheit Deutschlands durch künftige Wasserstoffimporte werden auch künftige Vorgaben im Rahmen der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie zu Einsparungen von THG-Emissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe von Bedeutung sein. Die Kommission ist ermächtigt, hierzu in einem delegierten Rechtsakt eine Bewertungsmethode festzulegen.¹¹⁶ Die in ihrem Entwurf vom September 2024¹¹⁷ vorgeschlagenen Methodik ist jedoch nicht unumstritten. So kritisiert die norwegische Regierung indirekt, dass die Vorgaben in ihrer jetzigen Form im Endeffekt Wasserstoffimporte aus Norwegen in die EU behindern würden.¹¹⁸

Gas-Binnenmarkt-Verordnung (EU) 2024/1789

Die neue **Gas-Binnenmarkt-Verordnung**¹¹⁹ regelt die **Bedingungen für den Zugang zu Erdgas- und Wasserstoffnetzen**, um das reibungslose Funktionieren der Binnenmärkte für Erdgas und Wasserstoff sicherzustellen und zur Flexibilität des Energiesystems beizutragen. Zudem sollen reibungslos funktionierende und transparente Erdgas- und Wasserstoffmärkte mit einem hohen Grad an Versorgungssicherheit gefördert und Mechanismen zur Harmonisierung der Regeln über den Netzzugang für den grenzüberschreitenden Handel mit Erdgas und Wasserstoff geschaffen werden. Für die Gewährleistung der Energiesicherheit Deutschlands derzeit durch Erdgas- und künftig durch Wasserstoffimporte sind die Mechanismen zur Nachfragebündelung und gemeinsamen Beschaffung von Erdgas sowie zur Unterstützung der Marktentwicklung von Wasserstoff relevant, die durch die Gas-Binnenmarkt-Verordnung geschaffen werden.

Durch den **Mechanismus zur Nachfragebündelung und gemeinsamen Beschaffung von Erdgas**¹²⁰ sollen nach der Konzeption der Verordnung in der EU niedergelassene Erdgasunternehmen oder erdgasverbrauchende Unternehmen ihre Erdgasnachfrage über einen von der Kommission beauftragten Dienstleister bündeln können. Dies soll es den Erdgaslieferanten ermöglichen, Angebote auf der Basis großer aggregierter Mengen zu unterbreiten, anstatt viele kleinere Angebote an einzelne Käufer machen zu müssen. Der Dienstleister sammelt dann die Lieferangebote und gleicht sie mit den zuvor gebündelten Erdgasmengen ab. Die Aushandlung und der Abschluss konkreter Verträge über den Erdgaskauf nach der Nachfragebündelung ist freiwillig. Diese Bündelung der Nachfrage nach Erdgas soll die internationale Reichweite von Erdgaslieferanten – sowohl in Bezug auf Pipelines als auch auf LNG – verbessern.¹²¹ Insbesondere soll eine stärkere Koordinierung mit und zwischen den Mitgliedstaaten in Bezug auf Drittländer durch den Mechanismus für die Nachfragebündelung und die gemeinsame Beschaffung von Erdgas dafür sorgen, dass die EU besser von ihrer kollektiven Verhandlungsmacht Gebrauch machen kann. Bereits im Dezember 2022 hatte der Rat auf Basis seiner Notfallkompetenz nach Art. 122 Abs. 1 AEUV einen entsprechenden Mechanismus zur Nachfragebündelung und gemeinsame Gasbeschaffung durch Unternehmen, die in der EU

¹¹⁶ Richtlinie (EU) 2024/1788, Art. 9 Abs. 5.

¹¹⁷ Europäische Kommission (2024b). Draft of 27 September of the Commission Delegated Regulation supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low-carbon fuels.

¹¹⁸ Royal Norwegian Ministry of Energy, Statement of 24 October 2024, Consultation on Methodology to determine the greenhouse gas (GHG) emission savings of low-carbon fuels: „The draft should be amended, so that the final methodology will give incentives for production of low carbon hydrogen based on natural gas with the lowest possible emissions. Default values in the Annex Part B may render counter-productive in this respect. [...] The final methodology should avoid a situation where low, verifiable emissions from environmentally competitive hydrogen production are obliged to be calculated based on high default values.“

¹¹⁹ Verordnung (EU) 2024/1789, Art. 1.

¹²⁰ Verordnung (EU) 2024/1789, Art. 42 ff.

¹²¹ Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 48.

niedergelassen sind, als befristetes Vorläuferinstrument geschaffen (**AggregateEU**).¹²² Die Wettbewerbswirkung eines solchen Instruments wird durchaus kritisch gesehen. **So äußerte etwa eine Studie des Oxford Institutes for Energy Studies schwerwiegende kartellrechtliche Bedenken gegenüber AggregateEU.**¹²³

Der ebenfalls durch die Gas-Binnenmarkt-Verordnung geschaffene freiwillige **Mechanismus zur Unterstützung der Marktentwicklung von Wasserstoff**¹²⁴ soll dem Umstand Rechnung tragen, dass derzeit noch eine erhebliche Kluft zwischen den Kosten der Erzeugung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff und dem Marktpreis insbesondere von Erdgas besteht.¹²⁵ Der Mechanismus, der bis 31. Dezember 2029 bestehen soll¹²⁶, soll dazu beitragen, diese Kluft zu überwinden und solange hoheitlich initiierte Anreize zu setzen, bis Elektrolyseure und andere damit zusammenhängende Wasserstofftechnologien ausreichend wettbewerbsfähig sind. Er ist Teil der von der Europäischen Kommission im März 2023 ins Leben gerufenen „**Europäischen Wasserstoffbank**“.¹²⁷ Diese umfasst verschiedene freiwillige Aktivitäten und Instrumente, die die Schaffung eines EU-Wasserstoffmarkts erleichtern, die Versorgung mit Wasserstoff durch zuverlässige internationale Lieferanten ermöglichen sowie Informationen über die Entwicklung des EU-Wasserstoffmarkts und über die Finanzierung von Wasserstoffprojekten sammeln und verbreiten sollen.¹²⁸ Diese Tätigkeiten werden im Rahmen der einschlägigen bestehenden EU-Rechtsinstrumente – z.B. der EU-ETS-Richtlinie 2003/87/EG – durchgeführt. Sie sollen den Ausbau der Wasserstofferzeugung und die Marktentwicklung von Wasserstoff in der EU beschleunigen, u.a. indem sie die Transparenz von Wasserstoffnachfrage, -angebot, -strömen und -preisen erhöhen, Erzeuger und Verbraucher koordiniert zusammenbringen und die Mischfinanzierung mit bestehenden Instrumenten zur Förderung und Finanzierung von Wasserstoff erleichtern. Im Rahmen des Mechanismus zur Unterstützung der Marktentwicklung von Wasserstoff kann die Kommission einen Dienstleister mit folgenden Tätigkeiten beauftragen:¹²⁹ (a) Erhebung und Verarbeitung von Marktdaten, z.B. über die Verfügbarkeit von Infrastruktur oder die Entwicklung von Wasserstoffströmen und -preisen, zur Erhöhung der Transparenz der Marktentwicklung in Bezug auf Wasserstoff; (b) Erfassung und Bewertung der Nachfrage aufseiten der Abnehmer; (c) Einholung von Angeboten für Wasserstoff bei Lieferanten; (d) Zugang zu den erhobenen für Lieferanten und Abnehmer relevanten Informationen. Vor dem Auslaufen des Mechanismus zur Unterstützung der Marktentwicklung von Wasserstoff am 31. Dezember 2029 soll die Kommission einen Bericht vorlegen, in dem sein Beitrag zur Entwicklung des EU-Wasserstoffmarkts bewertet wird. Auf dieser Basis kann die Kommission ggf. einen Rechtsetzungsvorschlag zur Entwicklung eines nachfolgenden **Mechanismus für die freiwillige Nachfragebündelung und gemeinsame Beschaffung von Wasserstoff** vorlegen.¹³⁰

¹²² Verordnung (EU) 2022/2576 des Rates vom 19. Dezember 2022 über mehr Solidarität durch eine bessere Koordinierung der Gasbeschaffung, zuverlässige Preis-Referenzwerte und den grenzüberschreitenden Austausch von Gas; Europäische Kommission (2024), [AggregateEU – questions and answers](#).

¹²³ Barnes, A. (2023). EU joint purchasing of gas – an assessment. Oxford Institute for Energy Studies.

¹²⁴ Verordnung (EU) 2024/1789, Art. 52 ff.

¹²⁵ Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 64.

¹²⁶ Verordnung (EU) 2024/1789, Art. 52 Abs. 1.

¹²⁷ Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 65 und Art. 52 Abs. 1.

¹²⁸ Europäische Kommission (2023). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the Euro-pean Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the European Hydrogen Bank. COM(2023) 156 final.

¹²⁹ Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 69 und Art. 52 Abs. 2.

¹³⁰ Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 72 und Art. 52 Abs. 5.

Die Importsäule der Wasserstoffbank soll mittelfristig den Aufbau von Wasserstoffproduktionskapazitäten außerhalb der EU fördern. Dazu sollen Instrumente entwickelt werden, die den Abschluss von Abnahmeverträgen mit internationalen Anbietern ermöglichen und gleichzeitig die Diversifizierung der Versorgung im Auge behalten, um neue externe Abhängigkeiten zu vermeiden. Als ersten Ansatz erwägt die Kommission die Einführung eines „grünen“ Prämiensystems für internationale Wasserstoffproduzenten, vergleichbar mit dem, das für die heimische Produktion eingeführt wurde. Mittelfristig sollen Doppelauktionsmodelle mit internationalen Produzenten und nationalen Endabnehmern als Option geprüft werden, vergleichbar mit dem deutschen H2Global-Programm (siehe Abschnitt 5.2). Das H2Global-System soll auch anderen Mitgliedsstaaten für die Beschaffung von Importwasserstoff zugänglich gemacht werden. Hierauf hatten sich EU-Energiekommissarin Kadri Simson und Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck im Jahr 2023 geeinigt. Darüber hinaus sollen gemeinsame EU-weite Auktionen für importierten Wasserstoff durchgeführt werden.¹³¹

3.3.3. EU-Vorgaben zur Sicherung der Gasversorgung

Mitten im EU-Rechtsetzungsverfahren zur Umsetzung des European Green Deal – insbesondere den „Fit for 55“-Reformen und dem EU-Rechtsetzungspaket über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff – rückte die Energieversorgungssicherheit der EU im Allgemeinen und Deutschlands im Besonderen in Folge des russischen Überfalls auf die Ukraine in den Mittelpunkt. Angesichts der Energie- und Gasversorgungskrise sahen sich die EU und ihre Mitgliedstaaten gezwungen, durch verschiedene auf Art. 122 AEUV gestützte Notfallmaßnahmen im Rahmen des **REPowerEU-Plans**¹³² zu reagieren, insbesondere um schnell die Abhängigkeit von russischen Energieimporten zu verringern und die Gasversorgung in der EU zu sichern.

Zentrales Instrument hierfür ist die **Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung** (Security-of-Supply, SoS-Verordnung).¹³³ Sie wurde dahingehend geändert¹³⁴, dass im Rahmen ihres **Solidaritätsmechanismus** die EU-Mitgliedstaaten künftig verpflichtet sind, sich im Falle eines schweren Notfalls auch dann gegenseitig nach subsidiären Standardregeln mit Gas zu versorgen, wenn zwischen ihnen keine bilateralen Abkommen abgeschlossen wurden.¹³⁵ Zudem sieht die SoS-Verordnung künftig auch Cybersicherheitsmaßnahmen zum Schutz der Gasversorgung vor.¹³⁶ Als weitere Verstärkung der Energieversorgung mit Gas verpflichtet die SoS-Verordnung nun dazu, dass die **unterirdischen Gasspeicher** im Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten ab 2023 jeweils zum 1. November zu 90% gefüllt sein müssen.¹³⁷

¹³¹ Hydrogen Europe (2023). European Hydrogen Bank and H2Global join forces to boost global hydrogen ramp-up. June, 2023.

¹³² Europäische Kommission (2022). Mitteilung COM(2022) 108 vom 8. März 2022, REPowerEU: gemeinsames europäisches Vorgehen für erschwinglichere, sichere und nachhaltige Energie; Europäische Kommission (2022), Mitteilung COM(2022) 230 vom 18. Mai 2022, REPowerEU-Plan; Reichert, G. (2022). REPowerEU: Struggling for EU Energy Sovereignty – The EU Commission’s Action Plan for Secure, Affordable and Sustainable Energy.

¹³³ Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung.

¹³⁴ Verordnung (EU) 2024/1789, Art. 84.

¹³⁵ Verordnung (EU) 2017/1938, Art. 13; Winkler/Baumgart/Ackermann (2024), Europäisches Energierecht, 2. Aufl. 2024, S. 31 m.w.N. und S. 33.

¹³⁶ Verordnung (EU) 2017/1938, Art. 8a.

¹³⁷ Verordnung (EU) 2017/1938, Art. 6a.

3.4 Nationale Energiestrategien

Ein wichtiger Schritt zur langfristigen Diversifizierung der Energieversorgung Deutschlands war die Veröffentlichung einer **Nationalen Wasserstoffstrategie** im Jahr 2021.¹³⁸ Ziel ist es die nationale Versorgung mit CO₂-frei erzeugtem Wasserstoff zu sichern und Deutschland dabei in eine internationale Vorreiterrolle zu bringen. Dazu wurde ein Maßnahmenpaket aus Investitionsförderung, Betriebskostenentlastung, energiepolitischen Rahmenbedingungen und CO₂-Bepreisung angekündigt. Als erste Zielmarke wurde eine Elektrolyseleistung von 5 Gigawatt (GW) für die Produktion von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland im Jahr 2030 ausgegeben. Unter dem Eindruck des Ukraine-Krieges und der neuen Diversifizierungsstrategie der EU haben sich auch die politischen Ambitionen Deutschlands verstärkt. In einem Update der nationalen Wasserstoffstrategie wurden die Kapazitätsziele für 2030 von 5 GW auf 10 GW verdoppelt.¹³⁹ Dazu hat die Bundesregierung die Förderung neuer Leitprojekte zur Effizienzsteigerung von Wasserstoff-Technologien (u.a. Skalierung der Produktion von Elektrolyseuren, Offshore-Elektrolyse) beschlossen. Auch Forschungsprojekte zu innovativen H₂-Anwendungstechnologien in der Industrie werden gefördert. Der Wasserstofftransport soll über den Aufbau eines etwa 9.000 km langen nationalen Wasserstoff-Kernetzes organisiert werden, das zukünftige H₂-Produzenten mit allen relevanten Großverbrauchern verbinden soll.¹⁴⁰

Verstärktes Augenmerk wird in der angepassten Strategie auf den Wasserstoff-Import gelegt. Ähnlich wie die EU geht auch die Bundesregierung davon aus, dass mindestens 50% des zukünftigen nationalen Wasserstoff-Bedarfs aus Importen gedeckt werden müssen. Zum Zweck des Aufbaus von H₂-Importkanälen hat sie das neue Instrument H2Global implementiert, das Importe von erneuerbarem Wasserstoff und seiner Derivate über ein Doppelauktionsmodell fördert (siehe Abschnitt 5.2). Damit ist Deutschland innerhalb der EU zum Vorreiter beim Aufbau des Importzweiges einer zukünftigen europäischen Wasserstoffwirtschaft geworden.

Zudem hat die Bundesregierung im Jahr 2024 eine dezidierte **Wasserstoff-Importstrategie** vorgelegt.¹⁴¹ Ihr Kernziel ist die Sicherstellung einer nachhaltigen, stabilen, sicheren und diversifizierten Versorgung mit Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten. Das Strategie-Dokument stellt politische Instrumente dar, die den Aufbau von Lieferbeziehungen, von einer Import-Infrastruktur sowie von transparenten Produktstandards unterstützen sollen. Eine wichtige Begleitstrategie ist die 2023 verabschiedete **Klimastrategie für die Garantieinstrumente der Außenwirtschaftsförderung**.¹⁴² Sie sieht vor, die bestehenden Instrumente zur Risikoabsicherung der Außenwirtschaftsförderung (Exportkreditgarantien, Investitionsgarantien, Ungebundene Finanzkredite (UFK)) stärker auf die klimapolitischen Ziele auszurichten. So können Projekte, die einen deutlichen Beitrag zum langfristigen 1,5-Grad Zielpfad bei der Erderwärmung leisten, deutlich verbesserte Deckungskonditionen erhalten. Zudem werden mit dem neuen Instrument der „Klima-UFK“ in diesem Rahmen erstmals gezielt Transformationsprojekte unter deutscher Beteiligung weltweit gefördert, die auf Basis langfristiger Abnahmeverträge zu einer gesicherten Versorgung der deutschen Industrie mit erneuerbaren Energien beitragen. Projekte im Bereich des Aufbaus internationaler H₂-Lieferketten dürften vor dem Hintergrund der anstehenden Projektpläne (siehe Abschnitt 4) hiervon zunächst besonders profitieren.

¹³⁸ Bundesregierung (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie – Schlüsselement der Energiewende.

¹³⁹ Bundesregierung (2023a). Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023.

¹⁴⁰ Bundesnetzagentur (2024). [Bundesnetzagentur genehmigt Wasserstoff-Kernetz](#).

¹⁴¹ Bundesregierung (2024). Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.

¹⁴² Bundesregierung (2023b). Die Klimastrategie für die Garantieinstrumente der Außenwirtschaftsförderung.

Eine konsequente Umsetzung der Wasserstoffimportstrategie könnte daher wichtige Akzente für den Aufbau von H₂-Importkanälen setzen. Damit ist aber noch nicht die Frage beantwortet, wie eine zukünftige Wasserstoffversorgung zur langfristigen Energiesicherheit Deutschlands beitragen kann, d.h. zur Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung. **Eine Politik, die Energiesicherheit als strategisches Ziel anerkennt, braucht mehr als kurzfristig wirkende Anreizinstrumente zum Aufbau von Infrastrukturen und Märkten.** Sie muss Energiesicherheit als Teil einer umfassenden Energieaußenpolitik begreifen, die institutionalisierte Kooperationsvereinbarungen mit Drittstaaten, insbesondere die etablierten Klima- und Energiepartnerschaften, als Grundlage für eine Strategie zum Aufbau diversifizierter und stabiler Lieferbeziehungen im zukünftigen Handel mit erneuerbaren Energien nutzt. Dies ist die entscheidende Voraussetzung, um resiliente und kompetitive Importmärkte zu schaffen, die nationale Energiesicherheit durch die Kräfte des dezentralen Handels garantieren. Aus diesem Blickwinkel analysieren wir im Folgenden Deutschlands Partner-Portfolio und dessen Zukunftspotenziale.

4. Das Instrument der Klima- und Energiepartnerschaften

4.1 Aktuelles Partner-Portfolio Deutschlands

Das Format der Klima- und Energiepartnerschaften ist ein seit geraumer Zeit etabliertes Instrument der deutschen Energieaußenpolitik. Die ersten Partnerschaftsvereinbarungen im Energiebereich wurden 2006 mit Indien und 2007 mit China geschlossen. Seitdem wurde das Partner-Portfolio beständig erweitert und dabei räumlich wie auch im Hinblick auf das Profil der Partner zunehmend diversifiziert. Eine große Zahl neuer Partnerschaftsvereinbarungen wurden insbesondere 2019 (5 neue Partner) im Zuge neuer ehrgeiziger Klimaziele sowie 2022 (7 neue Partner) im Zuge der Energiekrise geschlossen. Gegenwärtig bestehen Partnerschaften mit insgesamt 32 Ländern verteilt über alle sechs Kontinente. Diese sind in drei Formate aufgeteilt:

- **Energiedialog:** Energiedialoge sind Vorstufen zu den eigentlichen Energie- und Klimapartnerschaften, bei denen die Kooperation noch auf keiner formellen Absichtserklärung beruht und auch noch keine festen gemeinsamen Institutionen etabliert wurden.
- **(Eigentliche) Klima- und Energiepartnerschaften:** Auf formellen Kooperationsvereinbarungen beruhende Form der institutionalisierten Zusammenarbeit in einer Reihe von Themenfeldern rund um die Bereiche Klima, Energie und Wirtschaft.
- **Wasserstoffpartnerschaften:** Spezifische formelle Kooperationsvereinbarungen zur Zusammenarbeit beim Aufbau von Märkten für erneuerbaren Wasserstoff mit strategisch wichtigen zukünftigen Export- und Importländern.

In der praktischen Zusammenarbeit ist die Unterscheidung zwischen diesen drei Formaten weniger starr, da auch die erhebliche Zahl an frisch gegründeten Klima- und Energiepartnerschaften zunächst noch über kaum formelle Strukturen verfügt und zugleich ein bedeutender Teil der allgemeinen Klima- und Energiepartnerschaften inhaltlich einen klaren Wasserstofffokus aufweist (siehe Abschnitt 4.3).

Unter den mit den Partnerschaften verfolgten offiziellen Zielen wird Energiesicherheit zwar genannt, allerdings lediglich als ein zunehmend stärker in den Fokus rückendes Nebenziel. Primäres Ziel ist demnach die Unterstützung des Partnerlandes beim Ausbau erneuerbarer Energien, bei der Förderung von Energieeffizienz und bei der Verbreitung moderner, sauberer Energietechnologien. Hinzukommen

erst als Sekundärziele die Schaffung marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen, die Entwicklung von Exportchancen für deutsche Unternehmen und die Verbreitung und gemeinsame Entwicklung von neuen Technologien.¹⁴³ **In ihrer Gesamtausrichtung sind die Energie- und Klimapartnerschaften bislang damit primär entwicklungspolitisch motiviert, während der Aufbau gemeinsamer Märkte und Lieferketten nur als Nebenziel verstanden wird.**

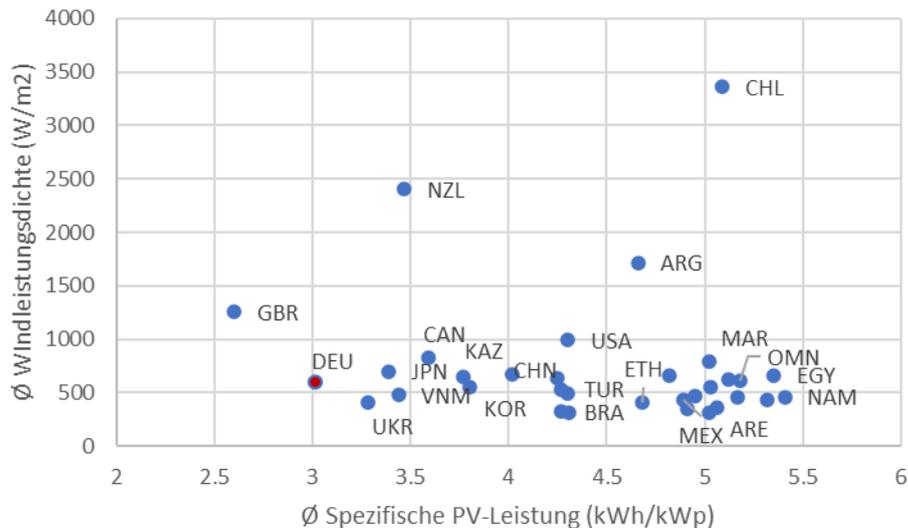
Im Folgenden möchten wir den Blick stärker auf die wirtschaftlichen Potenziale des gegenwärtigen Partner-Portfolios lenken. Dazu führen wir eine indikatorgestützte Analyse der spezifischen Eignung der Partner-Länder als zukünftige Exporteure erneuerbarer Energien durch. Der Fokus liegt hier vorrangig, aber keineswegs ausschließlich, auf dem Export von erneuerbarem Wasserstoff. Definition und Datenquellen der genutzten Indikatoren sind in Tabelle A1 im Anhang aufgelistet. Die detaillierten Länderergebnisse sind in Tabelle A2 dargestellt.

