



Teure Option für die Versorgungssicherheit: Die wahren Kosten von Strom aus Erdgas

Florian Zerzawy, Simon Niesen-Meemken, Swantje Fiedler
März 2026

Im Auftrag von Green Planet Energy eG

Inhalt

Die Kurzstudie stellt die aktuellen Pläne der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie dar. Anschließend geht die Studie auf die aktuelle Struktur der Erdgasversorgung, auf dessen Klimaschädlichkeit und auf staatliche Förderungen von Erdgas ein. Kapitel 3 ermittelt anhand eines Referenzkraftwerks die Stromgestehungskosten sowie die gesamtgesellschaftlichen Kosten (in Cent/kWh) des Einsatzes von Erdgas zur

Deckung der Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse werden anschließend eingeordnet, in dem sie mit klimafreundlichen Technologien zur Unterstützung der Versorgungssicherheit verglichen werden. Kapitel 4 zeigt Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Politik auf.

Herausgeber

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Invalidenstr. 34

10115 Berlin

Tel +49 (0) 30 76 23 991 – 30

Fax +49 (0) 30 76 23 991 – 59

foes.de – foes@foes.de

Über das FÖS

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger*innen und Multiplikator*innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben

durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

Bildnachweise

10022_© M. Schuppich – Fotolia.com

Wahre Kosten Erdgas

Inhaltsverzeichnis

1	Kraftwerkstrategie der Bundesregierung: mindestens 10 GW neue Gaskraftwerke	6
2	Erdgas: sauber, günstig, subventionsfrei?	7
3	Gesamtgesellschaftliche Kosten neuer Erdgaskraftwerke	11
3.1	Methodik: Anlagengröße, Kosten, Laufzeit	11
3.2	Ergebnis: gesamtgesellschaftliche Kosten von 35 bis 67 Cent/kWh.....	12
3.3	Einordnung: Stromgestehungskosten von Gaskraftwerken im Vergleich zu anderen Technologien	14
4	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	16
	Literaturverzeichnis.....	17

Zusammenfassung der Ergebnisse

Deutschland plant im Rahmen der Kraftwerksstrategie einen umfangreichen Neubau von Erdgaskraftwerken zur Sicherstellung der Stromversorgung. Die vorliegende Kurzstudie analysiert die wahren Kosten des Neubaus von Erdgaskraftwerken, indem die Bandbreite möglicher Betriebskostenentwicklungen und nicht-internalisierte Klimakosten in die Berechnungen einbezogen werden.

Warum ist das Thema wichtig?

- Neue **Gaskraftwerke** sollen eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit übernehmen. Dabei sind sie überwiegend auf **importiertes Erdgas** mit **ungewisser Preisentwicklung** angewiesen, verursachen erhebliche **Methanemissionen entlang der Vorketten** und ihre **Klimakosten** werden nur teilweise über den CO₂-Preis internalisiert.
- Fehlannahmen über Kosten und Klimawirkung bergen das **Risiko eines zu starken Zubaus**. Damit drohen langfristige Lock-in-Effekte und eine Gefährdung der Klimaneutralität 2045.

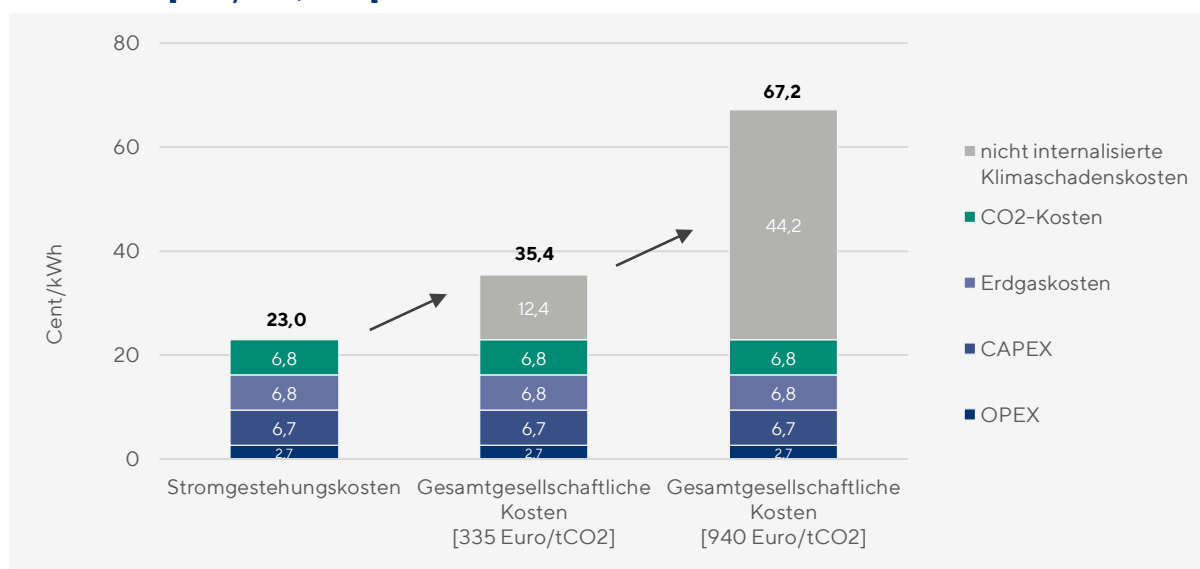
Was zeigt die Analyse?

- Die **Stromgestehungskosten** eines neu errichteten 500 MW- Gaskraftwerks mit 1.000 Volllaststunden betragen bei einem CO₂-Preis von **100 Euro/t CO₂** rund **23 Cent/kWh** und rund **28 Cent/kWh** bei einem CO₂-Preis von **150 Euro/t CO₂**, wenn nicht-internalisierte Klimaschadenskosten unberücksichtigt bleiben.

- Werden diese einbezogen, steigen die Kosten deutlich an: die **gesamtgemeinschaftlichen Kosten** eines neuen Gaskraftwerks liegen dann in einer Spannbreite von **35 bis 67 Cent/kWh**.
- **Politische Risiken:** Kostet Erdgas künftig so viel wie während der Energiepreiskrise, steigen die **Stromgestehungskosten** stark an und liegen bei **48 bis 53 Cent/kWh**.
- Über die Gesamtlaufzeit verursacht ein Gaskraftwerk je nach Auslastung (Volllaststunden) **Emissionen von 2,1 bis 8,4 Mio. t CO₂** und nicht-internalisierte Klimaschäden von **0,5 bis 7 Mrd. Euro**.
- **Klimafreundliche Technologien** zur Versorgungssicherheit wie **grüner Wasserstoff, Bioenergie oder Großbatteriespeicher** können Versorgungssicherheit zu **vergleichbaren Stromgestehungskosten** oder sogar mit **geringeren Subventionen** erbringen, wie eine Auswertung externer Studien zeigt. Die Unsicherheiten in der Literatur sind allerdings groß.

23

Abbildung 1: Stromgestehungskosten und gesamtgesellschaftliche Kosten, Erdgaskraftwerk [Cent/kWh, 2030]



Quelle: eigene Darstellung

Anmerkung: Volllaststunden: 1.000; Klimaschadenskosten: 335 bzw. 940 Euro/t CO₂ gemäß UBA-Methodenkonvention, Internalisierung durch CO₂-Preis (2030): 100 Euro/tCO₂

Was folgt daraus?

- Beim Vergleich von Technologieoptionen zur Versorgungssicherheit müssen die **gesamtsellschaftlichen Kosten berücksichtigt** werden, um zu entscheiden, welche volkswirtschaftlich vorteilhaft sind.
- Neben den Kosten sind weitere Bewertungskriterien, insbesondere die **Kompatibilität zum Klimaneutralitätsziel 2045** einzubeziehen.
- Mit Blick auf dieses Ziel sollte **der Einsatz von Gaskraftwerken** auf das **notwendige Maß beschränkt** werden. Anstatt Subventionen in Milliardenhöhe für den Neubau von Gaskraftwerken bereitzustellen, sollte der **Fokus** auf dem **Heben von Flexibilitätspotenzialen** wie Batteriespeichern und bidirektionalem Laden, Lastflexibilisierung, Bioenergie und grünem Wasserstoff liegen.

Hintergrund und Ziel der Analyse

Deutschland hat sich mit dem **Klimaschutzgesetz** verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 zu mindern und **spätestens bis 2045 Klimaneutralität** zu erreichen (Bundesregierung 2021). Zur Erreichung dieser Ziele ist ein schneller und weitgehender Ersatz fossiler Energieträger in allen Sektoren erforderlich, auch im Stromsektor.