Ein wesentlicher angebotsseitiger Aspekt bei der Bewertung sind zunächst die lokalen **Ressourcenpotenziale**. Hohe mittlere Intensitäten der Sonneneinstrahlung und/oder hohe Windgeschwindigkeiten implizieren ein großes Potenzial für die Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromproduktion - und entsprechend geringe Stromgestehungskosten. Dies stellt einen wesentlichen Kostenvorteil bei der elektrolytischen Gewinnung von Wasserstoff dar. In dieser Hinsicht stechen viele Partnerländer mit einem im Vergleich zu Deutschland deutlich höheren EE-Potenzial vor, insbesondere Partner in Afrika und Lateinamerika (siehe Abbildung 7). Zugleich besitzen eine ganze Reihe an Partnerländern bedeutende nachgewiesene Vorkommen von Mineralrohstoffen, die für die Herstellung von Elektrolyseuren und ihrer Komponenten von kritischer Bedeutung sind (z.B. Platingruppenmetalle, Titan¹⁴⁴). Besonders vielfältige Vorkommen an relevanten Rohstoffen – neben China als global dominanter Marktakteur - bieten Australien, Kanada, Südafrika und die USA. Eine wichtige Partnerland-Ressource speziell bei jungen EE-Technologien stellt schließlich auch der Zugang zu spezialisiertem Wissen dar, als Grundlage für gemeinsame Innovationsaktivität. Auch in dieser Hinsicht ist das Partner-Portfolio vielversprechend. Es umfasst mit China, Japan, Südkorea und den USA die Länder mit der global größten Patentaktivität im Bereich von Energietechnologien. Einige Partnerländer verfügen zudem über einen überdurchschnittlichen hohen Anteil an Erwerbstätigen mit Hochschulabschluss und damit über ein allgemein großes Angebot an Humankapital – neben anderen OECD-Mitgliedern insbesondere auch die Partner aus der Golfregion.

¹⁴³ BMWK (2024a). [Klima-, Energie- und Wasserstoffpartnerschaften und Energiedialoge](#).

¹⁴⁴ Carrara, S., Bobba, S., Blagoeva, D., Alves Dias, P., Cavalli, A., Georgitzikis, K., Grohol, M., Itul, A., Kuzov, T., Latunussa, C., Lyons, L., Malano, G., Maury, T., Prior Arce, Á., Somers, J., Telsnig, T., Veeh, C., Wittmer, D., Black, C., Pennington, D., Christou, M. (2023). Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU – A foresight study. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023.

Abbildung 7: PV- und Windstrompotenziale von Deutschlands Partnerländern



Quellen: Global Solar (2024); Global Wind Atlas (2024); Eigene Darstellung.

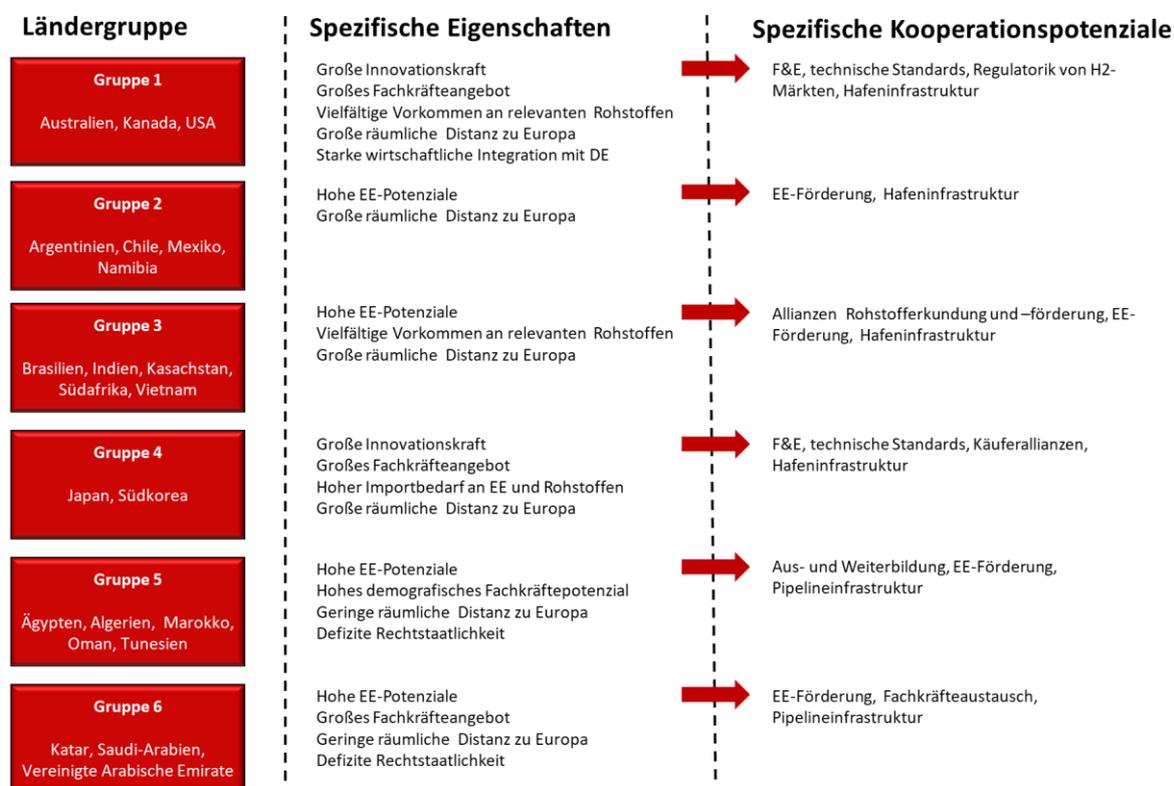
Sehr unterschiedlich fällt die Bewertung der **allgemeinen Rahmenbedingungen** in den Partnerländern aus. Enge gegenwärtige Handelsbeziehungen zu Partnerländern sind als positiver Faktor zu bewerten, da zukünftige Geschäftsbeziehungen im Energiebereich so an umfangreiche Erfahrungen mit dem Rechtssystem und anderer institutioneller Faktoren in den Partnerländern anknüpfen können. Einige der Länder sind bereits seit langem etablierte Handelspartner Deutschlands. Mit einer klaren Mehrheit der Partnerländer hatte Deutschland zuletzt (im Vergleich zum Handel mit sonstigen Drittstaaten) überdurchschnittlich stark ausgeprägte Handelsbeziehungen. Bei der institutionellen Qualität ergibt sich ein sehr gemischtes Bild. Neben Partnern mit sehr stabilen und hohen Ansprüchen an die Rechtsstaatlichkeit¹⁴⁵ genügenden politisch-rechtlichen Systemen finden sich auch einige Länder mit im globalen Vergleich starken bis sehr starken Defiziten in diesen Bereichen. Die hierbei herangezogenen Makroindikatoren liefern gleichwohl nur eine grobe und subjektive Bewertung der lokalen Situation, deren genaues Verständnis eine detaillierte Länderanalyse erfordert.

Um aus diesem vielfältigen Bild konkrete Schlussfolgerungen für zukünftige Kooperationspotenziale zu ziehen, wurden die betrachteten Potenzialindikatoren als Grundlage für eine Clusterung der Partnerländer genutzt. Es wurden hierbei insgesamt sechs Ländergruppen abgegrenzt (siehe Abbildung 8). Auf Basis ihrer charakteristischen Eigenschaften lassen sich für einzelne Gruppen jeweils besonders vielversprechende Formen der Kooperation im Rahmen der Energie- und Klimapartnerschaften identifizieren. So erscheint etwa Kooperation im Bereich Forschung und Entwicklung (F&E-Kooperation) bei Mitgliedern der Gruppen 1 und 4 grundsätzlich besonders vielversprechend. Die Kombination aus hohen EE-Potenzialen und räumlicher Nähe zu Europa macht bei Ländern der Gruppen 5 und 6 wiederum Kooperation in den Bereichen EE-Förderung und Ausbau

¹⁴⁵ Wir bemessen hier das sehr vielschichtige Konzept „Rechtsstaatlichkeit“ anhand des Teilindex „Rule of law“ der jährlich erhobenen Worldwide Governance Indicators der Weltbank. Dieser Teilindex misst das wahrgenommene Vertrauen in die gesellschaftlichen Regeln eines Landes, insbesondere die Qualität der Vertragsdurchsetzung, der Eigentumsrechte, der Polizei und der Gerichte sowie die Wahrscheinlichkeit von Verbrechen und Gewalt. Er setzt sich aus einer großen Zahl an Befragungsindikatoren aus diversen internationalen Quellen zusammen. [Link zur Beschreibung](#).

einer dazugehörigen Transportinfrastruktur besonders sinnvoll. Deutschland sollte diese Vielfalt an Partnerpotenzialen für maßgeschneiderte Kooperationsstrategien nutzen.

Abbildung 8: Gegenwärtiges Partner-Portfolio: Ergebnisse Clusteranalyse



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Potenziale allein schaffen jedoch noch keine Lieferperspektiven. Eine wichtige weitere Voraussetzung ist ein ausreichender politischer und wirtschaftlicher Fokus auf Energieexporte auf Seiten der Partnerländer. Politische Ambitionen sind grundsätzlich vorhanden. Fast alle (30 von 32) von Deutschlands Partnern verfügen mittlerweile über eine nationale Strategie oder Aktionsplan zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft (siehe Tabelle A2 im Anhang). Hierzu zählt auch Indien, der jüngste dezidierte Wasserstoffpartner Deutschlands.¹⁴⁶ In immerhin acht Partnerländern beinhalten diese Strategien auch spezifische Zielsetzungen für die zukünftigen Wasserstoff-Exporte (Zielmarken für Exportmengen oder Weltmarktanteile).

Zudem befinden sich viele Partnerländer bereits in der Phase des Aufbaus bedeutender Elektrolysekapazitäten. Die globale Projektdatenbank der International Energy Agency (IEA) liefert Vergleichsdaten zur Kapazitätsentwicklung. Tabelle 1 zeigt die bereits in Betrieb genommenen bzw. im Bau befindlichen Elektrolysekapazitäten von Deutschlands Partnerländern differenziert nach Weltregionen. Die hohen Erzeugungskapazitäten in Ostasien konzentrieren sich fast ausschließlich auf China, das auch im globalen Vergleich die höchsten Kapazitäten aufweist. Auf Basis der gegenwärtig durchgeführten Projekte ist davon auszugehen, dass die Volksrepublik diese Stellung mittelfristig weiter ausbauen wird. Unter den westlichen Partnerländern sind Australien und Kanada im Kapazitätsaufbau am weitesten fortgeschritten. Vor allem Australien sticht mit sehr ehrgeizigen

¹⁴⁶ BMWK (2024b). [Gemeinsame Roadmap für grünen Wasserstoff zwischen Deutschland und Indien](#). Pressemitteilung, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

langfristigen Ausbauplänen hervor. Im Regionsvergleich ist zudem die starke Ausbaudynamik in der Golfregion auffällig. Vor allem Saudi-Arabien und der Oman investieren derzeit stark in den Aufbau von Elektrolysekapazitäten. Grundsätzlich ist im Ländervergleich auffällig, dass vor allem derzeit bedeutende Erdgas-Exporteure in den Aufbau einer eigenen Wasserstoffwirtschaft investieren. Das macht deutlich, dass Wasserstoff in vielen Fällen Teil einer bewussten wirtschaftlichen Transformationsstrategie für bislang stark auf fossile Exporte angewiesene Länder ist. Das eröffnet für Deutschland Chancen, Partnerschaften als Form eines gemeinsamen Transitions-Managements zu gestalten.

Tabelle 1: Elektrolysekapazitäten Partner nach Weltregionen (in kt H₂ / Jahr)

Region	Kapazitäten - in Betrieb (kt H ₂ pro Jahr)	Kapazitäten - im Bau (kt H ₂ pro Jahr)
Golfregion	0,20	428,30
Nordamerika	20,66	207,90
Ostasien	118,12	1662,99
Ozeanien	1,02	72,81
Südamerika	0,78	14,74
Südasien	3,23	227,36
Südliches Afrika	1,30	2,77

Quellen: IEA (2024a); Eigene Berechnungen.

Auch zur Infrastrukturentwicklung liefern die Datenbanken der IEA konkrete Informationen. Ein Großteil der Partner verfügt über langfristig für den H₂/H₂-Derivate Transport umrüstbare LNG-Terminals (siehe Abbildung 9), Nordafrika zudem über direkte Pipeline-Verbindungen nach Europa. Die gegenwärtig in Bau oder Planung befindliche dezidierte H₂-Hafeninfrastruktur in Partnerländern fokussiert sich stark auf Ammoniak als Transportform. Australien, Kanada und die Partner in der Golfregion sind in der Planung einer internationalen Handelsinfrastruktur für Wasserstoff besonders weit fortgeschritten. Diese Länder, neben China, Großbritannien und den USA, investieren im globalen Vergleich zugleich auch besonders stark in Anlagen zur industriellen CO₂-Abscheidung. Damit bietet sich für diese Länder ressourcenseitig auch ein großes Zukunftspotenzial für Herstellung und Export kohlenstoffhaltiger H₂-Derivate wie Methanol: Abgeschiedenes CO₂ könnte hier zur Weiterverarbeitung von erneuerbarem Wasserstoff zu Methanol eingesetzt werden.

Abbildung 9: Partner-Portfolio - Infrastruktur

Quellen: IEA (2024b;c).

4.2 Optionen zur Erweiterung

Das gegenwärtige Partner-Portfolio ist wie dargestellt bereits sehr umfassend. Der Aufbau weiterer institutionalisierter Partnerschaften mit Energiefokus bleibt dennoch in der gegenwärtigen Transitionsphase wichtig. Denn noch sind zukünftige globale Märkte und Transportrouten für erneuerbare Energieträger erst im Entstehen begriffen. Die Selektion zukünftiger Exportchampions wird wesentlich durch Unsicherheitsfaktoren wie nationale Politiken und der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung von Regionen geprägt. Eine aus deutscher Sicht wirksame Methode, solchen externen Unwägbarkeiten zu begegnen, ist eine kontinuierliche Erweiterung des Partner-Portfolios auf Basis einer bewussten Diversifizierungsstrategie. Neben den im vorigen Abschnitt analysierten Länderpotenzialen sollten hierbei auch geostrategische und allgemein sicherheitspolitische Erwägungen eine Rolle spielen. So sollten Energie- und Klimapartnerschaften auch selbstbewusst als Instrument genutzt werden, um Deutschlands Verbindung zu Ländern in geopolitisch besonders umkämpften Weltregionen auszubauen. Auch dies ist ein langfristiger Beitrag zur Energiesicherheit, da es die räumliche Diversifizierung von Lieferbeziehungen fördert und der Entstehung neuer feindlich gesinnter geo- und handelspolitischer Machtblöcke entgegenwirkt.

Das Potenzial einer Diversifizierungsstrategie wird im Folgenden auf Basis von drei konkreten Vorschlägen für mögliche zukünftige Partner illustriert. Diese sind wohlgerne nicht exklusiv zu verstehen, sondern stehen als Beispiele für bestimmte Interessen und Arten von Kooperationspotenzialen. Hierzu wurde aus den drei bislang nur lückenhaft mit Partnerschaften abgedeckten Kontinenten (Afrika, Asien, Südamerika) jeweils ein potenzieller Partner ausgewählt. Um die Vielfalt möglicher Kooperationsmotive aufzuzeigen, wurde bei der Auswahl jeweils ein Land berücksichtigt, bei dem das Ressourcenpotenzial, die bestehenden Lieferbeziehungen und geopolitische Erwägungen im Vordergrund stehen.

Der erste Vorschlag ist **Nigeria**. Das Land hätte aus deutscher Sicht aus mehreren Gründen das Potenzial zu einem strategisch wichtigen Partner zu werden. Nicht nur leistet es als LNG-Lieferant bereits gegenwärtig einen wichtigen Beitrag zu Europas Energiesicherheit (siehe Abschnitt 2.3). Es könnte rein potenziell auch zukünftig zu einem wichtigen internationalen Exporteur erneuerbarer Energien aufsteigen. Auf politischer Ebene fehlt es bislang jedoch an konkreten Plänen für ein post-fossiles Zeitalter (siehe Abschnitt 2.4). Deutschland könnte hier im Rahmen einer Transitions-Partnerschaft als Partner wichtige Impulse geben. Eine solche Partnerschaft wäre auch aus

geopolitischer Perspektive zu begrüßen, ist Nigeria doch politisch wie ökonomisch ein zentraler Stabilitätsanker in der geopolitisch umkämpften westafrikanischen Region.

In anderen Fällen ist das Interesse unmittelbarer auf den Aufbau gemeinsamer Lieferketten gerichtet. **Kolumbien** wäre hierfür ein gutes Beispiel. Sowohl aufgrund seiner hohen EE-Potenziale als auch der starken politischen Unterstützung ist Kolumbien einer der größten Vorreiter beim Aufbau von Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Wasserstoff in Lateinamerika.¹⁴⁷ Die geografische Lage prädestiniert das Land zudem langfristig (d.h. bei hinreichend gesunkenen Kosten im Schiffstransport) für die Rolle eines interkontinentalen Wasserstoffexporteurs sowohl nach Nordamerika als auch nach Europa. Um der dabei zu erwartenden Lieferkonkurrenz zu begegnen, empfiehlt es sich aus deutscher Sicht, über eine Klima- und Energiepartnerschaft frühzeitig die Verbindungen zu vertiefen. Dabei kann an die unlängst abgeschlossene Klima- und Entwicklungspartnerschaft¹⁴⁸ sowie die zuletzt noch vertieften Handelsbeziehungen im Steinkohle-Import¹⁴⁹ angeknüpft werden. Deren Fokus auf lokale EE-Förderung sollte dabei in Richtung der Schaffung von Exportperspektiven erweitert werden.

Ein Beispiel für die geostrategischen Potenziale der Technologiezusammenarbeit ist **Malaysia**. Das Land ist in seiner Wirtschaftsstruktur stark auf den LNG-Export ausgerichtet.¹⁵⁰ Die zur Neige gehenden Onshore-Erdgasreserven haben Malaysia den Blick auf Offshore-Felder in der Region lenken lassen. Hieraus hat sich ein neues Konfliktpotenzial zu der politisch bislang alliierten Volksrepublik China ergeben.¹⁵¹ Angesichts der wirtschaftlichen Bedeutung der LNG-Förderung für Malaysia könnte sich hieraus ein neues permanentes Konfliktfeld in einer bereits jetzt durch starke territoriale Spannungen geprägten Region entwickeln. Das könnte den Anreiz Malaysias zur Vertiefung strategischer Partnerschaften mit wirtschaftsstarke Ländern außerhalb der Region erhöhen. Der Einfluss Europas und Deutschlands in der Region ist zugleich bislang als eher gering einzuschätzen. Eine Klima- und Energiepartnerschaft mit Deutschland könnte so für beide Partner von strategischem Nutzen sein. Angesichts der bereits bestehenden technologiefokussierten Wirtschaftspartnerschaft¹⁵² mit Deutschland könnte ein Schwerpunkt der Zusammenarbeit im Austausch und gemeinsamer Entwicklung von Energietechnologien liegen.

¹⁴⁷ Europäische Kommission (2022). REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe. Communication COM(2022) 108 final.

Study on behalf of the Federation of German Industries (BDI) and the World Energy Council (WEC).

¹⁴⁸ BMZ (2024). [Deutschland und Kolumbien vereinbaren Klima- und Energiepartnerschaft](#). Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung.

¹⁴⁹ DW (2023). [Kohlemine als Goldgrube](#). Deutsche Welle.

¹⁵⁰ Islam, R., Dharfizi, A. D.-H., Pero, S. D. A., & Sultana, S. (2022). Analyse the Importance of Energy in Malaysia's Economy and Diplomacy. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 12(3), 305–314.

¹⁵¹ Walker, T. (2024). [Malaysia seeks to balance ties amid US-China rivalry](#). Deutsche Welle Politics | Malaysia.

¹⁵² ECER (2018). [Malaysia–Germany Strategic Collaboration to boost trade, investment and accelerate adoption of Industry 4.0](#). ECER Development Council.

Abbildung 10: Vorschläge Erweiterung Partner-Portfolio



Nigeria

- Zunehmend wichtiger LNG-Lieferant für Europa
- Hohes EE-Potenzial, aber noch keine konkreten Pläne für eine post-fossile Ökonomie
- Wichtiger Stabilitätsanker in einer zunehmend politisch instabilen, externen Einflüssen ausgesetzten Region
- **Spezifisches Kooperationspotenzial:** Leuchtturmpartner für Transitionspartnerschaften mit Westafrika



Kolumbien

- Einer der größten Vorreiter bei Projekten für erneuerbaren Wasserstoff in Lateinamerika
- Hohes EE-Potenzial und bereits heute hoher Anteil erneuerbarer Energien aus Vielfalt an Quellen
- Zusammenarbeit mit DE bereits über Abschluss von Klima- und Entwicklungspartnerschaft in 2023 vertieft
- **Spezifisches Kooperationspotenzial:** Langfristiger Aufbau transkontinentaler Wasserstoff-Lieferketten



Malaysia

- Global wichtiger LNG-Exporteur
- Energiepolitisch wachsende Rivalität zu China durch Bedarf an Offshore-Gas-Förderung
- Strategische Wirtschaftspartnerschaft mit DE mit Fokus auf Zusammenarbeit bei digitalen Technologien
- **Spezifisches Kooperationspotenzial:** EE-Technologiekooperation zur Stärkung regionalen Einflusses

Quelle: Eigene Darstellung.

4.3 Optionen zur Vertiefung

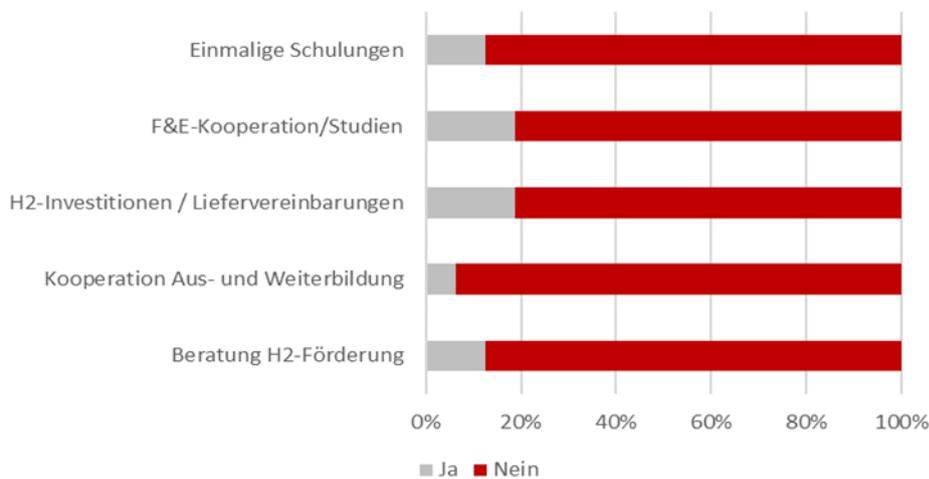
Unter dem institutionellen Dach der Klima- und Energiepartnerschaften besteht grundsätzlich Raum für sehr verschiedene Formen der Kooperation mit Partnerländern. Nicht alle diese Formen sind gleichermaßen eng mit dem Ziel der Energiesicherheit verknüpft. Überlegungen, wie verfügbare Kooperationsinstrumente stärker für die Herstellung des Dreiklangs aus Versorgungssicherheit sowie Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der deutschen Energieversorgung genutzt werden können, sollten deshalb zentrales Element einer allgemeinen Partnerschaftsstrategie sein.