Während für die Kohleverstromung ein gesetzlich verankerter Ausstiegspfad besteht, sollen neue Erdgaskraftwerke als sogenannte „Brückentechnologie“ aus Gründen der **Versorgungssicherheit** den Übergang zu einem vollständig erneuerbaren Stromsystem ermöglichen. **Erdgaskraftwerke** werden dabei häufig als **vermeintlich kostengünstige Option** zur Bereitstellung gesicherter Leistung dargestellt (FÖS 2024a). Wie die Energiepreiskrise gezeigt hat, ist die **Preisentwicklung** bei Erdgas sehr **unsicher** und die Brennstoffkosten könnten sich aufgrund **politischer Risiken** schnell stark erhöhen. Auch bleiben **gesamtgesellschaftliche Kosten durch Klimaschäden** regelmäßig unberücksichtigt. Denn nur ein Teil dieser Kosten wird über den CO₂-Preis internalisiert, zumal **Methanemissionen entlang der Wertschöpfungskette** von Erdgas je nach Herkunft und Fördermethode beträchtliche zusätzliche Emissionen verursachen.

Dazu kommt, dass die mit ungelösten Klima- und Umwelttrisiken verbundene **Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO₂ (CCS/CCU)** als Option auch für Gaskraftwerke beworben wird. Kraftwerksbetreiber sollen in diesem Kontext entsprechend Zugang zu Investitionshilfen und Infrastrukturförderung erhalten (BMWE 2025).

Der **Fokus auf Erdgas** (ggf. mit CCS/CCU-Option) könnte dabei die Entwicklung und den **Einsatz klimakompatibler Lösungen** zur Versorgungssicherheit **hemmen**, etwa von Wasserstoffkraftwerken, Großbatteriespeichern, Bioenergie und Maßnahmen zur Lastflexibilisierung.

Im Folgenden stellen wir zunächst die aktuellen Pläne der Bundesregierung zur Kraftwerksstrategie dar. Anschließend gehen wir auf die aktuelle Struktur der Erdgasversorgung, auf dessen Klimaschädlichkeit und auf staatliche Förderungen von Erdgas ein. Im Kapitel 3 ermitteln wir anhand eines Referenzkraftwerks die Stromgestehungskosten sowie die **gesamtgesellschaftlichen Kosten** (in Cent/kWh) des Einsatzes von Erdgas zur Deckung der Versorgungssicherheit. Die Ergebnisse ordnen wir anschließend ein, in dem wir sie mit klimafreundlichen Technologien zur Unterstützung der Versorgungssicherheit vergleichen. Kapitel 4 zeigt Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Politik auf.

1 Kraftwerkstrategie der Bundesregierung: mindestens 10 GW neue Gaskraftwerke

Union und SPD haben sich **im Koalitionsvertrag** darauf verständigt, „**bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung** bis 2030 im Rahmen einer zügig zu überarbeitenden Kraftwerksstrategie technologieoffen anzureizen“ (CDU, CSU, SPD 2025).

Nach **Gesprächen mit der EU-Kommission** wurde der Plan zwar reduziert, jedoch sollen im Jahr 2026 insgesamt 12 Gigawatt an neuer, steuerbarer Leistung ausgeschrieben werden. Davon sollen **10 GW Langfristkapazitäten** sein (kontinuierliche Erzeugung von mind. 10 h), die ab spätestens 2031 ihren Betrieb aufnehmen. Den Ankündigungen des BMWE zufolge werden diese Kapazitäten durch **Erdgaskraftwerke** bereitgestellt. Eine Umstellung auf Wasserstoff ist lediglich für 2 GW im Jahr 2040 sowie weitere 2 GW im Jahr 2043 vorgesehen. Es bleibt unklar, ob grüner Wasserstoff zum Einsatz kommen soll. Die **vollständige Dekarbonisierung** der geförderten Kraftwerksleistung soll **erst** im Jahr **2045** erfolgen (BMWE 2026). Dabei bleibt auch das **Abscheiden und Speichern von CO₂ (CCS)** als Dekarbonisierungsoption **möglich** (PV Magazine 2026). Anders als Kohlekraftwerke sind Gaskraftwerke durch das im Herbst 2025 verabschiedete Kohlendioxid-Speicherung-und-Transport-Gesetz nicht vom Zugang zu Kohlendioxidleitungsnetzen und Speichern ausgenommen (BMJV). Damit besteht grundsätzlich die Möglichkeit, Gaskraftwerke in bestehende oder neu zu errichtende CCS-Infrastrukturen einzubinden.

Die ersten **Ausschreibungen für Gaskraftwerke** sollen im **Sommer 2026** erfolgen (Tagesspiegel Background 2026a). Die **Förderung** ist auf eine Laufzeit von **15 Jahren** ausgelegt. Vorgesehen sind Subventionen in Milliardenhöhe (siehe Kapitel 2), die über **eine Umlage auf den Stromverbrauch** ab dem Jahr 2031 finanziert werden sollen (vgl. FÖS 2025a).

2 Erdgas: sauber, günstig, subventionsfrei?

Erdgas wurde und wird von einigen Akteuren als emissionsarme, günstige und subventionsfreie Brückentechnologie dargestellt, dessen Einsatz im Stromsektor in nennenswertem Umfang notwendig sei, bis eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien erreicht ist. Während fast alle Energieszenarien von einem Zubau von Gaskraftwerken ausgehen, wird der notwendige Umfang sehr unterschiedlich eingeschätzt und es wird in der Regel von einer baldigen Umrüstung auf Wasserstoff ausgegangen (vgl. Frontier Economics 2025, BUND/Gaswende 2025).

2024 wurden insgesamt 519 PJ Erdgas für die Stromerzeugung eingesetzt, ca. 19 % des Gasverbrauchs (2.728 PJ) in Deutschland (AG Energiebilanzen 2025). Die Emissionsbilanz ist stark abhängig von der Herkunft des Erdgases bzw. den eingesetzten Fördermethoden. Die Klimakosten werden zudem nicht ausreichend durch den CO₂-Preis internalisiert. Und auch Erdgas profitiert von staatlichen Förderungen.

Erdgasherkunft: Deutschland bleibt abhängig von Importen aus Ländern mit schlechter Umweltbilanz und autoritären Regimen

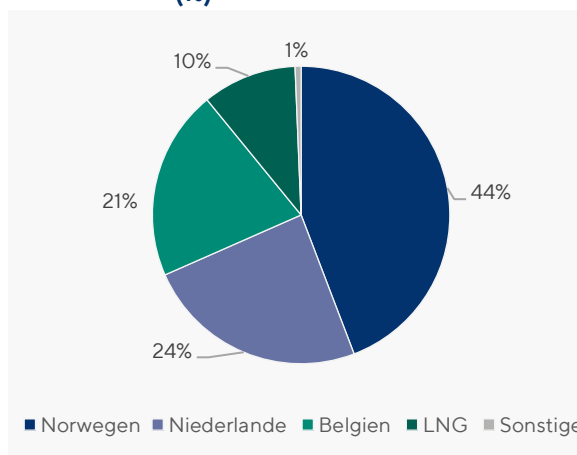
Deutschland ist bei der Gasversorgung weiterhin in hohem Maße von Importen abhängig. Etwa **95 % der Gasnachfrage** werden durch **Importe** gedeckt, während die inländische Erdgasförderung nur eine untergeordnete Rolle spielt. Im Jahr 2024 wurden in Deutschland rund 4,2 Mrd. m³ Erdgas gefördert.

Nach dem Wegfall russischer Pipelineimporte wurde die deutsche Gasversorgung zwar formal diversifiziert. Im Jahr 2025 stammten rund 90 % der Erdgasimporte aus Norwegen, Niederlande und Belgien (siehe Abbildung 2).

Allerdings handelt es sich bei einem erheblichen Teil der Importe aus den Niederlanden und Belgien um **Erdgas aus Drittstaaten**, hauptsächlich in Form von **LNG (Liquified Natural Gas)**, das aus Ländern wie **USA, Russland und Katar** stammt und in den Häfen anlandet, dort regasifiziert und in das Pipelinesnetz eingespeist wird (Urgewald e.V. 2024, DUH 2025a). Auch direkte LNG-Importe in deutsche Häfen nehmen an Bedeutung zu. Im Jahr 2024 lag der LNG-Anteil an den deutschen Erdgasimporten bei rund 8 %, 2025 stieg er auf 10 % an (BNetzA 2026). Im Jahr 2024 kamen rund 86 % der direkten LNG-Importe nach Deutschland aus den USA. Ein Großteil dieses LNG stammt aus der aus

Klimasicht problematischen **Schiefergasförderung (Fracking)** (DUH 2025b; Energy Information Administration 2026).

Abbildung 2: Herkunft importiertes Erdgas 2025 (%)

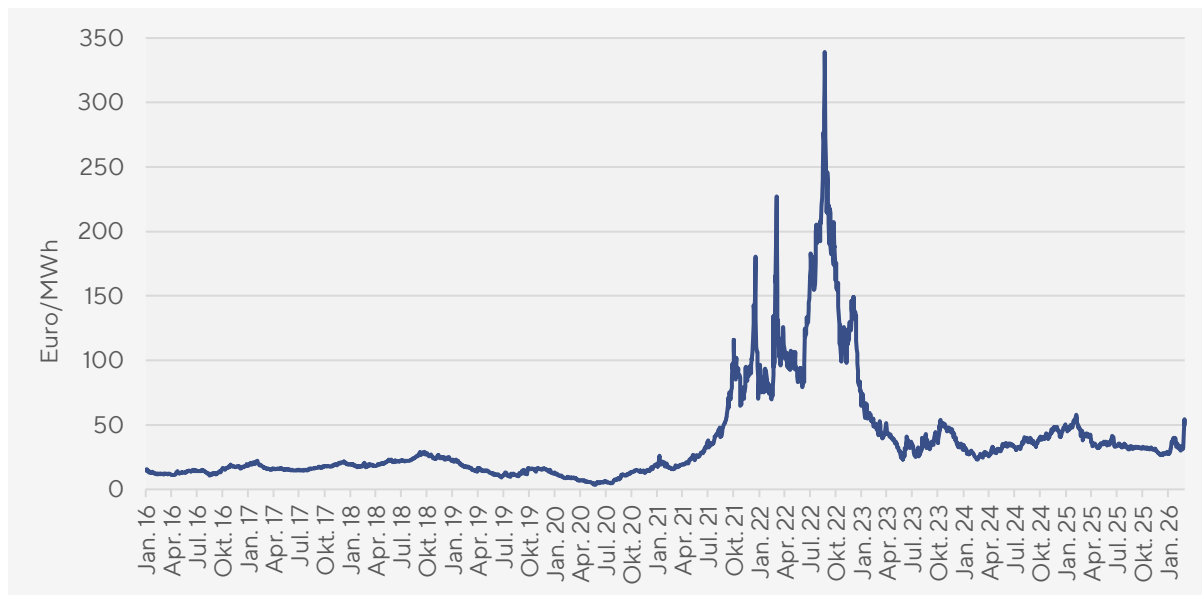


Quelle: Eigene Darstellung nach BNetzA 2026, Anteile der Länder an den importierten Mengen in GWh.

Vor diesem Hintergrund haben sich die **geopolitischen Abhängigkeiten** nicht aufgelöst, sondern lediglich verschoben. Obwohl Deutschland offiziell kein russisches Erdgas mehr importiert, gelangt auch weiterhin **indirekt russisches Gas** über die Netze der Niederlande und Belgiens nach Deutschland, teilweise in Form von LNG (Urgewald e.V. 2024). Zudem unterhält der Gazprom Germania-Nachfolger, das staatliche Unternehmen SEFE (Securing Energy for Europe) weiterhin Verträge über russisches LNG (Bundesregierung 2025a). Die Abhängigkeit hat sich damit von einer einseitigen Fixierung auf russisches Pipelinegas hin zu einer multiplen Abhängigkeit von globalen Gasmärkten verlagert.

Geopolitische Abhängigkeit bedeutet hohes Preisrisiko

Während der Energiepreiskrise stiegen die Gaspreise ab Herbst 2021 stark an. Bereits im Herbst 2021 reduzierte Russland die Gaslieferungen nach Deutschland, was zu steigenden Preisen führte. Nach Beginn des russischen Angriffskriegs und Einstellung der Gaslieferungen über die Nord Stream Pipeline erreichten die Gaspreise 2022 ihren Höchststand (FÖS/Prognos 2024) und lagen im August 2022 in der Spitze bei fast 340 Euro/MWh (Abbildung 3). Das durchschnittliche Großhandelspreisniveau während der Energiepreiskrise 2022/22 betrug 127 Euro/MWh.

Abbildung 3: Erdgaspreise (ICE Dutch TTF Natural Gas Futures) 01.01.2016 – 04.03.2026 (Euro/MWh)

Quelle: eigene Darstellung, Daten von <https://www.investing.com/commodities/ice-dutch-ttf-gas-c1-futures>

Aufgrund der **hohen Erdgaspreise** stiegen auch die **Strompreise** während der Energiepreiskrise deutlich an (auch im Terminmarkt), da Erdgaskraftwerke häufig **preissetzend** für den **Börsenstrompreis** waren. Im EU-Durchschnitt waren Gaskraftwerke in 63 % der Stunden während der Energiepreiskrise 2022 preissetzend, obwohl sie nur etwa 20 % im Erzeugungsmix ausmachten (Europäische Kommission 2024a). Nur mit **umfangreichen Entlastungsmaßnahmen**, die den Staat viele Milliarden gekostet haben, ließen sich die Gas- und Strompreise für Unternehmen und Verbraucher:innen begrenzen (Öko-Institut/FÖS 2022).

Die Energiepreiskrise zeigt, dass **geopolitische Abhängigkeiten** schnell zu **volatilen und hohen Preisen** führen können. Auch die aktuelle Entwicklung seit Beginn des Kriegs im Nahen Osten verdeutlicht, dass die Gaspreise sehr empfindlich reagieren: innerhalb von wenigen Tagen stieg der Erdgaspreis um fast 70%, von knapp 32 Euro/MWh am 27. Februar 2026 auf über 54 Euro/MWh am 03. März 2026, der höchste Stand seit drei Jahren (Abbildung 3). Dadurch könnten auch die Kosten für die Befüllung der Gasspeicher steigen, die derzeit ohnehin einen niedrigen Füllstand aufweisen (Tagesspiegel Background 2026b). Mit dem Import fossiler Energien verbunden ist also eine größere Krisenanfälligkeit und das Risiko von Preisschocks (Tagesspiegel Background 2026c).

Heimische Erdgasförderung begrenzt und umstritten

Die **heimische Erdgasförderung** wird auch in Zukunft keinen substantiellen Beitrag zur Energieversorgung

leisten. Deutschland verfügt über lediglich rund 32 Mrd. m³ sicher oder wahrscheinlich förderbare Erdgasreserven (Stand 2024). Selbst bei vollständiger Ausschöpfung wäre der Beitrag zur Versorgung nur temporär (BVEG 2025). Auch eine Ausweitung der heimischen Erdgasförderung hätte somit nur einen begrenzten energiepolitischen Nutzen. Gleichzeitig zeigen die Projekte Borkum und Reichling, dass zahlreiche **Risiken** bestehen:

- Das Projekt „Gateway to the Ems“ (GEMS) vor der Insel **Borkum** liegt in unmittelbarer Nähe zum UNESCO-Weltnaturerbe Wattenmeer sowie mehrerer Natura-2000-Gebiete. Zu den Risiken zählen unter anderen die **Zerstörung vulnerabler Riffe**, **Gefährdung schallsensibler Tierarten**, **Überschreitung gesetzlicher Lärmgrenzen**, sowie die geplante Einleitung von Lagerstättenwasser mit **Quecksilberkonzentrationen** bis zum 15,7-fachen des zulässigen Grenzwerts (DUH 2025a).
- Beim geplanten Gasprojekt in **Reichling** (Bayern) wird unter anderem befürchtet, dass sich die Förderung negativ auf die **Trinkwasserversorgung** auswirkt. Die Probebohrungen fanden in unmittelbarer Nähe eines Wasserschutzgebiets statt (Bayrischer Rundfunk 2025). Auch werden mögliche Risiken für das **Landschaftsbild** sowie **Auswirkungen auf Umwelt, Landwirtschaft und Tourismus** in unmittelbarer Umgebung befürchtet (Bayrische Staatszeitung 2025).

Klimaschädlichkeit von Erdgas je nach Vorkettenemissionen unterschiedlich

Die klimapolitische Bewertung von Erdgas hängt nicht allein von den direkten Emissionen bei der Stromerzeugung ab. Ein Teil der Klimawirkung entsteht entlang der vorgelagerten Wertschöpfungskette, insbesondere bei Förderung, Verarbeitung und Transport. Vor diesem Hintergrund variiert die Klimaschädlichkeit von Erdgas je nach Herkunft, Fördermethode und Lieferweg erheblich.