Um Potenziale für eine zielgerichtete Vertiefung der bestehenden Partnerschaften zu ermitteln, wurden die bisherigen Kooperationsinstrumente auf Basis der Informationen in den jüngsten Jahresberichten des BMWK sowie eigenständiger Recherche identifiziert und kategorisiert. Dabei zeigen sich einige allgemeine Muster. So ist technologisch bei einer klaren Mehrheit an Partnerschaften (25 von 32) ein starker Fokus der Kooperation auf erneuerbaren Wasserstoff erkennbar. Dies ist einerseits angesichts der Bedeutung von erneuerbarem Wasserstoff für die Dekarbonisierung (siehe Abschnitt 2.2) und der mehrheitlich ambitionierten Wasserstoffpolitik in den Partnerländern verständlich. Andererseits sollte gerade von einem strukturell auf Langfristigkeit ausgerichteten Instrument wie den Klima- und Energiepartnerschaften erwartet werden, dass es den Horizont weiter fasst, insbesondere Optionen für eine stärkere Diversifizierung erneuerbarer Energieträger mitdenkt. Anknüpfungspunkte gäbe es hierfür genügend. So befinden sich etwa im gegenwärtigen Portfolio Partner wie Brasilien mit hohem Potenzial und wirtschaftlichem Fokus im Bereich Bioenergie. Klima- und Energiepartnerschaften wäre hier ein ideales Vehikel, um über die Entwicklung von Nachhaltigkeits- und Qualitätsstandards die Grundlage für gemeinsame Märkte zu legen.

Unter den gegenwärtigen Kooperationsformaten dominieren Gremien zu bilateraler Beratung und Informationsaustausch. Nahezu sämtliche Partnerschaften verfügen über etablierte RoundTable-Formate unter Einbeziehung vielfältiger Stakeholder. Auch die gemeinschaftliche Ausrichtung von Wirtschaftsforen und wissenschaftlichen Fachkonferenzen gehören zu den etablierten Formaten.

Deutlich seltener anzutreffen sind bislang hingegen Kooperationsformen, die konkreter auf den Aufbau von Erzeugungskapazitäten in Partnerländern und/oder der Vorbereitung gemeinsamer Lieferketten abzielen. Diese werden jeweils nur bei einer kleinen Minderheit an Partnern eingesetzt (siehe Abbildung 11). Auffällig ist vor allem, dass Kooperation im Bereich Wissensaustausch und -vermittlung wie Schulungen von Arbeitskräften und institutioneller Beratung im Bereich der Förderpolitik bislang nur bei wenigen Partnerschaften eine Rolle spielt. Angesichts der global wahrgenommenen Vorreiterrolle Deutschlands in der Entwicklung erneuerbarer Energien könnte gerade hierin aus Sicht vieler Partnerländer ein Asset einer langfristigen bilateralen Energiekooperation bestehen.

Abbildung 11: Häufigkeit Kooperationsformen in Deutschlands Partnerschaften



Quellen: BMWK (2023); Eigene Recherchen.

Das Klima- und Energiepartnerschaften grundsätzlich eine große praktische Wirkung entfalten können, machen einige perspektivisch sehr bedeutende Projektvereinbarungen der jüngsten Zeit deutlich. Tabelle 2 zeigt eine Auswahl an großdimensionierte Projektvereinbarungen. Darunter befinden sich ganzheitliche Strategien zum Aufbau gemeinsamer Lieferketten für erneuerbaren Wasserstoff wie auch Kooperation in Form gemeinsamer Förderinitiativen. So will das Projekt SouthH₂ Corridor¹⁵³ den Pipeline-Transport von Wasserstoff aus Nordafrika ermöglichen und so den Startschuss für den interkontinentalen Wasserstoffimport Europas geben. Gleichzeitig ist das Projekt von potenziell großer strategischer Bedeutung für die wirtschaftliche Entwicklung Algeriens und Tunesiens, da die Aussicht auf langfristig stark steigende grüne Exportpotenziale lokale Investitionen in erneuerbare Energien stimulieren dürfte. Insbesondere für Algerien als derzeit wichtiger Erdgaslieferant Europas (siehe Abschnitt 2.4) bietet ein solches Partnerschaftsprojekt die Perspektive der Exportdiversifizierung und langfristig einer wirtschaftlich abgesicherten Energiewende unter dem Dach einer bilateralen „Transitionspartnerschaft“. Das Projekt „Hyphen“ in Namibia setzt hingegen auf den Transport als grünes Ammoniak per Schiff und ist auch aufgrund der großen räumlichen Distanzen eher als Beitrag zum Aufbau erst langfristig ökonomisch tragfähiger Lieferkanäle zu verstehen.¹⁵⁴ Das HyGATE Projekt ist wiederum ein gutes Beispiel dafür, wie Partnerschaften in gemeinsame Förderinitiativen, (in diesem

¹⁵³ SouthH₂ Corridor (2024). [The SouthH₂ Corridor project](#)

¹⁵⁴ Hyphen Hydrogen Energy (2024). [Southern Corridor Development Initiative \(SCDI\) Namibian Green Hydrogen Project.](#)

Fall für den Import erneuerbaren Wasserstoffs aus Australien nach Deutschland (siehe Abschnitt 5.2.2) münden können.

Solche Vereinbarungen sollten in ihrer Umsetzung weiter politisch begleitet werden, sowohl was die politische Unterstützung auf diplomatischer Ebene wie auch die Überwindung konkreter regulatorischer Barrieren beim Aufbau gemeinsamer Lieferketten anbelangt. Neben der Anbahnung zukünftiger Lieferbeziehungen sollte eine Partnerschaftsstrategie auch bereits jetzt gezielt Maßnahmen mit Blick auf deren zukünftige Stabilisierung einleiten. Der gemeinsame Aufbau von Infrastruktur allein bietet aufgrund seines einmaligen Charakters keine Gewähr für eine solche Stabilität, gerade bei mittelfristig global umkämpften Energieträgern wie erneuerbaren Wasserstoff. Um die Energiekooperation mit Deutschland für die Partner langfristig attraktiv zu halten, bedarf es über das reine Absatzpotenzial hinausgehend weitere langfristig nutzbare Assets. Dies kann neben der angesprochenen Kooperation in Aus- und Weiterbildung auch die Einbindung in Forschungsnetzwerke oder die kontinuierliche regulatorische Zusammenarbeit bei der Weiterentwicklung von Marktdesigns umfassen.

Tabelle 2: Beispielprojekte mit Partnern aus Drittstaaten

Partner aus Drittstaaten	Projekt(e)	Ziel
Algerien, Tunesien	SouthH ₂ Corridor	Aufbau Elektrolysekapazitäten in Nordafrika und Umrüstung von Mittelmeer-Gaspipelines
Australien	HyGATE	Gemeinsame Förderinitiative zum Aufbau kompletter Lieferketten für erneuerbaren Wasserstoff
Namibia	Hyphen	Joint Venture zur Produktion von grünem Ammoniak in Namibia (Deutscher Partner: ENERTRAG)
Ver. Arab. Emirate	Multinationale Konsortien	Aufbau von Produktions- und Transportketten von blauem und (perspektivisch) grünem Wasserstoff/Ammoniak aus den Emiraten direkt nach Deutschland

Quelle: Eigene Recherchen.

4.4 Synergiepotenziale mit der europäischen Ebene

Klima- und Energiepartnerschaften sind bei weitem keine exklusive Domäne der deutschen Energiepolitik. Neben weiteren EU-Mitgliedstaaten setzt auch die EU selbst zunehmend auf institutionalisierte Partnerschaften als wirtschaftspolitisches Instrument. Im Fokus standen hier zuletzt vor allem strategische Partnerschaften für den Zugang zu kritischen Mineralrohstoffen wie Lithium und Seltenen Erden, aber auch auf Energielieferungen fokussierte Partnerschaften mit Ländern wie Aserbaidschan. Auch für die europäische Ebene gilt, dass Ambition und Tiefe der Zusammenarbeit sehr unterschiedlich ausgeprägt sind. So gehen einige der in den letzten Jahren geknüpften Rohstoffpartnerschaften bislang nicht über den Status allgemein formulierter Absichtserklärungen hinaus.

Nichtsdestotrotz bieten sich aus deutscher Perspektive vielfältige Synergiepotenziale zwischen europäischer und nationaler Energiediplomatie. Begünstigt wird dies durch die ehrgeizigen EU-weiten Ziele zur Diversifizierung des Energiebezugs (RePowerEU) (siehe Abschnitt 3.3) – und die weitgehende Interessenhomogenität zwischen den Mitgliedstaaten in dieser Hinsicht. So könnten einige

gegenwärtig auf nationaler Ebene verwirklichte Kooperationsformate in einem gemeinsamen europäischen Rahmen aufgehen, was eigene Ressourcen spart und Kannibalisierungseffekte zwischen der Energiediplomatie der Mitgliedstaaten vermeidet. Für die Schaffung gemeinsamer Wertschöpfungsketten bietet zudem eine Kooperation mit den auf Rohstoffzugang und Technologiekooperation ausgerichteten strategischen Partnerschaften der EU besondere Potenziale. So stellen die von der neuen EU-Kommission angekündigten Clean Trade and Investment Partnerships eine willkommene Gelegenheit dar, eine Bestandsaufnahme über bestehende europäische und nationale bilaterale Partnerschaften mit Bezug zur Wertschöpfung bei grünen Technologien vorzunehmen und diese unter einem gemeinsamen strategischen Dach zu vereinen. Schließlich sollte auch die Global Gateway Initiative der EU stärker als Instrument für Energiesicherheit herangezogen werden. Die im Dezember 2021 vorgestellte Initiative¹⁵⁵ will durch Investitionsprojekte die Infrastrukturmodernisierung in Drittstaaten in Bereichen wie Kommunikation, Klima, Energie und Verkehr unterstützen und damit in der Konsequenz auch deren Vernetzung mit Europa stärken. Auf europäischer Ebene sollte Deutschland auf eine noch stärkere Berücksichtigung des Ziels europäischer Energiesicherheit bei der zukünftigen Auswahl von Leuchtturmprojekten drängen – und auf eine Lösung der bei der Implementierung von Global Gateway bislang bestehenden Probleme (mangelnde Transparenz von Projekten, Frage des Zugangs für kleine und mittlere Unternehmen).

Tabelle 3 illustriert den Status Quo anhand derjenigen Klima- und Energiepartner Deutschlands, die auf EU-Ebene bereits in ähnliche Partnerschaften eingebunden sind und/oder in Global Gateway Leuchtturmprojekte mit Energiefokus involviert sind. Konkrete Synergiepotenziale mit der EU-Ebene bieten sich demnach bereits heute bei der Mehrzahl an deutschen Klima- und Energiepartnerschaften.

Tabelle 3: Synergiepotenziale in der Partner-Kooperation mit der EU-Ebene

Partner DE	EU-Partnerschaften mit Klima-, Energie-, und/oder Rohstofffokus	Global Gateway Flagship Projekte im Themenbereich Energie (Offizielle Beschreibungen)
Ägypten	"Strategic and Comprehensive Partnership"	Hochspannungsstromleitungen zwischen Afrika und Europa; Produktion von grünem Methanol für Schifffahrt
Algerien	Strategische Energiepartnerschaft	-
Argentinien	Strategische Rohstoffpartnerschaft	Grüner Wasserstoff; Erweiterung und Modernisierung des Stromübertragungsnetzes
Äthiopien	-	Geothermie-Projekt TMGO
Australien	Strategische Rohstoffpartnerschaft	-
Chile	Strategische Rohstoffpartnerschaft	Entwicklung von H ₂ -Kapazitäten durch Global Gateway Renewable Hydrogen Fund
Israel	-	Euro-Asien Untersee-Stromverbindung
Kanada	Strategische Rohstoffpartnerschaft	-
Kasachstan	Strategische Rohstoffpartnerschaft	-
Marokko	Energie- und Klimapartnerschaft	Call for proposals für Elektrolyseure; Produktion von grünem Methanol für Schifffahrt
Mexiko	-	Lieferketten für PV-Module, E-Fahrzeuge und Batterien

¹⁵⁵ Europäische Kommission (2021a). The Global Gateway. Joint Communication to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. JOIN(2021) 30 final.

Namibia	Strategische Rohstoffpartnerschaft	Bau von 85 MW PV-Anlage kombiniert mit Elektrolyseuren; Finanzierungsplattform für grünen Wasserstoff
Oman	Strategische Partnerschaft mit Golfstaaten	-
Katar	Strategische Partnerschaft mit Golfstaaten	-
Saudi-Arabien	Strategische Partnerschaft mit Golfstaaten	-
Tunesien	Strategische Partnerschaft (mit Energiefokus)	Untersee-Stromverbindung zwischen Tunesien und Italien; Finanzierung von 100 km Stromübertragungsleitungen
Ukraine	Strategische Rohstoffpartnerschaft	Wiederaufbau und Stärkung des Stromnetzes
Uruguay	-	Produktion von erneuerbarem Wasserstoff und Anpassung der Hafeninfrastruktur in Montevideo
Usbekistan	Strategische Rohstoffpartnerschaft	-
Ver. Arab. Emirate	Strategische Partnerschaft mit Golfstaaten	-
Vietnam	Just Energy Transition Partnership	Bau der Tra Vinh 48 MW Offshore Windkraftanlage

Quellen: [Global Gateway - flagship projects](#); Eigene Recherchen.

5. Die Sicherung von Märkten für langfristige Lieferverträge

5.1 Ökonomische Bedeutung

Langfristige Lieferverträge stellen die klassische Form des Handels an den internationalen Märkten für Erdgas dar. Die ökonomische Literatur bietet mehrere Erklärungen dafür, warum ein solches Arrangement von den Handelspartnern gegenüber alternativen Vertragsbeziehungen bevorzugt wird. Aus institutionenökonomischer Sicht sind langfristige Verträge für solche Industrien sinnvoll, die über sehr spezifische, d.h. kaum alternativ nutzbare Vermögenswerte verfügen.¹⁵⁶ Die Spezifität kann sich auf Faktoren wie den Produktionsstandort, die eingesetzte Technologie oder den Absatzmarkt beziehen. Die Erdgasindustrie wird aufgrund der Bedeutung der Transportkosten, der Leitungsgebundenheit des Pipelinetransports und des hohen Grades an technologischem Spezialwissen klassischerweise als eine Branche mit sehr spezifischen Vermögenswerten angesehen.¹⁵⁷

Aus diesem Grund sind kurzfristige Lieferverträge aus Sicht der Investoren mit zwei wirtschaftlichen Problemen verbunden. Erstens erfordern sie eine häufigere Neuverhandlung der Verträge im Laufe der Zeit. Dies ist mit verschiedenen Arten von Kosten verbunden - Kosten für die Suche nach Vertragspartnern, für den Verhandlungsprozess und für die Vertragserfüllung -, die in ihrer Gesamtheit als Transaktionskosten bezeichnet werden. Diese Kosten sind typischerweise besonders hoch in Branchen mit hochspezifischen Gütern, da die Vertragsbedingungen besonders präzise formuliert sein und viele Eventualitäten berücksichtigen müssen.¹⁵⁸ Zweitens entsteht durch die Spezifität der zu tätigen Investitionen das Risiko, bei künftigen Nach- oder Neuverhandlungen vom Vertragspartner

¹⁵⁶ Riordan, M. H., & Williamson, O. E. (1985). Asset specificity and economic organization. *International Journal of Industrial Organization*, 3(4), 365-378.

¹⁵⁷ Von Hirschhausen, C., & Neumann, A. (2008). Long-term contracts and asset specificity revisited: An empirical analysis of producer–importer relations in the natural gas industry. *Review of Industrial Organization*, 32, 131-143.

¹⁵⁸ Williamson, O. E. (1989). Transaction cost economics. *Handbook of industrial organization*, 1, 135-182.

erpresst zu werden („Hold-up-Problem“). Dies schwächt die eigene Verhandlungsposition für die Zukunft. In einer Welt, in der nur kurzfristige Vertragsbeziehungen bestehen, würde daher in Kenntnis dieser Probleme eine Tendenz zur Unterinvestition bestehen.¹⁵⁹ Einen Ausweg aus diesem Dilemma bieten langfristige Verträge mit klar definierten Verpflichtungen und Sanktionen bei Fehlverhalten für alle Vertragsparteien.

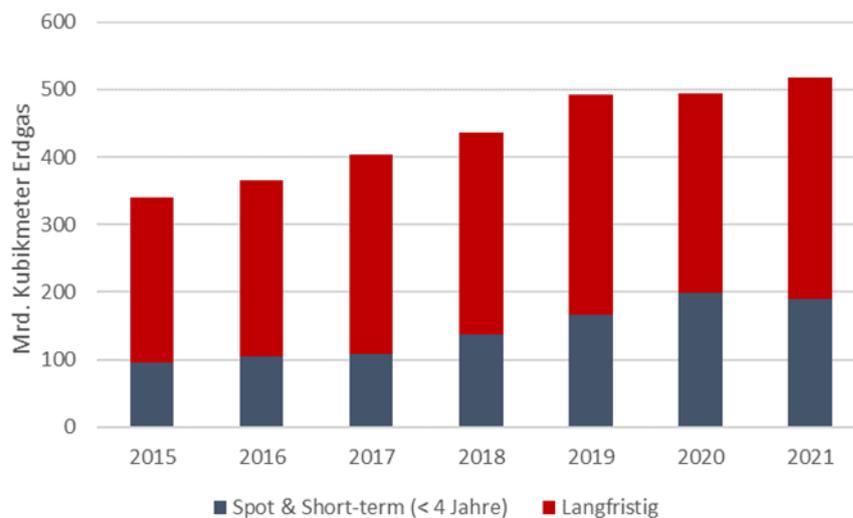
Eine weitere wichtige Funktion langfristiger Lieferverträge besteht in der Absicherung der Finanzierung von Investitionen in neue Produktionsanlagen und Infrastruktur. Gerade bei Investitionen in LNG-Kapazitäten ist angesichts hoher Kapitalkosten eine langfristige Absatzperspektive unverzichtbar.¹⁶⁰ Dies gilt vor allem unter den Bedingungen der grünen Transformation. Erdgasproduzenten und -exporteure sehen sich dem Risiko einer langfristigen Entwertung ihrer Vermögenswerte ausgesetzt, ohne dass ein definitiver Endzeitpunkt der globalen Erdgasnutzung absehbar ist. Langfristige Lieferverträge bleiben so auch für Investoren in neue LNG-Kapazitäten ein wichtiges Instrument.

In der Literatur wird darauf hingewiesen, dass zwei Faktoren die Bedeutung des Problems für den Gashandel in der jüngeren Vergangenheit abgeschwächt haben. Der erste Faktor ist die zunehmende Bedeutung des interkontinentalen LNG-Handels und der damit verbundenen Terminalinfrastruktur, die die kurzfristige Flexibilität im Gastransport erhöht hat. Der zweite Faktor ist die zunehmende Liquidität der Spotmärkte in Europa, allen voran der Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden, die die Transaktionskosten für den kurzfristigen Handel gesenkt hat. LNG-Exporteure, deren Anlagen bereits refinanziert sind, können ihre erhöhte Flexibilität zur Ausnutzung temporärer regionaler Preisunterschiede auf den globalen Märkten einsetzen, insbesondere zwischen Europa und Ostasien.¹⁶¹ Das erhöht aus ihrer Sicht den Anreiz für eine kurzfristige Vermarktung über die Spotmärkte. Der Anteil von Kurzfristverträgen im globalen LNG-Handel ist in den letzten Jahren entsprechend gestiegen (siehe Abbildung 12).

¹⁵⁹ Williamson, O. E. (1983). Credible commitments: Using hostages to support exchange. *The American economic review*, 73(4), 519-540

¹⁶⁰ Molnar, G. (2022). Economics of gas transportation by pipeline and LNG. In *The Palgrave handbook of international energy economics* (pp. 23-57). Cham: Springer International Publishing.

¹⁶¹ Srikandam, R., Lübbers, S., Kreidelmeyer, S., Bornemann, M., Hobohm, J. (2023). LNG-Bedarf für die deutsche Energieversorgung im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität. Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin.

Abbildung 12: Vertragsfristen im grenzüberschreitenden LNG-Handel

Quelle: Srikandam et al. (2023).

Auch für Deutschland und die EU als Erdgasimporteure ergibt sich aus anderen Gründen ein gestiegener Flexibilitätsbedarf. Zwar existiert mit dem langfristigen Ziel der Klimaneutralität und den damit verbundenen regulatorischen Vorgaben (siehe Abschnitt 3.3) ein klar definierter Endzeitpunkt für die Nutzung fossiler Ressourcen. Dieser liegt jedoch noch recht weit in der Zukunft. Innerhalb des theoretisch verbleibenden Zeitfensters ist die Geschwindigkeit des Übergangspfades zu erneuerbaren Energien auch in Europa ungewiss. Die Geschwindigkeit kann durch Anpassungen des regulatorischen Rahmens (z.B. Höhe des Caps im Emissionshandel) zwar beeinflusst werden, hängt aber in letzter Konsequenz auch von politischen Entscheidungen in Drittstaaten ab (z.B. Investitionsanreize und Infrastrukturplanungen in zukünftigen wasserstoffexportierenden Ländern). Und selbst bei verlässlichen regulatorischen Rahmenbedingungen für die Marktentwicklung erneuerbarer Energien bestehen aufgrund der vielfältigen technologischen Wechselwirkungen mit Erdgas (z.B. Erzeugung von blauem Wasserstoff) Unsicherheiten über den mittelfristigen Bedarf. Das betrifft nicht nur den Gasbedarf der EU insgesamt, sondern auch dessen zukünftige Verteilung zwischen den Mitgliedstaaten. Daraus ergibt sich eine Präferenz für eine möglichst hohe zeitliche wie räumliche Flexibilität im Erdgasimport. In anderer Hinsicht spielen die Vorteile langfristiger Lieferverträge aber eine ungebrochen wichtige Rolle. Dies betrifft zum einen die Absicherung gegen Preisrisiken. Zwar hat sich die Situation an den europäischen Erdgasspotmärkten im Vergleich zu den extremen Preisausschlägen während der Gaskrise 2022 wieder beruhigt. Die Preisvolatilität am Leitmarkt TTF ist aber nach wie vor höher als vor der Krise.¹⁶² Dafür sind sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Faktoren verantwortlich. Nach den letzten beiden relativ milden Wintern in Europa besteht Unsicherheit darüber, wie der Erdgasmarkt auf eine erhöhte Erdgasnachfrage infolge länger anhaltender niedriger Temperaturen reagieren würde. Auch beeinflussen die natürlichen Schwankungen bei der Erzeugung von Wind- und Solarstrom mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien immer stärker den Erdgasbedarf von Gaskraftwerken. Die zunehmende Bedeutung von LNG auf dem europäischen Markt hat zudem die Sensitivität gegenüber Entwicklungen auf dem Weltmarkt erhöht. Neben den

¹⁶² pwc (2024). [Mastering the challenges of energy costs in Europe](#). pwc Strategy& (Germany) GmbH.