Eine zentrale Rolle für diese Unterschiede spielen **Methanemissionen**. Methan ist nach Kohlendioxid das zweitwichtigste anthropogene Treibhausgas. Über einen Zeitraum von 100 Jahren besitzt Methan ein 28-fach höheres Treibhauspotenzial als CO₂, über 20 Jahre sogar ein 86-fach höheres (IPCC 2013; Wang u. a. 2023). Rund 35 % der globalen anthropogenen Methanemissionen stammen aus der Förderung, Verarbeitung und Verteilung fossiler Brennstoffe (UNEP 2021). Innerhalb der EU ist der Energiesektor für etwa 19 % der Methanemissionen verantwortlich (Stand 2021) (Europäische Kommission 2021).

Methanemissionen treten entlang der gesamten Erdgas-Wertschöpfungskette auf (FÖS 2021):

- im **Upstream-Bereich** durch Leckagen bei Förderung, Produktion und Aufbereitung,
- im **Midstream- und Downstream-Bereich** durch Emissionen aus Pipelines, Verdichterstationen und Speicheranlagen sowie bei
- der Endnutzung durch **Methanschlupf** bei unvollständiger Verbrennung.

Da über 95 % des Erdgases importiert werden, entstehen große Teile der Methanemissionen außerhalb des deutschen Hoheitsgebiets und werden nicht in der nationalen Treibhausgasbilanz erfasst. Dies führt zu einer systematischen **Unterschätzung der tatsächlichen Klimawirkung des deutschen Erdgasverbrauchs**.

Studien zeigen, dass Erdgas bereits bei Leckraten zwischen 2,4 und 3,2 % seinen vermeintlichen Klimavorteil gegenüber Kohle verliert (Howarth 2024). Für durch Fracking gewonnenes Gas wird vermutet, dass sich die Leckrate selbst unter optimierten Bedingungen kaum unter 3,8 % senken lässt (Howarth 2015). Unabhängige Messungen in den USA haben zudem teils bis zu 60 % höhere Methanemissionen ergeben als offiziell gemeldet (Jones u. a. 2021). Im Ergebnis kann **der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung** je nach Gasherkunft und Leckagen sogar **klimaschädlicher** sein als der von **Kohle** (EnergyWatchGroup 2019).

Klimakosten unzureichend eingepreist

Der CO₂-Preis (Emissionshandel im ETS 1) deckt bisher nur einen Teil der Klimaschadenskosten ab (siehe Kapitel 3). Gemäß Methodenkonvention schätzt das Umweltbundesamt die **Klimakosten** von im Jahr 2024 emittierten Treibhausgasen **auf 300 Euro/t CO₂äq**, wenn eine Zeitpräferenzrate von 1 % angenommen wird, d.h. eine **Höhergewichtung der Wohlfahrt der heutigen Generation** gegenüber der Wohlfahrt künftiger Generationen. **Wird die Wohlfahrt der Generationen gleichgewichtet** (Zeitpräferenzrate von 0 %), belaufen sich die Klimakosten sogar auf **880 Euro₂₀₂₄ /t CO₂äq**. Der **CO₂-Preis** im Jahr 2024 betrug dagegen nur **67 Euro/t CO₂** (DEHSt 2025). Die erwarteten Klimaschadenskosten sind also weit größer als durch den Emissionshandel bisher eingepreist („internalisiert“), zumal im Emissionshandel Methanemissionen außerhalb Europas bei Erdgasförderung und -transport nicht berücksichtigt werden.

Staatliche Förderung: Erdgas ist kein subventionsfreier Energieträger

Erdgas wird in Deutschland durch verschiedene staatliche Förderungen begünstigt, die auch nach der Energiepreiskrise weiterbestehen. Diese Unterstützungen wirken kostenmindernd und beeinflussen damit auch die Wirtschaftlichkeit von Erdgaskraftwerken:

- Ein Beispiel ist die **Finanzierung der Gasspeicher**: Seit Anfang 2026 werden die Kosten in einem Umfang von **mehr als 3 Mrd. Euro** aus dem Klima- und Transformationsfonds finanziert. Die bisher auf den Gaspreis aufgeschlagene Gasspeichermulage, die ursprünglich noch bis März 2027 erhoben werden sollte, entfällt entsprechend (Bundesregierung 2025b).
- **Aufbau und Betrieb von LNG-Terminals** werden staatlich subventioniert. Für den Betrieb von vier schwimmenden Importterminals in Brunsbüttel, Stade sowie an zwei Standorten in Wilhelmshaven erhält die Deutsche Energy Terminal (DET) staatliche Mittel **von bis zu 5 Mrd. Euro** (Europäische Kommission 2024b). Im **Jahr 2025** sind im Sondervermögen für Infrastruktur Ausgaben von **835 Mio. Euro** für LNG Terminals und Schiffe angesetzt (FÖS 2025b).
- **Energiesteuerbefreiung für die Stromerzeugung**: Erdgas ist von der **Energiesteuer befreit**, sofern es als Brennstoff für die Stromerzeugung in ortsfesten Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt verwendet wird. Im Gegenzug wird die Stromsteuer auf den Stromverbrauch erhoben. Begründet wird die

Steuerbegünstigung mit der Vermeidung der Doppelbesteuerung bei der Stromerzeugung. EU-rechtlich wäre eine Doppelbesteuerung von Brennstoffen und Strom aus Umweltschutzgründen jedoch explizit möglich. Angesichts der zuletzt deutlich ausgeweiteten Stromsteuerentlastung von 20 Euro/MWh für das produzierende Gewerbe und einer laut Koalitionsvertrag eigentlich vorgesehenen Stromsteuerabsenkung für alle Verbraucher:innen greift das Argument einer doppelten Belastung ohnehin nicht mehr. Die Befreiung von der Energiesteuer senkt die Stromgestehungskosten und begünstigt so die Stromerzeugung aus fossilen Energien. Das **Subventionsvolumen** für Erdgas betrug im **Jahr 2024** rund **1,2 Mrd. Euro** (Destatis 2025).

- **Geplante Beihilfen im Rahmen der Kraftwerksstrategie:** Die Beihilfebeträge für die Kraftwerksstrategie sind noch nicht bekannt, da das Ausschreibungsdesign noch nicht feststeht. Sie sollen als Umlage auf die Strompreise gewälzt werden. In der Konsultation zur Kraftwerksstrategie der alten Bundesregierung wurden die Förderkosten für 5 GW Gaskraftwerke auf 3,3 Mrd. Euro geschätzt (FÖS 2025c). Für die geplanten **10 GW** könnte die Förderung somit **6,6 Mrd. Euro** betragen.

3 Gesamtgesellschaftliche Kosten neuer Erdgaskraftwerke

Nach den aktuellen Plänen der Bundesregierung soll der größte Teil der neuen Gaskraftwerke noch bis 2045 klimaschädliches CO₂ emittieren dürfen, obwohl die Klimakosten auch bei steigenden CO₂-Preisen bis 2045 nur unzureichend internalisiert sein werden. Dazu kommen Methanemissionen, die je nach Herkunft des Erdgases dazu führen können, dass die Erzeugung einer kWh Strom aus Gaskraftwerken eine klimaschädlichere Wirkung aufweist als bei Erzeugung im Kohlekraftwerk (EnergyWatchGroup 2019).

Im Folgenden berechnen wir Spannbreiten der Stromgestehungskosten neuer Gaskraftwerke ohne Umstellung auf Wasserstoff, die im Zuge der Kraftwerkstrategie aus Gründen der Versorgungssicherheit zugebaut werden sollen.

3.1 Methodik: Anlagengröße, Kosten, Laufzeit

Die Abschätzung der **Stromgestehungskosten** erfolgt für ein neu errichtetes **Erdgasturbinenkraftwerk**, das im Jahr 2030 in Betrieb geht. Die ökonomische Nutzungsdauer wird auf 15 Jahre begrenzt, da die Klimaneutralitätsziele keinen Weiterbetrieb nach 2045 erlauben. Die begrenzte Nutzungsdauer spiegelt somit die Rolle des Kraftwerks als zeitlich begrenzte Übergangstechnologie zur Versorgungssicherung wider.

Investitions- und Betriebskosten sowie Brennstoff- und CO₂-Preise werden auf Basis von (Fraunhofer ISE 2024) angesetzt und in realen Preisen (Euro₂₀₂₄) ausgewiesen (siehe Textbox). Bei der Berechnung der nicht-internalisierten Klimaschadenskosten wurden Vorkettenemissionen einbezogen (Werte aus BUND/Gaswende 2025). Bei der Berechnung der CO₂-Kosten wurden Vorkettenemissionen nicht berücksichtigt, da sie größtenteils nicht im Anwendungsbereich des EU ETS 1 entstehen.

Die Auslastung des Kraftwerks wird mit 1.000 Volllaststunden pro Jahr angesetzt. Diese Annahme bildet einen überwiegend auf Engpass- und **Dunkelflautenperioden** ausgerichteten Einsatz ab (vgl. FÖS 2024b). Empirische Auswertungen zeigen, dass Dunkelflauten in Deutschland vergleichsweise selten auftreten und sich typischerweise auf wenige Ereignisse pro Jahr mit begrenzter Gesamtdauer beschränken. Im Jahr 2025 dauerten alle Dunkelflautenereignisse mit mehr als 24

Stunden Dauer zusammengekommen 407 Stunden (Kirk 2025).

Annahmen zur Abschätzung der Stromgestehungskosten

Anlagentyp und Laufzeit

- Neubau Gasturbinenkraftwerk (Inbetriebnahme 2030), 500 MW
- Ökonomische Nutzungsdauer: 15 Jahre (aufgrund Klimaneutralitätsziel 2045 kein Weiterbetrieb möglich)
- Einsatz als flexible Backup-Kapazität

Kostenannahmen

- CAPEX: 660 Euro₂₀₂₄/kW¹
- OPEX fix: 23,2 Euro₂₀₂₄/kW_a
- OPEX variabel: 0,0035 Euro₂₀₂₄/kWh
- Realer WACC: 6,4 %

Auslastung

- 1.000 Volllaststunden pro Jahr
- Begründung: Einsatz in Engpass- und Dunkelflautenperioden

Brennstoff- und CO₂-Kosten

- Erdgaspreis:
 - Referenz: 27 Euro₂₀₂₄/MWh
 - Sensitivität: 127 Euro₂₀₂₄/MWh²
- CO₂-Preis (Euro₂₀₂₄/t CO₂):

Jahr	2030	2035	2040	2045
Referenz	100	125	150	175
Sensitivität	150	225	300	375

Klimaschadenskosten

- 1 % reine Zeitpräferenzrate:
 - 335 Euro₂₀₂₄/tCO₂ (2030), ansteigend auf 435 Euro₂₀₂₄/tCO₂ (2050)
- 0 % reine Zeitpräferenzrate:
 - 940 Euro₂₀₂₄/tCO₂ (2030), ansteigend auf 1.080 Euro₂₀₂₄/tCO₂ (2050)

¹ Vgl. FÖS (2024b).

² Für ein Hochpreis-Szenario wird ein Erdgaspreis von 127 Euro/MWh angesetzt, der dem Durchschnitt der

Großhandelspreise im Zeitraum Februar 2022 bis Februar 2023 entspricht und das Preisniveau während der Energiepreiskrise abbildet.

- Nicht-internalisierte externe Kosten werden als Differenz zwischen Klimaschadenskosten und CO₂-Preis definiert

Quelle: eigene Darstellung, nach (Fraunhofer ISE 2024; UBA 2020)

Neben den direkten Kosten beim Betreiber des Kraftwerks fallen externe Kosten durch nicht-internalisierte Klimakosten an. Zur Abschätzung werden Klimaschadenskosten gemäß der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes herangezogen (UBA 2020). Die Differenz zwischen Klimaschadenskosten und CO₂-Preis wird als Maß für nicht-internalisierte externe Kosten ausgewiesen.

3.2 Ergebnis: gesamtgesellschaftliche Kosten von 35 bis 67 Cent/kWh

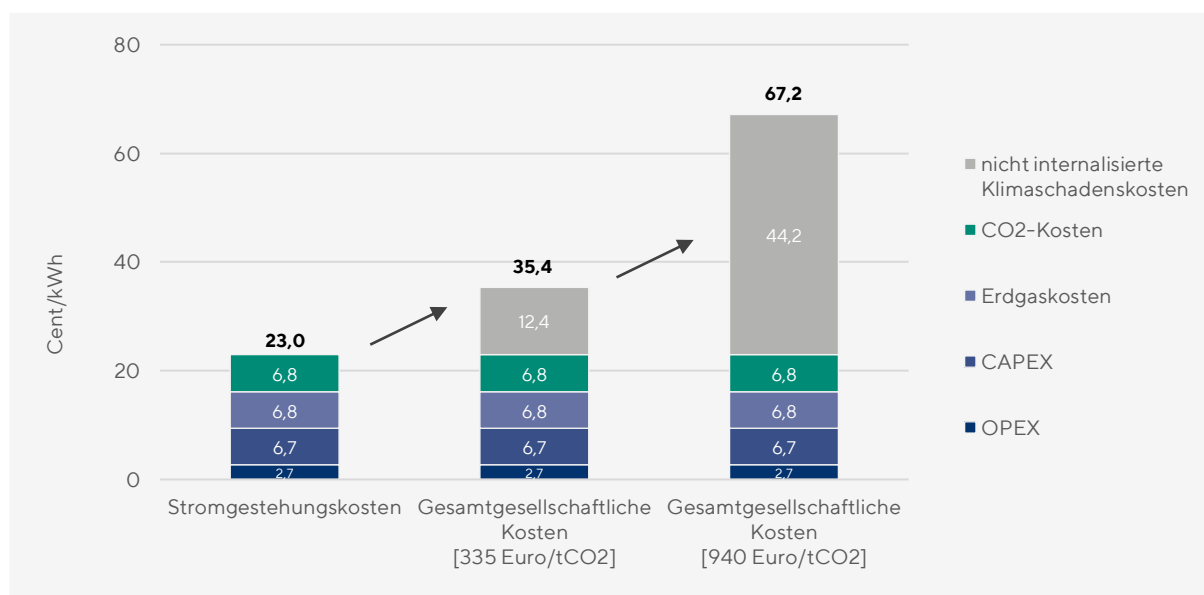
Ohne Berücksichtigung nicht-internalisierter Klimakosten betragen die **Stromgestehungskosten** des

betrachteten Gaskraftwerks rund **23 Cent/kWh**. Die Kostenstruktur ist dabei durch kapital- und emissions-bezogene Kosten geprägt: Sowohl die Investitionskosten (CAPEX) als auch die Kosten für Erdgas und CO₂ tragen jeweils mit knapp 7 Cent/kWh zu den Stromgestehungskosten bei, während die betrieblichen Kosten (OPEX) rund 3 Cent/kWh ausmachen.

Die gesamtgesellschaftlichen Kosten sind jedoch wesentlich höher: werden zusätzlich die nicht über den CO₂-Preis internalisierten Klimaschadenskosten berücksichtigt, steigen die Kosten merklich an.

- Bei einem **Klimaschadenskostensatz von 335 Euro₂₀₂₄/t CO₂** ergeben sich nicht-internalisierte Klimaschadenskosten von rund 12 Cent/kWh. Die **gesamtgesellschaftlichen Kosten** betragen dadurch etwa **35 Cent/kWh**.
- Bei einem höheren **Klimaschadenskostensatz von 940 Euro₂₀₂₄/t CO₂** betragen die nicht-internalisierten Klimaschadenskosten rund 44 Cent/kWh. In diesem Fall steigen die **gesamtgesellschaftlichen Kosten** auf insgesamt rund **67 Cent/kWh**.

Abbildung 4: Stromgestehungskosten und gesamtgesellschaftliche Kosten, Erdgaskraftwerk [Cent/kWh, 2030]



Quelle: eigene Darstellung

Anmerkung: Volllaststunden: 1.000; Klimaschadenskosten: 335 bzw. 940 Euro/t CO₂ gemäß UBA-Methodenkonvention, Internalisierung durch CO₂-Preis (2030): 100 Euro/tCO₂

Auswirkungen auf Strompreise

Die Auswirkungen auf die Strompreise hängen von verschiedenen Faktoren ab. Back-up-Kraftwerke kommen in Stunden zu Einsatz, in denen die Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht und bestimmen dann den Börsenstrompreis. Entscheidend sind dabei die **Grenzkosten des Kraftwerks** (im Wesentlichen Brennstoffpreis und CO₂-Kosten), nicht die Gestehungskosten. Neben dem Börsenstrompreis

spielen beim **Strompreis** für Verbraucher:innen auch **weitere Preisbestandteile** eine Rolle, insb. Netzentgelte. Als zusätzliche Preiskomponente wird ab 2031 die **Gasumlage** Verbraucher:innen belasten, die die Gaskraftwerke für die Vorhaltung der Kapazität erhalten sollen. Die **genaue Höhe** ist jedoch noch **unklar**. Berechnungen auf Grundlage der im Koalitionsvertrag noch vorgesehenen Erweiterung auf 20 GW schätzten die Umlage auf mind. 0,6 ct/kWh (FÖS 2025c).