Auswirkungen von Hitzewellen in anderen Teilen der Welt betrifft dies auch die Frage der wirtschaftlichen Erholung von Großverbrauchern in Ostasien.

Auf der Angebotsseite waren neben allgemeinen Sorgen über die geopolitische Lage auch anbieterspezifische Faktoren für die Preisschwankungen verantwortlich. So sorgten zuletzt anstehende Wartungsarbeiten an den norwegischen Gaspipelines für Verunsicherung am Markt, da die regulären Gaslieferungen nach Zentraleuropa für einen Zeitraum von drei Wochen um rund ein Drittel reduziert werden.¹⁶³ Aufgrund der Bedeutung Norwegens als mittlerweile wichtigster Gaslieferant hätte eine Verlängerung der Wartungsarbeiten erhebliche Auswirkungen auf die Versorgungslage. Diese Unsicherheit hat laut Analysten die Gaspreise seit Mai 2024 gestützt.¹⁶⁴ Dies zeigt, dass der europäische Gasmarkt trotz bereits erzielter Diversifizierungserfolge nach wie vor sensibel auf Schwankungen der Lieferpotenziale einzelner Lieferanten reagiert.

Ein weiterer Aspekt, der aus europäischer Sicht für langfristige Lieferverträge spricht, ist der Bedarf an Planungssicherheit für den Auf- und Ausbau der Infrastruktur. Gasspeicher werden auch mittelfristig ein unverzichtbarer Baustein für die Versorgungssicherheit in Europa bleiben. Dies gilt auch in einer zukünftigen Wasserwirtschaft. Denn die überwiegend industrielle Nutzung von regenerativem Wasserstoff wird einen zeitlich relativ konstanten Grundbedarf erzeugen, während die heimische Wasserstoffproduktion aufgrund der zeitlich schwankenden Verfügbarkeit von Wind- und Solarstrom einer natürlichen Volatilität unterliegen wird. Zum Ausgleich dieses Ungleichgewichts sind ausreichende Speicherkapazitäten erforderlich. Aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas wird hierfür ein relativ großes Speichervolumen erforderlich sein. Die Umrüstung bestehender Erdgaskavernenspeicher stellt hierfür die kostengünstigste Option dar. Der Nationale Wasserstoffrat schätzt den Investitionsbedarf hierfür auf mindestens 6,5 Mrd. Euro bis 2030 und mindestens 30 Mrd. Euro bis 2050.¹⁶⁵ Planungssicherheit über Importmengen und -preise von Wasserstoff erleichtert den Speicherbetreibern die Kalkulation dieser Investitionen und senkt die Kapitalkosten der Finanzierung.

Ähnliches gilt für die Hafeninfrastruktur. LNG-Terminals können in Zukunft auch Wasserstoff und seine Derivate aufnehmen, insbesondere grünes Ammoniak, das für den Langstreckenseeverkehr sehr wichtig werden dürfte.¹⁶⁶ Auch hierfür sind aber Umrüstungsinvestitionen erforderlich, deren Planung durch die Aussicht auf langfristig stabile Wasserstoffliefermengen erleichtert wird. Gleichzeitig spricht auch in dieser Hinsicht die derzeitige Unsicherheit über den Zeitpunkt einer notwendig werdenden irreversiblen Umrüstung für eine Flexibilisierung der Laufzeit von Erdgaslieferverträgen.

Eine wichtige Rolle spielen schließlich die unterschiedlichen Vertragskonstruktionen von LNG-Exporthäfen. US-amerikanisches LNG wird üblicherweise in Form von „Free On Board“ (FOB) Verträgen bezogen.¹⁶⁷ Der Lieferant trägt hier lediglich die Verantwortung und Kosten für die Lieferung des LNG von der Verflüssigungsanlage zum Schiff, der Käufer arrangiert den Transport zum Zielhafen.¹⁶⁸ Dies verschafft dem Käufer eine hohe Flexibilität bei der Wahl des Abnahmeortes und ermöglicht so, innerhalb von Langfristverträgen auf zukünftige räumliche Unterschiede in den Bedarfen flexibel

¹⁶³ Telepolis (2024). [Wartung in Norwegen lässt Gaspreise in Europa erzittern](#).

¹⁶⁴ Natural Gas Intelligence (2024a). [Norwegian natural gas maintenance has European market on edge](#).

¹⁶⁵ Siehe Nationaler Wasserstoffrat (2024).

¹⁶⁶ DNV & Frontier Economics (2024). *Securing & Greening Energy for Europe: The Role of Terminal Operators*. Study.

¹⁶⁷ EIA (2024c). [LNG sale and purchase agreements signed in 2023 support U.S. LNG projects](#). U.S. Energy Information Administration.

¹⁶⁸ Natural Gas Intelligence (2024b). [What does Free-On-Board \(FOB\) mean?](#)

reagieren zu können. Der jüngst zwischen Katar und Deutschland geschlossene Langfristvertrag zu LNG-Lieferungen sieht hingegen eine „Delivered Ex-Ship“ (DES) Vereinbarung vor.¹⁶⁹ Darin ist die Lieferung zu einem vertraglich fest vereinbarten Zielhafen (in diesem Fall: Brunsbüttel) verankert, erst dort geht das Eigentumsrecht an den Käufer über.¹⁷⁰ Zukünftige räumliche Verlagerungen des Endverbrauchs können so zusätzliche Transportkosten nach sich ziehen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im aktuellen Marktumfeld sowohl viele Gasexporteure als auch Deutschland als Gasimporteur ein grundsätzliches Interesse an Lieferverträgen mit stabilen Mengen haben. Aus Sicht des Importeurs bieten längerfristig festgelegte Vertragsbedingungen zudem eine geringere Preisunsicherheit als der kurzfristige Handel am Spotmarkt. Hinsichtlich der Laufzeit von Erdgaskontrakten besteht jedoch eine transformationsbedingte Inkongruenz der Interessen. Während Exporteure Transformationsrisiken durch möglichst langfristige Abnahmegarantien absichern wollen, ergibt sich für Deutschland und die EU aus der Unsicherheit über den Transitpfad ein hoher zeitlicher und räumlicher Flexibilitätsbedarf. Um diese Diskrepanz zu überbrücken, müssen bestehende Gestaltungsmöglichkeiten für längerfristige Lieferverträge genutzt und geeignete regulatorische Rahmenbedingungen gesetzt werden.

5.2 Marktoptionen

5.2.1. Erdgas

Langfristige Lieferverträge haben eine Laufzeit von mehr als 10 Jahren, in einigen Fällen sogar von mehr als 20 Jahren. Auch der seit den 1990er Jahren zunehmend betriebene institutionalisierte Großhandel über verbiefte kurz- bis mittelfristige Kontrakte konnte sie nicht verdrängen. Ein Grund ist die marktstabilisierende Wirkung der zugrundeliegenden Risikoallokation. Über die verbindliche Festlegung von Preiskonditionen übernehmen die Verkäufer einen wesentlichen Teil des Marktpreisrisikos. Mit den vereinbarten Abnahmeverpflichtungen und diesbezüglichen take-or-pay Konditionen übernehmen die Käufer einen wesentlichen Teil des Absatzrisikos.¹⁷¹ Diese Allokation kann zugleich durch Gestaltungsoptionen flexibilisiert und so an die Bedürfnisse der Partner angepasst werden. Diese sind hochdifferenziert und individuell, und unterliegen selbstverständlich der Geheimhaltung der Vertragsparteien.

Die Literatur verweist dennoch auf einige allgemeine Muster. So wird bei langlaufenden Verträgen der Preis üblicherweise nicht über den gesamten Vertragszeitraum fixiert, sondern unterliegt in regelmäßigen Abständen zumindest in Teilen einer indexbasierten Anpassung. Bei Importen nach Europa wurde klassischerweise der Preis von Erdölprodukten als Referenz für die Preisanpassung herangezogen.¹⁷² Die zunehmende Liquidität der Spotmärkte und wettbewerbsrechtliche Bedenken haben zu einem allmählichen Abschied von dieser Praxis beigetragen. Wegweisend war vor allem das von der Europäischen Kommission in den Jahren 2015-2018 gegen Gazprom geführte Verfahren, dass Gazprom zu einer Ausrichtung längerfristiger Lieferverträge am Preisniveau westeuropäischer Märkte verpflichtet hat.¹⁷³ Eine solche an die relevanten Spotmärkte gebundene Indexierung stellt sicher, dass

¹⁶⁹ Offshore Energy (2022). [Qatar Energy agrees to supply LNG to Germany for at least 15 years.](#)

¹⁷⁰ Natural Gas Intelligence (2024c). [What does Delivered Ex-Ship \(DES\) mean?](#)

¹⁷¹ Ason, A. (2022). International Gas Contracts. Study. Oxford Institute for Energy Studies.

¹⁷² Theisen, N. (2014). Natural Gas Pricing in the EU: from oil-indexation to a hybrid pricing system. Regional Centre for energy policy research, 40.

¹⁷³ Europäische Kommission (2018). [Antitrust: Commission imposes binding obligations on Gazprom to enable free flow of gas at competitive prices in Central and Eastern European gas markets.](#) Pressemeldung, 24.5.2018.

auch die Bepreisung langfristig gehandelten Gases auf fundamentale Marktentwicklungen reagiert. Neben den Preisen am europäischen TTF wird bei Verträgen mit US-amerikanischen LNG-Lieferanten auch der US-amerikanische Henry Hub Preis als Referenz herangezogen.¹⁷⁴

Auf der Mengenseite besteht Flexibilisierungspotenzial über die Definition von Abnahmekorridoren, sogenannten Swing-Verträgen. Innerhalb der Korridore können Abnehmer die gekauften Mengen situationsabhängig anpassen. Nur wenn der Ankauf unter der definierten unteren Grenze fällt, wird eine etwaige Vertragsstrafe fällig, wobei üblicherweise zahlreiche Ausnahmeregelungen für Sondersituationen vorbeugen sollen. Bei Überschreiten gewisser Abnahmemengen kann andersherum ein Bonus-System implementiert werden, dass die Mindestabnahme in den folgenden Perioden senkt. Dies ermöglicht dem Abnehmer eine flexiblere Anpassung an den tatsächlichen Marktbedarf sowie (abhängig von der verankerten Preisformel) zeitliche Arbitrage. Daneben existieren zahlreiche weitere individuell anpassbare Komponenten.¹⁷⁵

Bei der Ausgestaltung wesentlicher Vertragsmerkmale bestehen zum Teil Interessengegensätze zwischen Lieferanten und Käufern, die sich zukünftig noch verstärken könnten. Künftige Vertragsformen werden vorrangig durch die veränderten Machtverhältnisse am Markt geprägt werden. Deshalb erfordert für Europa das Streben nach mehr Energiesicherheit auch die Suche nach innovativen Handelsmodellen.

Aus EU-Sicht sind wie oben diskutiert in der gegenwärtigen Situation Lieferverträge mit hoher Abnahmeflexibilität von Interesse. Demgegenüber steht jedoch ein Markt, der aufgrund einer Vielzahl an neuen Greenfield Projekten¹⁷⁶ auf langfristig stabile Einnahmeströme zur Refinanzierung angewiesen ist. Das dürfte sich in einer geringen Bereitschaft zur Gewährung von Abnahmeflexibilität bzw. der Forderung höherer Ersatzzahlungen bei Nicht-Abnahme niederschlagen. Das Gesamtrisiko für Abnehmer wird deshalb wesentlich von den Möglichkeiten zur Anschlussverwertung der die heimische Nachfrage übersteigenden Mengen vorliegen.

Eine Möglichkeit bestünde im **Weiterverkauf kurzfristig nicht benötigten Erdgases an den Spotmärkten**. Als alleinige Strategie wäre dies jedoch mit beträchtlichen Risiken verbunden. Bei im Zeitverlauf sinkenden Bedarf wäre ein immer größerer Anteil des Kontraktes der vollen Marktpreisvolatilität ausgesetzt. Gegen Ende des Nutzungszeitraums von Erdgas könnten bei sinkender Marktliquidität die Preisschwankungen an den europäischen Spotmärkten noch zunehmen. Bei fortgeschrittener Umrüstung oder Außerbetriebnahme der Erdgasinfrastruktur würde die physische Begrenzung der Liefermöglichkeiten zudem die kurzfristige Suche nach Abnehmern erschweren. Das könnte die Verhandlungsposition der Reseller zusätzlich schwächen.

Eine klassische Form der Absicherung gegen Spotmarktrisiken ist ein Hedging über Derivate. Im vorliegenden Fall wären **Put-Optionen auf Teile der in den langfristigen Lieferverträgen vereinbarten Mengen** ein naheliegendes Instrument. Die europäischen Abnehmer von importiertem Erdgas würden durch den Kauf von Put-Optionen während einer definierten Laufzeit (oder zu einem definierten Zeitpunkt) das Recht auf Veräußerung des Erdgases zu einem vorab festgelegten Preis erhalten. Für diese einseitige Verlagerung des Preisrisikos an den Verkäufer der Put-Option wird eine

¹⁷⁴ ACER (2024). Analysis of the European LNG market developments - 2024 Market Monitoring Report. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

¹⁷⁵ Siehe Ason (2022).

¹⁷⁶ Raveendran, K. (2023). [Unprecedented increase in investments into Greenfield LNG projects](#). IPA Newspark.

Prämienzahlung fällig. Durch dieses Konstrukt bestünde für einen gewissen Zeitraum eine sichere Erlösmöglichkeit für kurzfristig nicht benötigtes Erdgas. Bei einem über die gesamte Laufzeit ausübbareren Verkaufsrecht (Amerikanische Option) wäre die Flexibilität besonders hoch. Dem stehen aber die zusätzlichen Kosten für Prämienzahlungen gegenüber. Mit zunehmender Preisvolatilität am Markt dürften diese noch steigen. Eine weitreichende Absicherung langfristiger Lieferbeziehungen über konsequente Optionsverträge wäre damit voraussichtlich vor allem für die Zeit gegen Ende des Erdgasbedarfs in Europa mit hohen Kosten verbunden.

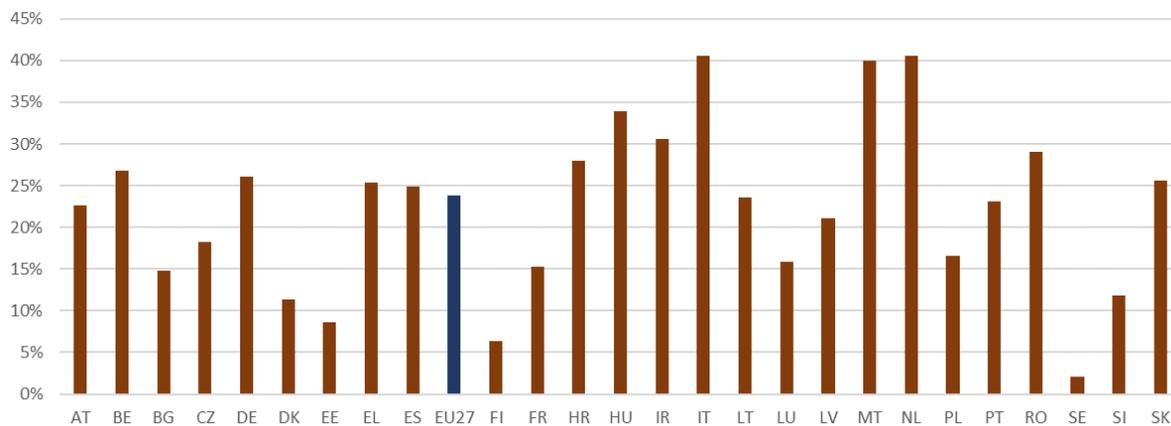
Eine weitere Strategie ist der **gezielte Abschluss von Anschlussverträgen mit Gas-Lieferanten, deren Langfristverträge auslaufen**. Da die Kapazitätsinvestitionen in diesen Fällen bereits größtenteils refinanziert sind, könnte lieferantenseitig mehr Bereitschaft für Flexibilität bei den Laufzeiten vorhanden sein. Auch Indexverträge mit Laufzeiten von weniger als 15 Jahren könnten so möglich sein. Allerdings konkurriert Europa als Abnehmer hier insbesondere bei LNG mit der attraktiven Möglichkeit einer flexiblen Vermarktung über die Spotmärkte. Nach einer Schätzung von Prognos (2023) wäre die Verlängerung der in den nächsten Jahren auslaufenden europäischen LNG-Importverträge allein auch nicht ausreichend um den europäischen LNG-Bedarf zu decken.¹⁷⁷ Es müsste also für zusätzliche Anschlussverträge versucht werden, bislang langfristig in Asien vermarktetes Gas nach Europa umzulenken, was Europa einer starken Preiskonkurrenz aussetzt.

Eine prinzipiell vielversprechende Lösung für die zeitliche Inkongruenz ist **der parallele Abschluss von Weitervertragsverträgen an Drittparteien**. Solche Verträge würden ab einem gewissen Zeitpunkt in der Zukunft eine Weiterleitung von Teilen des bezogenen Erdgases an andere Käufer nach sich ziehen, zu bereits heute gesicherten Konditionen (Preisformel etc.). Gelingt es, die Konditionen von Lieferung und Weiterverkauf zu synchronisieren, könnte die faktische Gasbezugsdauer innerhalb der langfristigen Lieferverträge reduziert werden, ohne damit zusätzliche Absatz- oder Preisrisiken zu erzeugen. Voraussetzung ist, geeignete Drittparteien für einen langfristigen Weiterverkauf zu finden. Die Heterogenität im Binnenmarkt ist hierbei ein hilfreicher Faktor. Die strukturbedingten Unterschiede in der Rolle von Erdgas zwischen den Mitgliedstaaten sind beträchtlich (siehe Abbildung 13). Angesichts spezifischer nationaler Dekarbonisierungsstrategien und den unterschiedlich strengen Zielvorgaben für Mitgliedstaaten in der EU-Lastenteilungsverordnung wird auch die zukünftige Dynamik im Erdgasverbrauch gemäß aktueller Langfristprognosen innerhalb der EU stark variieren.¹⁷⁸

Bis zum EU-weit definierten Endzeitpunkt für langfristige Erdgas-Verträge 2049 (siehe Abschnitt 3.3) würde sich so im Binnenmarkt Spielraum für den Weiterverkauf ergeben. Anders als bei einem Weiterverkauf an Abnehmer in Drittstaaten bestünde hier auch kein Carbon Leakage Risiko, denn erzeugte Emissionen verbleiben im Geltungsbereich des Cap im EU-weiten Emissionshandel. Über die EU-weite Abstimmung zwischen Mitgliedstaaten und Netzbetreibern müsste aber sichergestellt werden, dass die für die Weiterleitung notwendigen Pipelinekapazitäten im grenzüberschreitenden Transport erhalten bleiben. Ein Weiterverkauf an Zweitabnehmer jenseits der Grenzen des Binnenmarktes wäre schließlich in Fällen zu rechtfertigen, in denen die Zweitabnehmer in Staaten mit eigenen Emissionshandelssystemen ansässig sind oder sich zur Nutzung von Technologien der CO₂-Abscheidung verpflichten.

¹⁷⁷ Srikandam, R., Lübbers, S., Kreidelmeyer, S., Bornemann, M., Hobohm, J. (2023). LNG-Bedarf für die deutsche Energieversorgung im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität. Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin.

¹⁷⁸ Deloitte / Öko-Institut (2023). Natural gas demand outlook to 2050. Study.

Abbildung 13: Anteil Erdgas am Primärenergieverbrauch 2021 in EU-Mitgliedstaaten

Quelle: Eurostat (2024); Eigene Berechnungen. Keine Werte für Zypern.

5.2.2. Wasserstoff

Bei Wasserstoff sind die Herausforderungen anders gelagert. Eine langfristigen Lieferbeziehungen entgegenstehende Unsicherheit speist sich hier vorrangig aus zwei Quellen. Die Erste ist die mittelfristige Entwicklung der Produktions- und Transportkosten für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff in Europa und global. Die zweite Quelle ist die Geschwindigkeit des Aufbaus einer eigenständigen Transport- und Speicherinfrastruktur und überregionaler Märkte. Eine zentrale Rolle wird dabei der Aufbau eines Transportkorridors zwischen der künftig als Netto-Anbieter und Distributor fungierenden Mittelmeerregion und den industriellen Abnahmezentren in West- und Mitteleuropa spielen. Mit dem von gegenwärtig vier EU-Mitgliedstaaten (Deutschland, Frankreich, Portugal, Spanien) getragenen Projekt H2Med, das den Bau zweier insgesamt etwa 700 km langer H₂-Pipelines von Iberien nach Marseille und deren perspektivische Erweiterung nach Deutschland vorsieht, befindet sich bereits ein wichtiges Projekt in der Anlaufphase.¹⁷⁹

Dabei besteht eine positive Wechselwirkung mit dem Aufbau von H₂-Produktionskapazitäten. Schnellere Kostensenkungen über Skaleneffekte beschleunigen die Umsetzung von Infrastrukturprojekten und umgekehrt. Das impliziert ein breites Spektrum an denkbaren Zukunftsszenarien und damit hohe Renditeunsicherheit und Kapitalkosten in der Gegenwart.¹⁸⁰ Eine Folge ist Zurückhaltung bei der Durchführung langfristiger Investitionen in Wasserstoff-Anwendungstechnologien.

In Abwesenheit überregionaler Märkte bedarf es alternativer Institutionen, um die Interessen der an langfristiger Absatzsicherheit interessierten Wasserstoffproduzenten mit denen potenzieller Nachfrager zu koordinieren. Dies ist der Ansatz, den die Bundesregierung mit ihrem H2Global-Programm verfolgt. Es organisiert den Import der ersten größeren Mengen an erneuerbarem Wasserstoff bzw. Wasserstoff-Derivaten in Form von zweiseitigen Auktionen. Zum einen wird von einer Tochtergesellschaft der H2Global-Stiftung (Hintco) der Einkauf von Wasserstoff aus Drittstaaten auktioniert. Die Versteigerung erfolgt preisbasiert. Das kostengünstigste Angebot erhält den Zuschlag für einen langfristigen Liefervertrag. Die so gesicherten Importmengen werden anschließend in einer

¹⁷⁹ H2Med (2024). [Europe's first major green hydrogen corridor](#).

¹⁸⁰ Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G. F., Jensterle, M., & Luderer, G. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. *Nature Energy*, 7(9), 854-865.

separaten Auktion unter heimischen Abnehmern meistbietend versteigert. Die hierbei zustande gekommenen Abnahmeverträge haben eine kürzere Frist als die Lieferverträge der Exporteure, um kontinuierliche Preissignale zu liefern.¹⁸¹

Da die Produktionskosten von erneuerbarem Wasserstoff in der Startphase noch deutlich oberhalb der Zahlungsbereitschaft der Abnehmer liegen, entsteht zwischen beiden Auktionen ein Preisgefälle, das durch Fördermittel gedeckt werden muss. Der Bund hat für die erste Ausschreibungsrunde 900 Millionen Euro bereitgestellt. Die dafür erforderliche beihilferechtliche Genehmigung hat die Europäische Kommission bereits im Dezember 2021 erteilt.¹⁸² Für weitere Runden wurden 3,53 Milliarden Euro zugesagt. Daneben wird die H2Global Stiftung von einem breiten Netzwerk aus überwiegend privaten Unternehmen getragen.¹⁸³ Mit den Niederlanden, Kanada und Australien haben mittlerweile auch drei Partnerländer finanzielle Unterstützung zugesagt. Im Juli 2024 wurden die Ergebnisse der Import-Auktion der im Dezember 2022 gestarteten ersten Auktionsrunde bekanntgegeben. Gewinner ist ein in Ägypten produzierendes Joint Venture aus den Emiraten, das ab 2027 grünes Ammoniak nach Deutschland liefern will, von anfänglich jährlich 19.500 Tonnen bis mittelfristig 259.000 Tonnen pro Jahr.¹⁸⁴ Für die nächste Auktionsrunde stellen die deutsche und die niederländische Regierung insgesamt 3 Milliarden Euro an von der EU-Kommission genehmigter Förderung bereit.¹⁸⁵ Zur räumlichen Diversifizierung des Wasserstoffbezugs sind erstmals auch ergänzende regionsspezifische Importausschreibungen geplant.¹⁸⁶

Aus ökonomischer Sicht stellt der H2Global-Mechanismus in der gegenwärtigen Phase des Marktaufbaus drei wesentliche Funktionen bereit. Indem er über das Doppelauktionsmodell internationale Exporteure und heimische Wasserstoffabnehmer zusammenbringt, leistet er eine **Koordinationsfunktion**. Er legt so den Grundstein für zukünftige internationale H₂-Lieferketten. Über den preisbasierten Zuschlag wird dabei eine an Kostenvorteilen orientierte internationale Arbeitsteilung incentiviert. Durch die eigenständige Folgeausschreibung des importierten Wasserstoffs leistet H2Global zudem eine **Vermarktungsfunktion**. Es übernimmt in der gegenwärtigen Startphase das Absatzrisiko für importierten Wasserstoff. Zugleich werden über die Auktionsergebnisse Preissignale ausgesendet, die als Orientierung für den Handel dienen können. Zudem ermöglicht die Vermarktung die Festlegung unterschiedlicher Fristigkeiten für Import-Verträge und inländische Abnahme, und damit die Überbrückung der gegenwärtig unterschiedlichen Zeitraumpräferenzen zwischen Angebot und Nachfrage. Über die Deckung der zwischen den Auktionen entstehenden Preislücke leistet H2Global schließlich auch eine finanzielle **Förderfunktion** für den Hochlauf der internationalen Wasserstoffwirtschaft.

¹⁸¹ H2Global Stiftung (2024a). [The H2Global Mechanism](#).

¹⁸² Europäische Kommission (2021b). [State aid: Commission approves €900 million German scheme to support investments in production of renewable hydrogen](#). Pressemeldung, 20.12.2021.

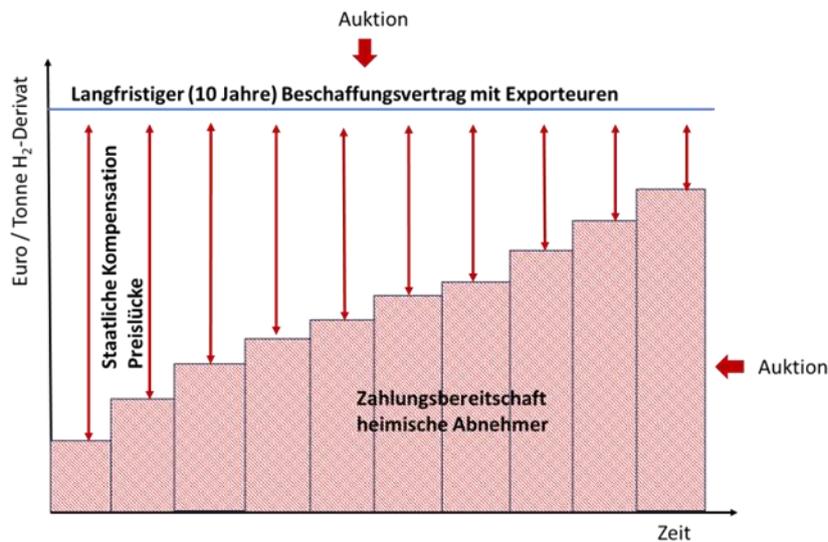
¹⁸³ H2Global Stiftung (2024b). [Our supporters](#).

¹⁸⁴ BMWK (2024c). [Wichtiger Schritt für globalen Wasserstoffhochlauf – Deutschland importiert ab 2027 mit H2Global grüne Wasserstoffprodukte im großen Umfang](#). Pressemitteilung 11.07.2024, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

¹⁸⁵ Europäische Kommission (2024c). [Commission approves €3 billion German-Dutch State aid scheme to support the production of renewable fuels of non-biological origin](#). Pressemeldung, 18.12.2024.

¹⁸⁶ Blomstein (2024). [H2Global expandiert](#).

Abbildung 14: Mechanismus von H2Global



Quelle: H2Global Stiftung (2024a); angepasste Darstellung.

Mit den Niederlanden sollen ab 2027 im Rahmen von H2Global gemeinsame Ausschreibungen für den globalen Wasserstoffeinkauf durchgeführt werden.¹⁸⁷ Mit Australien¹⁸⁸ und Kanada¹⁸⁹ wurden unlängst erstmals Vereinbarungen mit zukünftigen H₂-Exporteuren zur Einbeziehung in H2Global getroffen. Über von Deutschland und den Exportländern zur Hälfte bereitgestellter Finanzierungsfenster sollen australischer und kanadischer Wasserstoff zukünftig jeweils gesondert für den Import nach Deutschland versteigert werden. Das gesamte Finanzierungsvolumen dieser bilateralen Auktionen beträgt bis zu 1,2 Milliarden Euro.¹⁹⁰ Auch mit Indien wurde jüngst eine Absichtserklärung für eine zukünftige Partnerschaft unterzeichnet, mit Fokus auf institutionellem Wissensaustausch und der Nutzung von Synergieeffekten in der Wasserstoffförderung.¹⁹¹ Die Bundesregierung und die Europäische Kommission haben zudem vereinbart, das deutsche H2Global-Programm in den internationalen Arm der Europäischen Wasserstoffbank zu integrieren. Dazu soll die Teilhabe an H2Global zukünftig allen Mitgliedstaaten offenstehen und auch gemeinsame Ausschreibungsformate auf EU-Ebene entwickelt werden.¹⁹²

Ein wesentlicher positiver Effekt einer solchen räumlichen Erweiterung ist eine **Verbreiterung der Finanzierungsbasis**. H2Global könnte so zum Impulsgeber für einen EU-weiten Importmarkt werden. Dies stärkt das Gewicht Europas im Rennen um global auf mittlere Sicht noch knappen Wasserstoff. Ein EU-weiter Finanzierungsmechanismus bietet zudem eine Lösung für die Trittbrettfahrerproblematik, die bei der staatlichen Förderung von H₂-Importkanälen zwischen den Mitgliedstaaten besteht. Auch sind von einer solchen EU-weiten Verteilung positive Impulse für den

¹⁸⁷ Bundesregierung Deutschland / Regierung Niederlande (2023). [Joint Declaration of Intent on the implementation of a joint tender under the H2Global instrument.](#)

¹⁸⁸ BMWK (2024d). [Zusammenarbeit zwischen Australien und Deutschland in den Bereichen Energie und Klima wird ausgebaut.](#) Pressemitteilung 13.09.2024. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

¹⁸⁹ BMWK (2024e). [Kanada und Deutschland richten gemeinsames Finanzierungsfenster für Wasserstoffexportprojekte ein.](#) Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

¹⁹⁰ Hintco (2025). [Germany commits EUR 588 million to bilateral H2Global Tenders with Australia and Canada.](#)

¹⁹¹ Offshore Energy (2024). [India's SECI and H2Global agree to advance green hydrogen collaboration.](#)

Aufbau einer langfristig kostenminimierenden grenzüberschreitenden H₂-Transportinfrastruktur über Projekte wie H2Med zu erwarten.

Des Weiteren sollte auf Basis der Beispiele Australien und Kanada die Einbindung weiterer zukünftiger H₂-Exportländer in den H2Global-Mechanismus vorangetrieben werden. Die Möglichkeit von **länderspezifischen Auktionen** sichert nicht nur Anreize für die Beteiligung der vom Demand-pull profitierenden Exportländer an der Finanzierung. Sie kann auch als Instrument einer bewussten räumlichen Diversifizierungsstrategie der Wasserstoff-Importe eingesetzt werden. Voraussetzung ist jeweils, dass über eine ausreichende Anzahl an potenziellen Anbietern in den Exportländern auch ein ausreichendes Maß an Förderwettbewerb gewährleistet ist.

Bei allem räumlichen Erweiterungsbedarf muss zugleich die zeitliche Befristung eines solchen zentralen Handelsmechanismus gewahrt bleiben. **Die zentrale Funktion von H2Global besteht wie erläutert in der Bereitstellung eines nachfrageseitigen Initialimpuls für den Aufbau von H₂-Importkanälen, -Infrastruktur und -Märkten in der EU. Er dient damit gerade nicht dazu, dezentralen Handel zu ersetzen, sondern einem wettbewerblichen H₂-Binnenmarkt in der EU den Boden zu bereiten.**

Neben der Internationalisierung des Mechanismus sollte deshalb bereits jetzt eine Perspektive für den mittelfristigen Übergang in ein dezentrales Handelssystem entwickelt werden. **Zielbild sollte ein Wasserstoff-Binnenmarkt sein, der nach dem Vorbild des heutigen Erdgashandels über liquide Spot- und Derivatemärkte und eine Vielfalt an Akteuren und individuellen Lieferbeziehungen eine effiziente dezentrale Allokationsfunktion ausübt.** Dafür müssen technische und vertragliche Standards entwickelt werden. Parallel müssen auch Wege gefunden werden wie die Koordinations- und Vermarktungsfunktion von H2Global auf private Marktakteure übertragen werden kann, ohne durch einen abrupten Förderstopp den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu gefährden. Neben der Konvergenz von H₂-Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft bedarf es dazu auch der Konvergenz gewünschter Vertragsfristen.

Wir schlagen zwei Ergänzungen des bestehenden Fördermechanismus im Rahmen von H2Global vor, die einen solchen Umstieg auf dezentrale Vermarktung erleichtern und beschleunigen können. Die erste Ergänzung betrifft **die Möglichkeit der finanziellen Förderung dezentraler privater Liefervereinbarungen zwischen Exporteuren aus Drittstaaten und heimischen Händlern/Endabnehmern.** Dies könnte den Aufbau dezentraler Lieferketten – parallel zum zentralen Einkauf über die bestehenden H2Global-Importauktionen – beschleunigen und so einen weichen Übergang in ein Marktregime initiieren. Zugleich sollte ein solches Förderinstrument den Vertragsparteien ausreichende Flexibilität im Hinblick auf Preissetzung und sonstige Lieferkonditionen gewähren, um die Anpassung an individuelle Präferenzen zu ermöglichen. Anstelle von Preisauktionen zu standardisierten Lieferbedingungen sollte dieses Instrument deshalb aus staatlichen Prämienzahlungen an die Vertragsparteien bestehen. Diese Prämien ermöglichen es, bestehende Differenzen in den Preisvorstellungen zwischen Exporteuren und heimischen Händlern/Endabnehmern zu kompensieren, während die übrigen Vertragsbestandteile Gegenstand bilateraler Vereinbarung bleiben.

Zur Wahrung von Effizianzanreizen und zur Verhinderung von Missbrauch sollte die Höhe dieser Prämie über von H2Global durchgeführte Auktionen bestimmt werden, dem Vorbild der inländischen Produktionsförderung über die Europäische Wasserstoffbank folgend. Anders als bei der Wasserstoffbank wären hier nicht die Produzenten, sondern einzelne Lieferprojekte (definiert über die

Vertragsbeziehung zwischen Exporteuren und heimischen Händlern/Endabnehmern) die konkurrierenden Auktionsteilnehmer. Projekte mit den geringsten Prämienangeboten würden jeweils den Zuschlag erhalten. Im Zeitverlauf sollten mit sinkenden Produktionskosten von emissionsarmem Wasserstoff die Prämienangebote sinken, was die staatliche Budgetbelastung langfristig begrenzt. Bei effizientem Ausschreibungsdesign sollte sich dieses Förderinstrument damit im Zeitverlauf selbst überflüssig machen, d.h. lediglich die Transition zu dezentralem Handel zwischen privaten Akteuren beschleunigen. Um die Projektförderung räumlich ausreichend zu diversifizieren, sind – analog zur geplanten Weiterentwicklung der H2Global-Beschaffungsauktionen - nach Herkunftsregionen differenzierte Prämienauktionen vorstellbar.

Neben der Flexibilisierung von Vertragsfristen und anderen Lieferkonditionen würde ein solches Instrument auch die zeitnähere Integration von Akteuren in H₂-Lieferketten ermöglichen, die im bisherigen zentralen Auktionsmechanismus von H2Global außen vorbleiben. Hierbei ist insbesondere an die Midstreamer (Verarbeitung, Speicherung, Transport) gedacht, deren Leistungen für den Aufbau überregionaler Wasserstoffmärkte in Europa essenziell sein werden.

Um die in der Anfangsphase wichtige zentrale Koordinationsfunktion von H2Global zu wahren, sollte ein solches ergänzendes Ausschreibungsprogramm graduell und behutsam aufgebaut werden. Die Geschwindigkeit sollte sich am Tempo der allgemeinen Skalierung der Wasserstoffwirtschaft und des Aufbaus eines H₂-Binnenmarktes orientieren. Insbesondere sollte so dem Risiko vorgebeugt werden, durch einen zu schnellen Übergang auf OTC-Handel die Signalwirkung des bisherigen H2Global-Auktionsmodells zu unterlaufen. Auch sollten die Ergebnisse von Prämienauktionen mit Blick auf das Risiko eines möglichen „Winner’s Curse“ für die Projektumsetzung, d.h. die Selektion von Projekten mit zu niedrig kalkulierten Prämienbedarfen, analysiert werden.

Die zweite Ergänzung betrifft die **Unterstützung heimischer Händler beim Weiterverkauf von importiertem Wasserstoff**. Sie adressiert einen zweiten Faktor - neben der Diskrepanz zwischen Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft für emissionsarm hergestellten Wasserstoff – der den Aufbau dezentraler Importverträge hemmen kann: Unterschiede in den Laufzeitpräferenzen zwischen Exporteuren und heimischen Wasserstoff-Verbrauchern. Wenn Händler Wasserstoff zunächst überwiegend zu langfristigen Lieferverträgen importieren und nur zu Verträgen mit kürzerer Fristigkeit in der EU weiterverkaufen können, entsteht ein zusätzliches Vermarktungsrisiko. H2Global kann zur Begrenzung dieses Risikos beitragen, indem Händlern die Möglichkeit gegeben wird, kurzfristig nicht vermarktbar Wasserstoff an H2Global zu übertragen. Dies kann etwa die Form von Put-Optionen annehmen, die von H2Global an dezentrale Händler verkauft werden. Auf diese Weise erhalten Händler das Recht auf eine alternative Absatzmöglichkeit zu einem ex-ante vereinbarten Preis. Das Vermarktungsrisiko wird damit an H2Global übertragen.

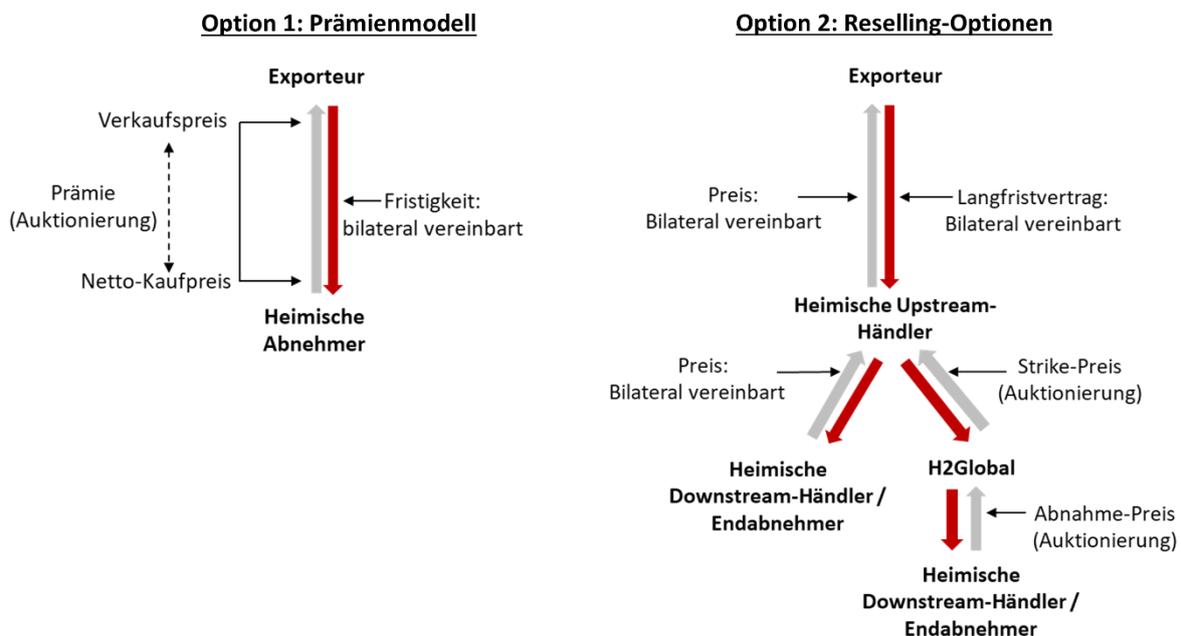
Der H2Global-Auktionsmechanismus ermöglicht prinzipiell eine wirksame Begrenzung der damit verbundenen staatlichen Risikoübernahme. So könnten die Put-Optionen ebenfalls über ein von H2Global gemanagtes Auktionsmodell vergeben werden, mit Geboten der Händler zur Höhe der an H2Global zu zahlenden Optionsprämie als Vergabekriterium. Im Falle einer anschließenden Ausübung der Option ginge der an H2Global weiterverkaufte Wasserstoff in die inländischen Kauf-Auktionen über. Mit fortschreitendem Anstieg der Wasserstoffnutzung sollte auch der Bedarf für diese Form der Unterstützung sinken. Sind Lieferketten erst einmal etabliert und die regulatorischen Rahmenbedingungen für einen Wasserstoff-Binnenmarkt geschaffen, wird auch abnehmerseitig die Zahl an Akteuren steigen, die langfristige Lieferverträge eingehen wollen. Parallel wird sich ein privater

Derivate-Markt herausbilden, der bedarfsgerechte Produkte zur Abdeckung verbleibender Handelsrisiken anbieten wird. Auch dieser Fördermechanismus zielt somit auf eine graduelle Diversifizierung der Lieferbeziehungen ab – und mittelfristig deren vollständigen Ersatz durch flexible dezentrale Lieferverträge zwischen privaten Marktakteuren.

Um die aus der zusätzlichen Vermarktungsfunktion von H2Global erwachsenden Kostenrisiken für das System zu begrenzen, ist auch bei dieser Variante ein sorgfältiges Monitoring erforderlich. So sollte die Menge der von H2Global ausgegebenen Put-Optionen verbindlich restringiert sein und einem transparenten zeitlichen Anpassungspfad unterliegen, der die allgemeine Entwicklung der Marktrisiken beim Aufbau eines H₂-Binnenmarktes im Blick behält. Auch ist zunächst institutionell entsprechendes Know-how aufzubauen, um zusätzliche Marktrisiken zu identifizieren und sorgfältig zu managen.

Abbildung 15 veranschaulicht die Konzeption der beiden diskutierten Flexibilitätsoptionen.

Abbildung 15: Flexibilitätsoptionen für H2Global



Quelle: Eigene Darstellung

In Ergänzung zu direkter Förderung von Wasserstoff-Importen sollten durch weitere Maßnahmen **Rahmenbedingungen für stabile und diversifizierte langfristige Lieferbeziehungen bei erneuerbaren Energieträgern** geschaffen werden. Das umfasst zum einen den gezielten Einsatz des etablierten Instrumentariums an außenwirtschaftlichen Garantieinstrumenten für den Aufbau internationaler Lieferketten. Hierzu zählen Exportkreditgarantien (z.B. für den Verkauf an Elektrolyseuren/-Komponenten an Unternehmen in Drittstaaten), Investitionsgarantien zur Absicherung gegen politische Risiken (z.B. für Investitionen in Ammoniak-Terminals in Drittstaaten) und ungebundene Finanzkredite (z.B. Projekte zum Aufbau von H₂-Produktionskapazitäten für den Export nach Deutschland). Mit der **Klimastrategie für die Garantieinstrumente der Außenwirtschaftsförderung** hat die Bundesregierung unlängst einen Rahmen geschaffen, um die Wirkung dieser Instrumente noch stärker auf die klimapolitischen Ziele auszurichten (siehe Abschnitt 3.4). So sind für Projekte mit positivem klimapolitischem Beitrag intensivere Formen der Förderung wie höhere Deckungsquoten

bei der Finanzkreditdeckung und niedrigere Garantieentgelte bei Investitionsgarantien vorgesehen. Die bislang auf Rohstoffprojekte fokussierten ungebundenen Finanzkredite wurden zudem auf Projekte ausgeweitet, die über langfristige Lieferverträge der Versorgung Deutschlands mit erneuerbaren Energieträgern dienen. Als wichtiger positiver Effekt ergibt sich so eine Senkung privater Finanzierungskosten für den Aufbau grenzüberschreitender Lieferketten. Das senkt in der Konsequenz die Beschaffungskosten im Import erneuerbarer Energieträger. Um hierdurch keine Wettbewerbsverzerrungen zu erzeugen, ist es für die Zukunft entscheidend, Technologieoffenheit bei der Vergabe zu bewahren, d.h. erhöhte Förderung ausschließlich auf Basis der erwarteten Klimawirkung zu gewähren. Zudem darf sich die Absicherung der für den Aufbau internationaler H₂-Lieferketten notwendigen Investitionen nicht einseitig auf Infrastruktur in Drittstaaten fokussieren. Auch für Investitionen in die heimische Transport- und Speicherinfrastruktur bedarf es entsprechender Garantieinstrumente. Ein wichtiger Punkt ist hier das hohe Maß an regulatorischer Unsicherheit, dass mit der Kapitalbindung über Zeiträume von 15 bis 20 Jahren einhergeht. Ein wichtiges Signal zur Senkung von Finanzierungskosten ist deshalb die Garantie eines Bestandsschutzes für getätigte Investitionen gegenüber zukünftigen Veränderungen in der Rechtslage (Grandfathering).

Das **Prinzip der Technologieoffenheit** sollte sich schließlich auch in der Planung der Energie-Infrastruktur niederschlagen. So sind die regulatorischen Grundlagen für den Betrieb eines Portfolios an Importterminals in der EU zu schaffen, die das Handling einer Vielfalt an erneuerbaren Energieträgern (z.B. unterschiedliche Arten von Wasserstoff-Derivaten) ermöglichen. Insbesondere sollte die Möglichkeit eines Hybrid-Betriebs (Handling mehrerer Energieträger und Prozesse) von Terminals gesichert werden, um effizienzfördernde Synergieeffekte heben zu können. Eine in dieser Form breit aufgestellte Energieinfrastruktur stärkt die Versorgungssicherheit durch zusätzliche Flexibilitätspotenziale bei der Art des Energiebezugs. Zugleich ermöglicht sie einen EU-internen Wettbewerb zwischen verschiedenen erneuerbaren Energieträgern und trägt so zu einer Senkung von CO₂-Vermeidungskosten im Prozess der Dekarbonisierung bei.

5.2.3. Biomethan

Jenseits der noch im Aufbau befindlichen Wasserstoffwirtschaft bietet sich Biomethan als alternativer klimaschonender Energieträger für den langfristigen Energiebezug an. Hierbei wird zunächst Biogas durch Vergärung von Biomasse erzeugt, wofür neben Anbaupflanzen auch landwirtschaftliche Reststoffe und Biomüll als Quelle in Frage kommen. Durch Aufbereitung des Biogases (Entfernung von Wasser, Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff, Brennwertanpassung, Verdichtung) wird Methan in handelsüblicher Qualität gewonnen, das ein perfektes Substitut für Methan fossiler Herkunft darstellt. Eine Einbindung von Biomethan als Erdgasersatz in Gebäudebeheizung, industrieller Wärmenutzung, Kraftstoffanwendungen und zeitlich flexibler Stromerzeugung erfordert damit keine Umrüstungsinvestitionen auf Anwenderseite. Für den Transport kann die bestehende Pipeline-Infrastruktur genutzt werden. Da bei der Verbrennung lediglich solches CO₂ freigesetzt wird, das bei der Entstehung des biogenen Rohstoffs aus der Atmosphäre aufgenommen wurde, ist die Verwertungskette klimaneutral.¹⁹³

Zudem verweisen aktuelle Studien auf die Möglichkeit, das erzeugte Biomethan als Grundlage für alternative Produktionswege von erneuerbarem Wasserstoff zu nutzen (z.B. durch

¹⁹³ Gas for Climate / Guidehouse (2021). The future role of biomethane.

Dampfreformierung, Pyrolyse).¹⁹⁴ Dies kann sinnvoll sein, um zur Deckung der nicht-energetischen Wasserstoffnachfrage in der chemischen Industrie und in der Stahlerzeugung beizutragen (siehe Abschnitt 2.2). Daraus würden sich positive Wechselwirkungen im Aufbau von Wasserstoff- und Biogaslieferketten ergeben. Mittelfristig kann Biomethan zudem einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung von Negativemissionstechnologien leisten. Die Verbrennung von Biomethan und anschließende industrielle Abscheidung und Speicherung des entstehenden CO₂ (CCS) stellt eine indirekte Form der CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre dar. Dieses Bio-CCS spielt in den Szenarien der Europäischen Kommission bereits in der Zeit bis 2040 eine wichtige Rolle bei der Senkung der Netto-Emissionen.¹⁹⁵

Noch sind die Marktanteile von Biomethan in Deutschland sehr begrenzt. Gegenwärtig wird es vornehmlich als Brennstoff in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Sein Anteil am Beitrag erneuerbarer Energieträger zum Wärmeverbrauch betrug in 2022 lediglich 2,4%.¹⁹⁶ Auf Basis der Vorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) 2023¹⁹⁷ ist jedoch mittelfristig- abhängig vom Wärmepumpenausbau und der Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff als Alternative - ein mehr oder weniger starker Anstieg des Biomethanbedarfs für neu angeschaffte Gasheizungen zu erwarten. Das GEG sieht vor, dass zunächst in Neubauten innerhalb von Neubaugebieten und mittelfristig in fast allen Gebäudetypen nur noch Heizungen installiert werden dürfen, die mindestens 65% Erneuerbare Energien nutzen. Die Deutsche Energie-Agentur (dena) schätzt auf dieser Grundlage in einem mittleren Szenario für 2040 einen Bedarf von 30,2 TWh Biomethan, was etwa dem Dreifachen der Produktion in 2022 (10,4 TWh) entspricht.¹⁹⁸ Der Einsatz von Biomethan in der Herstellung nachhaltiger Kraftstoffe (Bio-LNG/-CNG) für Schwerlastverkehr und Schifffahrt¹⁹⁹ könnte zudem durch die neuen EU-Zielvorgaben in der Revision der Erneuerbare-Energien Richtlinie (RED III) Auftrieb bekommen. Sie setzt Mitgliedstaaten für das Jahr 2030 die Vorgabe, den Einsatz fortschrittlicher Biokraftstoffe und Erneuerbarer Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (d.h. erneuerbarer Wasserstoff/Wasserstoffderivate) in Summe auf einen Anteil von mindestens 5,5% zu erhöhen (siehe Abschnitt 3.3).

Zugleich setzt die RED III mit ihrem Fokus auf „fortschrittliche“, nicht aus Anbaubiomasse gewonnener Kraftstoffe der Branche aber auch Restriktionen. Davon betroffen ist auch der Erzeugungsprozess und der bislang vorherrschende Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen. Anlagen ab einer gewissen Größe sollen Treibhausgaseinsparungen in einer Höhe von mindestens 70 bis 80% realisieren. Nach Schätzungen der dena besteht die Gefahr, dass mittels Anbaubiomasse erzeugtes Biomethan diese Mindesteinsparungen nicht erreichen kann. Dieser Herstellungsweg macht derzeit noch einen energiebezogenen Anteil von mehr als 70% aus.²⁰⁰ Die Bundesregierung hat zumindest die Möglichkeit, Bestandsanlagen bis Ende 2030 eine Ausnahme zu gewähren.

¹⁹⁴ Lepage, T., Kammoun, M., Schmetz, Q., & Richel, A. (2021). Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. *Biomass and Bioenergy*, 144, 105920.

¹⁹⁵ Siehe Europäische Kommission (2024a).

¹⁹⁶ dena (2024a). Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Analyse. Deutsche Energie-Agentur.

¹⁹⁷ Bundesministerium der Justiz (2023). [Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden \(Gebäudeenergiegesetz\)](#).

¹⁹⁸ Siehe dena (2024a).

¹⁹⁹ dena (2019). Bio-LNG – eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr. dena-Studie Bio-LNG. Deutsche Energie-Agentur.

²⁰⁰ dena (2024b). Auswirkungen der RED III auf den Biomethanmarkt. Analyse. Deutsche Energie-Agentur.

Im Hinblick auf den internationalen Handel stellen zudem unterschiedliche Zertifizierungssysteme für nachhaltig erzeugtes Biomethan ein Handelshemmnis dar. Sowohl die EU als auch die USA als gegenwärtige global wichtigste Biomethanproduzenten haben parallel eigene Zertifizierungssysteme entwickelt und handelbare Zertifikate erfolgreich an den Markt gebracht.²⁰¹ In der EU wird gegenwärtig die Union Database for Biofuels (UDB) als ein Online-Tracking System für Nachhaltigkeitszertifikate eingerichtet.²⁰² Die Zertifizierung ist hier die Voraussetzung für die Anerkennung eines Beitrags zu den EE-Zielen im Transportsektor sowie für die Gewährung von Carbon Credits im Emissionshandel. Die Europäische Kommission hat entschieden, nur Biokraft- und Biotreibstoffe, die innerhalb des europäischen Netzverbundes produziert wurden, für die Nachhaltigkeits-Zertifizierung in der UDB zuzulassen.²⁰³ Dies senkt beträchtlich die ökonomischen Anreize zum Biomethan-Import aus Drittstaaten wie den USA, da Importe mangels Anrechenbarkeit auf die nationalen Zielvorgaben der REDIII so auch von nationalen Förderprogrammen ausgeschlossen bleiben werden.

6. Politische Handlungsempfehlungen

Die vorangegangene Analyse hat die Vielfalt der Handlungsoptionen aufgezeigt, die Deutschland und der EU zur Stärkung der Energiesicherheit zur Verfügung stehen. Voraussetzung für deren Nutzung ist ein klares Verständnis der Rollenverteilung zwischen den relevanten Akteuren. Dies betrifft zunächst das Verhältnis von Markt und Staat. Dezentraler Handel und die Steuerungswirkung von Marktmechanismen sind auch im Energiesystem der Zukunft unverzichtbar, um die verschiedenen Dimensionen von Energiesicherheit (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit) in Einklang zu bringen.

Aufgabe einer künftigen Bundesregierung ist es, die Resilienz bestehender und den Aufbau neuer Märkte und Lieferbeziehungen auf mehreren Ebenen zu unterstützen. Erstens sollte sie auf diplomatischer Ebene durch Kooperationsinstrumente die weitere Diversifizierung der Energieimporte unterstützen und bestehende Lieferbeziehungen stabilisieren. Zweitens sollte sie auf regulatorischer Ebene Rahmenbedingungen schaffen, die auch in einem zukünftigen klimaneutralen Energiesystem die Existenz liquider Energiebinnenmärkte mit einer Vielfalt von Akteuren und Produkten gewährleisten. Drittens sollte sie ihren Einfluss auf die neue Europäische Kommission geltend machen, um das Thema Energiesicherheit als zentralen Bestandteil der wirtschafts- und energiepolitischen Agenda der EU zu verankern. Bei der Umsetzung der klimapolitischen Ziele der EU sollte Deutschland gemeinsam mit gleichgesinnten Partnern sein Gewicht für eine marktfreundliche Ausgestaltung des EU Green Deal und der entsprechenden Regulierung in die Waagschale werfen. Gleichzeitig sollte Deutschland die Synergiepotenziale EU-weiter Koordination bei der Infrastrukturplanung und der Zusammenarbeit mit Drittstaaten nutzen.

Die Handlungsempfehlungen an die deutsche Politik lassen sich in zwei strategische Blöcke und in verschiedene Fristigkeiten unterteilen (siehe Abbildung 16). Die beiden politischen Handlungsebenen sind dabei jeweils unter dem Dach einer Partnerschaftsstrategie und einer Marktstrategie

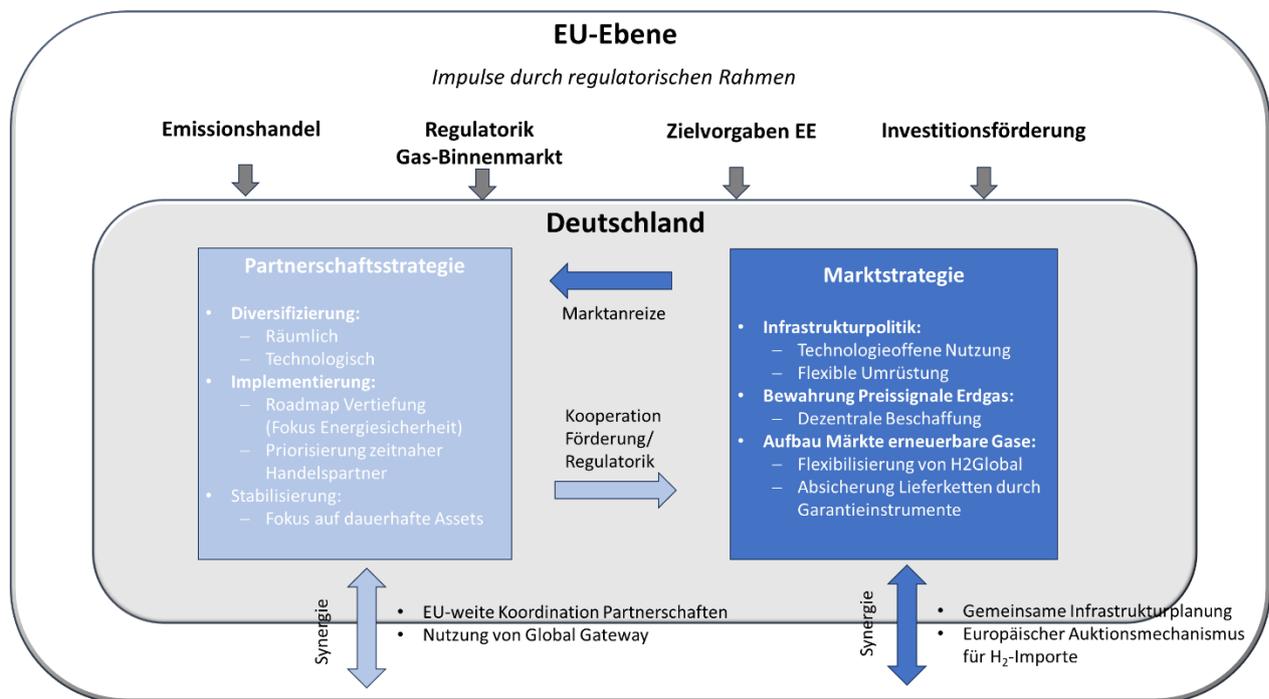
²⁰¹ S&P Global (2024b). Renewable gas tracking systems –Value of biomethane/RNG certificates. S&P Global Commodity Insights CI Consulting.

²⁰² ISCC (2024). [Updates on the development of the UDB](#). International Sustainability & Carbon Certification.

²⁰³ ITA (2024). [EU Union Database Disrupts U.S. Biogas Exports](#). U.S. Department of Commerce – International Trade Administration.

zusammengefasst. Die Strategien wirken aufgrund vielfältiger Wechselbeziehungen grundsätzlich komplementär, d.h. leisten nur zusammengenommen einen wirksamen Beitrag zu Energiesicherheit.

Abbildung 16: Politische Handlungsempfehlungen nach Handlungsebene



Quelle: Eigene Darstellung

Partnerschaftsstrategie

Die jüngsten Projektvereinbarungen zeigen das große praktische Potenzial des Instruments der Energiepartnerschaften für die Stärkung der langfristigen Energiesicherheit Deutschlands. Um dieses Potenzial voll auszuschöpfen, bedarf es aber einer stärkeren thematischen Fokussierung und Intensivierung der Kooperationen mit Blick auf das Ziel zukünftiger Importe erneuerbarer Energieträger. Um die Beiträge einzelner Partnerschaften zum Ziel der Energiesicherheit besser steuern zu können, sollte die Bundesregierung - in Ergänzung zur jüngsten Wasserstoff-Importstrategie - eine transparente übergeordnete Portfoliostrategie für Energiepartnerschaften entwickeln. Kern dieser Strategie sollten die Prinzipien der Diversifizierung und der Stabilisierung zukünftiger Energielieferbeziehungen sein. Ihre Instrumente bestehen in der Erweiterung des bestehenden Partner-Portfolios und der Vertiefung und Fokussierung der Zusammenarbeit mit Partnern auf das Ziel der Energiesicherheit. Um die Implementierung in Richtung zukünftiger Handelsbeziehungen zu beschleunigen, ist zugleich eine stärkere Priorisierung von Partnern und Kooperationsinstrumenten erforderlich.

- **Diversifizierung:** Das bestehende Partner-Portfolio sollte weiter zielgerichtet ausgebaut werden. Neben den ressourcenseitigen Potenzialen zukünftiger Partner als Exporteure erneuerbarer Energieträger sollten hierbei auch geostrategische und allgemein sicherheitspolitische Erwägungen eine Rolle spielen. So sollten Energie- und Klimapartnerschaften auch selbstbewusst als Instrument genutzt werden, um Deutschlands Verbindung zu Ländern in geopolitisch besonders umkämpften Weltregionen auszubauen. Diversifizierung sollte zugleich nicht nur räumlich, sondern auch technologisch geplant werden. Der gegenwärtig starke Fokus auf erneuerbarem Wasserstoff ist mit

Blick auf die mittelfristigen Marktpotenziale einerseits verständlich. Andererseits bietet bereits das bestehende Partner-Portfolio Potenziale für einen technologisch weiter gefassten Kooperationsansatz. Hier sollte der Blick für Effizienzpotenziale geschärft werden, die ein technologieoffenerer Ansatz verspricht. So spielt etwa der Aufbau von Produktion und Lieferketten von Bioenergie bislang in den Partnerschaften kaum eine Rolle. Eine stärkere Nutzung von Bioenergie hat nicht nur das Potenzial, über Bio-CCS (Abscheidung und Speicherung des in der Fermentierung oder Verbrennung von Biomasse freigesetzten CO₂) Negativemissionen zu erzeugen.²⁰⁴ Sie kann auch die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft befördern, z.B. über die Nutzung von abgeschiedenem CO₂ als Input für die Produktion wasserstoffbasierter Kraftstoffe oder die Herstellung von „orangemem“ Wasserstoff.²⁰⁵

- **Implementierung:** Um Klima- und Energiepartnerschaften praktisch für das Ziel der Energiesicherheit nutzbar zu machen, bedarf es eines klaren strategischen Fokus im Instrumentenmix. Die Bundesregierung sollte gemeinsam mit den einzelnen Partnern langfristige Roadmaps zur Vertiefung der Kollaboration entwickeln. Diese sollten sich inhaltlich an den spezifischen Ressourcenpotenzialen und Rahmenbedingungen in den Partnerländern ausrichten (siehe Clusteranalyse in Abschnitt 4.1). Mit Ländern, die im Aufbau von Erzeugungskapazitäten und Infrastruktur für erneuerbaren Wasserstoff oder anderer klimaschonender Energieträger relativ weit fortgeschritten sind, sollte sich die Kooperation zeitnah auf die Formulierung und Umsetzung konkreter Roadmaps für den Aufbau zukünftiger Lieferkanäle fokussieren. Dies betrifft insbesondere die Partner in Nordafrika und im arabischen Raum. Die Kombination aus hohen lokalen EE-Potenzialen, räumlicher Nähe zu Europa und starkem politischen Commitment zum Einstieg in die Wasserstoffproduktion macht diese Länder zu geeigneten Vorreitern für den interkontinentalen Wasserstoffhandel. Dort, wo Planungsrisiken Investitionsanreize bremsen, sollte dies auch den Einsatz marktorientierter Förderinstrumente umfassen (siehe Marktstrategie).
- **Stabilisierung:** Zugleich erfordert die Stabilisierung der Lieferbeziehungen eine ganzheitliche Betrachtung der relevanten Wertschöpfungsketten. Um die Energiekooperation mit Deutschland für die Partner langfristig attraktiv zu halten, bedarf es über das Absatzpotenzial hinausgehend weiterer langfristig nutzbarer Assets. Dies kann etwa die Einbindung in Forschungsnetzwerke, die regulatorische Zusammenarbeit bei der Entwicklung von Marktdesigns und gemeinsame Aus- und Weiterbildungsprogramme umfassen. Die Möglichkeiten und Bedingungen einer verstärkten Kooperation in diesen Bereichen sollte in allen Partnerschaften geprüft werden.
- **Nutzung Synergiepotenziale EU-Ebene:** In der Frage der Fortführung und zukünftigen strategischen Ausrichtung des EU Global Gateway Programms sollte die Bundesregierung auf eine stärkere Berücksichtigung von Energiesicherheit als übergeordnetes Investitionsziel drängen. Bei Auswahl und Monitoring zukünftiger Leuchtturmprojekte sollte generell die Aussicht auf zukünftigen Energiehandel eine stärkere Rolle spielen. Zudem sollte Deutschland zusammen mit der EU und den übrigen Mitgliedstaaten eine stärkere Koordination und zentrale Steuerung (Auswahl Partner, Instrumente) der bestehenden bilateralen Partnerschaften mit Drittstaaten im Energie- und Klimabereich anstreben, um Effizienzvorteile zu heben und Europas Gewicht insgesamt zu stärken.

²⁰⁴ Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Krupin, V., Jeszke, R., Pyrka, M., Szczepański, K. and Sekuła, M. (2021). The role of beccs in achieving climate neutrality in the european union. *Energies*, 14(23), p.7842.

²⁰⁵ Lepage, T., Kammoun, M., Schmetz, Q., & Richel, A. (2021). Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. *Biomass and Bioenergy*, 144, 105920.

Marktstrategie

Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit sind als Ziele für den deutschen Energiemix nur unter den Bedingungen einer effizienzorientierten Dekarbonisierung miteinander vereinbar. Der europäische Gasbinnenmarkt - in Verbindung mit einem zukünftig erweiterten CO₂-Zertifikatehandel - bildet hierfür die entscheidende Grundlage. Um eine möglichst kostenminimale Emissionsminderung innerhalb des von der EU regulatorisch vorgegebenen Zeitrahmens zu erreichen, sollte die Politik die Rahmenbedingungen für einen fairen Wettbewerb zwischen verschiedenen technologischen Lösungen und Formen der Lieferbeziehungen sicherstellen. Für den Energieträger Erdgas bedeutet dies konkret, dass in der aktuellen Übergangsphase die Nutzungsflexibilität und der ungehinderte Handel im Binnenmarkt gewährleistet bleiben müssen. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um den Märkten die Möglichkeit zu geben, innovative Lösungen zur langfristigen Risikoabsicherung, wie z.B. Langfristverträge mit Weiterleitungsoption (siehe Abschnitt 5.2), umzusetzen. Zudem sollten die EU und Deutschland von Ideen Abstand halten, durch künstliche Eingriffe Marktpreise zu verzerren oder gar Handelsintermediäre ganz aus dem Markt zu drängen, wie sie jüngst etwa im Bericht von Mario Draghi geäußert wurden.²⁰⁶ Für regenerativ erzeugten Wasserstoff ist eine Strategie zum beschleunigten Aufbau überregionaler Märkte erforderlich. Das Zielbild sollte ein Wasserstoffbinnenmarkt sein, der analog zum heutigen Gashandel über liquide Spot- und Derivatemärkte und eine Vielfalt von Akteuren und individuellen Lieferbeziehungen eine effiziente dezentrale Allokationsfunktion ausübt. Die Instrumente der Strategie sind eine marktorientierte Infrastruktur- und Förderpolitik.

- **Infrastrukturpolitik:** Die Gewährleistung eines flexiblen Einsatzes von Energieträgern im EU-Binnenmarkt innerhalb des für fossile Energieträger regulatorisch vorgegebenen Zeitrahmens (siehe Abschnitt 3.3) erfordert auch eine kohärente Infrastrukturpolitik. So sollte für die zukünftige Umrüstung von LNG-Terminals auf grünes Ammoniak, grünes Methanol oder andere erneuerbare Energieträger eine weitgehende zeitliche Flexibilität eingeräumt werden. Auch die bereits heute technisch mögliche parallele Nutzung von LNG-Terminals zur Abnahme von Biomethan und synthetischem Methan sollte regulatorisch anerkannt werden.²⁰⁷ Landseitig sollte in der Planung eines deutschen und europäischen Wasserstoffnetzes sichergestellt werden, dass auch im Zuge von Umrüstungsinvestitionen von Erdgas-Leitungen wichtige grenzüberschreitende Transportkanäle für den Erdgashandel im Binnenmarkt erhalten bleiben. Als Voraussetzung für die Schaffung von Märkten für synthetische Kraftstoffe und andere Wasserstoffderivate sollte der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur zudem eng mit dem Aufbau einer Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO₂ in Europa abgestimmt werden. Ein zukünftiges IPCEI (Important Project of Common European Interest) im Bereich CO₂-Management würde hierfür ein geeignetes Vehikel darstellen.
- **Bewahrung von Marktpreissignalen im Erdgashandel:** Energiesicherheit in der Transition erfordert eine gesellschaftlich effiziente Form der Nutzung von Erdgas im verbleibenden fossilen Zeitfenster, vor allem angesichts der großen Unsicherheit über die langfristige Bedarfsentwicklung (siehe Abschnitt 2.2). Nutzungseffizienz kann nur durch Wettbewerb und unverzerrte Marktpreissignale gewährleistet werden. Der von der EU im Zuge der Gaskrise eingeführte und mittlerweile verstetigte Mechanismus der gemeinsamen Gasbeschaffung könnte sich zu einer Gefahr für den innereuropäischen Wettbewerb entwickeln (siehe Abschnitt 3.3.3) und sollte abgeschafft werden.

²⁰⁶ Draghi, M. (2024). The future of European Competitiveness – Part B: In-depth analysis and recommendations.

²⁰⁷ DNV & Frontier Economics (2024). Securing & Greening Energy for Europe: The Role of Terminal Operators. Study.

Auch alternative Ideen zu einer künstlichen Senkung der Importkosten, etwa die von Mario Draghi ins Spiel gebrachten direkten zentralen Preisverhandlungen zwischen Drittstaaten-Exporteuren und europäischen Endabnehmern,²⁰⁸ sollten nicht aufgegriffen werden. Dadurch würde nicht nur die wichtige Aggregations- und Lenkungsfunction des Zwischenhandels ausgeschaltet. Die Loslösung der Import-Preise von realen Knappheiten könnte auch Anstrengungen zur weiteren Steigerung der Energieeffizienz untergraben und damit Europas Versorgungssicherheit mittelfristig gefährden.

- **Aufbau Märkte erneuerbare Gase:** Um den Aufbau liquider Märkte und den dezentralen Handel mit regenerativem Wasserstoff voranzutreiben, sollte die Bundesregierung ihr Importförderinstrument H2Global für zusätzliche marktorientierte Förderformen öffnen. Dies erfordert neue Konzepte zur Flexibilisierung des bestehenden Auktionsmechanismus. Eine Option ist die zusätzliche Versteigerung von mengenabhängigen Prämien für dezentrale Lieferprojekte. Eine weitere Option ist die Nutzung der nationalen H2Global-Auktionen als Weiterverkaufsoption für private Händler (siehe Abschnitt 5.2). Die Bundesregierung sollte in Zusammenarbeit mit der H2Global-Stiftung Analysen zu den zu erwartenden langfristigen Markteffekten solcher innovativen Förderinstrumente durchführen und die technischen und regulatorischen Voraussetzungen für deren Umsetzung klären, einschließlich des Aufbaus entsprechenden institutionellen Know-hows. Auch niedrighschwellige Formen der Flexibilisierung von H2Global, wie z.B. Auktionen von Bezugsverträgen mit unterschiedlichen Laufzeiten, sollten zügig angegangen werden. Auch sollte die Europäisierung von H2Global durch Einbeziehung weiterer EU-Mitgliedstaaten als Partner vorangetrieben werden, um eine gerechtere Verteilung der Finanzierungslasten der Wasserstoffförderung zu erreichen. Zudem sollte die Politik die Überwindung von Handelshemmnissen bei anderen erneuerbaren Energieträgern in den Fokus nehmen. Im Falle von Biomethan betrifft dies etwa die Existenz unterschiedlicher Zertifizierungssysteme zur Dokumentation nachhaltiger Produktion. Wechselseitige Anerkennung und Zusammenarbeit in Form einer langfristigen Harmonisierung von Nachhaltigkeitsstandards mit Partnern wie den USA wären hier geeignete Mittel zur Förderung von Handel und internationalen Märkten. Für den Aufbau internationaler Lieferketten sollte Deutschland schließlich sein bestehendes Instrumentarium zur Absicherung von Exporten und Investitionen in EE-Projekte im In- und Ausland nutzen – und regulatorische Risiken durch Grandfathering-Regeln senken.

²⁰⁸ Siehe Draghi, M. (2024): S.26-28.

Tabelle 4: Übersicht politische Handlungsempfehlungen nach Kategorien

Kategorie	Unterkategorie	Maßnahme	Akteur(e)	Zeitlicher Horizont
Partnerschaftsstrategie	Diversifizierung	Verstärkte Energiediplomatie: Erweiterung Partner-Portfolio nach Diversitätskriterien	Bundesregierung (Ressorts Außenpolitik, Wirtschaft, Energie, Klima und Entwicklung)	Kurz- bis mittelfristig
Partnerschaftsstrategie	Implementierung	Entwicklung individuelle Roadmaps Kooperationsschritte	Bundesregierung (Ressorts Wirtschaft, Energie, Klima und Entwicklung)	Kurzfristig
Partnerschaftsstrategie	Implementierung	Erweiterung Kooperation auf biogene Energieträger	Bundesregierung (Ressorts Wirtschaft, Energie, Klima, Entwicklung und Landwirtschaft)	Kurzfristig
Partnerschaftsstrategie	Implementierung	Priorisierung vertiefter Kooperation mit zeitnahen H ₂ -Handelspartnern	Bundesregierung (Ressorts Wirtschaft, Energie, Klima und Entwicklung)	Kurz- bis mittelfristig
Partnerschaftsstrategie	Stabilisierung	Stärkerer Fokus auf Kooperation bei Ausbildung, F&E und Standardisierung	Bundesregierung (Ressorts Wirtschaft, Energie, Klima und Entwicklung)	Kurz- bis langfristig
Partnerschaftsstrategie	Nutzung Synergien mit EU-Ebene	Stärkere Ausrichtung von Global Gateway Planung auf Energiesicherheit	Bundesregierung + Europäische Kommission	Kurz- bis mittelfristig
Partnerschaftsstrategie	Nutzung Synergien mit EU-Ebene	Koordination Partnerschaftsstrategien mit EU und anderen Mitgliedstaaten	Bundesregierung + Europäische Kommission + übrige Mitgliedstaaten	Kurz- bis langfristig
Marktstrategie	Infrastrukturpolitik	Anerkennung Nutzung LNG-Terminals für Biomethan und synthetisches Methan	Gesetzgeber DE/EU	Kurz- bis langfristig
Marktstrategie	Infrastrukturpolitik	Zeitliche Flexibilität in der Nutzung/Umrüstung von LNG-Terminals	Gesetzgeber DE/EU	Kurz- bis langfristig
Marktstrategie	Infrastrukturpolitik	Synchronisierung Aufbau H ₂ - und CO ₂ -Pipelines	Bundesregierung + Europäische Kommission	Kurz- bis mittelfristig
Marktstrategie	Infrastrukturpolitik	Initiative für ein IPCEI zur grenzüberschreitenden CO ₂ -Infrastruktur	Bundesregierung (Ressorts Wirtschaft, Energie, Klima) + weitere Mitgliedstaaten + Europäische Kommission	Kurzfristig
Marktstrategie	Sicherung Wettbewerb Erdgas	Ausstieg aus Kollektivbeschaffung	Gesetzgeber DE/EU	Kurzfristig
Marktstrategie	Sicherung Wettbewerb Erdgas	Bewahrung von Marktpreissignalen	Gesetzgeber DE/EU	Kurz- bis langfristig
Marktstrategie	Aufbau Märkte erneuerbare Gase	Europäisierung von H ₂ Global	Bundesregierung (Ressorts Wirtschaft, Energie, Klima) + Europäische Kommission	Kurzfristig

Marktstrategie	Aufbau Märkte erneuerbare Gase	Öffnung von H2Global und European Hydrogen Bank für die Förderung von dezentralem Handel	Bundesregierung (Ressorts Wirtschaft, Energie, Klima) + Europäische Kommission	Mittelfristig
Marktstrategie	Aufbau Märkte erneuerbare Gase	Anwendung von Handelsabsicherungsinstrumenten beim Aufbau internationaler EE-Lieferketten	Bundesregierung (Ressort Wirtschaft)	Kurz- bis mittelfristig
Marktstrategie	Aufbau Märkte erneuerbare Gase	Anerkennung von Zertifizierungssystemen im Import von Biomethan	Europäische Kommission	Kurzfristig

Quelle: Eigene Darstellung.

7. Fazit

Auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem bleiben Energieimporte für Deutschland unverzichtbar. Ein klimaneutrales Deutschland wird bei den Energiekosten nur dann wettbewerbsfähig sein, wenn es von den günstigen Erzeugungsbedingungen in sonnen- und windreichen Regionen der Welt profitieren kann. Die Bundesregierung hat kürzlich eine Importstrategie für erneuerbaren Wasserstoff und Wasserstoffderivate vorgelegt. Konkrete Instrumente für eine gegenüber wirtschaftlichen und geopolitischen Risiken robusten und diversifizierten Versorgungsstruktur fehlen jedoch bislang. Diese cep-Studie analysiert den Bedarf und die Gestaltungsoptionen einer zukünftigen deutschen Energiestrategie. Im Mittelpunkt steht dabei das Ziel der Energiesicherheit, verstanden als Dreiklang aus Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung. Zwei Instrumente stehen dabei im Zentrum der Untersuchung: Die verstärkte Nutzung von Deutschlands Klima- und Energiepartnerschaften und die Sicherung von Märkten für langfristige Energielieferungen.

Deutschlands Klima- und Energiepartnerschaften stellen ein wichtiges energiepolitisches Steuerungsinstrument dar. Die Bundesregierung sollte eine auf langfristige Energiesicherheit ausgerichtete Partnerschaftsstrategie entwickeln. Diese sollte Schritte zur räumlichen und technologischen Diversifizierung der Partnerschaften beinhalten. So spielt etwa der Aufbau von Produktion und Lieferketten von biogenen Energieträgern bislang in den Partnerschaften kaum eine Rolle. Formen der Kooperation mit Partnerländern sollten stärker auf die Anbahnung und Stabilisierung zukünftiger Lieferbeziehungen ausgerichtet werden. Um die Energiekooperation mit Deutschland für die Partner langfristig attraktiv zu halten, bedarf es über das Absatzpotenzial hinausgehend weiterer langfristig nutzbarer Assets. Dies kann etwa die Einbindung in Forschungsnetzwerke, die regulatorische Zusammenarbeit bei der Entwicklung von Marktdesigns und gemeinsame Aus- und Weiterbildungsprogramme umfassen.

Der kosteneffiziente Aufbau von Importkanälen für klimafreundliche Energieträger wie erneuerbaren Wasserstoff erfordert einen marktorientierten staatlichen Förderansatz. Um eine möglichst kostenminimale Emissionsminderung innerhalb des von der EU regulatorisch vorgegebenen Zeitrahmens zu erreichen, sollte die Politik die Rahmenbedingungen für einen fairen Wettbewerb zwischen verschiedenen technologischen Lösungen und Formen der Lieferbeziehungen sicherstellen. Neben der Sicherstellung ausreichender Flexibilität bei der weiterhin notwendigen Nutzung von Erdgas erfordert dies auch einen stärker den dezentralen Handel unterstützenden Ansatz bei der Förderung von Wasserstoffimporten. Die Bundesregierung sollte die Möglichkeit der Erweiterung ihres Förderinstruments H2Global um Flexibilitätsoptionen prüfen, die unterschiedliche Nachfragepräferenzen berücksichtigen und den dezentralen privaten Handel mit regenerativem Wasserstoff fördern. Eine Option ist die zusätzliche Versteigerung von mengenabhängigen Prämien für dezentrale Lieferprojekte. Eine weitere Option ist die Nutzung der nationalen H2Global-Auktionen als Weiterverkaufsoption für private Händler. Zur Absicherung von Projektrisiken beim Aufbau grenzüberschreitender H₂-Lieferketten sollten die verfügbaren Garantieinstrumente genutzt werden und getätigten Investitionen Bestandsschutz gegenüber zukünftigen Veränderungen des regulatorischen Rahmens garantiert werden.

Energiesicherheit ist für Deutschland schließlich nur im europäischen Verbund realisierbar. Ein barrierefreier Energiebinnenmarkt in Verbindung mit CO₂-Bepreisung ist die entscheidende Voraussetzung für eine kosteneffiziente Dekarbonisierung. Gleichzeitig bietet die europäische Ebene

für den Markthochlauf von Wasserstoff wichtige Kooperationspotenziale in den Bereichen Produktions- und Importförderung, Energiediplomatie und Infrastrukturplanung.

8. Quellen

ACER (2024). Analysis of the European LNG market developments - 2024 Market Monitoring Report. European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

AfricaNews (2024). [Russia, Algeria tighten 'strategic' ties](#).

Agora Industry & TU Hamburg (2023). Hydrogen import options for Germany. Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle. Study.

American Mud Pumps (2023). [Qatar's Strategic Shift to Natural Gas: Key Insights](#).

AOW (2024). [Algeria boosts gas exports to Europe amid global energy market shift](#).

Arise News (2024). North-East Nigeria regains power as TCN completes transmission line repairs following terrorist attacks.

Ason, A. (2022). International Gas Contracts. Study. Oxford Institute for Energy Studies.

Aurora (2023). [Renewable hydrogen imports could compete with EU production by 2030](#). January 23, Aurora Energy Research.

Barnes, A. (2023). EU joint purchasing of gas – An assessment. Oxford Institute for Energy Studies.

Blomstein (2024). [H2Global expandiert](#).

BMWK (2023). Jahresbericht Klima- und Energiepartnerschaften und Energiedialoge 2022. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

BMWK (2024a). [Klima-, Energie- und Wasserstoffpartnerschaften und Energiedialoge](#). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

BMWK (2024b). [Gemeinsame Roadmap für grünen Wasserstoff zwischen Deutschland und Indien](#). Pressemitteilung 26.10.2024. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

BMWK (2024c). [Wichtiger Schritt für globalen Wasserstoffhochlauf – Deutschland importiert ab 2027 mit H2Global grüne Wasserstoffprodukte im großen Umfang](#). Pressemitteilung 11.07.2024. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

BMWK (2024d). [Zusammenarbeit zwischen Australien und Deutschland in den Bereichen Energie und Klima wird ausgebaut](#). Pressemitteilung 13.09.2024. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

BMWK (2024e). [Kanada und Deutschland richten gemeinsames Finanzierungsfenster für Wasserstoffexportprojekte ein](#). Pressemitteilung 19.03.2024. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

BMZ (2024). [Deutschland und Kolumbien vereinbaren Klima- und Energiepartnerschaft](#). Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung.

Bruegel (2024). Future European Union gas imports: balancing different objectives. <https://www.bruegel.org/analysis/future-european-union-gas-imports-balancing-different-objectives>

Bundesministerium der Justiz (2022). Gesetz zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz - LNGG).

Bundesamtministerium der Justiz (2023). [Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden \(Gebäudenergiegesetz\)](#).

Bundesnetzagentur (2024). [Bundesnetzagentur genehmigt Wasserstoff-Kernnetz](#).

Bundesregierung (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie – Schlüsselement der Energiewende.

Bundesregierung (2023a). Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023.

Bundesregierung (2023b). Die Klimastrategie für die Garantieinstrumente der Außenwirtschaftsförderung.

Bundesregierung (2024). Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.

Bundesregierung Deutschland / Regierung Niederlande (2023). [Joint Declaration of Intent on the implementation of a joint tender under the H2Global instrument](#).

Business Standard (2024). [Trump's plan of 10% import tariff likely a point for negotiation: S&P](#).

Carrara, S., Bobba, S., Blagoeva, D., Alves Dias, P., Cavalli, A., Georgitzikis, K., Grohol, M., Itul, A., Kuzov, T., Latunussa, C., Lyons, L., Malano, G., Maury, T., Prior Arce, Á., Somers, J., Telsnig, T., Veeh, C., Wittmer, D., Black, C., Pennington, D., Christou, M. (2023). Supply chain analysis and material demand forecast in strategic technologies and sectors in the EU – A foresight study. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023.

CNN (2024). [Armenia to withdraw from Russia-led military alliance, accusing members of plotting war](#).

Congress of the United States (2023). [Letter by 63 democratic members of congress and senate to the U.S. Department of Energy](#).

COP29 Azerbaijan (2024). [Azerbaijan's Green Energy Transition Initiatives](#).

Deloitte & Öko-Institut (2023). Sustainability & Climate - Natural gas demand outlook to 2050.

Deloitte-Finance, IFPEN, Carbon Limits & SINTEF (2022). Hydrogen4EU – Charting pathways to enable zero. 2022 edition. January 2022.

dena (2019). Bio-LNG – eine erneuerbare und emissionsarme Alternative im Straßengüter- und Schiffsverkehr. dena-Studie Bio-LNG. Deutsche Energie-Agentur.

dena (2024a). Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Analyse. Deutsche Energie-Agentur.

dena (2024b). Auswirkungen der RED III auf den Biomethanmarkt. Analyse. Deutsche Energie-Agentur.

DNV & Frontier Economics (2024). Securing & Greening Energy for Europe: The Role of Terminal Operators. Study.

Draghi, M. (2024). The future of European Competitiveness – Part B: In-depth analysis and recommendations.

DW (2023). [Kohlemine als Goldgrube](#). Deutsche Welle.

ECER (2018). [Malaysia–Germany Strategic Collaboration to boost trade, investment and accelerate adoption of Industry 4.0](#). ECER Development Council.

Economist Intelligence (2023). [Azerbaijan’s gas exports to the EU face challenges](#).

E&E News (2024). [Trump’s plan to unleash LNG exports runs through China](#).

EIA (2023). AEO2023 [Issues in Focus: Effects of liquefied natural gas exports on the U.S. natural gas market](#). U.S. Energy Information Administration.

EIA (2024a). [U.S. price of natural gas delivered to consumers](#). U.S. Energy Information Administration.

EIA (2024b). [Global trade in liquefied natural gas continued to grow in 2023](#). U.S. Energy Information Administration.

EIA (2024c). [LNG sale and purchase agreements signed in 2023 support U.S. LNG projects](#). U.S. Energy Information Administration.

Euractiv (2024). [EU lawmaker alliance calls for ban on all Russian energy, including gas](#).

Euractiv (2025). [Teile und herrsche: EU wappnet sich für Trump-Zölle](#).

Eurasianet (2022). [Azerbaijan's Russian gas deal raises uncomfortable questions for Europe](#).

Euronews (2022). [EU agrees deal with Azerbaijan to double gas exports by 2027](#).

Europäische Kommission (2018). [Antitrust: Commission imposes binding obligations on Gazprom to enable free flow of gas at competitive prices in Central and Eastern European gas markets](#). Pressemeldung, 24.5.2018.

Europäische Kommission (2020). Mitteilung COM(2020) 299 vom 7. Juli 2020, Förderung einer klimaneutralen Wirtschaft: Eine EU-Strategie zur Integration des Energiesystems; Europäische Kommission (2020), Mitteilung COM(2020) 299 vom 7. Juli 2020, Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa.

Europäische Kommission (2021a). The Global Gateway. Joint Communication to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. JOIN(2021) 30 final.

Europäische Kommission (2021b). [State aid: Commission approves €900 million German scheme to support investments in production of renewable hydrogen](#). Pressemeldung, 20.12.2021.

Europäische Kommission (2022). REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe. Communication COM(2022) 108 final.

Europäische Kommission (2023). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the Euro-pean Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the European Hydrogen Bank. COM(2023) 156 final.

Europäische Kommission (2024a). Impact Assessment Report SWD(2024) 62 of 6 February 2024 accompanying Communication COM(2024) 63 of 6 February 2024, Securing our Future – Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society.

Europäische Kommission (2024b). Draft of 27 September of the Commission Delegated Regulation supplementing Directive (EU) 2024/1788 of the European Parliament and of the Council by specifying a methodology for assessing greenhouse gas emissions savings from low-carbon fuels.

Europäische Kommission (2024c). Commission approves €3 billion German-Dutch State aid scheme to support the production of renewable fuels of non-biological origin. Pressemeldung, 18.12.2024.

Europäische Union (2024). Council Regulation (EU) 2024/1745 of 24 June 2024 amending Regulation (EU) No 833/2014 concerning restrictive measures in view of Russia’s actions destabilising the situation in Ukraine.

Eurostat (2024). Imports of natural gas by partner country. Eurostat Database.

EWI (2024). EWI Global PtX Cost Tool 2.0. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln e.V.

FAZ (2022). [Wie Norwegen künftig seine Pipelines schützen will.](#)

FERC (2024). U.S. LNG export terminals – existing, approved not yet built, and proposed. Federal Energy Regulatory Commission. Abgerufen am: 17.09.2024.

Financial Times (2023). [Azerbaijan hits out at EU for failing to agree long-term gas deals.](#)

Financial Times (2024). [Industrial and energy groups warned of need for stronger cyber defence.](#)

France24 (2024). [France reverses course to back Moroccan autonomy plan for disputed Western Sahara.](#)

Fraunhofer CINES (2023). Clean hydrogen deployment in the Europe-MENA region from 2030 to 2050 - A technical and socio-economic assessment. Fraunhofer Cluster of Excellence “Integrierte Energiesysteme”.

Fraunhofer ISE (2024). Power-to-X Colombia – Green Hydrogen and Derivatives Production. Study on behalf of the Federation of German Industries (BDI) and the World Energy Council (WEC).

Galimova, T., Fasihi, M., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2023). Impact of international transportation chains on cost of green e-hydrogen: Global cost of hydrogen and consequences for Germany and Finland. Applied Energy, 347, 121369.

Gas for Climate / Guidehouse (2021). The future role of biomethane.

H2Global Stiftung (2024a). [The H2Global Mechanism.](#)

H2Global Stiftung (2024b). [Our supporters](#).

H2Med (2024). [Europe's first major green hydrogen corridor](#).

Hintco (2025). [Germany commits EUR 588 million to bilateral H2Global Tenders with Australia and Canada](#).

Holz, F., Barner, L., Kemfert, C., & von Hirschhausen, C. R. (2024). Sanktionen gegen russisches Erdgas würden Versorgung in EU und Deutschland nicht gefährden. DIW Wochenbericht, 91(21), 307-315.

Hydrogen Europe (2023). [European Hydrogen Bank and H2Global join forces to boost global hydrogen ramp-up](#). June, 2023.

Hydrogen Insight (2024). [Canada to funnel \\$200m in subsidies for green hydrogen exports to Germany through H2Global](#).

Hyphen Hydrogen Energy (2024). [Southern Corridor Development Initiative \(SCDI\) Namibian Green Hydrogen Project](#).

IEA (2019). The future of hydrogen. International Energy Agency. Study.

IEA (2024a). Hydrogen Projects Database. International Energy Agency.

IEA (2024b). Hydrogen Infrastructure Database. International Energy Agency.

IEA (2024c). CCUS Projects Database. International Energy Agency.

IEEFA (2024). [European LNG tracker](#). Institute for Energy Economics and Financial Analysis.

Investigate Europe (2023). [LNG fever: European firms sign mega-contracts as US shale gas imports boom](#).

ISCC (2024). [Updates on the development of the UDB](#). International Sustainability & Carbon Certification.

Islam, R., Dharfizi, A. D.-H., Pero, S. D. A., & Sultana, S. (2022). Analyse the Importance of Energy in Malaysia's Economy and Diplomacy. International Journal of Energy Economics and Policy, 12(3), 305–314.

ITA (2024). [EU Union Database Disrupts U.S. Biogas Exports](#). U.S. Department of Commerce – International Trade Administration.

IWR (2022). [Bulgarien erhält mehr Erdgas aus Aserbaidshan](#).

Jousseaume, M., Menner, M., Reichert, G. (2022). CBAM: Schädlich für Klimaschutz und EU-Exportindustrie, [cepStudie vom 13. Juli 2021](#).

Küper, M. (2024). LNG: Die Bedeutung der US-Importe für die deutsche Gasversorgung. IW-Kurzbericht 42/2024.

- Lepage, T., Kammoun, M., Schmetz, Q., & Richel, A. (2021). Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. *Biomass and Bioenergy*, 144, 105920.
- Molnar, G. (2022). Economics of gas transportation by pipeline and LNG. In *The Palgrave handbook of international energy economics* (pp. 23-57). Cham: Springer International Publishing.
- Nationaler Wasserstoffrat (2024). Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland.
- Natural Gas Intelligence (2024a). [Norwegian natural gas maintenance has European market on edge.](#)
- Natural Gas Intelligence (2024b). [What does Free-On-Board \(FOB\) mean?](#)
- Natural Gas Intelligence (2024c). [What does Delivered Ex-Ship \(DES\) mean?](#)
- NDR (2024). [LNG: Fakten zu Flüssigerdgas und Projekten in Norddeutschland.](#)
- Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G. F., Jensterle, M., & Luderer, G. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. *Nature Energy*, 7(9), 854-865.
- Offshore Energy (2022). [QatarEnergy agrees to supply LNG to Germany for at least 15 years.](#)
- Okoro, U. (2023). [Assessing the first years of Nigeria's 'decade of gas.](#)
- OPEC (2023). Annual Statistical Bulletin 2023. Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Pahle, M., Günther, C., Osorio, S., Quemin, S. (2023). [The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality](#), SSRN Electronic Journal.
- Pipeline Technology Journal (2024). [Nigeria Eyes Morocco Pipeline to Supply Gas to Europe as Trans-Sahara Plans Crumble.](#)
- President of the Republic of Azerbaijan (2022). [Declaration on allied interaction between the Republic of Azerbaijan and the Russian Federation.](#)
- pwc (2024). [Mastering the challenges of energy costs in Europe.](#) PwC Strategy& (Germany) GmbH.
- Telepolis (2024). [Wartung in Norwegen lässt Gaspreise in Europa erzittern.](#)
- Raimondi, P. (2022). [A Scramble for Gas: Qatari LNG and EU Diversification Plans.](#) Istituto Affari Internazionali.
- Raveendran, K. (2023). [Unprecedented increase in investments into Greenfield LNG projects.](#) IPA Newspank.
- Reichert, G. (2022). [How to Regain Europe's Energy Sovereignty, Common Ground of Europe of 22 April 2022.](#)
- Reuters (2022). [Italy clinches gas deal with Algeria to temper Russian reliance.](#)
- Reuters (2025a). [Trump lifts freeze on LNG export permit applications.](#)

Reuters (2025b). [Trump says US will guarantee LNG supplies for Europe.](#)

Riordan, M. H., & Williamson, O. E. (1985). Asset specificity and economic organization. *International Journal of Industrial Organization*, 3(4), 365-378.

SFOE (2024). Energy Dashboard Switzerland. Swiss Federal Office of Energy. <https://energiedashboard.admin.ch/preise/gas>

Shell (2024). Shell LNG Outlook 2024.

SouthH₂ Corridor (2024). [The SouthH₂ Corridor project.](#)

S&P Global (2023). [Niger coup, financing woes rock Nigeria's plan to supply gas to Europe.](#)

S&P Global (2024a). [Azerbaijan in talks with Russia on Ukraine gas transit: Aliyev.](#)

S&P Global (2024b). Renewable gas tracking systems –Value of biomethane/RNG certificates. S&P Global Commodity Insights CI Consulting.

Srikandam, R., Lübbers, S., Kreidelmeyer, S., Bornemann, M., Hobohm, J. (2023). LNG-Bedarf für die deutsche Energieversorgung im Prozess des Übergangs zur Klimaneutralität. Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin.

Tagesschau (2023). [Zehn Jahre Gaslieferungen aus Norwegen vereinbart.](#)

Tagesschau (2025). [Russischer Erdgasexport über die Ukraine gestoppt.](#)

Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Krupin, V., Jeszke, R., Pyrka, M., Szczepański, K. and Sekuła, M. (2021). The role of beccs in achieving climate neutrality in the european union. *Energies*, 14(23), p.7842.

Telepolis (2024). [Wartung in Norwegen lässt Gaspreise in Europa erzittern.](#)

Theisen, N. (2014). Natural Gas Pricing in the EU: from oil-indexation to a hybrid pricing system. *Regional Centre for energy policy research*, 40.

The Guardian (2023). [Cop29 host Azerbaijan to hike gas output by a third over next decade.](#)

The White House (2024). [Fact sheet: Biden-Harris Administration announces temporary pause on pending approvals of liquefied natural gas exports.](#)

TRT World (2020). [Why Armenian attacks on Azerbaijan's gas infrastructure should worry Europe.](#)

U.S. Department of Energy (2023). U.S. Imports and Exports of Primary Energy, 1960-2022.

Von der Leyen, U. (2022). State of the Union Address 2022 by President von der Leyen at the European Parliament Plenary. 14 September 2022.

Von Hirschhausen, C., & Neumann, A. (2008). Long-term contracts and asset specificity revisited: An empirical analysis of producer–importer relations in the natural gas industry. *Review of Industrial Organization*, 32, 131-143.

Walker, T. (2024). [Malaysia seeks to balance ties amid US-China rivalry](#). Deutsche Welle Politics | Malaysia.

Weltbank (2023). Azerbaijan – Country Climate and Development Report.

Williamson, O. E. (1983). Credible commitments: Using hostages to support exchange. *The American economic review*, 73(4), 519-540.

Williamson, O. E. (1989). Transaction cost economics. *Handbook of industrial organization*, 1, 135-182.

World Oil (2024). [UAE's ADNOC bets on gas with approval of low-carbon Ruwais LNG project](#).

9. Anhang

Tabelle A 1: Indikatoren Länderanalyse

Indikator	Messung	Quelle
Ressourcen		
Potenzial PV	Mittlerer spezifischer PV-Output (kwh/kwp)	Global Solar Atlas
Potenzial Wind	Mittlere Leistungsdichte (W/m ²)	Global Wind Atlas
Patente Energietechnologien	Summe Anteile heimischer Erfinder	PATSTAT
Humankapital allgemein	Anteil Erwerbstätige mit Hochschulausbildung (%)	Weltbank
Humankapital Fokussierung	Anteil Uni-Absolventen MINT-Fächer (%)	UN
Potenzial Rohstoffe	Vorkommen Rohstoffe für Elektrolyseure	USGS
Energiegewinnung		
Förderung Erdgas	Fördermenge 2023 (bcm)	ENERDATA
Relevanz erneuerbare Energien	Anteil EE am Endenergieverbrauch (%)	IEA
Produktion erneuerbarer Wasserstoff - in Planung	Kapazitäten (t H ₂)	IEA
Produktion erneuerbarer Wasserstoff - im Bau	Kapazitäten (t H ₂)	IEA
Produktion erneuerbarer Wasserstoff - Operativ	Kapazitäten (t H ₂)	IEA
Energieinfrastruktur		
LNG-Terminals	Existenz Terminals	ASaP
Gas Pipeline Verbindung in die EU	Existenz Pipelines	Global Energy Monitor
Carbon Capture and Use	Kapazitäten CO ₂ -Abscheidung (Betrieb/Planung) (t CO ₂)	IEA
H ₂ -Hafeninfrastruktur	Existenz/Planung Exportterminals	IEA
Allg. Rahmenbedingungen		
Intensität bilaterale Handelsbeziehungen	(Exporte + Importe) / BIP 2023	UN Comtrade
Demografie	Anteil junge Bevölkerung (0-14 Jahre) (%)	Weltbank
Politische Stabilität	Index	Weltbank
Rechtsstaatlichkeit	Index	Weltbank

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle A 2: Übersicht Ergebnisse Länderindikatoren

Land	Code	Partnerschaft mit DE				Weltregion
		Typ	Gründung	Schwerpunkt		
Ägypten	EGY	Energiepartnerschaft	2023	Wasserstoff	Nordafrika	
Algerien	DZA	Energiepartnerschaft	2015	Wasserstoff	Nordafrika	
Argentinien	ARG	Energiedialog	2023	Energieeffizienz	Südamerika	
Äthiopien	ETH	Energiepartnerschaft	2019	Wasserkraft, Energieeffizienz	Ostafrika	
Australien	AUS	Klima- und Energiepartnerschaft	2021	Wasserstoff, Energieeffizienz	Ozeanien	
Brasilien	BRA	Energiepartnerschaft	2017	Wasserstoff, Dekarbonisierung Industrie	Südamerika	
Chile	CHL	Energiepartnerschaft	2019	Wasserstoff, PV	Südamerika	
China	CHN	Energiepartnerschaft	2007	Energieeffizienz, Dekarbonisierung Industrie	Ostasien	
Großbritannien	GBR	Wasserstoffpartnerschaft	2023	Wasserstoff	Westeuropa	
Indien	IND	Energiepartnerschaft/Wasserstoffpartnerschaft	2006/2024	Wasserstoff, PV	Südasien	
Israel	ISR	Energiepartnerschaft	2022	Wasserstoff, Cybersicherheit	Westasien	
Japan	JPN	Energiepartnerschaft	2019	Wasserstoff, Offshore-Wind	Ostasien	
Jordanien	JOR	Energiepartnerschaft	2019	Fachkräfte, Energieeffizienz	Westasien	
Kanada	CAN	Energiepartnerschaft	2022	Wasserstoff, Offshore-Wind, Mineralrohstoffe	Nordamerika	
Kasachstan	KAZ	Energiedialog	2011	Wasserstoff, Energieeffizienz	Westasien	
Katar	QAT	Energiepartnerschaft	2022	Noch unbekannt	Westasien	
Marokko	MAR	Energiepartnerschaft	2012	Wasserstoff, Dekarbonisierung Industrie	Nordafrika	
Mexiko	MEX	Energiepartnerschaft	2016	Wasserstoff	Nordamerika	
Namibia	NAM	Wasserstoffpartnerschaft	2023	Wasserstoff	Südliches Afrika	
Neuseeland	NZL	Energiepartnerschaft	2021	Wasserstoff, Dekarbonisierung Industrie	Ozeanien	
Oman	OMN	Energiedialog	2017	Wasserstoff	Westasien	
Saudi-Arabien	SAU	Energiedialog/Wasserstoffpartnerschaft	2019/2021	Wasserstoff	Westasien	
Südafrika	ZAF	Energiepartnerschaft	2013	Wasserstoff	Südliches Afrika	
Südkorea	KOR	Energiepartnerschaft	2019	Wasserstoff, Offshore-Wind	Ostasien	
Tunesien	TUN	Energiepartnerschaft	2012	Wasserstoff, Energieeffizienz	Nordafrika	
Türkei	TUR	Energiepartnerschaft	2012	Dekarbonisierung Industrie, Energieeffizienz	Westasien	
Ukraine	UKR	Energiepartnerschaft	2020	Dezentralisierung Energieversorgung	Osteuropa	
Uruguay	URY	Energiepartnerschaft	2023	Wasserstoff, Energieeffizienz	Südamerika	
USA	USA	Energiepartnerschaft	2021	Wasserstoff, Offshore-Wind	Nordamerika	
Usbekistan	UZB	Energiepartnerschaft	2018	Fachkräfte, Energieeffizienz	Westasien	
Ver. Arab. Emirate	ARE	Energiepartnerschaft	2017	Wasserstoff, Windkraft	Westasien	
Vietnam	VNM	Energiedialog	2022	Wasserstoff, Energieeffizienz	Südostasien	

Land	Code	Ressourcen					
		Potenzial PV	Potenzial Windkraft	Patente Energietechnologien	Anteil Erwerbstätige mit Hochschulausbildung	Anteil Absolventen MINT-Fächer	Vorkommen kritische Rohstoffe
		<i>Mittlerer spezifischer PV-Output (kwh/kwp)</i>	<i>Mittlere Leistungsdichte (W/m²)</i>	<i>Summe Anteile heimischer Erfinder 2011-2020</i>	<i>Anteil Erwerbstätige mit Hochschulbildung (%)</i>	<i>Anteil Uni-Absolventen MINT-Fächer (%)</i>	<i>Vorkommen Rohstoffe für Elektrolyseure</i>
Ägypten	EGY	5,4	663,0	1,25	..	18,6	..
Algerien	DZA	5,1	620,0	4,0	11,4	31,1	..
Argentinien	ARG	4,7	1717,0	4,0	..	14,6	..
Äthiopien	ETH	4,7	405,0	0,0
Australien	AUS	5,0	464,0	335,3	36,8	19,1	Bauxit, Nickel, Seltene Erden, Titan, Zirconium
Brasilien	BRA	4,3	326,0	61,6	16,5	16,3	Bauxit, Nickel, Seltene Erden
Chile	CHL	5,1	3358,0	27,2	20,3	21,4	..
China	CHN	4,0	669,0	6423,1	7,7	..	Bauxit, Nickel, Titan, Zirconium
Großbritannien	GBR	2,6	1254,0	1390,9	39,6	22,3	..
Indien	IND	4,3	316,0	356,0	12,1	27,1	Bauxit, Seltene Erden, Titan
Israel	ISR	5,1	365,0	300,9	38,1	27,5	..
Japan	JPN	3,4	699,0	20329,4	25,5	..	Titan
Jordanien	JOR	5,3	439,0	1,0	19,1	23,2	..
Kanada	CAN	3,6	831,0	717,0	32,4	25,9	Nickel, PGMs, Seltene Erden, Titan
Kasachstan	KAZ	3,8	647,0	15,6	34,1	24,1	Bauxit, Titan
Katar	QAT	4,9	347,0	9,7	30,4	20,1	..
Marokko	MAR	5,0	793,0	14,6	..	24,6	..
Mexiko	MEX	4,9	432,0	49,8	17,1	23,7	Titan
Namibia	NAM	5,4	461,0	0,0	..	10,3	..
Neuseeland	NZL	3,5	2407,0	37,4	32,3	23,0	..
Oman	OMN	5,2	614,0	2,0	19,1	33,3	..
Saudi-Arabien	SAU	5,2	453,0	65,7	31,1	28,1	Bauxit, Titan
Südafrika	ZAF	5,0	559,0	60,3	11,4	18,7	PGMs, Seltene Erden, Titan, Zirconium
Südkorea	KOR	3,8	552,0	7609,0	34,5	30,4	..
Tunesien	TUN	4,8	663,0	1,0	13,9	37,9	..
Türkei	TUR	4,3	535,0	130,7	20,9	18,5	Bauxit
Ukraine	UKR	3,3	414,0	37,3	..	24,1	Bauxit, Titan
Uruguay	URY	4,3	490,0	1,3	11,8	14,5	..
USA	USA	4,3	991,0	8797,3	37,7	20,1	Bauxit, Nickel, PGMs, Titan, Zirconium
Usbekistan	UZB	4,3	634,0	0,0	16,9	36,8	..
Ver. Arab. Emirate	ARE	5,0	310,0	12,4	51,1	33,1	..
Vietnam	VNM	3,4	482,0	19,7	11,5	..	Bauxit, Seltene Erden, Titan

		Energiegewinnung			
Land	Code	Förderung Erdgas	Anteil EE-Energieversorgung	Produktion Wasserstoff - in Bau	Produktion Wasserstoff - Operativ
		Fördermenge 2023 (bcm)	Anteil EE am Endenergieverbrauch 2022 (%)	Kapazität in kt H2 /y	Kapazität in kt H2 /y
Ägypten	EGY	60	6,1	0,0	2,2
Algerien	DZA	113	0,1	0,0	0,0
Argentinien	ARG	42	9,2	0,0	0,1
Äthiopien	ETH	0	90,6	0,0	0,0
Australien	AUS	162	12,3	72,1	0,8
Brasilien	BRA	30	46,5	11,0	0,4
Chile	CHL	1	24,2	3,7	0,3
China	CHN	272	15,2	1662,0	116,9
Großbritannien	GBR	36	12,2	73,5	1,5
Indien	IND	37	34,9	227,4	3,2
Israel	ISR	0	6,2	0,0	0,0
Japan	JPN	5	8,8	0,0	1,2
Jordanien	JOR	0	11,5	0,0	0,0
Kanada	CAN	216	23,8	26,3	3,5
Kasachstan	KAZ	32	2	0,0	0,0
Katar	QAT	185	0	0,0	0,0
Marokko	MAR	0	10,9	0,0	0,0
Mexiko	MEX	43	13	0,0	0,0
Namibia	NAM	0	30	2,8	0,7
Neuseeland	NZL	1	28,9	0,7	0,2
Oman	OMN	0	0,1	55,4	0,0
Saudi-Arabien	SAU	136	0,1	372,9	0,0
Südafrika	ZAF	0	9,7	0,0	0,6
Südkorea	KOR	0	3,6	1,0	0,0
Tunesien	TUN	0	11,6	0,0	0,0
Türkei	TUR	1	12	0,0	0,0
Ukraine	UKR	0	8,9	0,0	0,0
Uruguay	URY	0	57,8	0,0	0,0
USA	USA	1084	10,9	181,6	17,1
Usbekistan	UZB	46	1	0,0	0,0
Ver. Arab. Emirate	ARE	57	1	1,0	0,2
Vietnam	VNM	8	24,2	0,0	0,0

		Energieinfrastruktur			
Land	Code	LNG-Terminals in Betrieb	Pipeline-Verbindung in die EU	Kapazitäten CO2-Abscheidung (Betrieb/Planung)	H2-Hafeninfrastruktur (in Planung)
		Ja/nein	Ja/nein	Kapazität in Mt CO2 / y	Art
Ägypten	EGY	Ja	Nein	..	Ammonia storage
Algerien	DZA	Ja	Ja
Argentinien	ARG	Ja	Nein
Äthiopien	ETH	Nein	Nein
Australien	AUS	Ja	Nein	14,5	Ammonia storage, Compressed ship, CH2 Storage, LH2 Storage, Liquefaction
Brasilien	BRA	Ja	Nein	10,6	..
Chile	CHL	Ja	Nein
China	CHN	Ja	Ja	21,0	..
Großbritannien	GBR	Ja	Ja	72,1	..
Indien	IND	Ja	Nein	0,7	..
Israel	ISR	Nein	Nein
Japan	JPN	Ja	Nein	0,2	..
Jordanien	JOR	Ja	Nein
Kanada	CAN	Ja	Nein	30,4	Ammonia storage
Kasachstan	KAZ	Nein	Ja
Katar	QAT	Ja	Nein	6,4	..
Marokko	MAR	Nein	Ja
Mexiko	MEX	Ja	Nein
Namibia	NAM	Nein	Nein	..	Ammonia storage
Neuseeland	NZL	Nein	Nein	1,0	Ammonia storage
Oman	OMN	Ja	Nein	2,1	Ammonia storage
Saudi-Arabien	SAU	Ja	Nein	6,5	Ammonia storage
Südafrika	ZAF	Nein	Nein	..	Ammonia storage
Südkorea	KOR	Ja	Nein
Tunesien	TUN	Nein	Ja
Türkei	TUR	Ja	Ja
Ukraine	UKR	Nein	Ja
Uruguay	URY	Nein	Nein
USA	USA	Ja	Nein	252,3	Ammonia storage
Usbekistan	UZB	Nein	Ja
Ver. Arab. Emirate	ARE	Ja	Nein	9,2	..
Vietnam	VNM	Nein	Nein

		Rahmenbedingungen			
Land	Code	Intensität	Anteil junge		
		Handelsbeziehungen zu DE <i>(Bilaterale Exporte + Importe) / BIP Partnerland 2023</i>	Bevölkerung (0-14 Jahre) <i>Anteil junge Bevölkerung (0- 14 Jahre) 2022 (%)</i>	Politische Stabilität <i>Index 2022 (-2,5 bis +2,5)</i>	Rechtsstaatlichkeit <i>Index 2022 (-2,5 bis +2,5)</i>
Ägypten	EGY	52,5	32,6	-1,0	-0,3
Algerien	DZA	86,2	30,4	-0,7	-0,8
Argentinien	ARG	82,3	22,7	0,0	-0,5
Äthiopien	ETH	3,5	39,3	-2,0	-0,6
Australien	AUS	699,4	18,0	0,9	1,5
Brasilien	BRA	109,2	20,0	-0,3	-0,3
Chile	CHL	227,6	18,2	0,1	0,7
China	CHN	226,6	16,8	-0,4	0,0
Großbritannien	GBR	1776,4	17,2	0,5	1,4
Indien	IND	22,5	24,9	-0,6	0,1
Israel	ISR	944,4	27,9	-1,3	0,9
Japan	JPN	393,6	11,5	1,1	1,6
Jordanien	JOR	81,9	31,5	-0,3	0,2
Kanada	CAN	537,7	15,4	0,8	1,6
Kasachstan	KAZ	537,1	29,6	-0,4	-0,5
Katar	QAT	775,5	15,7	1,0	0,9
Marokko	MAR	135,5	26,3	-0,3	-0,2
Mexiko	MEX	213,2	24,0	-0,7	-0,9
Namibia	NAM	51,7	36,2	0,6	0,4
Neuseeland	NZL	545,2	18,5	1,3	1,7
Oman	OMN	203,7	27,0	0,5	0,5
Saudi-Arabien	SAL	277,8	25,6	-0,4	0,3
Südafrika	ZAF	402,9	28,3	-0,7	0,0
Südkorea	KOR	714,1	11,2	0,6	1,2
Tunesien	TUN	378,8	24,7	-0,6	-0,1
Türkei	TUR	643,7	23,0	-1,0	-0,5
Ukraine	UKR	223,3	15,4	-2,0	-0,9
Uruguay	URY	216,8	18,7	1,1	0,8
USA	USA	796,0	17,7	0,0	1,4
Usbekistan	UZB	42,2	30,2	-0,2	-0,9
Ver. Arab. Emirate	ARE	1115,5	15,2	0,7	0,8
Vietnam	VNM	194,0	22,2	0,0	-0,2

Quellen: Siehe Tabelle A1



Autoren:

Dr. André Wolf

Leiter des Fachbereichs Technologische Innovation | Infrastruktur | Industrielle Entwicklung
wolf@cep.eu

Dr. Götz Reichert

Leiter des Fachbereichs Energie | Klima | Umwelt | Verkehr
reichert@cep.eu

Centrum für Europäische Politik FREIBURG | BERLIN

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg
Schiffbauerdamm 40 Raum 4205 | D-10117 Berlin
Tel. + 49 761 38693-0

Das **Centrum für Europäische Politik** FREIBURG | BERLIN,
das **Centre de Politique Européenne** PARIS, und
das **Centro Politiche Europee** ROMA bilden
das **Centres for European Policy Network** FREIBURG | BERLIN | PARIS | ROMA.

Das gemeinnützige Centrum für Europäische Politik analysiert und bewertet die Politik der Europäischen Union unabhängig von Partikular- und parteipolitischen Interessen in grundsätzlich integrationsfreundlicher Ausrichtung und auf Basis der ordnungspolitischen Grundsätze einer freiheitlichen und marktwirtschaftlichen Ordnung.