Sensitivitäten

Die direkt „sichtbaren“ Stromgestehungskosten hängen maßgeblich von der Höhe der CO₂-Bepreisung ab und damit davon, in welchem Umfang Klimaschadenskosten internalisiert sind. Mit steigenden CO₂-Preisen nimmt der internalisierte Anteil der Klimaschadenskosten zu, sodass sich die Stromgestehungskosten den gesamtgesellschaftlichen Kosten annähern. So steigen die **Stromgestehungskosten** bei 1.000 Volllaststunden von rund **23 Cent/kWh** im **Referenz-CO₂-**

Preisszenario auf rund **28 Cent/kWh** im hohen **CO₂-Preisszenario** (150 Euro/t CO₂).

In einem Szenario mit einem **Erdgaspreis von 127 Euro/MWh** – entsprechend dem durchschnittlichen Großhandelspreisniveau während der Energiepreiskrise 2022/23 – steigen die **Stromgestehungskosten** bei auf rund **48 Cent/kWh** im **Referenz-CO₂-Preisszenario** bzw. auf rund **53 Cent/kWh** im **hohen CO₂-Preisszenario**.

Darüber hinaus variieren die Kosten in Abhängigkeit von der Anzahl der Volllaststunden (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von CO₂- & Brennstoffpreisen und Volllaststunden [Cent/kWh, 2030]

Stromgestehungskosten \ Volllaststunden	500	1.000	1.500	2.000
Stromgestehungskosten , (Brennstoffpreis 27 Euro/MWh)	CO ₂ -Preis _{Referenz} : 100 Euro/t			
	31,8	23,0	19,7	18,2
	CO ₂ -Preis _{hoch} : 150 Euro/t			
	37,4	28,4	25,4	23,9
Stromgestehungskosten (Brennstoffpreis 127 Euro/MWh)	CO ₂ -Preis _{Referenz} : 100 Euro/t			
	56,8	47,7	44,7	43,2
	CO ₂ -Preis _{hoch} : 150 Euro/t			
	62,4	53,4	50,4	48,9

Quelle: eigene Darstellung

Anmerkung: Klimaschadenskosten (2030): 335 Euro/tCO₂

Eine weitere Sensitivität zeigt die **Auswirkungen der Volllaststunden auf Emissionen und nicht-internalisierte Klimaschäden**. Diese betragen im **Referenzfall** (1.000 Volllaststunden, Brennstoffpreis 27 Euro/MWh, CO₂-Preis 2030: 100 Euro/t) insg. **4,2 Mio. t CO₂äq** bzw. **992 bis 3.538 Mio. Euro** an **nicht-internalisierten Klimaschäden**. Mit steigender Auslastung sinken zwar die gesamtgesellschaftlichen Kosten je kWh. Die Gesamtemissionen – und damit die absoluten Klimaschadenskosten – nehmen jedoch mit steigenden Volllaststunden zu. Zu hohe Auslastungen der neuen Gaskraftwerke sind mit den Klimazielen nicht vereinbar (FÖS 2024b).

Die **kumulierten Emissionen** des betrachteten Gaskraftwerks betragen über den Zeitraum von 2030 bis 2045 zwischen rund **2,1 Mio. t CO₂** (500 Volllaststunden) und etwa **8,4 Mio. t CO₂** (2.000 Volllaststunden). Entsprechend erhöhen sich auch die **nicht-internalisierten Klimaschadenskosten** mit steigender Auslastung. Bei einem Klimaschadenskostensatz von **335 Euro/t CO₂** und den angenommenen Referenz-CO₂-Preisen steigen diese von rund **0,5 Mrd. Euro auf knapp 2 Mrd. Euro**. Bei einem höheren Kostensatz von **940 Euro/t CO₂** erhöhen sich die nicht-internalisierten Klimaschadenskosten im selben Zeitraum von rund **1,7 Mrd. Euro auf etwa 7 Mrd. Euro** (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Gesamtemissionen & nicht internalisierte Klimaschadenskosten
[Gasturbinenkraftwerk 500 MW, 2030 bis 2045]

Emissionen & Klimaschadenskosten / Volllaststunden		500	1.000	1.500	2.000
Emissionen [Mio. tCO ₂]		2,1	4,2	6,3	8,4
Nicht internalisierte Klimaschadenskosten [Mio. Euro]	1 % Zeitpräfe- renzrate	496	992	1.488	1.984
	0 % Zeitpräfe- renzrate	1.769	3.538	5.307	7.076

Quelle: eigene Darstellung
Anmerkung: angenommener CO₂-Preis (2030): 100 Euro/tCO₂

3.3 Einordnung:
Stromgestehungskosten von
Gaskraftwerken im Vergleich zu
anderen Technologien

Um die Kosten von Erdgaskraftwerken einordnen zu können, müssen sie mit denen anderer Technologien zur Unterstützung der Versorgungssicherheit verglichen werden. In verschiedenen Analysen sind Abschätzungen vorgenommen worden, z.B. zu Wasserstoffkraftwerken, Speichern und Bioenergie.³

Wasserstoffkraftwerke und
Gaskraftwerke mit CCS

Aktuelle Berechnungen des Reiner-Lemoine-Instituts zeigen, dass die **Stromgestehungskosten** von **grünem Wasserstoff** mit **23,5 Cent/kWh** für das Zieljahr 2037 nur leicht über denen von Gaskraftwerken liegen (unter Berücksichtigung von CO₂-Kosten in Höhe von 200 Euro/t CO_{2aq}). Andere Optionen wie Gaskraftwerke mit CCS, oder die Verwendung von grauem, türkischem oder blauem Wasserstoff weisen z.T. deutlich höhere Stromgestehungskosten auf (Tabelle 3).

Tabelle 3: Stromgestehungskosten
verschiedener Technologien

Technologie	Stromgestehungskosten (Cent/kWh)
Gaskraftwerke (ohne CCS)	21,4
Grüner Wasserstoff	23,5
Türkiser Wasserstoff	26,9
Gaskraftwerke + CCS	27,7
Grauer Wasserstoff	28,9
Blauer Wasserstoff	30,7

Quelle: Eigene Darstellung, BUND/Gaswende (2025)

Allerdings bestehen bei der **Kostenabschätzung** für Wasserstofftechnologien derzeit **große Unsicherheiten** und dementsprechend **große Bandbreiten**. Fraunhofer ISE (2025) nimmt an, dass die Stromgestehungskosten neu errichteter Wasserstoffkraftwerke aufgrund hoher Brennstoffkosten je nach Volllaststunden bei 40 bis 60 Cent/kWh liegen. In früheren Studien wurden aufgrund des Markthochlaufs, Lernkurven und Skaleneffekten oft niedrigere Werte für die Gestehungskosten von grünem Wasserstoff ermittelt als aktuell. So stellte das Wuppertal-Institut (2023) Wasserstoffgestehungskosten zwischen 2,50 und 4,50 Euro/kg für das Jahr 2030 fest. Projektentwickler erwarten im Jahr 2030 jedoch aktuell eher Preise zwischen 6 und 10 Euro/kg für grünen Wasserstoff, d.h. zwischen 45-75 Cent/kWh für den daraus erzeugten Strom (FfE 2025).

³ Ein direkter Vergleich dieser Ergebnisse mit unseren Berechnungen für ein Gaskraftwerk ist aufgrund unterschiedlicher Annahmen und verwendeter

Parameter nicht möglich. Daher sind sie im Folgenden separat ausgewiesen.

Weitere Technologieoptionen: Biogas, Speicher, Wasserkraft, Lastmanagement

Neben grünem Wasserstoff bestehen noch eine Reihe weiterer klimafreundlicher Technologieoptionen für die Versorgungssicherheit.

- **Biogas:** Je nach Anlagenkonfiguration unterscheiden sich auch bei Biogas die Stromgestehungskosten stark (vgl. Fraunhofer ISE 2025, IZES 2025). Die Kapazitätserweiterung ist dabei kostengünstiger als der Neubau. Fraunhofer ISE (2025) ermittelt Stromgestehungskosten von Biogasanlagen mit Kapazitätserweiterung im Jahr 2030 zwischen **29,9 und 64 Cent/kWh** je nach Anzahl der Volllaststunden. Bei neu errichteten Biogasanlagen beträgt die Spannbreite 32,7 bis 132,7 Cent/kWh. IZES (2025) geht von deutlich niedrigeren Stromgestehungskosten überbauter Bestandsanlagen zwischen **22,5 und 29,1 Cent/kWh** aus (bei 2.190 bis 2.920 Volllaststunden pro Jahr). Vorteil der Überbauung bestehender Biogasanlagen (Kapazitätserweiterung) und Nutzung als Back-up-Kraftwerke ist dabei auch, dass trotz einer möglichen Verdoppelung der bestehenden Biogasleistung von heute 6 auf **12 GW bis zum Jahr 2030** kein zusätzlicher Ausbau von Energiepflanzen nötig ist, da die Anzahl der Betriebsstunden entsprechend reduziert wird (AEE 2024). **Bis 2045** sind Schätzungen zufolge sogar Potenziale von bis zu **24 GW** installierter Leistung erschließbar (Frontier Economics 2025).
- **Speicher:** Großbatteriespeicher können das 10 h-Kriterium der Kraftwerksausschreibungen (siehe Kapitel 1) erfüllen, auch wenn sie derzeit noch für deutlich kürzere Entladevorgänge ausgelegt sind. Dabei könnte die Investitionskostenförderung sogar niedriger ausfallen als die bisherigen Schätzungen für Gaskraftwerke. Während bei Gaskraftwerken von 660 Euro/kW ausgegangen wird (vgl. Kapitel 2), ergäbe sich für Speicher eine Investitionskostenförderung von rund **450 Euro/kW** (Regelleistung Online 2025).
- **Wasserkraft:** Wasserkraftwerke können durch Flexibilisierung der Laufwasserkraftwerke und bedarfsgerechte Fahrweise der Pumpspeicherkraftwerke zur Versorgungssicherheit beitragen. Schätzungen gehen von einem kurzfristigen **Potenzial von 1 bis 2 GW und perspektivisch 3 bis 3,5 GW** durch Flexibilisierung der Wasserkraft aus (Frontier Economics 2025).
- **Lastmanagement:** Auch die Flexibilisierung des Stromverbrauchs (Demand Side Management, DSM) kann einen wichtigen Beitrag leisten, sowohl auf Ebene der Haushalte (z.B. Wärmepumpen und

Elektroautos) als auch im Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor (GHD) und der Industrie. Allein in der Wirtschaft werden Potenziale von ca. **6 bis 21 GW** geschätzt (für 2030 bzw. perspektivisch bis 2045) (Frontier Economics 2025). Die Kosten für die technische Umsetzung sind oft gering; die Gesamtkosten hängen davon ab, in welchem Umfang wirtschaftliche Wertschöpfung durch DSM nicht nur verlagert, sondern reduziert wird.

Der Vergleich zeigt: Wie bei Erdgaskraftwerken sind Szenarien zu den künftigen Kosten anderer Technologieoptionen mit **großen Unsicherheiten** behaftet. Ein **Kostenvorteil bei den Stromgestehungskosten** allein sollte **nicht als alleiniges Entscheidungskriterium** dienen, zumal die **gesamtgesellschaftlichen Kosten** berücksichtigt werden müssen. Die Kosten der Erdgas-Back-up Kraftwerke müssen also sorgfältig gegen andere Technologieoptionen abgewogen werden und Entscheidungen unter Berücksichtigung weiterer Kriterien getroffen werden (vgl. (FÖS 2025a).

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Um auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 weiterhin konsequent voranzuschreiten, sollte der **Einsatz von Gaskraftwerken** auf das **notwendige Maß beschränkt** werden. Denn klar ist auch: Gaskraftwerke werden die Energiewende nicht günstiger machen. Der Betrieb rechnet sich nur mit **Subventionen**, die über die Stromrechnung abbezahlt werden müssen. Dazu kommen **Kosten für folgende Generationen** durch die unzulängliche Internalisierung von Klimaschäden. Anstatt Subventionen in Milliardenhöhe für den Neubau von Gaskraftwerken bereitzustellen, sollte der Fokus auf das **Heben von Flexibilitätspotenzialen wie Batteriespeichern und bidirektionalem Laden, Lastflexibilisierung, Bioenergie und grünem Wasserstoff** liegen. Berechnungen zeigen, dass die Einsatzstunden von klimaschädlichen Gaskraftwerken dadurch deutlich reduziert werden können (BUND/Gaswende 2025). Beim Vergleich der verschiedenen Technologien wird deutlich, dass die **Stromgestehungskosten** in einer **ähnlichen Größenordnung** liegen, Versorgungssicherheit also auch mit klimafreundlichen Optionen kosteneffizient ermöglicht werden kann. Allerdings bestehen große **Unsicherheiten und Bandbreiten**. Dies gilt jedoch auch für Gaskraftwerke: Es ist unsicher, wie teuer der **Strom** aus den **Gaskraftwerken** sein wird, denn die künftige Entwicklung der Erdgaspreise ist ungewiss. Sollten sich Entwicklungen wie während der Energiepreiskrise aufgrund **politischer Risiken** wiederholen, drohen sehr **hohe Kosten**. Wie

die aktuellen Entwicklungen durch den Krieg im Nahen Osten zeigen, reagieren die Erdgaspreise sehr empfindlich auf Störungen. Analyst:innen warnen bereits vor dem nächsten Preisschock. Auch eine geringere Auslastung und steigende CO₂-Preise können die Stromgestehungskosten deutlich nach oben verschieben.

Volkswirtschaftlich sind mit dem Betrieb neuer Gaskraftwerke ohnehin erhebliche Kosten verbunden: die **gesamtgesellschaftlichen Kosten** durch nicht-internalisierte Klimakosten liegen in einer Größenordnung von **35 bis 67 Cent/kWh**. Sie müssen bei einem Vergleich der Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen Technologieoptionen zur Versorgungssicherheit berücksichtigt werden.

Ziel einer mit den **Klimazielen vereinbaren Kraftwerksstrategie** sollte sein, **fossile Lock-in-Effekte zu vermeiden** sowie die Benachteiligung alternativer, klimafreundlicher Optionen – etwa Speicher, Lastflexibilisierung, Wasserstoffkraftwerke oder Bioenergie – zu verhindern. Die Ausschreibungen sollten daher von vornherein nicht nur Vorgaben zur Umrüstbarkeit der Gaskraftwerke auf Wasserstoff enthalten, sondern auch konkrete Zeitpunkte festlegen, zu denen die Umstellung erfolgt sein muss.

LITERATURVERZEICHNIS

AEE (2024): Regelbare Kraftwerke und Speicher in den Bundesländern. Abrufbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/6581.AEE_RenewsKompakt_Kraftwerke_okt24.pdf.

AG Energiebilanzen (2025): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland – Daten für die Jahre von 1990 bis 2024. Abrufbar unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/EBD24p2_Auswertungstabellen_deutsch.pdf.

Bayerische Staatszeitung (2025): Reichling am Ammersee: Ergebnisse von Gasbohrung frühestens Anfang 2026. Abrufbar unter: <https://www.bayerische-staatszeitung.de/staatszeitung/wirtschaft/detailansicht-wirtschaft/artikel/ergebnisse-von-gasbohrung-fruehestens-anfang-2026.html#topPosition>.

Bayerischer Rundfunk (2025): Erdgasbohrung in Reichling: Energiesicherheit oder Klimakiller?. Abrufbar unter: <https://www.br.de/nachrichten/bayern/erdgasbohrung-in-reichling-energiesicherheit-oder-klimakiller.UwVCRmp>.

BMJV § 33 KSpTG – Einzelnorm. Abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/kspg/_33.html.

BMWE (2025): Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben. Abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=22. Letzter Zugriff am: 18.9.2025.

BMWE (2026): Grundsatzeinigung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie. Abrufbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2026/01/20260115-grundsatzeinigung-mit-europaeischen-kommission-ueber-eckpunkte-der-kraftwerksstrategie.html>.

BNetzA (2026): Aktuelle Lage Gasversorgung. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/svg/Gasimporte/Gasimporte.html?nn=652300.

BUND, Gaswende (2025): Smart statt Gas: Flexibilisierung als Schlüssel für ein zukunftsfestes Energiesystem. Abrufbar unter: <https://www.bund.net/service/publikationen/detail/publication/smart-statt-gas-flexibilisierung-als-schluesel-fuer-ein-zukunftsfestes-energiesystem/>.

Bundesregierung (2021): Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie – Weiterentwicklung 2021. Berlin.

Bundesregierung (2025a): Russische Kriegsfinanzierung durch fossile Energie-Exporte in die EU. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion Bündnis 90 / Die Grünen. Abrufbar unter: <https://dser-ver.bundestag.de/btd/21/024/2102484.pdf>.

Bundesregierung (2025b): Abschaffung der Gasspeicherumlage | Bundesregierung. Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/abschaffung-gasspeicherumlage-2375074>.

BVEG (2025): Erdgasförderung 2024. Abrufbar unter: <https://jahresbericht.bveg.de/wp-content/uploads/sites/3/2025/08/2025-05-13-Erdgasforderung.pdf>.

CDU, CSU, SPD (2025): Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 21. Legislaturperiode. Abrufbar unter: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag_2025.pdf.

DEHSt (2025): Emissionssituation 2024 im Europäischen Emissionshandel 1. Abrufbar unter: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=8.

Destatis (2025): Energiesteuerstatistik, Berichtsjahr: 2024. Abrufbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Staat/Steuern/Verbrauchssteuern/Publikationen/Downloads-Verbrauchssteuern/statistischer-bericht-energiesteuerstatistik-2140930247005.html>.

DUH (2025a): Neue Gasbohrungen vor Borkum. Abrufbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/Hintergrundpapier_Die_Gasbohrungen_vor_Borkum_2025.pdf.

DUH (2025b): Terminals schlecht ausgelastet und mit geringer Relevanz für deutsche Erdgasversorgung. Abrufbar unter: <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-wertet-Ing-importe-2024-aus-terminals-schlecht-ausgelastet-und-mit-geringer-re/>.

Energy Information Administration (2026): U.S. Natural Gas Exports by Country. Abrufbar unter: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm.

EnergyWatchGroup (2019): Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz. Abrufbar unter: http://energywatch-group.org/wp-content/uploads/EWG_Erdgasstudie_2019.pdf.

Europäische Kommission (2021): Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/qanda_21_6684.

Europäische Kommission (2024a): The future of European competitiveness (Draghi-Report). Abrufbar unter: https://commission.europa.eu/document/download/ec1409c1-d4b4-4882-8bdd-3519f86bbb92_en?file-name=The+future+of+European+competitiveness+In-depth+analysis+and+recommendations_O.pdf.

Europäische Kommission (2024b): State Aid SA.105137 (2024/NN) – Germany Deutsche Energy Terminal GmbH. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/202543/SA_105137_134.pdf.

FfE (2025): Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht. Diskussionspapier. Abrufbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf.

FÖS (2021): Pricing methane: Implementing a methane pricing model for the EU gas market. Abrufbar unter: https://foes.de/en-us/publications/publication?tx_foespublications_listpublications%5Baction%5D=show&tx_foespublications_listpublications%5Bcontroller%5D=Publication&tx_foespublications_listpublications%5Bpublication%5D=267&cHash=ad477dc29f9001e00e041a1441326154.

FÖS (2024a): Was heißt eigentlich Versorgungssicherheit? – Mit der Energiewende zu Sicherheit, Verlässlichkeit und Stabilität. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2024/2024_03_DUH_FOES_Impulspapier_Versorgungssicherheit.pdf.

FÖS (2024b): Förderung für Gaskraftwerke: Kosten und Emissionsauswirkungen des Kraftwerkssicherheitsgesetz. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2024/2024-10_FOES_Kraftwerkssicherheitsgesetz.pdf.

FÖS (2025a): KTF-Mittel zielgenau und wirksam einsetzen – Bewertungskriterien und erste Einordnung staatlicher Förderungen im Bereich Energiepolitik. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2025/2025-07-07_FOES_GPE_Klima_Invest.pdf.

FÖS (2025b): Zielgenau und wirksam: Die sieben Regeln fürs Geld ausgeben. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2025/2025-09-FOES_7_Regeln_Subventionspolitik.pdf.

FÖS (2025c): 20 GW Gaskraftwerke bis 2030 – Was kostet die Erweiterung der Kraftwerksstrategie?. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2025/2025-04_FOES_BUND_Kraftwerkskosten.pdf.

FÖS, Prognos (2024): Wirkung des nationalen Brennstoffemissionshandels – Auswertungen und Analysen. Grundlagen für den zweiten Erfahrungsbericht der Bundesregierung gemäß § 23 BEHG im Jahr 2024. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/wirkung-des-nationalen-brennstoffemissionshandels-0>.

Fraunhofer ISE (2024): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.

Fraunhofer ISE (2025): Stromgestehungskosten und Volllaststunden von flexiblen Kraftwerken. Abrufbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>.

Frontier Economics (2025): Kraftwerksstrategie: Festlegung auf Gas oder TechnologiemiX?. Abrufbar unter: <https://www.frontier-economics.com/media/g2cgztj1/frontier-economics-kurzstudie-fu-r-lee-zur-kraftwerksstrategie-2025-08-21-stc.pdf>.

Howarth, R. (2015): Methane emissions and climate warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy. In: Energy and Emission Control Technologies. Abrufbar unter: <https://www.dovepress.com/methane-emissions-and-climatic-warming-risk-from-hydraulic-fracturing--peer-reviewed-fulltext-article-EECT>.

Howarth, R. W. (2024): The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States. In: Energy Science & Engineering. S. 1–17.

IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Abrufbar unter: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf.

IZES (2025): Zukunftsaussichten der Biogasbranche. Abrufbar unter: <https://izes.eu/wp-content/uploads/20251125-IZES-FvB-Studie-web.pdf>.

Jones, T. S., Franklin, J. E., Chen, J., Dietrich, F., Hajny, K. D., Paetzold, J. C., Wenzel, A., Gately, C., Gottlieb, E., Parker, H., Dubey, M., Hase, F., Shepson, P. B., Mielke, L. H., Wofsy, S. C. (2021): Assessing urban methane emissions using column-observing portable Fourier transform infrared (FTIR) spectrometers and a novel Bayesian inversion framework. In: Atmospheric Chemistry and Physics. Jg. 21, Nr. 17. S. 13131–13147.

Kirk, E. (2025): Analyse: Dunkelflauten bleiben selten – trotz Ausbau erneuerbarer Energien. Abrufbar unter: <https://1komma5.com/de/magazin/news/analyse-dunkelflauten-bleiben-selten-trotz-ausbau-erneuerbarer-energien/>

Öko-Institut, FÖS (2022): Energiepreiskrise: Wie sozial und nachhaltig sind die Entlastungspakete der Bundesregierung?. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-11_FOES_Energiepreiskrise.pdf.

PV Magazine (2026): Bundesregierung einigt sich mit EU-Kommission auf Eckpunkte der Kraftwerksstrategie. Abrufbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2026/01/16/bundesregierung-einigt-sich-mit-eu-kommission-auf-eckpunkte-der-kraftwerksstrategie/>.

Regelleistung Online (2025): Speicher statt Gas? Wie 10-Stunden-Batterien Milliarden sparen könnten. Abrufbar unter: <https://www.regelleistung-online.de/speicher-statt-gas-wie-10-stunden-batterien-milliarden-sparen-koennten/>.

Tagesspiegel Background (2026a): Versorgungssicherheit. Was die geänderte Kraftwerksstrategie für NRW bedeutet. Abrufbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/was-die-geaenderte-kraftwerksstrategie-fuer-nrw-bedeutet>.

Tagesspiegel Background (2026b): Krieg an Hormus-Straße bedroht Gasspeicher-Befüllung. Abrufbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/krieg-an-hormus-strasse-bedroht-gasspeicher-befuellung>

Tagesspiegel Background (2026c): Krieg am Energie-Nadelöhr heizt Kostendebatte an. Abrufbar unter: <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/krieg-am-energie-nadeloehr-heizt-kostendebatte-an>

UBA (2020): Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze. Stand 12/2020. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf.

UNEP (2021): Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane Emissions. Abrufbar unter: <https://www.unep.org/resources/report/global-methane-assessment-benefits-and-costs-mitigating-methane-emissions>.

Urgewald e.V. (2024): Deutschlands dreckige Gasimporte. Abrufbar unter: https://klimareporter.de/images/dokumente/2024/02/Briefing_Gasimporte_final.pdf.

Wang, J., Ciais, P., Smith, P., Yan, X., Kuzyakov, Y., Liu, S., Li, T., Zou, J. (2023): The role of rice cultivation in changes in atmospheric methane concentration and the Global Methane Pledge. In: Global Change Biology. Jg. 29, Nr. 10. S. 2776–2789.

Wuppertal Institut (2023): Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation. Abrufbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf