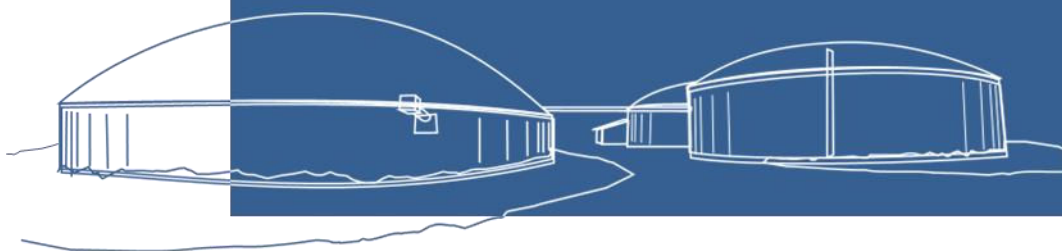


Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke –

Volkswirtschaftliche und ökologische Bewertung
biogasbasierter Speicherkraftwerke im künftigen Energiesystem

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Metastudie

Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke –

Volkswirtschaftliche und ökologische Bewertung
biomethanbasierter Speicherkraftwerke im künftigen Energiesystem

Nora Elhaus

Jürgen Karl

Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik

Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg



Energiewirtschaftliche Schriften
des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU)

Heft 6 – Mai 2026

Danksagung

Die Metastudie „Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke“ wurde im Auftrag der Kampagne „Biogas ist Zukunft – schon heute 2.0“ erstellt. Der Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der FAU bedankt sich für die hervorragende Zusammenarbeit.

Nürnberg, Mai 2026

© Copyright Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik
Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
Fürther Straße 244f
D-90429 Nürnberg
www.evt.tf.fau.de

Vorwort

Die Bedeutung flexibilisierter Biogasanlagen für die Versorgungssicherheit und die Begrenzung künftiger Strompreise hat die FAU-Biogasstudie aus dem Jahr 2024 bereits aufgezeigt. Insbesondere die Absicherung längerer Dunkelflauten stellte sich dabei als eine der zentralen Herausforderungen der Energiewende heraus. Mit dem Biomassepaket 2025 wurde dieser Entwicklung erstmals in größerem Umfang Rechnung getragen. Die Anhebung des Flexibilitätszuschlags auf 100 €/kW_{el}a setzt seitdem deutlich stärkere Anreize, zusätzliche Leistung an bestehenden Biogasanlagenstandorten bereitzustellen und diese zu flexiblen Biogas-Speicherkraftwerken weiterzuentwickeln. Allerdings sind die aktuellen Ausschreibungsvolumina noch erheblich zu gering und bislang nur bis 2027 vorgesehen.

Gleichzeitig zeigen die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen, dass die Frage der Versorgungssicherheit weiterhin von hoher volkswirtschaftlicher Relevanz bleibt. Die Energiekrise infolge des Ukrainekriegs sowie die jüngsten geopolitischen Spannungen rund um die Straße von Hormuz verdeutlichen die erheblichen Risiken bestehender Abhängigkeiten von fossilem Erdgas. Hohe Gaspreise wirkten sich in den vergangenen Jahren unmittelbar auf Strompreise, Industrieproduktion und Verbraucherpreise aus und verursachten erhebliche volkswirtschaftliche Schäden.

Trotz dieser Entwicklungen finden flexibilisierte Biogasanlagen in den aktuellen Planungen der

Bundesregierung bislang nur begrenzt Berücksichtigung. So fokussieren sich die bisherigen Konzepte zum Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz weiterhin primär auf fossile Erdgas- und zukünftige Wasserstoffkraftwerke. Die bestehenden Potenziale flexibilisierter Biogasanlagen zur Bereitstellung gesicherter Leistung und zur Reduktion der Treibhausgasemissionen werden dagegen bislang nur unzureichend adressiert.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende, von der Kampagne „Biogas ist Zukunft – schon heute 2.0“ beauftragte Studie die volkswirtschaftliche und ökologische Bedeutung hochflexibler Biogas-Speicherkraftwerke im zukünftigen Energiesystem. Ziel der Studie ist es, den möglichen Beitrag und volkswirtschaftlichen Nutzen flexibilisierter Biogasanlagen zur Versorgungssicherheit, zur Stabilisierung der Strompreise sowie zur Reduktion von Treibhausgasemissionen zu quantifizieren. Darauf aufbauend werden Handlungsempfehlungen und eine Roadmap für die weitere Implementierung hochflexibler Biogas-Speicherkraftwerke entwickelt.

Die Studie soll damit einen Beitrag zur aktuellen Diskussion um die zukünftige Ausgestaltung des deutschen Energiesystems leisten und aufzeigen, welche Rahmenbedingungen notwendig sind, um Dunkelflauten künftig kosteneffizient zu überbrücken, bestehende fossile Abhängigkeiten zu reduzieren und gleichzeitig die Klimaziele zu erreichen.

Nürnberg, im Mai 2026

Nora Elhaus, M. Sc.

Prof. Dr.-Ing. Jürgen Karl

Kurzfassung

Die FAU-Biogasstudie 2024 hat bereits die Bedeutung flexibilisierter Biogasanlagen für die Versorgungssicherheit und die Begrenzung der Strompreise aufgezeigt. Ziel der vorliegenden Studie ist es, den volkswirtschaftlichen und ökologischen Nutzen flexibilisierter Biogasanlagen zu quantifizieren und eine Roadmap für die Implementierung hochflexibler Biogas-Speicherkraftwerke abzuleiten. Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die Sicherstellung der Unabhängigkeit von fossilem Erdgas ist die wichtigste Aufgabe der Energiewirtschaft in den nächsten Jahren. Die Energiekrise infolge des Ukrainekriegs sowie die aktuellen geopolitischen Spannungen rund um die Straße von Hormuz verdeutlichen die hohe Vulnerabilität der europäischen Energieversorgung gegenüber fossilen Importabhängigkeiten. Allein die gestiegenen Erdgaspreise verursachten in den Krisenjahren 2022 bis 2025 volkswirtschaftliche Schäden in Höhe von 75 bis 235 Mrd. €.

Das wichtigste Einsatzfeld von Biogas und Biomethan in den kommenden Jahren ist die Sicherung der Stromversorgung in Dunkelflauten. Flexible Biogas-Speicherkraftwerke können einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und gleichzeitig strompreisdämpfend wirken. Mit wasserstoffbasierten Reservekraftwerken besteht zwar eine technische Alternative, diese ist unter den derzeitigen Randbedingungen jedoch mit deutlich höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden.

Eine weitere volkswirtschaftlich relevante Anwendung von Biogas ist die Sicherung der Wärmeversorgung sowie die Bereitstellung von Prozesswärme. Insbesondere für Nahwärmenetze und für die Übergangsphase während der Elektrifizierung des Gebäudebestands besitzt Biogas eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung. Durch steigende CO₂-Kosten wird fossiles Erdgas im Wärme- und Verkehrssektor zunehmend reguliert, wodurch die Elektrifizierung an Bedeutung gewinnt. Biomethan wird daher künftig vor allem in schwer elektrifizierbaren Bereichen wie Nahwärmenetzen, der industriellen Prozesswärmeversorgung oder dem Schwerlastverkehr relevant bleiben. Die Nutzung im Verkehrssektor ist zwar wirtschaftlich attraktiv, sollte jedoch gegenüber der Strom- und Wärmeversorgung nachrangig behandelt werden.

Die von der EU angestrebte Reduktion des fossilen Gasverbrauchs und Erhöhung des Biomethananteils wird durch die aktuellen Planungen der Bundesregierung bislang nicht ausreichend durch einen markt- und systemdienlichen Finanzierungsrahmen berücksichtigt. Der Referentenentwurf des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetzes (StromVKG) schließt die Nutzung biogener Gase im Kapazitätsmarkt zwar nicht aus, priorisiert diese jedoch nicht gegenüber fossilen Erdgaslieferungen. Auch im Wärmesektor greift die im Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) vorgesehene Grüngasquote erst ab 2029, ausschließlich für Neuanlagen und

adressiert ausschließlich aufbereitetes Biomethan, für das bisher nur etwa 12 % der Biogaserzeugung eingesetzt wird.

Das Ausschreibungsvolumen für flexibilisierte Biogasanlagen sollte auf jährlich 3,2 GW_{el} erhöht werden. Dies ermöglicht den Aufbau von 12,6 GW_{el} flexiblierter Biogaskraftwerksleistung bis zum Jahr 2030. Die daraus resultierenden strompreisdämpfenden Effekte und Einsparungen fossiler Energieträger führen zu einem volkswirtschaftlichen Nutzen in Höhe von jährlich mindestens 7,8 Mrd. €. Die Kosten der Marktprämie, des Flexibilitätszuschlags und einer Speicherkapazitätsprämie liegen mit maximal 5,3 Mrd. € pro Jahr deutlich darunter.

Neben dem Flexibilitätszuschlag sollte im EEG ein Speicherkapazitätszuschlag verankert werden. Um sicherzustellen, dass flexibilisierte Biogasanlagen künftig auch in länger andauernden Dunkelflauten einen Beitrag zur Stromversorgung leisten können, müssen neben zusätzlichen Motorleistungen auch ausreichende

Gasspeicherkapazitäten geschaffen werden. Die Speicherkapazitätszulage sollte daher für Anlagen gewährt werden, die mit ihren vorhandenen Speichern eine Stromerzeugung von mindestens 80 und idealerweise 160 Stunden unter Volllast ermöglichen.

Zur Reduktion landwirtschaftlicher Treibhausgasemissionen sollten Kleinanlagen mit hohem Gülleeinsatz gezielt gefördert werden. Biogas verursacht deutlich geringere Treibhausgasemissionen als fossiles Erdgas. Insbesondere die Nutzung von Gülle ermöglicht zusätzliche Emissionsminderungen durch vermiedene Methanfreisetzungen. Die Erschließung des vollständigen technischen Güllepotenzials könnte die jährlichen Treibhausgasemissionen Deutschlands um bis zu 10,1 Mio. t_{CO₂eq} reduzieren. Daher sollten höhere Zuschläge und bessere Flexibilisierungsmöglichkeiten für Güllekleinanlagen eingeführt und die Genehmigungsverfahren vereinfacht werden.

Executive Summary

The 2024 FAU Biogas Study has already demonstrated the importance of flexible biogas plants for security of supply and for limiting electricity prices. The aim of the present study is to quantify the economic and ecological benefits of flexible biogas plants and to derive a roadmap for the implementation of highly flexible biogas storage power plants. The study arrives at the following conclusions:

Ensuring independence from fossil natural gas is the most important task for the energy sector in the coming years. The energy crisis resulting from the war in Ukraine, as well as the current geopolitical tensions surrounding the Strait of Hormuz, highlight the high vulnerability of European energy supply to dependence on fossil fuel imports. The rise in natural gas prices alone caused economic damage of between €75 and €235 billion during the crisis years from 2022 to 2025.

The most important future application of biogas and biomethane is securing electricity supply during periods of low wind and solar generation ("Dunkelflauten"). Flexible biogas storage power plants can make a substantial contribution to supply security while simultaneously reducing electricity prices. Although hydrogen-based reserve power plants represent a technical alternative, under current framework conditions they involve significantly higher economic costs.

Another economically significant application of biogas is securing heat supply and providing process heat. Biogas is particularly important for district heating networks and dur-

ing the transition phase of building electrification. Rising CO₂ costs are increasingly regulating fossil natural gas in the heating and transport sectors, thereby increasing the importance of electrification. Biomethane will therefore remain particularly relevant in areas that are difficult to electrify, such as district heating networks, industrial process heat supply, and heavy-duty transport. Although use in the transport sector is economically attractive, it should be treated as secondary to electricity and heat supply.

The reduction of fossil gas consumption and the increase of the biomethane share targeted by the EU are not yet adequately addressed in the current plans of the German federal government through a market- and system-oriented financing framework. While the draft Electricity Supply Security and Capacity Act (StromVKG) does not exclude the use of biogenic gases in the capacity market, it does not prioritize them over fossil natural gas supplies. In the heating sector as well, the green gas quota provided for in the Building Modernization Act (GModG) will only take effect from 2029 onward, applies exclusively to new systems, and only addresses upgraded biomethane, for which currently only about 12% of biogas production is used.

The annual auction volume for flexible biogas plants should be increased to 3.2 GW_e annually. This would enable the development of 12.6 GW_e of flexible biogas power plant capacity by 2030. The resulting electricity price dampening effects and savings in fossil energy carriers would generate annual economic benefits of at least €7.8 billion. The costs of the

market premium, the flexibility surcharge, and a storage capacity premium would remain significantly lower, at a maximum of €5.3 billion per year.

In addition to the flexibility surcharge, a storage capacity surcharge should be anchored in the Renewable Energy Sources Act (EEG). To ensure that flexible biogas plants can also contribute to electricity supply during prolonged periods of low renewable generation, sufficient gas storage capacities must be created alongside additional engine capacities. The storage capacity surcharge should therefore be granted to plants whose existing storage facilities enable electricity generation for at least 80 hours, and ideally 160 hours, at full load.

In order to reduce agricultural greenhouse gas emissions, small-scale plants with a high share of manure input should be specifically promoted. Biogas causes significantly lower greenhouse gas emissions than fossil natural gas. In particular, the use of manure enables additional emission reductions by avoiding methane releases. Harnessing the full technical manure potential could reduce Germany's greenhouse gas emissions by up to 10.1 million tonnes of CO₂ equivalent. Therefore, higher bonuses and improved flexibility options should be introduced for small manure-based biogas plants, and approval procedures should be simplified.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	4
Kurzfassung	5
Executive Summary	7
Inhaltsverzeichnis	9
Motivation und Zielsetzung der Studie	10
Zielsetzung der Studie	10
Aktuelle Empfehlungen zur Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen.....	11
Die aktuelle Situation der gasbasierten Energiewirtschaft	14
Relevanz gasbasierter Energieträger	14
Der Rechtliche Rahmen für künftige Gasmärkte	15
Fazit zur aktuellen Situation der gasbasierten Energiewirtschaft	18
Energiewirtschaftliche Handlungsfelder	19
Handlungsfeld Strompreisentwicklung	19
Handlungsfeld Versorgungssicherheit und Resilienz	22
Handlungsfeld ökologische Rahmenbedingungen.....	26
Volkswirtschaftliche Kosten einer Versorgungssicherheitsreserve mit flexibilisierten Biogasanlagen	28
Volkswirtschaftlicher Nutzen durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen	29
Volkswirtschaftliche Kosten durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen.....	34
Handlungsempfehlungen.....	40
Zusammenfassung und Fazit	41
Abkürzungen.....	43
Glossar	44

Motivation und Zielsetzung der Studie

KURZFASSUNG:

Die fossilen Energiemärkte standen in den vergangenen Jahren wiederholt unter Druck. Insbesondere der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine sowie aktuelle geopolitische Spannungen im Nahen Osten verdeutlichen die Risiken bestehender Importabhängigkeiten. Erneuerbare Energien bieten die Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu stärken. Biogas nimmt hierbei eine besondere Rolle ein, da es speicherbar, flexibel einsetzbar und durch die Aufbereitung zu Biomethan auch im Wärme- und Transportsektor nutzbar ist. Die vorliegende Metastudie untersucht vor diesem Hintergrund die volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Gase sowie die Rolle flexibilisierter Biogasanlagen im zukünftigen Energiesystem. Aufbauend auf den aktuellen Entwicklungen rund um das Biomassepaket 2025 werden bestehende Fördermechanismen, politische Zielsetzungen und aktuelle Handlungsempfehlungen analysiert. Ziel der Studie ist die Entwicklung einer Roadmap für die Implementierung hochflexibler Biogas-Speicherkraftwerke sowie die Ableitung konkreter Handlungsempfehlungen.

Zielsetzung der Studie

Die fossilen Gasmärkte standen in den vergangenen Jahren wiederholt unter erheblichen Druck. So kam es bspw. durch den russischen Angriffskrieg seit 2022 zu erheblichen Preisschwankungen im Gasmarkt. Aktuell führen die geopolitischen Spannungen rund um die Straße von Hormuz zu großen Unsicherheiten in den Ölmärkten. Erneuerbare Energien bieten die Chance, bestehende Importabhängigkeiten zu reduzieren und die Resilienz des Energiesystems zu stärken.

Biogas nimmt in diesem Kontext eine besondere Rolle ein: Zum einen ist es vergleichsweise kostengünstig speicherbar und kann daher gut zur flexiblen Stromerzeugung und Absicherung auch von länger anhaltenden Dunkelflauten genutzt werden. Zum anderen kann es durch die Abtrennung von CO₂ in die Gasnetze integriert werden und ermöglicht so die

Defossilisierung des Wärme- und Transportsektors. Die Potenziale sowie die politischen Zielsetzungen in den verschiedenen Sektoren werden im Rahmen des zweiten Kapitels näher dargestellt.

Im Rahmen des im Februar 2025 beschlossenen Biomassepakets wurden verstärkt Anreize zur Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas geschaffen. So wurde insbesondere die Flexibilitätsprämie von 65 €/kW_{el}·a auf 100 €/kW_{el}·a angehoben, um zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten bereitzustellen. Im Gegenzug wurde mit einer Begrenzung der geförderten jährlichen Betriebsviertelstunden eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebs sichergestellt. Die Bedeutung der flexiblen Stromerzeugung aus Biogas wird im Rahmen des dritten Kapitels näher dargestellt. Dabei

wird auch ein besonderer Fokus auf die entstehenden Kosten durch die bestehenden fossilen Abhängigkeiten gelegt.

Im vierten Kapitel erfolgt abschließend eine volkswirtschaftliche und ökologische Bewertung flexibilisierter Biogasanlagen. Dabei wird der Finanzierungsbedarf für die Flexibilisierung der Anlagen den potenziellen volkswirtschaftlichen Nutzen – wie bspw. geringere Strompreise – gegenübergestellt.

Resultierende Fragestellungen

Die Metastudie soll somit zunächst

1. den volkswirtschaftlichen Nutzen einer Transformation der deutschen Gaswirtschaft weg von fossilen hin zu erneuerbaren Gasen und der besonderen Bedeutung flexibilisierter Biogasanlagen für die Resilienz des Energiesystems

aufzeigen und im zweiten Schritt

2. darauf aufbauend eine Roadmap für die Implementierung hochflexibler Biogas-Speicherkraftwerke skizzieren und Handlungsempfehlungen für deren Umsetzung formulieren.

Aktuelle Empfehlungen zur Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die bestehenden Regelungen im EEG inkl. „Biomassepaket 2025“ sowie die geplanten Änderungen basierend auf dem Referentenentwurf des EEG 2027 gegeben. Zusätzlich werden die Forderungen der verschiedenen Verbände in Bezug auf die Flexibilisierung von Biogasanlagen näher beleuchtet.

Aktuelle Regelungen des EEG und des „Biomassepaket 2025“

Das „Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Flexibilisierung von Biogasanlagen und Sicherung der Anschlussförderung“, auch als „Biomassepaket 2025“ bezeichnet, ist am 25.02.2025 in Kraft getreten¹. In Bezug auf die Flexibilisierung von Biogasanlagen beinhaltet es die folgenden wesentlichen Änderungen im Vergleich zum EEG 2023:

- Anhebung der Ausschreibungsvolumina für Biogasanlagen für die Jahre 2025 und 2026 und Erhöhung der Länge der Anschlussförderung von 10 auf 12 Jahre
- Anhebung des Flexibilitätszuschlags von 65 auf 100 €/kW_{el,a}
- Entfall der Vergütung bei Spotmarktpreisen ≤ 2 ct/kWh_{el}
- Betriebsviertelstundenregelung: Anlagen erhalten maximal 11680 Betriebsviertelstunden im Jahr eine Vergütung (Zahl der Betriebsviertelstunden reduziert sich darüber hinaus ab dem 5. Betriebsjahr über die Förderdauer in 4 Blöcken zu je 500 Viertelstunden um insgesamt 2.000 Viertelstunden, also auf 2.420 h/a ²
- Verschärfung des „Maisdeckels“: Ab 2026 erteilte Zuschläge haben nur einen Vergütungsanspruch wenn maximal 25 % Masseprozent Mais bzw. Getreidekorn eingesetzt wurden

Die Einführung der Betriebsviertelstundenregelung bedeutet, dass Biogasanlagen mit mehr als 350 kW_{el} zukünftig mindestens 3,6-fach und kleinere Anlagen mindestens 2,2-fach überbauen müssen, um von der EEG-Vergütung zu profitieren. Es werden somit deutliche Anreize für eine Flexibilisierung von Biogasanlagen gesetzt.

¹ <https://www.recht.bund.de/bgb1/1/2025/52/VO.html> abgerufen am 16.5.2026

² Für Biogasanlagen bis zu 350 kW_{el} gilt eine Grenze von 16.000 Betriebsviertelstunden

Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke

Zu beobachten ist aktuell, dass viele Betreiber aus wirtschaftlichen Gründen sehr hohe Überbauungen realisieren und sich einer Betriebszeit von nur 1000 Stunden pro Jahr annähern. Dies führt zwar zu einem stärkeren Kapazitätszubau (kW), reduziert aber gleichzeitig die erzeugte Strommenge (kWh), falls die Angebotsmengen in den kommenden Ausschreibungen nicht entsprechend angepasst werden.

Referentenentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027

In dem Referentenentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2027 werden die Ausschreibungsvolumina für Biomasseanlagen auf nur noch 500 MW pro Jahr von 2027 bis 2032 erhöht. Für Biogasanlagen mit weniger als 350 kW_{el} Leistung soll zudem die Absenkung der Betriebsviertelstunden in Zukunft entfallen.³

Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD der 21. Legislaturperiode

Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD wird die Bedeutung der Bioenergie für Wärme, Verkehr sowie die steuerbare Stromerzeugung hervorgehoben⁴. Dabei wird angekündigt, das Flexibilitätspotenzial der Biomasse konsequent zu heben und bestehende Deckelungen unter Berücksichtigung von Kosteneffizienz und Flächennutzung zu überprüfen. Zudem soll die Nutzung von Reststoffen verstärkt werden. Insbesondere kleineren und wärmegeführten Biogasanlagen soll künftig stärker Rechnung getragen werden.

Im Rahmen der geplanten Kraftwerksstrategie wird darüber hinaus ein technologieoffener Kapazitätsmechanismus angestrebt, um einen

systemdienlichen Technologiemix aus Kraftwerken, Bioenergieanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), Speichern und weiteren Flexibilitäten zu ermöglichen.

Vorschläge des BDEW

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) nahm im Zuge einer Anhörung im deutschen Bundestag am 15.01.2025 Stellung zum „Biomassepaket 2025“. Dabei wurden im Wesentlichen eine Erhöhung des Flexibilitätsszuschlags auf 120 €/kW_{el}·a gefordert, sowie die Überregulierung durch den Vergütungswegfall in Stunden mit bei Spotmarktpreisen $\leq 2\text{ct/kWh}_{\text{el}}$ bei gleichzeitiger Einführung der Betriebsviertelstundenregelung kritisiert. Auch die Verschärfung des Maisdeckels lehnt der BDEW ab, da der Maiseinsatz über die Vorgaben zur THG-Minderung ausreichend reglementiert sei⁵.

Vorschläge des Fachverbands Biogas e.V.

Der Fachverband Biogas e.V. fordert in Bezug auf die EEG-Novelle 2027 und die Flexibilisierung von Biogasanlagen eine deutliche Erhöhung des Ausschreibungsvolumens auf 2500 MW pro Jahr⁶. Gleichzeitig fordern sie, dass die Länge der Anschlussförderung von bisher 12 Jahren auf 15 Jahre erhöht wird, um Investitionssicherheit zu bieten. Der Flexibilitätsszuschlag soll auf 130 €/kW_{el}·a angehoben werden, da es laut Fachverband Biogas e.V. notwendig ist, Inflation und Zinssteigerungen der vergangenen Jahre auszugleichen.

Des Weiteren setzt sich der Fachverband Biogas e.V. für eine Abschaffung der Begrenzung der Betriebsviertelstundenregelung ein. Dabei

³ https://table.media/assets/berlin/260420_referentenentwurf_novelle_eeg_2027.pdf, abgerufen am 16.5.2026

⁴ https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf, abgerufen am 18.05.2026

⁵ https://www.bdew.de/media/documents/2025-01-13_BDEW-Stellungnahme_zu_Antrag_C3%26B6rung_Biogas-paket.pdf, abgerufen am 16.5.2026

⁶ https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/politik/2026_EEG-Novelle/FvB_Wichtigste_Forderungen_zur_EEG-Novelle__30.3.2026_.pdf, abgerufen am 16.5.2026

wird argumentiert, dass aufgrund des Vergütungsentfalls bei Spotmarktpreisen $\leq 2 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ die Stromerzeugung ohnehin abgestellt werden würde. Anstelle der Betriebsviertelstundenregelung solle eine jährlich vergütungsfähige Strommenge anhand der Bemessungsleistung festgesetzt werden.

Eine Begrenzung des Einsatzes von Mais auf 25 % hält der Fachverband Biogas e.V. fachlich für nicht zu rechtfertigen und fordert die Streichung von diesem im EEG.

Abschließend fordert der Fachverband Biogas e.V. dass eine erneute Teilnahme an Ausschreibungen für Anlagenbetreiber möglich ist, da einige Anlagenbetreiber im Rahmen der ersten Ausschreibungsteilnahme nur mit geringer Leistung bieten konnten.

Haydauer Erklärung 2026 der Kampagne „Biogas ist Zukunft – schon heute 2.0“

In der „Haydauer Erklärung 2026“ wird gefordert, dass im Rahmen der zukünftigen Kraftwerksstrategie gesicherte erneuerbare Leistung an dezentralen, effizienten, resilienten Biogas-Speicherkraftwerken gegenüber fossilen Gaskraftwerken priorisiert wird⁷. Zudem wird gefordert, die Vergütungs- und Finanzierungsmechanismen stärker auf die Vielfalt der Biogasanlagen sowie deren Systemleistung auszurichten. Insbesondere sollen Flexibilität, Speicherfähigkeit und netzdienliches Verhalten stärker honoriert werden als bislang.

Darüber hinaus sprechen sich die Unterzeichner dafür aus, flexible Speicherkraftwerke beim Netzanschluss zu priorisieren und bei limitierten Netzverknüpfungspunkten die Verteilnetzbetreiber grundsätzlich auf den Abschluss von

flexiblen Einspeisevereinbarungen zu verpflichten, um deren Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems schneller verfügbar zu machen.

Abschließend wird hervorgehoben, dass eine vollständig klimaneutrale Energieversorgung nur durch den konsequenten Ausbau flexibler erneuerbarer Leistung erreicht werden kann, da diese notwendig ist, um die fluktuierende Einspeisung aus Wind- und Solarenergie auszugleichen. Biogasanlagen bieten in diesem Zuge zusätzlich ideale Voraussetzungen für den Aufbau von wirtschaftlichen und klimaneutralen Wärmenetzen.

„Ulmer Erklärung“ der Landesregierungen Baden-Württemberg und Bayern

In der „Ulmer Erklärung“ vom 4.5.2026 fordern die Landwirtschaftsministerin Bayerns und der Landwirtschaftsminister Baden-Württembergs⁸ neben einer besseren Zugänglichkeit von Netzanschlusspunkten und einer Lockerung des Maisdeckels vor allem

- Anhebung des Ausschreibungsvolumens für Biogasanlagen,
- eine Anhebung des Flexibilitätszuschlags für Biogasanlagen auf $130 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ und
- eine Einbeziehung von kleinen Gülleanlagen in die Flexibilisierung

Außerdem soll Biogas in die Kraftwerksstrategie aufgenommen werden und die Bundesregierung wird aufgefordert unter enger Einbindung der Länder eine nationale Strategie für grüne Gase zu entwickeln.

⁷ <https://biogas-ist-zukunft.de/2026/04/haydauer-erklaerung-2026/>, abgerufen am 16.5.2026

⁸ <https://www.stmelf.bayern.de/service/presse/pm/2026/sueddeutscher-biogaspipfel-2026/index.html>, abgerufen am 16.5.2026

Die aktuelle Situation der gasbasierten Energiewirtschaft

KURZFASSUNG:

Gasbasierte Energieträger spielen eine wichtige Rolle für die deutsche Energieversorgung. Fossiles Erdgas deckte 2025 noch rund ein Viertel des Primärenergieverbrauchs Deutschlands und bleibt insbesondere für Industrie, Strom- und Wärmesektor systemrelevant. Gleichzeitig gewinnen erneuerbare gasbasierte Energieträger wie Biogas und Biomethan an Bedeutung. Die Energiekrise infolge des Ukrainekriegs zeigte die wirtschaftlichen Risiken fossiler Erdgasimporte und verdeutlichte die Notwendigkeit einer resilienteren und klimafreundlicheren Energieversorgung.

Politisch wurde in den letzten Jahren der Aufbau einer wasserstoffbasierten Gasinfrastruktur vorangetrieben. Besonders durch die Verzögerungen des Aufbaus einer wasserstoffbasierten Gasinfrastruktur bleibt die bestehende Biogasinfrastruktur wichtig, insbesondere zur Absicherung eines zunehmend wetterabhängigen Stromsystems nach dem Kohleausstieg. Im Wärmesektor ergänzen Biogas und Biomethan durch die Versorgung von Nahwärmenetzen und die Bereitstellung von Prozesswärme die Elektrifizierung. Zudem gewinnen Biomethan, Wasserstoff und Wasserstoffderivate vor allem in schwer elektrifizierbaren Bereichen wie dem Schwerlastverkehr und der Luft- und Schifffahrt an Bedeutung.

Relevanz gasbasierter Energieträger

Fossiles Erdgas hat sich in den letzten Jahrzehnten neben fossilem Mineralöl als wichtigsten Primärenergieträger für die deutsche Energiewirtschaft etabliert. Trotz des Rückgangs des Gasverbrauchs in Folge der Ukrainekrise um etwa 15 % seit 2021 trug fossiles Erdgas mit einem Verbrauch von **864 TWh_{Gas}** im Jahr 2025⁹ noch zu **25,9 % zum Primärenergieverbrauch** Deutschlands¹⁰ und –

ohne Berücksichtigung von Vorkettenverlusten – mit **26,8 % zu den Treibhausgasemissionen** Deutschlands bei¹¹.

Demgegenüber wurden in den rund 9.300 bestehenden Biogasanlagen Deutschlands 2025 rund 27,8 TWh_{el} Strom erzeugt. Daraus errechnet sich eine Biogaserzeugung von etwa 70 TWh_{Gas} jährlich¹².

⁹ <https://www.bundesnetzagentur.de/1087152>, abgerufen am 16.4.2026

¹⁰ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaenergieverbrauch#primaenergieverbrauch-nach-energietrgern>, abgerufen am 16.4.2026

¹¹ <https://www.bundesumweltministerium.de/pressemitteilung/treibhausgasdaten-zeigen-klimaschutz-braucht->

neuen-schub (abgerufen am 16.4.2026): Gesamtmissionen 2025 ca. 649 Mio. tCO_{2eq}, Beitrag Erdgas 864 TWh x 201 g/kWh = 173,7 Mio. tCO_{2eq}

¹² https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0_0.xlsx.pdf, abgerufen am 18.4.2026,

Die 260 Biomethananlagen in Deutschland speisten 2025 zudem rund 12,8 TWh_{Gas} Biome-
than in das Erdgasnetz¹³. Dies **entspricht nur
etwa 1,5% des aktuellen Gasverbrauchs in
Deutschland**. In Summe entsprach die Bio-
gaserzeugung aller Biogas- und Biomethana-
nlagen in 2025 damit etwa knapp 10 % des
fossilen Gasverbrauchs.

Die Versorgung mit fossilem Erdgas ist nicht
nur im Stromsektor, sondern auch im Indust-
riesektor zur Versorgung energieintensive In-
dustrien und im Wärmesektor noch in hohem
Maße systemrelevant. So wurde im Jahr 2024
noch 56,2% des Wärmebedarfs im Woh-
nungsbestand mit Erdgas gedeckt¹⁴. Eine voll-
ständige Substitution des Erdgases durch Bio-
gas oder Biomethan wäre mit der verfügbaren
Biomasse nicht realisierbar.

Gerade die Entwicklungen der letzten Jahre
machen deutlich, dass eine Substitution fossi-
ler Erdgasimporte nicht nur für die Vermei-
dung von Treibhausgasemissionen, sondern
auch für die Resilienz des deutschen Energie-
systems unabdingbar ist. Die Erfahrungen stei-
gender Erdgaspreise in Folge der Ukraine-
krise und zuletzt auch nach der Sperrung der
Straße von Hormuz im Irankrieg zeigten deut-
lich die großen volkswirtschaftlichen Risiken,

die sich aus aktuellen Abhängigkeiten erge-
ben. Die volkswirtschaftlichen Folgen steigen-
der Erdgaspreise ergeben sich insbesondere
aufgrund

- steigender Preise an den Strommärkten
- steigenden Produktionskosten und ver-
ringerte Wettbewerbsfähigkeit energiein-
tensiver Industrien

und

- steigender Endverbraucherpreise insbe-
sondere für die Wärme- und Lebensmit-
telversorgung

und führen zu markanten Wertschöpfungsver-
lusten in allen Wirtschaftsbereichen.

Vor diesem Hintergrund wurde zuletzt durch
die Ampelregierung vor allem eine Transfor-
mation der Erdgasinfrastruktur und der Auf-
bau einer wasserstoffbasierten Gasversorgung
vorangetrieben. Gleichzeitig wurde die in den
letzten Jahrzehnten der Fortbestand der ent-
standenen Infrastruktur im Biogassektor trotz
der signifikanten Beiträge vor allem im
Stromsektor in Frage gestellt. Die FAU-Biogas-
studie 2024¹⁵ zeigte die Relevanz dieser Infra-
struktur vor allem für die Besicherung des wei-
teren Ausbaus von Wind und Photovoltaik.

Der rechtliche Rahmen für künftige Gasmärkte

Künftige Rolle gasbasierter Kraftwerke in Deutschland

Im Rahmen des Strommarktgesetzes wurde am
30. Juli 2016 in Deutschland die Einführung ei-
ner Kapazitätsreserve beschlossen. Diese
wurde erstmals im Winterhalbjahr 2020/2021
gemäß § 13e des Energiewirtschaftsgesetz
EWG gebildet.

Die Kapazitätsreserve dient dazu, im Falle ei-
ner Gefährdung oder Störung der Sicherheit
bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversor-
gungssystems Leistungsbilanzdefizite auszu-
gleichen, die durch einen unvollständigen
Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf
den Strommärkten im deutschen Netzregel-
verbund entstehen. Der Abruf der Reserve er-

¹³ <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare/bioenergie/fachverband-biogas-praesentiert-aktuelle-branchenzahlen>, abgerufen am 14.5.2026

¹⁴ https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/quartalsbericht_q4_2025_aktualisiert.pdf, abgerufen am 14.5.2026

¹⁵ https://www.evt.tf.fau.de/faustudie_biogasimenergiesystem2024/, abgerufen am 14.5.2026

folgt bedarfsabhängig durch die Übertragungsnetzbetreiber. Im Jahr 2024 umfasste die Kapazitätsreserve der Gaskraftwerke eine Gesamtleistung von 1.375 MW_{el}. Dabei wurden insbesondere Anlagen berücksichtigt, die andernfalls stillgelegt worden wären. Im aktuellen Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2024 bis zum 30. September 2026 liegt die Kapazitätsvergütung bei 99,99 €/kW_{el}·a. Da Anlagen der Kapazitätsreserve nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen, sind Biogasanlagen aufgrund des kontinuierlichen Betriebs vom existierenden Kapazitätsmarkt nach § 13e EWG de facto ausgeschlossen.

In ihrem Bericht zum „Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ vom September 2025¹⁶ nennt die Bundesnetzagentur vor dem Hintergrund des geplanten Ausstiegs aus der Kohleverstromung und einem wachsenden Bedarf an neuen, flexiblen Kraftwerken zur Deckung der Residuallast, in Höhe von 21,5 bis 35,5 GW_{el} bis 2035.

Am 15.01.2026 haben die Bundesregierung und die Europäische Kommission eine grundsätzliche Einigung über die im November 2025 beschlossenen Eckpunkte der Kraftwerksstrategie erzielt. Im ersten Schritt sollen 2026 12 GW_{el} steuerbare Kapazitäten ausgeschrieben werden – davon sind 10 GW_{el} für Kapazitäten reserviert, die über einen *„längeren Zeitraum am Stück Strom erzeugen können“*¹⁷. In §4 des aktuellen Referentenentwurfs des StromVKG¹⁸ vom 27.4.2026 ist für 2026 ein Ausschreibungsvolumen von jeweils 4,5 GW_{el} für zwei Gebotstermine vorgesehen.

Kraftwerke, die an diesen Ausschreibungen teilnehmen, dürfen nicht mehr als

550 g_{CO2}/kWh_{el} ausstoßen und keinen Anspruch auf eine EEG- oder KWKG-Förderung haben. Gaskraftwerke mit einem Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren müssen zudem *„H₂-ready“* sein.

Für alle Bieter ist eine Mindestinvestitionsschwelle festgelegt. Diese liegt bei 431 €/kW_{reduziert} für einen Verpflichtungszeitraum von 15 Jahren. Der Höchstwert der Gebote in den Ausschreibungen beträgt 173 €/kW. Weitere Ausschreibungsrunden sollen 2027 und 2029 folgen. Im Jahr 2027 soll dazu ein umfassender, technologieoffener Kapazitätsmarkt eingeführt werden, der ab 2032 sicherstellen soll, dass ausreichend steuerbare Kapazitäten im System sind.

Künftige Rolle gasbasierter Energieträger für den nationalen Wärmemarkt

Die „alte“ Bundesregierung hatte im Gebäudeenergiegesetz die Nutzung von 65 % erneuerbaren Energien für alle neuen Heizungen ab 2028 vorgeschrieben (gekoppelt an die kommunale Wärmeplanung). Zudem durften seit 1. Januar 2024 in Neubauten innerhalb von Neubaugebieten nur Heizungen installiert werden, die auf 65 % erneuerbaren Energien basieren.

Im Februar 2026 wurden die Eckpunkte des Gebäudemodernisierungsgesetzes (GModG) der „neuen“ Bundesregierung in Deutschland vorgestellt. Der Gesetzentwurf wurde am 13.5.2026 vom Bundeskabinett beschlossen.¹⁹ Dieses sieht eine Abschaffung der 65 %-Regelung vor. Ab 2029 greift nach §§ 42 ff GModG für Neuanlagen eine Grüngasquote sowie Bio-

¹⁶ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.pdf>, abgerufen am 22.5.2026

¹⁷ <https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2026/01/Meldung/topthema.html>, abgerufen am 14.5.2026

¹⁸ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260427-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom-und-zur-bereitstellung-neuer-kapazitaeten.pdf>, abgerufen am 17.5.2026

¹⁹ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-des-gebäudeenergiegesetzes.pdf>, abgerufen am 14.5.2026

ölregelung von 10 % bei Gas- und Ölheizungen mit weiterem schrittweisem Anstieg bis 2040 auf 60 % („Bio-Treppe“). Als Energieträger kommen in Gasheizungen primär Biometan und, wenn verfügbar perspektivisch, Wasserstoff in Frage.

Gas- und Ölheizungen stehen in einem zunehmenden Wettbewerb mit elektrischen Lösungen, wie Wärmepumpen, die eine deutlich höhere Effizienz aufweisen. Hinzu kommt, dass mit der Einführung von EU-ETS II 2027 (CO₂-Bepreisung der Inverkehrbringer von Brennstoffen) die Kosten für fossile Gas- und Ölheizungen steigen werden, da zukünftig auch Privatpersonen indirekt CO₂-Preise zahlen müssen²⁰. Auch die Frage nach dem Gasnetzbau und der Deckung der damit verbundenen Kosten vor dem Hintergrund potenziell sinkender Anschlusszahlen ist bisher ungeklärt. Insgesamt wird Gas rechtlich und wirtschaftlich vom Standardenergieträger zu einer stärker regulierten, teureren fokussierten Ergänzungslösung transformiert.

Künftige Rolle gasbasierter Energieträger für den Transportsektor

Mitgliedsstaaten der EU müssen laut Renewable Energy Directive III (RED III) bis 2030 entweder 29 % erneuerbare Energien im Verkehr erreichen oder eine THG-Minderung von 14,5 % erzielen. Diese wurde mit dem Bundes-Immissionsschutzgesetz BImSchG in deutsches Recht überführt.

Der von der Bundesregierung am 11.02.2026 beschlossene „Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote“ schreibt einen Minderungspfad von 25 % bis 2030 bzw. 59 % bis 2040 vor. Um die Quote zu erreichen, müssen Mi-

neralölunternehmen einen zunehmenden Anteil klimafreundlicher Energien in den Verkehr bringen.

Neben der Anrechnung von Strom für Elektrofahrzeuge sind dies u.a. Biokraftstoffe (inkl. Biomethan), grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe (Renewable Fuels of non-biologic origin, RFNBO). In der Vergangenheit war für Biomethananlagenbetreibende daher insbesondere die Vermarktung von Biometan aus Rest- und Abfallstoffen aufgrund der guten Anrechenbarkeit auf die THG-Quote wirtschaftlich attraktiv. Langfristig werden gasbasierte Energieträger im Transportsektor aufgrund der steigenden Treibhausgasminderung jedoch zunehmend auf schwer elektrifizierbare Anwendungen im Bereich der Schiff- und Luftfahrt sowie im Schwerlastverkehr begrenzt sein.

Künftige Rolle gasbasierter Energieträger in Europa

Auch die europäischen Szenarien gehen von einem rückläufigen Gasverbrauch in der EU aus. Szenarien, die nahe dem EU-Strategiepaket „REPowerEU“ liegen, gehen von einem Rückgang des Gasverbrauchs von derzeit knapp 300 Mrd. m³ auf 190 bis 2030 Mrd. m³ aus²¹ (**Abbildung 1**). Gleichzeitig sollen schrittweise mehr grüne Gase zur Deckung des verbleibenden Gasverbrauchs verwendet werden. „REPowerEU“ sieht in diesem Kontext einen **starken Ausbau der europäischen Biometanproduktion** von derzeit 6,4 Mrd. m³ auf rund 35 Mrd. m³ pro Jahr (rund 10 % des heutigen EU-Gasverbrauchs) sowie den **Hochlauf der Wasserstoffproduktion** mit 10 Mio. t heimischer Produktion und zusätzlichen 10 Mio. t Importen bis 2030 vor^{22, 23}.

²⁰ https://www.dehst.de/DE/Themen/nEHS/EU-ETS-2/eu-ets-2-berichtsphase-2024-2026/eu-ets-2_artikel.html, abgerufen am 14.5.2026

²¹ <https://ieefa.org/resources/eu-gas-imports-fall-25-2030-demand-reduction-target-exceeded-once-again?>, abgerufen am 14.5.2026

²² Magnolo et al. (2024): Biomethane from manure in the RePowerEU: A critical perspective on the scale-up of renewable energy production from the livestock sector, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2024.103793>

²³ European Commission, „REPowerEU Plan,“ Brüssel, May 2022.

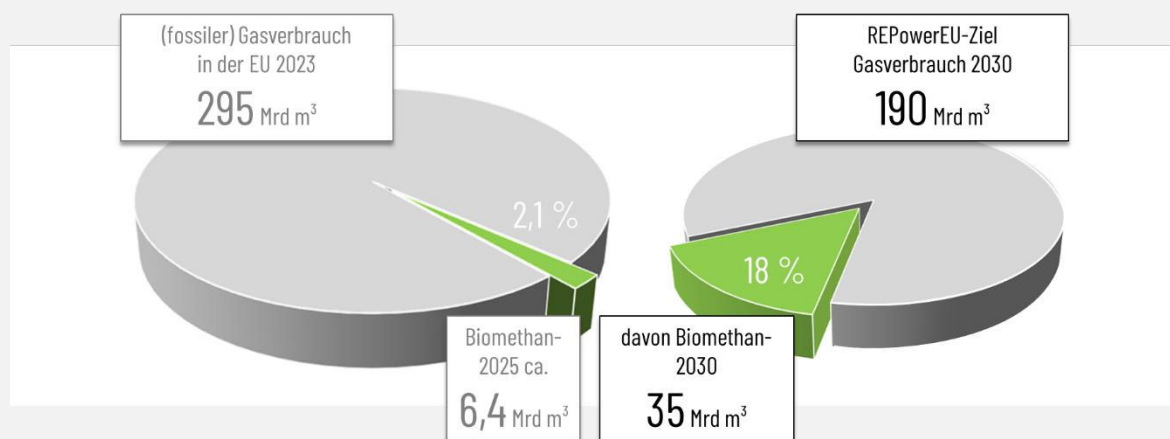


Abbildung 1:

Der nach Beginn der Ukraine Krise beschlossene europäische Krisenplan REPowerEU sieht neben einem Rückgang des Gasverbrauchs auch einen ambitionierten Ausbau der Biomethanproduktion für die Einspeisung ins Erdgasnetz von derzeit etwa 2 % auf 18 % des Gasverbrauchs bereits im Jahr 2030 vor.

Fazit zur aktuellen Situation der gasbasierten Energiewirtschaft

Die aktuelle Entwicklung der gasbasierten Energiewirtschaft im nationalen und im europäischen Kontext stehen derzeit im Widerspruch.

Mit dem REPowerEU Krisenplan definierte die EU **ambitionierte Ziele für die Reduktion des fossilen Gasverbrauchs** und eine stärkere Nutzung erneuerbarer und auch biogener Gase. Die nationale Umsetzung dieser Strategie ist mit den Initiativen der Bundesregierung für einen überwiegend erdgasbasierten Kapazitätsmarkt im Stromsektor und einer Abkehr im Gebäudemodernisierungsgesetz GModG von der zuvor beschlossenen 65 %-Quote für Erneuerbare Energien für neue Heizungsinstallation nicht erkennbar. Die im Gesetzentwurf verankerte „Bio-Treppe“ schreibt

die Grüngasquote von 10 % erst ab 2029 und nur für Neuanlagen vor und ist damit mit dem aktuellen Biomethananteil im deutschen Gasnetz von etwa 1,5 % bilanziell voraussichtlich realisierbar. Eine Nutzung biogener Gase für den Kapazitätsmarkt ist im Referentenentwurf des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG vom 20.4.2026 nicht ausgeschlossen, eine Priorisierung gegenüber fossilen Erdgaslieferungen ist jedoch nicht vorgesehen²⁴.

Die von der EU festgelegte Reduktion des fossilen Gasbedarfs und Erhöhung des Biomethananteils in der gasbasierten Energiewirtschaft wird durch die aktuellen Planungen der Bundesregierung nicht gefördert.

²⁴ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260427-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit->

strom-und-zur-bereitstellung-neuer-kapazitaeten.pdf, abgerufen am 14. Mai 2026

Energiewirtschaftliche Handlungsfelder

KURZFASSUNG:

Die Entwicklung der Strompreise ist von zentraler volkswirtschaftlicher Bedeutung für Deutschland. Hohe Strompreise führen nicht nur zu Inflation und Kaufkraftverlusten, sondern beeinträchtigen insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie. Aufgrund des Merit-Order-Prinzips haben dabei vor allem die Gaspreise einen starken Einfluss auf die Strompreise, da Gaskraftwerke in Knappheitssituationen häufig preissetzend wirken. Die Energiekrise infolge des Ukrainekriegs verdeutlichte zudem die hohe Vulnerabilität des deutschen Energiesystems gegenüber geopolitischen Krisen und fossilen Importabhängigkeiten. Allein die gestiegenen Erdgaspreise verursachten im Jahr 2023 direkte Mehrkosten von rund 32 Mrd. € für deutsche Verbraucher. Die gesamten volkswirtschaftlichen Schäden der Krisenjahre 2022 bis 2025 werden auf jährlich 75 bis 235 Mrd. € geschätzt. Vor diesem Hintergrund gewinnen flexible erneuerbare Energieträger zunehmend an Bedeutung. Studien zeigen, dass flexibilisierte Biogasanlagen sowohl zur Versorgungssicherheit in Dunkelflauten beitragen als auch strompreisdämpfend wirken können. Zudem zeigt die ökologische Betrachtung, dass bei konsequenter Erschließung des technischen Potenzials im Bereich der Gülle- und Gärrestnutzung jährlich bis zu 10,1 Mio. t CO_{2,eq} eingespart werden können.

Handlungsfeld Strompreisentwicklung

Volkswirtschaftlich relevant ist für Deutschland vor allem die künftige Entwicklung der Strompreise. Steigende Strompreise bewirken nicht nur unmittelbar eine steigende Inflation und Kaufkraftverluste, sie führen insbesondere auch zu Wettbewerbsnachteilen für die deutsche Industrie. Maßnahmen zur Begrenzung oder Senkung künftiger Strompreise sind also ein entscheidendes Handlungsfeld für die Energiewirtschaft:

Einfluss des Gaspreises auf den Strompreis.

Der Grund für den starken Einfluss des Gaspreises auf den Strompreis ist das **Merit-Order Prinzip** des europäischen Strommarktdesigns. Bei der Preisbildung an den Strombörsen bestimmen zu jedem Zeitpunkt die Grenzkosten des letzten, zur Deckung des Strombedarfs notwendigen, Kraftwerks den Strom-

Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke

preis. Das letzte und damit teuerste eingesetzte Kraftwerk wird „preissetzend“ und je öfter teure (Gas-)kraftwerke eingesetzt werden, desto höher wird auch im Mittel der Großhandelspreis des Stroms. Nach dem Kohleausstieg im Jahr 2037 bleiben primär Gaskraftwerke als Ergänzung zur erneuerbaren Erzeugung.

Entscheidend für die Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks sind in der Regel die verbrauchsgebundenen Stromerzeugungskosten, bei Gaskraftwerken also neben dem Wir-

kungsgrad des Kraftwerks vor allem der Gaspreis. Damit wird der Strompreis maßgeblich von der eingesetzten Gasart bestimmt. Bleibt Wasserstoff signifikant teurer als fossiles Erdgas, führt eine Besicherung der Stromversorgung mit Wasserstoffkraftwerken zu besonders hohen Strompreisen (**Abbildung 1**). Waren Biogas und Biomethan vor dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine noch signifikant teurer als fossiles Erdgas führten der Angriffskrieg und die Sperrung der Straße von Hormuz im Irankrieg zur signifikanten Steigerung des fossilen Erdgaspreises.

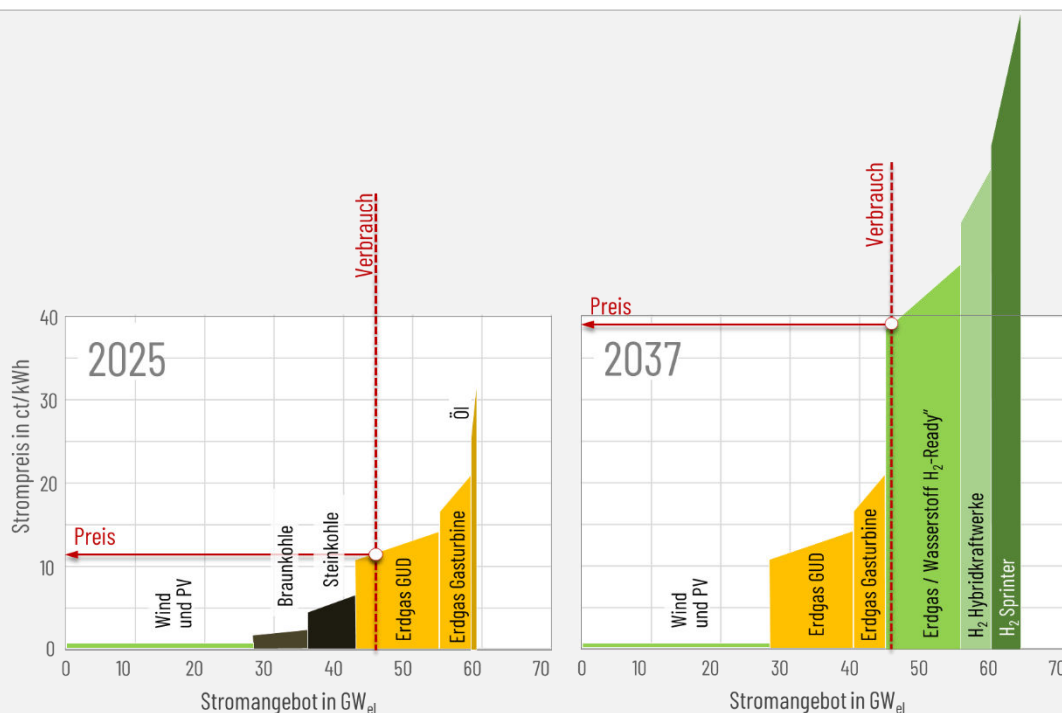


Abbildung 2:

Prinzip der „Merit Order“. Für die Strompreisbildung im Großhandel (Day-Ahead-Markt) sind nur die Grenzkosten der Stromerzeugung – also im Wesentlichen die Verbrauchskosten – ausschlaggebend. Das teuerste eingesetzte Kraftwerk; das notwendig ist, um den aktuellen Verbrauch zu decken, wird „preissetzend“. Je öfter künftig Wasserstoffkraftwerke zum Einsatz kommen werden desto höher ist der mittlere Strompreis in Deutschland.

Prognosen zur weiteren Entwicklung der Gaspreise für die Bundesrepublik Deutschland

Zahlreiche Studien gingen noch nach der Ukraine-Krise davon aus, dass der fossile Gaspreis langfristig niedrig bleiben würde und auch nach Sperrung der Straße von Hormuz stiegen

die Gaspreis Futures im Großhandel nur unwesentlich.

So prognostiziert die IEA für Europa und damit auch für Deutschland ein Sinken der Großhandelspreise von 12,1 USD/MBtu (3,8 ct/kWh) in Europa im Jahr 2023 auf nur noch 4,4 bis 6,5 USD/MBtu (1,4-2,0 ct/kWh_{Gas}) in 2030 und 4,1

bis 7,6 USD/MBtu (1,3-2,4 ct/kWh_{Gas}) in 2040²⁵ und begründet dies mit Überkapazitäten am LNG-Markt. Dabei fällt auf, dass trotz der zunehmenden Abhängigkeit Europas von LNG-Importen die prognostizierten Preise deutlich unter den langjährigen LNG-Weltmarktpreisen liegen. Bei einer zunehmenden Abhängigkeit Europas von LNG-Lieferungen sind Preissteigerungen für fossiles Erdgas also auch für Europäische Gasmärkte wahrscheinlich.

Nicht adressiert werden beispielsweise von den Prognosen der IEA die Risiken für die Gaspreisentwicklung, die sich aus geopolitischen Krisen ergeben, wie dies zuletzt durch die Ukraine-Krise (**Abbildung 3**) und den Irankrieg besonders deutlich wurde. Gerade durch die Zerstörung der Gasinfrastruktur im Irankrieg ist auch für Europa mit länger anhaltenden Gaspreissteigerungen und in der Folge weltweit mit erhebliche volkswirtschaftlichen Schäden zu rechnen.

Prognosen zur weiteren Entwicklung der Strompreise in der Bundesrepublik Deutschland

Der Einfluss fossiler Erdgaspreise auf den Strompreis resultiert unmittelbar aus dem Strompreissystem und dem geltenden Prinzip der „Merit Order“ (**Abbildung 1**). Der Anstieg der Strompreise nach Ausbruch des Ukraine-Kriegs ist auf steigende Gaspreise zurückzuführen. Zwar prognostizieren aktuelle Studien bis 2030 überwiegend stabile bis leicht sinkende Strompreise (Großhandelspreise), gehen dabei aber meist von stabilen Gaspreisen und einem ambitionierten Ausbau erneuerbarer Energien aus. Eine Agora-Analyse des Jahres 2025 prognostiziert, dass der Börsenstrompreis 2030 bei konsequentem Ausbau von Wind/Sonne nur noch bei etwa 65–81 €/MWh_{el} liegt und geht genau wie die

r2b-Mittelfristprognose für den Netzentwicklungsplan- von eher sinkenden Strompreisen 2030 aus.

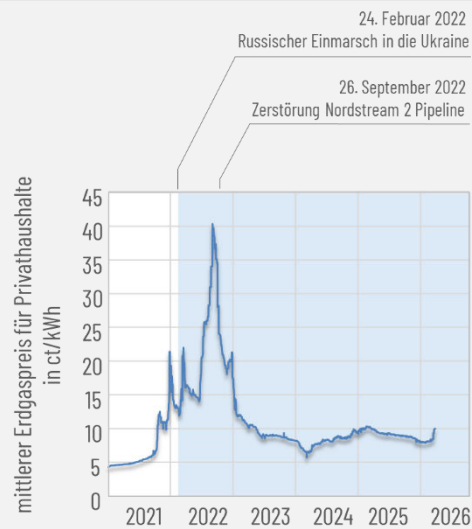


Abbildung 3:

Tagesaktueller Gaspreis für Neukunden (Verivox consumer price Index, Privathaushalte ab 20.000 MWh), Quelle: Statista ²⁶

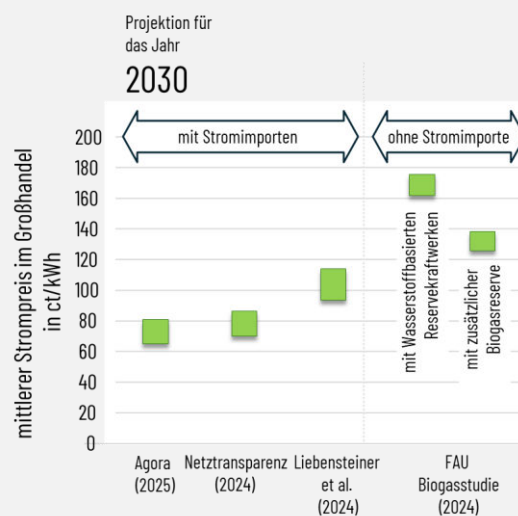


Abbildung 4:

Projektion künftiger Großhandelspreise für Strom in Deutschland am Day-Ahead-Markt. Die Studien unterschieden sich vor allem in den angenommenen Entwicklungen der Importsituation in Knappheitssituationen und in den Annahmen zur künftigen Entwicklung der Erdgas- und Wasserstoffpreise.

²⁵ IEA, World Energy Outlook 2024, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

²⁶ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1459097/umfrage/gaspreis-privathaushalte-deutschland-taeglich/>, abgerufen am 18. April 2026

Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke

Ein ökonometrisches Modell von Liebensteiner et al. (2024) prognostiziert dagegen deutlich höhere Preise. So prognostiziert das Basisszenario bereits für 2025 mittlere Strompreise von 104 €/MWh_{el} in Folge steigender Gas- und CO₂-Preise.

Wesentliche Unsicherheiten für die Prognose künftiger Strompreise resultieren aus schwer zu prognostizierenden Nachfragesteigerungen durch Verkehr und Gebäudeelektrifizierung, politische Maßnahmen (Marktpreisbremse, Kraftwerksreserve, Ausbauziele), Brennstoffpreise und dem unklaren Ausbau erneuerbarer Energien. Auch die Implementierung von Flexibilitätsoptionen (Speicher, Lastmanagement) und unvorhersehbare Ereignisse (wie die zunehmend auftretenden geopolitischen Krisen) erschweren die Prognosen.

FAU-Biogasstudie 2024

Auch die vom Fachverband Biogas im Jahr 2024 beauftragte Studie „Biogas im künftigen Energiesystem“ erarbeitete Prognosen über die künftige Entwicklung des Strompreises. Ein Merit-Order-basiertes Strompreismodell untersuchte den Einfluss der Kosten von Reservekraftwerken auf künftige Strompreise und verglich auf der Basis des offiziellen Netzentwicklungsplans des Jahres 2023 die Besicherung von Wind und PV mit wasserstoffbasierten und biogasbasierten Reservekraftwerken.

Ein wesentlicher Unterschied der Studie zu anderen Studien bestand in der Annahme, dass bei Versorgungsengpässen nicht jederzeit Strom aus dem Ausland importiert werden könnte und der gesamte Strombedarf im Jahr mit eigenen Kraftwerkskapazitäten gedeckt werden muss.

Die Studie postulierte einen Anstieg des mittleren Strompreises am Day-Ahead Markt auf ca. 18 ct/kWh_{el} für ein Szenario mit der ausschließlichen Besicherung von Dunkelflauten mit wasserstoffbasierten Kraftwerken nach den Vorgaben der Wasserstoffstrategie der damaligen Ampelregierung.

Die postulierten Preissteigerungen resultierten zum einen aus dem Strombedarf für die Herstellung des Wasserstoffs und zum anderen aus den hohen Grenzkosten der Stromerzeugung mit Wasserstoff während Versorgungsengpässen. Der strompreissenkende Effekt einer Kapazität von 12 GW_{el} flexiblierter Biogasanlagen wurde auf 4 ct/kWh_{el} quantifiziert.

Dieser Effekt wird mit den aktuellen Planungen der Bundesregierung erst deutlich später spürbar. Im Referentenentwurf des Strom-VKG vom 27.4.2026 ist eine verpflichtende Umstellung fossiler Gaskraftwerke in § 59 auf einen „klimaneutralen“ Betrieb erst ab 2045 verbindlich. Davor ist eine Umstellung von nur jeweils 2 GW_{el} der Kapazitätsreserve erst in den Jahren 2040 und 2043 vorgesehen.

Handlungsfeld Versorgungssicherheit und Resilienz

Volkswirtschaftliche Schäden durch steigende Energiekosten resultierten in der Vergangenheit vor allem aus geopolitischen Krisen. Seit der Ölkrise der 70er Jahre des letzten Jahrhunderts bestätigten zahlreiche Beispiele (**Tabelle 1**) die hohe Vulnerabilität des deutschen Energiesystems und damit auch der deutschen Volkswirtschaft in Folge geopolitischer Abhängigkeiten von Öl und Erdgaslieferungen.

Besonders betroffen von den Versorgungsengpässen war stets insbesondere die Stromversorgung. Die Stromversorgung Deutschlands ist gegenwärtig in einem stark dynamischen Transformationsprozess mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2045. Disruptive Umbrüche internationaler Energiemärkte, Extremwetterereignisse und nicht zuletzt die Notwendigkeit, neue Versorgungsstrukturen für die Besicherung der volatilen Stromerzeugung

aus Wind und Photovoltaik zu etablieren, führten zu einer besonders hohen Volatilität der Strompreise im Großhandel. Die Ukraine Krise, Sabotageaktionen in der Ostsee (Nordstream 2) und in Berlin (Brandanschlag am 3. Januar

2026) unterstreichen die hohe Vulnerabilität des deutschen und europäischen Stromsystems.

Tabelle 1: Geopolitische und sonstige Krisen der letzten Jahre mit unmittelbaren Auswirkungen auf die deutsche und europäische Energieversorgung

Zeitraum	Krise / Ereignis	Betroffene Energieträger	Wirkung auf Deutschland und deutsche Energiekosten
1973–1974	Ölkrise 1973 (Jom-Kippur-Krieg)	Öl, indirekt Strom/Heizung	Massive Preissteigerungen bei Heizöl, Kraftstoffen und energieintensiven Gütern
1979–1981	Zweite Ölkrise (Iranische Revolution)	Öl	Erneuter Ölpreisschock, steigende Inflation und höhere Importkosten in Deutschland.
1990–1991	Golfkrieg	Öl	Kurzfristig starke Ölpreissteigerungen; höhere Kraftstoff- und Heizkosten.
2003	Irakkrieg	Öl, Gas	Lang anhaltend hohe Energiepreise bis 2008; Belastung von Industrie und Haushalten.
2005	Hurrikan Katrina	Öl, Gas	Ausfall von US-Förderung und Raffinerien; globaler Ölpreissprung,
2006	1. Russisch-ukrainischer Gaskonflikt	Gas	steigende Gaspreise und Unsicherheit in Europa.
2009	2. Russisch-ukrainischer Gaskonflikt	Gas	Lieferunterbrechungen in Europa; steigende Gaspreise und Versorgungssorgen.
2011	Arabischer Frühling / Libyenkrieg	Öl, Gas	Ölpreis stieg deutlich; höhere Kraftstoff- und Heizkosten in Deutschland.
2014	Krimkrise	Öl, Gas	Preissteigerungen auf Energieimporte
2019	Angriffe auf saudische Ölanlagen	Öl	Kurzfristiger Ölpreissprung; höhere Kraftstoffpreise auch in Deutschland.
2022	Korrosionsprobleme französischer Kernkraftwerke	Strom	Stark verringerte französische Stromexporte; Preisdruck auf deutsche und europäische Strommärkte
2022	Russischer Überfall auf die Ukraine	Gas, Strom, Öl, Wärme	explodierende Gas-, Strom- und Heizkosten.
2023, 2024	Angriffe im Roten Meer / Huthi-Konflikt	Öl, LNG, Transport	Höhere Frachtraten, Lieferkettenrisiken und indirekter Kostendruck auf Energiepreise.
2026	Irakkrieg, Sperrung der Straße von Hormuz	Öl, Gas	Stark steigende Gas- und Kraftstoffpreise

Direkte Volkswirtschaftliche Folgen geopolitischer Krisen

Die unmittelbaren volkswirtschaftlichen Schäden, die durch bestehende Abhängigkeiten von fossilen Erdgasmärkten entstehen, zeigte zuletzt die Ukraine Krise. Trotz eines Rückgangs des Erdgasverbrauchs um 20,5 % vom Vorkrisenjahr 2021 bis 2023, stiegen durchschnittlichen die Verbraucherpreise um ca. 75 bis 81 % und verursachten für Deutschlands Verbraucher **direkte Mehrkosten von 32,2 Mrd. €** im Jahr 2023 (**Tabelle 2**). Zudem meldete Uniper aufgrund ausbleibender russischer Gaslieferungen für das Jahr 2022 einen **Jahresverlust von 19,1 Mrd. €**²⁷, der durch Bundesmittel in Höhe von 13 Mrd. € teilweise aufgefangen werden musste²⁸.

Auch in den Jahren 2024 und 2025 lagen die Endverbraucherpreise für Haushalte noch etwa 5 ct/kWh_{Gas} über dem Vorkriegsniveau und stiegen zuletzt nach Beginn des Irakkriegs weiter an (**Abbildung 2**).

Indirekte Volkswirtschaftliche Folgen geopolitischer Krisen

Zusätzliche volkswirtschaftliche Schäden entstanden durch Umsatzrückgänge beispielsweise in der chemischen Industrie, steigenden Strompreisen und Kaufkraftverluste durch die steigende Inflation. Insgesamt werden die Folgen des Kriegsausbruchs in der Ukraine und die Auswirkungen der Pandemie in den Jahren 2022 bis 2025 auf **jährlich 75 bis 235 Mrd. Euro** geschätzt²⁹, die zu einem erheblichen Anteil auf steigende Erdgaspreise zurückzuführen sind.

Tabelle 2: Preissteigerungen für fossiles Erdgas in Folge der Ukraine Krise

	Durchschnitts- preise Erdgas		Preissteigerung		Verbrauch ³	Mehrkosten
	2021	2023			2023	
	in ct/kWh _{Gas}		in ct/kWh _{Gas}	in %	in TWh _{Gas}	in Mrd €
Haushalte	6,58 ¹	11,92 ¹	5,34	81	251	13,4
Gewerbe	4,47 ²	7,83 ²	3,36	75	106	3,6
Industrie	4,47 ²	7,83 ²	3,36	75	240	8,1
Energiewirtschaft	4,47 ²	7,83 ²	3,36	75	211	7,1
					808	32,2

¹ Haushaltskunden, Quelle Destatis 61243-0011, www.destatis.de/ExterneLinks/DE/genesis-online.html

² Nicht-Haushaltskunden, Quelle Destatis 61243-0015 www.destatis.de/ExterneLinks/DE/genesis-online.html

³ Quelle AGEb, Energiebilanz der Bundesrepublik 2021 und 2023, www.ag-energiebilanzen.de

Importsituation fossiles Erdgas

Weitere Steigerungen der fossilen Gaspreise können in Zukunft auch aus den uneinheitlichen Entwicklungen der globalen Erdgasreserven resultieren. Während sich aus den aktuellen Zahlen der Bundesrohstoffagentur eine die

statische Reichweite der Erdgasreserven in den USA von nur 16,2 Jahren und in der Europäischen Union von nur 7,6 Jahren berechnen (**Tabelle 2**), sind die Reserven in den Krisengebieten des Nahen Ostens und in Russland

²⁷ www.reuters.com/markets/commodities/uniper-flags-lower-than-expected-2022-loss-gas-prices-fall-2023-02-01.html, abgerufen am 16.4.2026

²⁸ www.zdfheute.de/wirtschaft/unternehmen/uniper-bilanz-zahlung-bund-100.html, abgerufen am 16.4.2026

²⁹ https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Kurzberichte/PDF/2026/IW-Kurzbericht_2026-Kosten-der-Krise.pdf

bis auf weiteres ausreichend, um in einem Umfeld mit offenen Handelsmärkten weiterhin niedrige Gaspreise zu gewährleisten.

Tabelle 3: Reichweite der weltweiten fossilen Erdgasreserven (Quelle: BGR³⁰)

Land/Region	Anteil Reserven In %	statische Reichweite in Jahren
Russische Föderation	21,2	68,7
Iran	16,3	123,6
Katar	11,4	131,7
Vereinigte Staaten	8,4	16,2
Turkmenistan	6,7	182,8
Saudi-Arabien	4,6	78,1
V. Arab. Emirate	3,9	144,8
Norwegen	0,7	12,5
UK	0,063	3,9
EU-28	0,3	7,6
davon:		
Deutschland	0,009	4,0
Welt	100,0%	49,4

Nationale Erdgasreserven

Die heimische Erdgasförderung in Deutschland hat in den vergangenen Jahrzehnten deutlich an Bedeutung verloren und deckt heute nur noch einen kleinen Teil des nationalen Verbrauchs. Dennoch wird derzeit oft auf nationale Schiefergasvorkommen verwiesen, die zusätzlich genutzt werden könnten. Die BGR gibt die geschätzten Schiefergasvorkommen in Deutschland mit 800 Mrd. m³ an. Damit könnte der aktuelle jährliche Gasverbrauch von etwa 80,6 Mrd. m³ theoretisch **etwa zehn Jahre lang gedeckt werden**. Allerdings werden diese Vorkommen nach wie vor nicht als Reserven, sondern nur als Ressourcen geführt, sind also *„derzeit technisch-wirtschaftlich und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare ... Energierohstoffmengen“*⁸

Importsituation Strom

Neben der sicheren Versorgung mit fossilem Erdgas ist für den Wirtschaftsstandort Deutschland auch die sichere Versorgung mit Strom entscheidend. Entscheidend für eine unterbrechungsfreie und kostengünstige Stromversorgung ist neben einer resilienten Gasversorgung vor allem auch die Importsituation von Strom aus benachbarten Ländern. Derzeit werden besonders in Phasen mit wenig innerdeutscher Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik (Dunkelflauten) noch große Mengen Strom importiert. So betrug das kumulierte Erzeugungsdefizit der Erneuerbaren Energien in der längsten Dunkelflaute des Jahres 2025 vom 6.11., 14:00 h bis zum 11.11. um 9:00 etwa 1,74 TWh und wurde zu 66,1 % durch Importe vor allem aus Frankreich (21,7 %), Dänemark (15,4 %) und den Niederlanden (12,1 %) gedeckt, während gleichzeitig 20,6 % der Importe vor allem nach Polen (9,7 %) und Österreich (6,3 %) durchgeleitet wurden.

Insbesondere aufgrund der prekären Versorgungssituation Frankreichs kann nicht davon ausgegangen werden, dass auch bei künftigen Dunkelflauten Importe in ähnlicher Größenordnung möglich sein werden. Die derzeit 57 noch betriebenen französischen Kernkraftwerken weisen mittlerweile ein Durchschnittsalter von 40,2 Jahren auf³¹. Aktuell werden 36 Kernkraftwerke jenseits ihrer „Design-Life“-Grenze von 40 Jahren betrieben³². Dies bedeutet, dass bei Berücksichtigung physikalischer Betriebsgrenzen in den nächsten Jahren die meisten dieser Kraftwerke vom Netz gehen müssten, ohne dass entsprechende Erzeugungskapazitäten für den Ersatz dieser Kernkraftwerke absehbar sind.

³⁰ BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2024): BGR Energiedaten 2024 – Daten zu Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung; Hannover. doi:10.25928/es-2024-tab

³¹ <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>, abgerufen am 26.4.2026

³² <https://www.world-nuclear-news.org/articles/french-regulator-says-1300-mw-units-can-operate-beyond-40-years?>, abgerufen am 26.4.2026

Tabelle 4: Stromimporte während der Dunkelflaute vom 6.11.2025 bis zum 11.11.2025 (Quelle: smard³³, positive Werte bedeuten Stromimporte, negative Werte bedeuten Stromexporte)

	Nettostrom- importe und -ex- porte	mittlerer Stromfluss	Importbeitrag zur Deckung des kumulierten Defizits von 1742 GWh am 6.11.2025, 11 ⁰⁰ h - 11.11.2025, 14 ⁰⁰ h		
	in GWh		Importe	Exporte	gesamt
Niederlande	+209,9	+1,9	+12,1 %		
Schweiz	-41,9	-0,4		-2,4 %	
Dänemark	+268,0	+0,4	+15,4 %		
Tschechien	+6,8	+0,1	+0,4 %		
Luxemburg	-39,0	-0,3		-2,2 %	
Schweden	+20,5	+0,2	+1,2 %		
Österreich	-109,9	-1,0		-6,3 %	
Frankreich	+378,2	+3,3	+21,7 %		
Polen	-168,2	-1,5		-9,7 %	
Norwegen	+158,7	+1,4	+9,1 %		
Belgien	+109,1	+1,0	+6,3 %		
Summe	+792,3	0,4	+66,1 %	-20,6 %	+45,5 %

Fazit zu den volkswirtschaftlichen Folgen geopolitischer Abhängigkeiten von fossilem Erdgas

Die volkswirtschaftlichen Schäden durch geopolitische Abhängigkeiten von fossilen Erdgasressourcen liegen also im **zwei- bis dreistelligen Milliardenbereich**. Hinzu kommt, dass die statische Reichweite Europäischer und Nordamerikanischer Erdgasreserven nur noch wenige Jahre beträgt und daher die geopolitischen Abhängigkeiten von Russland und anderen totalitären Staaten wie den

Iran, Turkmenistan und Saudi-Arabien künftig weiter erhöhen (**Tabelle 3**).

Zudem ist die Importsituation von Strom aus europäischen Nachbarstaaten zunehmend kritisch. Vor allem die Altersstruktur französischer Kernkraftwerke stellt die künftigen Importmöglichkeiten in Frage. Zudem zeigen Analysen der Dunkelflaute-Situationen der letzten Jahre, dass gerade **in Knappheitssituationen am deutschen Strommarkt nur begrenzt mit Importen aus europäischen Nachbarländern gerechnet werden kann**.

Handlungsfeld ökologische Rahmenbedingungen

Bedeutung der Gülleverwertung für die CO₂-Emissionen Deutschlands

Die ökologischen Rahmenbedingungen von Biogasanlagen hängen maßgeblich von den eingesetzten Substraten ab. Das von Kolb et.

al. durchgeführte Literaturreview zu den Treibhausgasemissionen erneuerbarer Gase zeigt deutliche Unterschiede zwischen Biomethan aus Energiepflanzen und aus Gülle³⁴. Während Biomethan aus Energiepflanzen durchschnittliche Emissionen von 127,6 kg CO_{2,eq}/MWh_{CH₄}

³³ <https://www.smard.de/home>, abgerufen am 26.4.2026

³⁴ Kolb, S., Müller, J., Luna-Jaspe, N., & Karl, J. (2022). Renewable hydrogen imports for the German energy transition—A comparative life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, 373, 133289.

verursacht, weist Biomethan aus Gülle mit durchschnittlich $-82,2 \text{ kg CO}_{2,\text{eq}}/\text{MWh}_{\text{CH}_4}$ sogar eine negative Treibhausgasbilanz auf. Ursache hierfür sind insbesondere anrechenbare vermiedene Methanemissionen aus der Gülleausbringung auf dem Feld. Bei Energiepflanzen wirken sich dagegen unter anderem der Einsatz von Düngemitteln und landwirtschaftlichen Maschinen emissionssteigernd aus. In beiden Fällen liegen die Emissionen jedoch deutlich unter denen von konventionellem Erdgas, die basierend auf dem Literaturreview von Heath et al. bei 214 bis $330 \text{ kg CO}_{2,\text{eq}}/\text{MWh}_{\text{CH}_4}$ liegen³⁵.

Die stärkere Nutzung der Güllepotenziale gewinnt zur Treibhausgasreduktion zunehmend an Bedeutung. Nach Angaben des DBFZ sind derzeit rund zwei Drittel des technischen Potenzials zur energetischen Nutzung von Gülle in Deutschland noch unerschlossen. Durch eine stärkere Nutzung von Gülle in Biogasanlagen könnten nach den Angaben des DBFZ jährlich zwischen 3,8 und 4,8 Mio. t CO_2 -Äquivalente zusätzlich vermieden werden³⁶. Eine Nutzung von 100 % des technischen Potenzials der Gülle in Deutschland wäre dementsprechend mit CO_2 -Einsparungen von 6,3 Mio. t $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ pro Jahr verbunden. Durch die Substitution fossiler Energieträger werden bei der energetischen Nutzung weitere Einsparungen in Höhe von mindestens ca. 3,8 Mio. t $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ erzielt. **Die gesamten CO_2 Einsparungen bei der konsequenten Nutzung von Gülle würden sich damit auf 10,1 Mio. t $\text{CO}_{2,\text{eq}}$ jährlich summieren**

Der aktuelle Referentenentwurf des EEG 2027 sieht eine Verlängerung der Anschlussförde-

rung für Güllekleinanlagen vor. Demgegenüber wurde der sogenannte Maisdeckel im Biomassepaket 2025 zunächst verschärft, wobei der Referentenentwurf des EEG 2027 wieder eine Anhebung auf 30 % vorsieht.

Um einen möglichst großen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele zu leisten, ist es sinnvoll die Marktbedingungen für Biogasanlagen mit hohen Gülleanteilen zu verbessern. Dies kann neben höheren Zuschlägen für Kleinanlagen mit hohem Gülleinsatz auch durch vereinfachte Genehmigungsverfahren umgesetzt werden.

Flexibilisierung klimafreundlicher Gülleanlagen

Problematisch ist im aktuellen gesetzlichen Rahmen, dass für Kleinanlagen bis zu einer installierten Leistung von $350 \text{ kW}_{\text{el}}$, die nach §44 EEG für die Vergärung von Gülle mit erhöhten Vergütungssätzen gefördert werden, derzeit eine 2,2-fache Überbauung gefordert ist³⁷, die installierte Leistung aber auf $150 \text{ kW}_{\text{el}}$ beschränkt ist. Damit ist eine Überbauung der Anlage stark beschränkt und Kleingülleanlagen sind nicht berechtigt an der Flexibilisierung und damit an Zusatzerlösen aus der zusätzlichen Bereitstellung von Reserveleistung zu partizipieren. Aus diesem Grund fordert die Ulmer Erklärung der bayerischen Landwirtschaftsministerin und des baden-württembergischen Landwirtschaftsministers eine Umstellung der Höchstleistung einer Gülleanlage nach §44 Abs (2), Nr. 2 EEG auf die „Bemesungsleistung“ von 150 kW anstelle der „installierten Leistung“.

³⁵ Heath et al.(2014): Harmonization of initial estimates of shale gas life cycle greenhouse gas emissions for electric power generation, 10.1073/pnas.1309334111, abgerufen am 16.5.2025

³⁶ https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Broschuere_Peggue.pdf, abgerufen am 14.5.2026

³⁷ §39i, Abs (2a), Satz 4: „Abweichend von Satz 1 beträgt die Anzahl der förderfähigen Betriebsviertelstunden für Biogasanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 350 Kilowatt, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren ermittelt worden ist, 16 000 Betriebsviertelstunden.“

Volkswirtschaftliche Bewertung flexibilisierter Biogas- und Biomethan-Anlagen

KURZFASSUNG:

Die Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen zeigt die erheblichen volkswirtschaftlichen Vorteile dieser: Neben der Funktion als erneuerbare Reservekraftwerke ermöglichen sie Einsparungen durch die Vermeidung von Kapazitätsprämien für fossile Kraftwerke, geringere Redispatch-Kosten sowie die Substitution fossilen Erdgases im Strom-, Wärme- und Gassektor. Besonders relevant ist zudem der strompreissenke Merit-Order-Effekt, der zusätzliche Einsparungen in Höhe von 9 bis 18 Mrd. € jährlich ermöglicht. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bis zum Jahr 2030 eine flexible Biogaskraftwerksleistung von 12,6 GW erforderlich ist, um einen substanziellen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten zu können. Hierfür ist eine deutliche Erhöhung der Ausschreibungsvolumina auf jährlich 3,2 GW notwendig. Bis zum Jahr 2033 sollte so eine Reserve von etwa 22 GW_{el} entstehen. Zusätzlich zur bestehenden Flexibilitätprämie sollte eine Speicherkapazitätszulage eingeführt werden, um ausreichend große Gasspeicher für länger andauernde Dunkelflauten bereitzustellen. Den jährlichen Förderkosten von maximal 5,3 Mrd. € steht bereits ohne Berücksichtigung extremer Gaspreisentwicklungen ein unmittelbarer volkswirtschaftlicher Nutzen von mindestens 7,8 Mrd. € gegenüber.

Volkswirtschaftliche Kosten einer Versorgungssicherheitsreserve mit flexibilisierten Biogasanlagen

Flexibilisierungsoptionen für Biogasanlagen

Für die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen wurden in der FAU-Biogasstudie 2024 bereits unterschiedliche technische Maßnahmen beschrieben. Die naheliegende und heute bereits teilweise umgesetzte Maßnahme ist die

- Flexibilisierung mit Gasspeichern

und einer Überbauung der Gasmotoren mit zusätzlichen Motoren. Weitere Möglichkeiten

zur Flexibilisierung der Stromerzeugung sind die

- Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz, und dessen Entnahme in Bedarfszeiten
- die Steigerung der Biogasausbeute durch die Verwendung von Spitzenlastsubstraten und
- die Direktmethanisierung von Biogas.

Nicht diskutiert wurden in der Studie Maßnahmen zur Nutzung der Motoren einer Biogasanlage mit anderen Brennstoffen oder die Speicherung von Biomethan als Flüssigmethan

(LNG) oder in Druckspeichern als (BioCNG). Denkbar wäre auch die Nutzung des gespeicherten Biomethans in weiteren Motoren, beispielsweise in auf CNG oder LNG umgerüsteten Traktoren mit Zapfwellengeneratoren. Kernproblem der Refinanzierung dieser Maßnahmen ist die stets geringe Laufzeit der Motoren beim netzdienlichen Betrieb der Anlage. Trotz hoher Strompreise ist eine Refinanzierung problematisch und erfordert deshalb – wie für die geplante Einführung einer Kapazitätsreserve – zusätzliche eine Flexibilitätsprämie. Um sicherzustellen, dass flexibilisierte Biogasanlagen in Dunkelflaute-Situationen künftig auch hinreichend lange Strom erzeugen können, ist es wichtig, dass nicht nur die

Überbauung mit Motoren gewährleistet wird, sondern auch ausreichen hohe Gasspeichervolumina realisiert werden.

Die längerfristige Speicherung des Methananteils im Biogas nach einer Verflüssigung als BioLNG erfordert zwar höhere Investitionen als der Aufbau atmosphärischer Gasspeicher, könnte aber wesentlich höhere Gasmengen dauerhaft speichern und so wesentlich zur Resilienz der Energieversorgung in Krisen- und Konfliktszenarien beitragen und den Aufbau einer dezentral verteilten und damit kaum angreifbaren „strategischen Reserve“ ermöglichen.

Volkswirtschaftlicher Nutzen durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Volkswirtschaftliche Nutzen durch die strompreismindernde Wirkung von Biogasanlagen („Merit-Order-Effekt“)

Ein wesentlicher volkswirtschaftliche Nutzen flexiblierter Biogasanlagen resultiert aus dem Merit-Order-Effekt und der strompreissenkenden Wirkung im Vergleich zu wasserstoffbasierten Reservekraftwerken. Die FAU-Biogasstudie 2024 prognostiziert für das Jahr 2030 einen strompreismindernden „Merit-Order-Effekt“ von durchschnittlich 4 ct/kWh_{el} im Jahr bei einem prognostiziertem Gesamtverbrauch von etwa 720 TWh und einer installierten Kapazität von 12 GW_{el}. Daraus errechnen sich für die Endverbraucher bundesweit Einsparungen von **etwa 29 Mrd. Euro jährlich**.

Diese hohen Einsparungen basieren auf der Annahme, dass die Reservekraftwerke zur Besicherung von Wind und Photovoltaik mit Wasserstoff betrieben werden, wie dies in der Wasserstoffstrategie der Ampelregierung

vorgesehen war. Unter heutigen Randbedingungen scheint es allerdings unwahrscheinlich, dass die notwendigen Wasserstoffmengen rechtzeitig zur Verfügung stehen. Zudem schließt die fehlende Priorisierung von erneuerbaren und Energieträgern im aktuellen Entwurf des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG vom 27.4.2026 eine Nutzung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten in naher Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit aus. Beim Vergleich mit erdgasbasierten Reservekraftwerken sind die unmittelbaren Einflüsse auf den Strompreis von der Preisdifferenz zwischen Erdgas und Biogas geringer und werden maßgeblich von der geopolitischen Entwicklung und den künftigen Erdgaspreisen ab.

Abbildung 5 zeigt den zu erwartenden Merit-Order Effekt durch flexibilisierte Biogasanlagen in Abhängigkeit des Gaspreises und der daraus resultierenden der Grenzkosten der Preissetzenden Kraftwerke³⁸ unter der Annahme,

³⁸ Einfache Gasturbinenkraftwerke, el. Wirkungsgrad 30%. Hinweis: In Knappheitssituationen sind nicht hocheffiziente

GUD-Kraftwerke (Wirkungsgrad bis 60%) preissetzend, sondern weniger effiziente einfach Gasturbinen mit typischen Wirkungsgraden von 25-35%.

Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke

dass deren Einsatz im Jahr 2030 über 400, 600 oder 800 Stunden des Jahres durch flexibilisierte Biogaskraftwerke vermieden werden kann. Der gewichtete Zuschlagswert der bezuschlagten Biogas-Bestandsanlagen betrug im Jahr 2025 17,38 ct/kWh_{el}. Die Grenzkosten der Stromerzeugung mit Biogasanlagen werden auch bei schwankenden Marktpremien etwa 18 ct/kWh betragen.

Strompreismindernd werden sich diese Anlagen immer dann, wenn die Grenzkosten der preissetzenden Gaskraftwerke diesen Strompreis übersteigen. Werden einfache Gaskraftwerke mit einem typischen Wirkungsgrad von 30% preissetzend, wird dieser Strompreis bei einem Großhandels-Gaspreis von 4,7 ct/kWh_{el} und einem CO₂-Preis von 80 €/t_{CO₂} erreicht. Entspräche der mittlere Großhandels-Gaspreis im Jahr 2030 dem des Jahres 2022 (12,3 ct/kWh_{Gas}), sparen die Biogasanlagen durch den Merit-Order-Effekt und den vermiedenen Einsatz dieser Gaskraftwerke wie in **Abbildung 5** dargestellt in 400 bis 800 Stunden **ca. 9 bis 18 Mrd. Euro jährlich** ein³⁹.

Volkswirtschaftlicher Nutzen durch Wärme- und Biomethanerzeugung aus Biogas

Signifikant ist auch der volkswirtschaftliche Nutzen der Biomethaneinspeisung und der Wärmeerzeugung aus Biogas. Biomethan und Wärme aus Biogasanlagen substituieren unmittelbar den Verbrauch von fossilem Erdgas, verringern fossile Erdgasimporte und steigern die inländische Wertschöpfung. Die Wärmeerzeugung aus Biogasanlagen wird von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) für 2025 mit 15,4 TWh angegeben.

³⁹ Beispielrechnung: „Gas-Sprinter“ erzeugen bei einem Gaspreis von 12 ct/kWh_{Gas} (ohne Berücksichtigung von CO₂ Preisen) mit einem Wirkungsgrad von 30% Strom für 12/0,3=40 ct/kWh_{el}. Kommen „Gas-Sprinter“ in 2030 über 400h zum Einsatz, wirkt der Merit-Order-Effekt auf 720 TWh x 400h/8760h des Jahre 2030 (Grundlage für

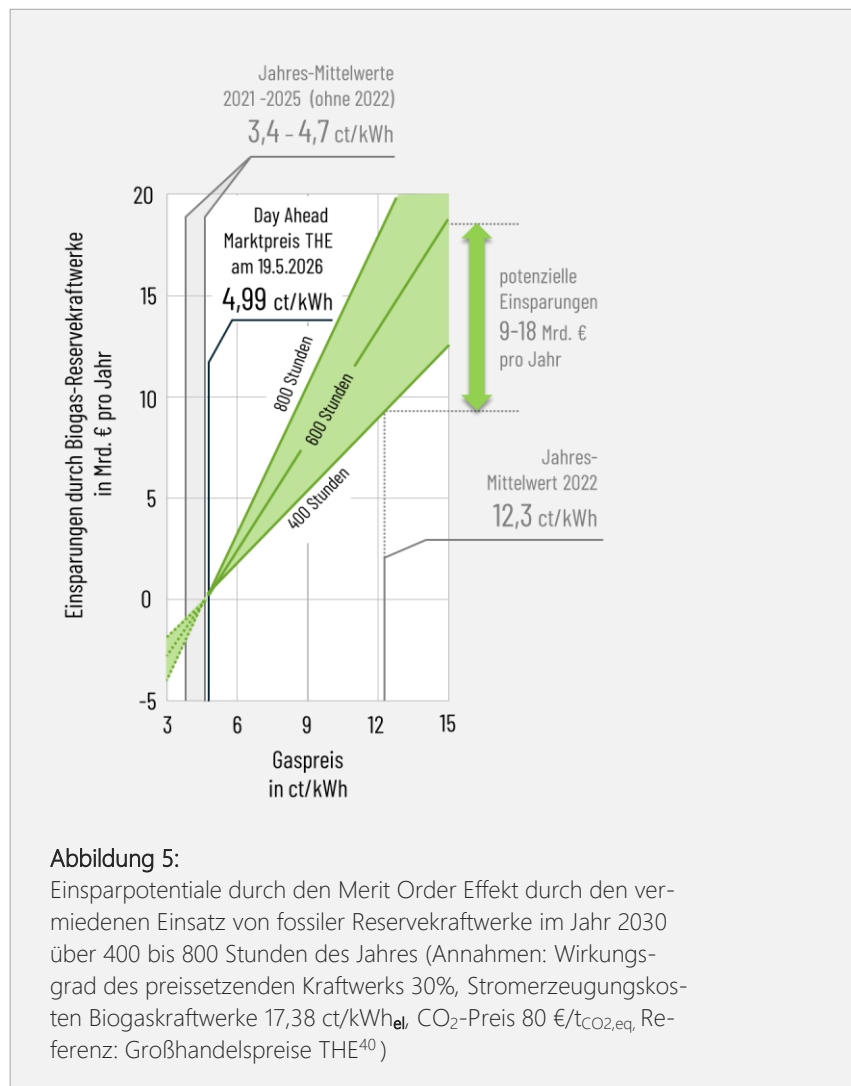


Abbildung 5:

Einparpotentiale durch den Merit Order Effekt durch den vermiedenen Einsatz von fossiler Reservekraftwerke im Jahr 2030 über 400 bis 800 Stunden des Jahres (Annahmen: Wirkungsgrad des preissetzenden Kraftwerks 30%, Stromerzeugungskosten Biogaskraftwerke 17,38 ct/kWh_{el}, CO₂-Preis 80 €/t_{CO₂,eq}, Referenz: Großhandelspreise THE⁴⁰)

Gleichzeitig betrug die Stromerzeugung die Bruttostromerzeugung 27,8 TWh. Da die Wärmeerzeugung eines BHKWs nahezu ähnlich hoch ist wie die Stromerzeugung könnte die Wärmeerzeugung bestehenden Biogasanlagen bei konsequenterer Wärmenutzung auch im Sommer auf etwa 25 TWh gesteigert werden. Gleichzeitig wurden in Deutschland im

den Stromverbrauch von 720 TWh: NEP). Die jährlichen Einsparungen errechnen sich bei diesem Gaspreis und Grenzkosten für Biogasanlagen von 18 ct/kWh_{el} also aus

$$720 \text{ TWh}_{el} \times 400\text{h}/8760\text{h} \times (40 - 18) \text{ ct/kWh}_{el} = 7,2 \text{ Mrd. €}$$

Jahr 2025 ca. 15 TWh Biomethan erzeugt⁴¹. In Summe substituieren Wärme aus Biogasanlagen und Biomethan im Jahr also etwa 30 TWh fossiles Erdgas, die bei einem durchschnittlichen Importpreis von 3,9 ct/kWh_{Gas} im Jahr 2025⁴² Einsparungen von **etwa 1,2 Mrd. Euro jährlich**.

Volkswirtschaftlicher Nutzen durch eingesparte Redispatch-Kosten

Der Monitoringbericht⁴³ der BNetzA beziffert die Redispatch-Kosten im Jahr 2025 auf 2,7 Mrd. Euro. Davon entfiel etwa 1 Mrd. auf die Vorhaltung und Netzreservekraftwerken, vor allem im Süden Deutschlands. Wieviel davon durch den flexiblen Einsatz von Biogasanlagen eingespart werden könnte ist schwer abzuschätzen. Unter der Annahme, dass zumindest 5 bis 10 % der Redispatch-Kosten durch flexibilisierte Biogasanlagen eingespart werden können, werden jährlich weitere **0,1 bis 0,3 Mrd. Euro** eingespart.

Volkswirtschaftlicher Nutzen durch eingesparte Kapazitätsprämien nach StromVKG

Durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen werden Reservekapazitäten etabliert, die ansonsten durch neue Kapazitäten im Rahmen des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz – StromVKG) realisiert werden müssten. Zunächst nannte der Referentenentwurf vom 27.04.2026 in §41 noch keinen Höchstwert für die Kapazitätsprämie Euro je Megawatt reduzierte Leistung pro Jahr

(Euro/MW/a). Unter der Annahme, dass künftige H₂-Ready Kraftwerke am Strommarkt preissetzend sind, also keine Gewinne aus dem laufenden Betrieb generieren können folgt, dass die Kapazitätsprämie den Kapitaldienst für die neu zu errichtenden Anlagen vollständig decken muss. Aus publizierten Kosten für Wasserstoff-Ready Gaskraftwerken in Höhe von ca. 540⁴⁴ bis 1070 €/kW_{el}⁴⁵ errechnet sich bei einer Abschreibungsdauer von 15 Jahren und einem Zinssatz von 6 % notwendige jährliche Förderungen in Höhe von 56 bis 110 €/kW_{el} für die Refinanzierung eines Wasserstoff-Ready Gaskraftwerk. Dies entspricht auch in etwa der Zuschlagshöhe der Ausschreibung für Kapazitätsreserve nach §13e EWG in Höhe von aktuell 99,9 €/kW_{el} pro Jahr.

Mit dem im Kabinettsbeschluss vom 13. Mai 2026 veröffentlichte die Bundesregierung eine Fassung des Gesetzentwurfs, in der in §39 eine Höchstgebotsgrenze von 173 €/kW_{el}⁴⁶ festgelegt wurde. Durch die Bereitstellung einer Reserveleistung von 12,6 GW mit flexibilisierten Biogasanlagen könnten also Kapazitätsprämien für Wasserstoff-Ready Gaskraftwerk in Höhe von bis zu **2,2 Mrd. € pro Jahr** eingespart werden.

Volkswirtschaftlicher Nutzen durch regionale Wertschöpfung

Den staatlichen Aufwendungen für die Auszahlung des Flexibilitätszuschlages stehen erhebliche staatliche Rückflüsse gegenüber. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass ohne eine kostendeckende Flexibilisierung beste-

⁴¹ 4,5 TWh für Wärmeerzeugung, 3,9 TWh für den Verkehrssektor und 2,7TWh/40%= 6,75 TWh für die Stromerzeugung, Quelle: AGEE-Stat, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien, https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0_0.xlsx.pdf, abgerufen am 18.4.2026

⁴² <https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/erdgas-monatlich.html>

⁴³ <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>, abgerufen am 16.4.2026

⁴⁴ Freitag, Patrick, et al. "A techno-economic analysis of future hydrogen reconversion technologies." *International Journal of Hydrogen Energy* 77 (2024): 1254-1267.

⁴⁵ EnBW nennt für die Realisierung von Gaskraftwerken mit einer Kapazität von 1,5 GW in Altbach/Deizisau Kosten von 1,6 Mrd Euro <https://www.enbw.com/press/enbw-hydrogen-ready-gas-turbine-stuttgart.html>, abgerufen am 26.4.2026

⁴⁶ <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-sicherung-der-versorgungssicherheit-strom.pdf>, abgerufen am 19.5.2026

hender Biogasanlagen erhebliche Infrastrukturen betroffen wären, spricht auch die zu erwartende regionale Wertschöpfung durch die Investitionen in die Flexibilisierung und den Erhalt von Arbeitsplätzen für eine weitere Förderung bestehender Anlagen.

Tabelle 5 und **Abbildung 6** fassen die Rückflüsse aus den staatlichen Vergütungen für

den Flexibilitätszuschlag zusammen. Durch Investitionen und den Erhalt von Arbeitsplätzen entstehen steuerliche Rückflüsse (Annahmen: 54% der Bruttolöhne, 30 % der Investitionen) in Höhe von etwa 90 % der Kosten des bisherigen Flexibilitätszuschlages. Die regionale Wertschöpfung alleine aus diesen unmittelbaren steuerlichen Rückflüssen beläuft sich auf **1,1 Mrd. Euro pro Jahr** und mindert die Kosten des Flexibilitätszuschlages um etwa 90%.

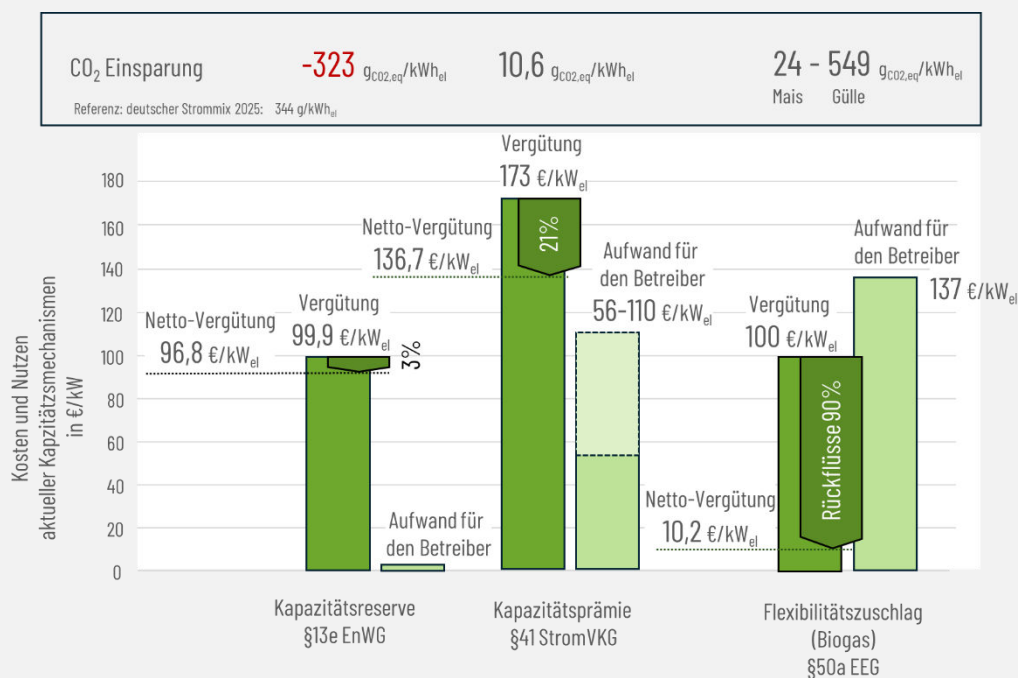


Abbildung 6:

Aktuelle Vergütungen für die aktuell geltenden (§13e EWG und §50a EEG) und geplante Kapazitätsmechanismen (§41 StromVKG) und Aufwand für die Bereitstellung der Reservekapazitäten. Während die Kapazitätsreserve nach §13e EnWG durch die Betreiber alter und im Energy-Only-Markt nicht konkurrenzfähiger Bestandsgasturbinenanlagen nahezu ohne Aufwand des Betreibers realisiert werden kann, stehen dem aktuellen Flexibilitätszuschlag nach §50a EEG für Biogasanlagen Aufwendungen gegenüber, die sich in Verbindung mit der notwendigen Speicherkapazität nicht refinanzieren. Staatliche Rückflüsse und ökologischer Nutzen (**Tabelle 5**) sind für den Flexibilitätszuschlag am höchsten.

Demgegenüber sind für die Vergütungen für die Kapazitätsreserve nach §13e EnWG und die geplante Kapazitätsprämie nach §41 StromVKG keine Rückflüsse in ähnlicher Höhe zu erwarten. Unverständlich ist insbesondere die hohe Vergütung für die Kapazitätsreserve nach §13e EnWG von 99,9 €/kW_{el} in den Jahren 2024 bis 2026, die für die Betreiber sehr alter, abgeschriebener Gaskraftwerke nahezu ohne eigenen Aufwand für Neuinvestitionen in

Anspruch genommen werden können. Dies ist vor allem im Vergleich mit den hohen Anforderungen und Investitionen für die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen vor dem Hintergrund nicht zu begründen. Besonders fatal ist diese Fehlleitung von Zuschüssen vor dem Hintergrund der Tatsache, dass gerade sehr alte und ineffiziente Gaskraftwerke keinen Beitrag zur Minderung der CO₂ Emissionen des Energiesektors leisten.

Volkswirtschaftlicher Nutzen durch vermiedene CO₂ Einsparungen

Aus der potenziellen Einsparung von 10,1 Mio. t_{CO₂eq} durch die energetische Nutzung von Gülle in Biogasanlagen errechnet sich mit den aktuellen CO₂-Preisen von etwa 80 €/t_{CO₂eq} im ETS eine potenzielle Einsparung von 0,8 Mrd. Euro jährlich. Tatsächlich gibt das Umweltbundesamt aber deutlich höhere Werte für die volkswirtschaftlichen Kosten der

CO₂-Emissionen an. So empfiehlt das UBA im "Methodological Convention 3.2 for the Assessment of Environmental Costs" des Jahres 2024 die Verwendung eines Wertfaktors von 300 €/t_{CO₂eq} bei einer Priorisierung des Wohlergehens der heutigen Generation und einen Wert von 880 €/t_{CO₂eq} wenn das Wohlergehen der heutigen und künftigen Generationen gleich gewichtet werden⁴⁷. Daraus errechnet sich ein potenzieller volkswirtschaftlicher Nutzen durch güllebasierte Biogasanlagen **von 3,0 bzw. 8,8 Mrd. Euro jährlich.**

Tabelle 5: Aktuelle Vergütungen für aktuell geltenden (§13e EWG und §50a EEG) und geplante Kapazitätsmechanismen (§41 StromVKG)

	Vergütung	Aufwand für den Betreiber		regionale Wertschöpfung		
	in €/kW _{el} ·a	Investition in €/kW _{el}	Kapitaldienst ¹ in €/kW _{el} ·a	Bruttolöhne ² in €/kW _{el} ·a	Steuer-rück-flüsse ³ in €/kW _{el} ·a	Nettovergütung in €/kW _{el} ·a
Kapazitätsreserve nach §13e EnWG ^{5,6}	99,99	0	0,0	6	3,2	96,8
Kapazitätsprämie nach §41 StromVKG	173	540-1070	56-110,2	6	20-36,3	136,7
Flexibilitätszuschlag nach §50a EEG	100	1335 ⁴	137,5	90	89,8	10,2

	Vergütung in €/kW _{el} ·a	CO ₂ Einsparung Referenz Strommix 2025 ⁶ : 344 g _{CO₂,eq} /kWh _{el}	
		Emission in g _{CO₂,eq} /kWh _{el}	Einsparung in g _{CO₂,eq} /kWh _{el}
Kapazitätsreserve nach §13e EnWG ^{5,6}	99,99	Gasturbine $\eta_{el}=30\%$: 667	-323
Kapazitätsprämie nach §41 StromVKG	120	GUD Kraftwerk $\eta_{el}=60\%$: 333	11
Flexibilitätszuschlag nach §50a EEG	100	Mais ⁸ , $\eta_{el}=40\%$: 320	16
		Gülle ⁸ , $\eta_{el}=40\%$: -205	549

¹ Zins 6%, Abschreibung 15 Jahre

² Bruttolohn: 60.000 €, Biogasanlage 1,5 Vollzeitäquivalente pro MW_{el}, Gaskraftwerk 0,1 Vollzeitäquivalente pro MW_{el}

³ 30% der Investitionen + 54% der Bruttolöhne

⁴ https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-05/210511_Handlungsempfehlungen_Runder_Tisch_Flexibilisierung_Biogasbestandsanlagen.pdf, abgerufen am 15.5.2026

⁵ <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/netzreserve-kapazitätsreserve-sicherheitsbereitschaft>, abgerufen am 15.5.2026

⁶ Erbringungszeitraum vom 1. Oktober 2024 bis 30. September 2026

⁷ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-2025-nur>, abgerufen am 15.5.2026

⁸ CO₂ Einsparung Mais 127,6 g/kWh_{CH₄} Gülle: -82g/kWh_{CH₄}

⁴⁷ https://www.umweltbundesamt.de/system/files/m Medien/479/publikationen/methodological_convention_3_2_value_factors_bf.pdf, abgerufen am 15.5.2026

Volkswirtschaftliche Kosten durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen

Status Quo der Kosten flexibilisierter Biogasanlagen

Die volkswirtschaftlichen Kosten für die Förderung flexibilisierter Biogasanlagen setzen sich zum einen aus gezahlten EEG-Vergütungen für Biomasseanlagen nach den §§ 39 bis 39i und zum anderen aus dem Flexibilitätszuschlag nach den §§ 50a und der Flexibilitätsprämie nach §50b EEG zusammen. Vorgesehene EEG-Vergütungen für Biomethananlagen basierend auf §§ 39 bis 39i wurden so gut wie nicht ausgezahlt, da für die meisten Ausschreibungen seit 2023 keine Gebote eingegangen sind.

Bei einer Fortführung der bislang vorgesehenen Ausschreibungen bis 2028 ergeben sich EEG-Vergütungen nach § 19 Absatz 1 EEG und dem Flexibilitätszuschlag nach §50a EEG in Summe von jährlich 1,3 Mrd. Euro (**Tabelle 5**), die sich bei Nachholung bisher nicht ausgeschöpfter Ausschreibungsmengen geringfügig um 0,12 Mrd. Euro erhöhen könnten.

Maßgeblich für die im Gegensatz zu früheren Jahren geringere Förderung sind die geringen „förderfähigen Betriebsviertelstunden, da nach §39i EEG „nur für die Kilowattstunden, die in den 11 680 Betriebsviertelstunden eines Kalenderjahres eingespeist werden, in denen die Anlage die höchsten Strommengen je Betriebsviertelstunde eingespeist hat“ förderfähig sind. Dies entspricht einer förderfähigen Betriebsdauer von nur 2920 Stunden jährlich, die überwiegend dann genutzt werden, wenn die Strompreise besonders hoch sind und sich die Marktprämie entsprechend reduziert.

Erforderliches Ausschreibungsvolumen

In den Jahren 2004 bis 2013 gingen in Deutschland Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von etwa 3166 MW_{el} in Betrieb. Um diesen Anlagen den Weiterbetrieb zu ermöglichen, müsste bei der vorgesehenen Überbauung der Anlagen um den Faktor 4 also bis spätestens 2033 ein Ausschreibungsvolumen von 12664 MW_{el} angeboten werden, die im Mittel 2190 Vollaststunden Strom bereitstellen.

Das Umweltbundesamt (UBA) nennt in den Zeitreihen zu der Entwicklung Erneuerbarer Energien eine Bruttostromerzeugung von 27,8 TWh_{el} bei einer installierten Leistung von 6671 MW_{el} für das Jahr 2025. Daraus errechnen sich im Durchschnitt 4160 Jahresvollaststunden, und eine zweifache Überbauung, die allerdings in den aktuellen Erzeugungsprofilen biomassebasierter Anlagen nicht erkennbar ist und offensichtlich von einem großen Teil der Betreiber noch nicht genutzt wird.

Eine noch höhere Überbauung, wie sie derzeit von einigen Betreibern für eine optimale Erlössituation bereits realisiert wird, würde es ermöglichen die Stromerzeugung von Biogasanlagen auf die teuersten 1000-1200 Stunden des Jahres zu konzentrieren und damit nicht nur die Erlössituation der Anlagenbetreiber maximieren, sondern auch die Stromerzeugungskosten für die Endverbraucher minimieren. Dazu müsste das Ausschreibungsvolumen allerdings auf etwa 24 GW_{el} erhöht werden.

Kosten flexibilisierter Biogasanlagen bei erhöhtem Ausschreibungsvolumen

Die Kosten für die Förderung bisher bezuschlagter Biogasanlagen und der künftig neu zu bezuschlagenden Biogasanlagen sind in **Tabelle 7** und in **Abbildung 8** zusammengestellt. Da schon in den nächsten Jahren mit kritischen Versorgungssituationen zu rechnen ist, sollte die angestrebte Reservekapazität von 12,6 GW spätestens zu Beginn der 2030er Jahre einsetzbar sein. Berücksichtigt man, dass die Realisierung der Überbauung nach einem Zuschlag noch 1 bis 3 Jahre in Anspruch nehmen wird, ist es im Sinne der Versorgungssicherheit unabdingbar bis 2030 die umsetzbare Reserveleistung auszuschreiben.

Um bis Ende 2030 eine Reserveleistung von 12,6 GW_{el} zu realisieren wäre bis zum Jahr 2028 also eine jährliche Ausschreibungsvolumen von **mindestens 3,2 GW_{el} jährlich erforderlich**. Um das Potenzial für die Reserveleistung des aktuellen Anlagenbestandes von etwa 24 GW_{el} vollständig zu nutzen, sollte das Ausschreibungsvolumen mindestens bis 2032 weitergeführt werden. Gelingt es diese Ausschreibungsmenge bis 2030 zu realisieren entstehen in den Folgejahren **Kosten von 5,3 Mrd. Euro**, die über das EEG-Konto den Bundeshaushalt belasten. Durch die aktuell sehr hohen Gas- und Strompreise wird sich die Marktprämie für Biogasanlagen allerdings substantiell verringern und zu deutlich niedrigeren Belastungen führen, wie dies schon 2022 der Fall war (siehe **Abbildung 8**).

Wird für die Jahre 2027 bis 2032 anstelle der im Referentenentwurf des EEG 2027 vom 26.4.2025 vorgesehenen 500 MW_{el} pro Jahr ein Ausschreibungsvolumen von 3,2 GW jährlich bezuschlagt, kann bis 2033 eine Reserveleistung von etwa 22,2 GW_{el} bzw. eine siebenfache Überbauung realisiert werden, ohne dass die Biogasmenge selbst ansteigen würde. Damit wird das Potenzial von 24 GW_{el} bei achtfacher Überbauung fast erreicht.

Zusätzliche Kosten für einen Speicherkapazitätzuschlag

Um die Stromversorgung Deutschlands auch während längerdauernder Dunkelflauten zu besichern, ist nicht nur die Flexibilisierung der Biogasanlagen notwendig, sondern auch die Realisierung ausreichend großer Biogasspeicher. Die ausschließliche Fokussierung des aktuellen EEGs auf die Flexibilisierung und Überbauung der installierten Leistung der Biogasanlagen lässt außer Acht, dass die erhebliche Systemrelevanz flexibilisierter Biogasanlagen auch daraus resultiert, dass die installierte Leistung während Knappheitssituationen über mehrere Tage bereitgestellt werden kann. Dies ist aber nur möglich, wenn gleichzeitig entsprechend hohe Speicherkapazitäten zur Zwischenspeicherung von Biogas installiert werden. Die Analyse historischer Dunkelflauten zeigte, dass künftig mit Dunkelflauten über 280 Stunden bzw. 160 Vollaststunden und bis zu 12 Tage gerechnet werden muss.

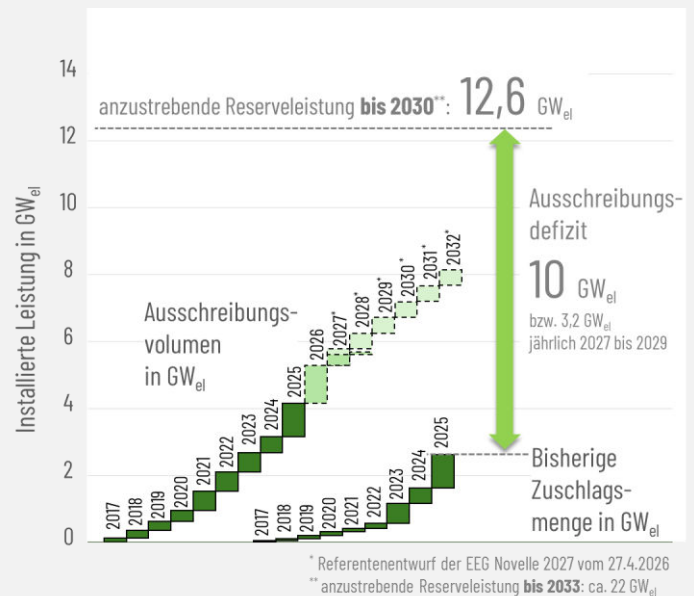


Abbildung 7:

Ausschreibungsvolumen und Zuschlagsmengen der Ausschreibungen für Biogasanlagen in den Jahren 2017 bis 2025. Um bis 2030 im Mittel eine vierfache Überbauung der Biogasanlagen mit einer Leistung von 12,6 GW_{el} bis 2030 zu gewährleisten, müssen bis 2029 jeweils 3,2 GW_{el} ausgeschrieben und bezuschlagt werden. Um bis 2033 zumindest eine Leistung von 22 GW_{el} zu realisieren, sollte diese Zuschlagsmenge noch bis 2032 vorgesehen werden.

Um die Stromversorgung Deutschlands auch während längerdauernder Dunkelflauten zu besichern ist nicht nur die Flexibilisierung der Biogasanlagen notwendig, sondern auch die Realisierung ausreichend großer Biogasspeicher. In **Tabelle 6** ist die Speicherkapazität angegeben, die für eine Überbrückung von Dunkelflauten mit einer Dauer von 40 bis 160 Volllaststunden benötigt wird.

Für atmosphärische Gasspeicher sind Investitionskosten von 11 bis 16 €/m³ zu veranschlagen. Dies entspricht Kosten von 1,8 bis 2,7 €/kWh_{Gas} Gasspeicherkapazität. Bei einer Verzinsung mit 6 % über 15 Jahre errechnen sich für Kosten von 15 €/m³ jährliche Kosten von 25,7 ct/kWh_{Gas} bzw. 51,5 €/kW_{el} bei einer Speicherdauer von 80 Volllaststunden. Eine

Kostendeckende Speicherkapazitätzuschlag würde **zusätzliche Kosten von 0,7 Mrd. Euro** nach sich ziehen.

Tabelle 6: Notwendiger Speicherkapazitätzuschlag für eine Kostendeckender Förderung der notwendigen Speicherdauer von 40 bis 160 Volllaststunden

erreichbare Speicherdauer	Notwendiges Speichervolumen	Notwendiges Investment	Speicherkapazitätzuschlag ¹
in h	in m ³ /kW _{Gas}	in m ³ /kW _{Gas}	in €/kW _{el}
40	16,7	250	25,7
80	33,3	500	51,5
160	66,7	1000	103,0

¹ Zins 6%, Abschreibung, 15 Jahre

Tabelle 7: Ausschreibungsergebnisse und resultierende Kosten der Förderung von Biogasanlagen nach EEG im Zeitraum 2023 bis 2028 (in Klammern angenommene Werte für 2026 bis 2028)

	Ausschreibungsergebnisse				EEG-Vergütung nach § 19 Absatz 1 EEG		Flexibilitätszuschlag nach §50a EEG	
	Volumen	Gebotsmenge ¹	Gebotswerte ¹	Marktpreis ²	förderfähige Betriebsstunden ³	Kosten	Zuschlag	Kosten
	in MW _{el}	in MW _{el}	in ct/kWh _{el}	in ct/kWh _{el}	in h	in Mio. €/a	in €/kW _{el}	in Mio. €/a
2023	600	589,7	18,96	8,91	2920	172,9	65	38,3
2024	500	476,9	18,15	8,91	2920	128,6	65	31,0
2025	1.300	1.001,5	18,05	8,91	2920	267,2	100	100,1
2026	1.126	(1126)	(18,05)	(8,91)	2920	300,5	100	112,6
2027	326	(326)	(18,05)	(8,91)	2920	87,0	100	32,6
2028	76	(76)	(18,05)	(8,91)	2920	20,3	100	7,6
insgesamt	3928	3596,1				976,5		322,3
nicht ausgeschöpfte Gebotsmenge		331,9	(18,05)	(8,91)	2920	88,6	100	33,2

¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>, abgerufen am 26.4.2026

² mittlerer KWK-Index 2023-2025, <https://www.eex.com/en/market-data/indices-benchmark/indices>, abgerufen am 26.4.2026

³ entspricht 11 680 Betriebsviertelstunden nach §39i EEG

Tabelle 8: Kosten der Förderung von Biogasanlagen nach EEG im Zeitraum 2023 bis 2029 bei einem erhöhtem Ausschreibungsvolumen von 12,6 GW_{el} und einem Speicherkapazitätszuschlag von 52 €/kW_{el} für eine Speicherdauer bis 80 h.

	Erhöhte Ausschreibungsmengen			EEG-Vergütung nach § 19 Absatz 1 EEG		Flexibilitätszuschlag nach § 50a EEG		Speicherkapazitätszuschlag Speicherdauer 80h	
	Volumen	Gebotswerte ¹	Marktpreis ²	förderfähige Betriebsstunden ³	Kosten	Zuschlag	Kosten	Zuschlag	Kosten
	in MW _{el}	in ct/kWh _{el}	in ct/kWh _{el}	in h	in Mio. €/a	in €/kW _{el}	in Mio. €/a	in €/kW _{el}	in Mio. €/a
2023	589,7	18,96	8,91	2920	172,9	65	38,3	52	30,7
2024	476,9	18,15	8,91	2920	128,6	65	31,0	52	24,8
2025	1.001,5	18,05	8,91	2920	267,2	100	100,1	52	52,1
2026	1.126	(18,05)	(8,91)	2920	300,5	100	112,6	52	58,6
2027	3.157	(18,05)	(8,91)	2920	842,4	100	315,7	52	164,2
2028	3.157	(18,05)	(8,91)	2920	842,4	100	315,7	52	164,2
2029	3.157	(18,05)	(8,91)	2920	842,4	100	318,9	52	164,2
	12664				3396,5		1232,3		658,6

¹ <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>, abgerufen am 26.4.2026

² mittlerer KWK-Index 2023-2025, <https://www.eex.com/en/market-data/indices-benchmark/indices>, abgerufen am 26.4.2026

³ entspricht 11 680 Betriebsviertelstunden nach § 39i EEG

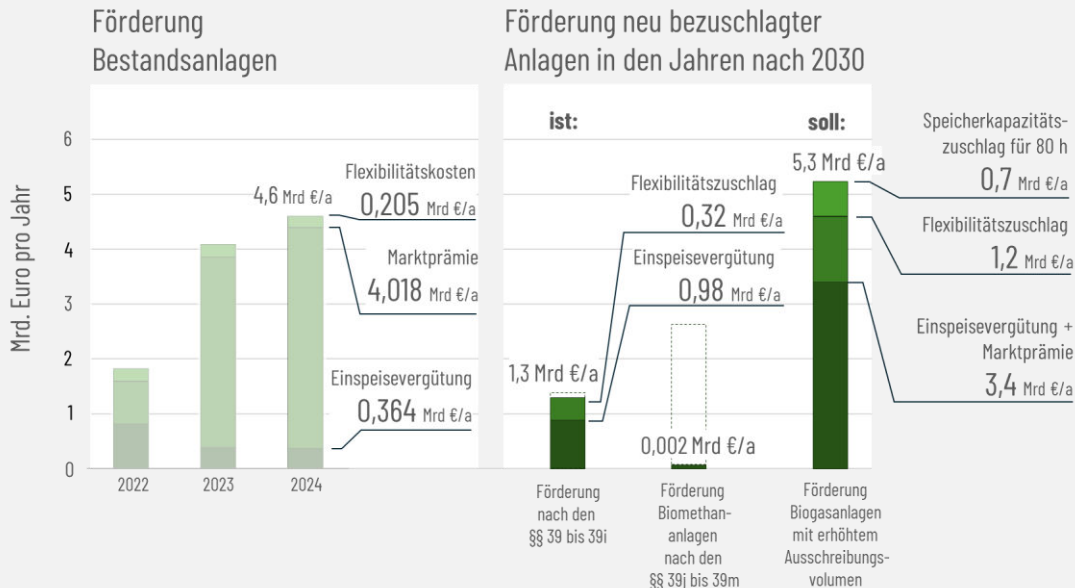


Abbildung 8:

Kosten durch die Förderung flexibilisierter Biogasanlagen bei einer vierfachen Überbauung des Anlagenbestands und einer Erhöhung des Ausschreibungsvolumens auf 12,6 GW_{el}. (Annahmen: Flexibilitätszuschlag in Höhe von 100 €/kW_{el} und zusätzlicher Speicherkapazitätszuschlag in Höhe von 52 €/kW_{el} Speicherkapazität, Quelle Kosten 2022 bis 2024, www.netztransparenz.de ⁴⁸)

⁴⁸ <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>, abgerufen am 17.5.2026

Fazit zu den volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von Biogasanlagen

Der Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten und des volkswirtschaftlichen Nutzens der weiteren Förderung von Biogasanlagen (**Abbildung 9**) belegt die Notwendigkeit, durch die Gestaltung des rechtlichen Rahmens den Erhalt der bestehenden Biogas-Infrastruktur sicherzustellen und eine maximale Flexibilisierung der Bestandsanlagen und neuer Anlagen zu gewährleisten. Bereits die unmittelbaren Einsparungen

- durch die Substitution von Erdgas am Wärmemarkt,
- Einsparungen der Kapazitätsprämie,

- Einsparungen beim Redispatch,
- steuerliche Rückflüsse durch regionale Wertschöpfung und
- der volkswirtschaftliche Nutzen durch CO₂-Einsparungen (bei Priorisierung der heutigen Generation)

summieren sich im Jahr 2030 auf etwa 7,8 Mrd. Euro und sind damit signifikant höher als die Kosten bei maximalem Ausbau des Anlagenbestandes auf eine vierfache Überbauung mit einer installierten Leistung von 12,6 GW in Höhe von etwa 5,3 Mrd. Euro jährlich.

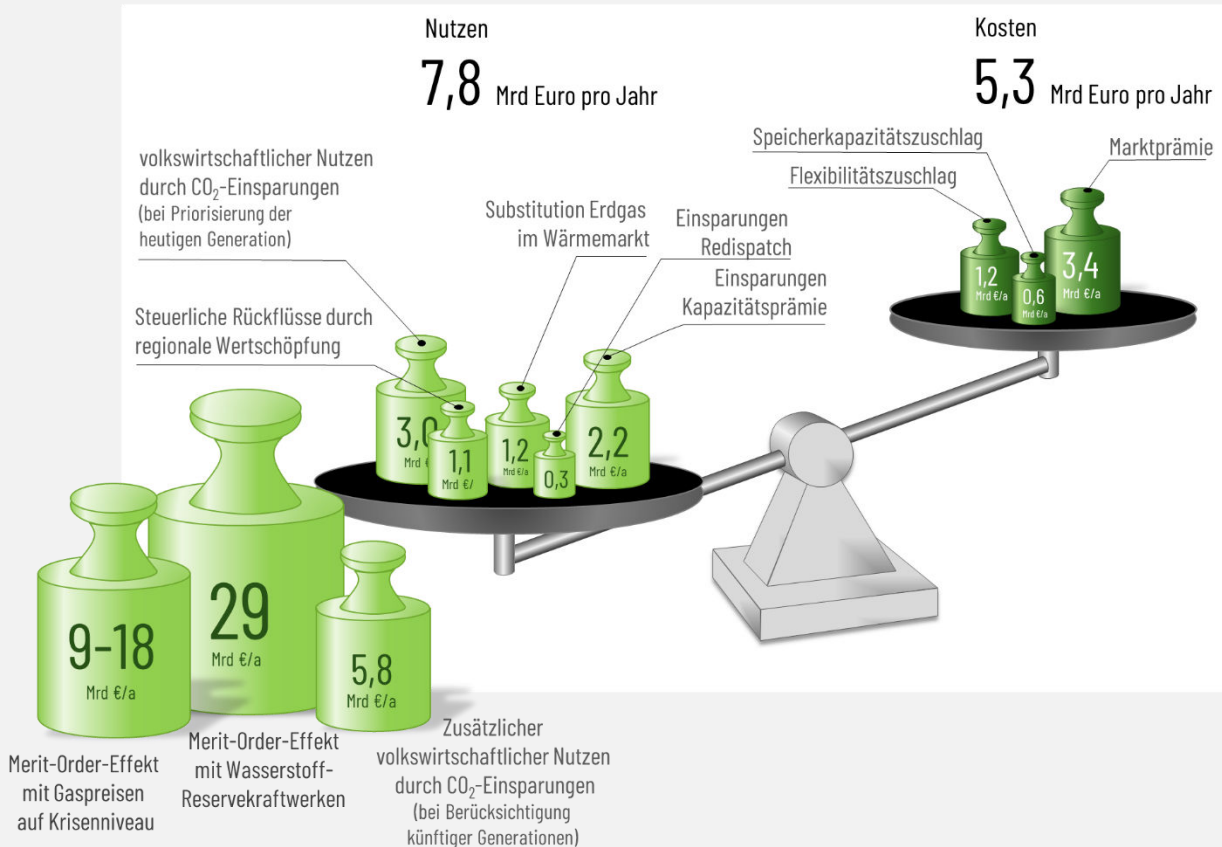


Abbildung 9:

Kosten und Nutzen flexibler Biogasanlagen bei Ausbau des Anlagenbestandes auf eine vierfache Überbauung mit einer installierten Leistung von 12,6 GW_{el}. Auch ohne die Berücksichtigung des Merit-Order-Effekts durch geringere Laufzeiten von teuren Wasserstoffkraftwerken oder von fossilen Gaskraftwerken in künftigen Krisensituationen überwiegt der volkswirtschaftliche Nutzen die Kosten der Förderung flexibler Biogasanlagen signifikant.

Noch weitaus größer wäre der Nutzen durch den Merit-Order-Effekt in einem künftigen Szenario mit wasserstoffbasierten Reservekraftwerken oder bei einer Steigerung des Erdgaspreises auf das Niveau des Jahres 2023 nach Beginn der Ukraine Krise.

Im Vordergrund einer auf Versorgungssicherheit ausgerichteten Gestaltung des Energiesystems sollte zudem die Abkehr von fossilem

Erdgas stehen. Diese Abhängigkeit verursachte für Deutschland zuletzt volkswirtschaftliche Schäden in dreistelliger Milliardenhöhe. Zudem ist die weitere intensive Nutzung von fossilen Gasen ist auch angesichts der immer schneller fortschreitenden globalen Erwärmung nicht weiter zu rechtfertigen.

Handlungsempfehlungen

Um die von der EU festgelegten Ziele zur Reduktion des fossilen Gasverbrauchs sowie zur Erhöhung des Biomethananteils in der gasbasierten Energiewirtschaft in den kommenden Jahren zu erreichen, bedarf es eines deutlich verbesserten nationalen Förderrahmens. Daraus ergeben sich die folgenden zentralen Handlungsempfehlungen:

1. Erhöhung des Ausschreibungsvolumens für flexibilisierte Biogasanlagen auf jährlich 3,2 GW bis mindestens 2032:

Nur durch eine deutliche Ausweitung der Ausschreibungsvolumina kann bis 2030 eine installierte flexible Biogaskraftwerkskapazität von 12,6 GW_{el} und bis 2033 von 22,2 GW_{el} aufgebaut werden. Diese Kapazitäten leisten einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Dunkelflauten und ermöglichen gleichzeitig erhebliche volkswirtschaftliche Einsparungen in Höhe von jährlich mindestens 7,8 Mrd. €. Den Einsparungen stehen Förderkosten für den Flexibilitätszuschlag einschließlich einer Speicherkapazitätsprämie in Höhe von maximal 5,3 Mrd. € pro Jahr gegenüber.

2. Stärkere Förderung von Biogas-Kleinanlagen mit hohem Gülleeinsatz sowie Vereinfachung der Genehmigungsverfahren:

Derzeit wird nur etwa ein Drittel des vorhandenen technischen Güllepotenzials energetisch genutzt. Insbesondere kleine Biogasanlagen mit hohen Gülleanteilen

leisten jedoch einen wichtigen Beitrag zur Treibhausgasminderung, da durch die Vergärung von Wirtschaftsdüngern erhebliche Methanemissionen vermieden werden können. Die Erschließung der bislang ungenutzten Potenziale ermöglicht zusätzliche Emissionsminderungen von bis zu 10,1 Mio. tCO_{2,eq} pro Jahr. Neben höheren Zuschlägen für Anlagen mit hohen Gülleanteilen sollten daher insbesondere die Genehmigungs- und Planungsverfahren vereinfacht werden. Zudem sollte auch die Flexibilisierung von Güllekleinanlagen durch die Anpassung der §44 EEG zugelassen werden

3. Einführung einer Speicherkapazitätszulage im EEG für hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke:

Im Rahmen der EEG-Novelle sollte ergänzend zum bestehenden Flexibilitätszuschlag eine Speicherkapazitätszulage in Höhe von jährlich 52 €/kW_{el} eingeführt werden. Diese sollte für Biogasanlagen gewährt werden, die mit ihren vorhandenen Gasspeichern eine Stromerzeugung über mindestens 80 oder idealerweise 160 Stunden unter Volllast ermöglichen. Idealerweise sollte der Speicherkapazitätszuschlag mit der Speichergröße steigen. Damit wird sichergestellt, dass flexibilisierte Biogasanlagen künftig nicht nur kurzfristige Leistungsspitzen abdecken, sondern auch in länger andauernden Dunkelflauten einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

Zusammenfassung und Fazit

Die vorliegende Studie untersucht die volkswirtschaftliche und ökologische Bedeutung flexiblierter Biogas- und Biomethananlagen im zukünftigen Energiesystem. Im Mittelpunkt der Betrachtung stehen die Rolle hochflexibler Biogas-Speicherkraftwerke für die Versorgungssicherheit des Stromsystems, deren Einfluss auf künftige Strompreise sowie deren Beitrag zur Reduktion fossiler Erdgasimporte und von Treibhausgasemissionen.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass die Sicherstellung der Versorgungssicherheit in einem zunehmend auf Wind- und Photovoltaik basierenden Energiesystem eine der zentralen Herausforderungen der kommenden Jahre darstellt. Insbesondere länger andauernde Dunkelflauten erfordern den Aufbau erheblicher gesicherter Reservekapazitäten. Gleichzeitig verdeutlichen die Energiekrise infolge des Ukrainekriegs sowie die jüngsten geopolitischen Spannungen rund um die Straße von Hormuz die hohe volkswirtschaftliche Vulnerabilität gegenüber fossilen Erdgasimporten. Die volkswirtschaftlichen Schäden der Krisenjahre 2022 bis 2025 werden auf jährlich 75 bis 235 Mrd. € geschätzt.

Flexible Biogas-Speicherkraftwerke stellen unter den derzeitigen Randbedingungen neben Wasserstoff die wichtigste erneuerbare Alternative zur Besicherung längerer Dunkelflauten dar. Im Gegensatz zu wasserstoffbasierten Reservekraftwerken können bestehende Infrastrukturen genutzt werden und erhebliche zusätzliche Investitionen in neue Speicher- und Transportinfrastrukturen vermieden werden.

Gleichzeitig zeigen die Analysen, dass flexibilisierte Biogasanlagen aufgrund geringerer Grenzkosten strompreisdämpfend wirken und so einen erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen entfalten können.

Die Studie zeigt zudem, dass die Nutzung von Biogas und Biomethan nicht auf den Stromsektor beschränkt ist. Insbesondere im Wärmesektor bestehen zusätzliche volkswirtschaftlich relevante Potenziale. Biomethan kann fossiles Erdgas in Nahwärmenetzen, in der industriellen Prozesswärmeversorgung sowie in weiteren schwer elektrifizierbaren Anwendungen ersetzen. Die Nutzung im Verkehrssektor bleibt zwar wirtschaftlich relevant, sollte jedoch gegenüber der Sicherung der Strom- und Wärmeversorgung nachrangig behandelt werden.

Gleichzeitig wird deutlich, dass die aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen, die von der Europäischen Union angestrebte Reduktion des fossilen Gasverbrauchs und den Ausbau erneuerbarer Gase bislang nur unzureichend unterstützen. Zwar wurden mit dem Biomassepaket 2025 erste wichtige Schritte zur Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen eingeleitet, jedoch werden biogene Gase im Rahmen der aktuellen Kraftwerksstrategie und des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetzes bislang nicht gezielt gegenüber fossilen Erdgaslösungen priorisiert.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt die Studie eine deutliche Ausweitung der Ausschreibungsvolumina für flexibilisierte Biogasanlagen auf 3,2 GW jährlich. Dadurch könnten bis

Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke

zum Jahr 2032 insgesamt 22,2 GW_{el} flexible Biogaskraftwerksleistung bereitgestellt werden. Ergänzend sollte neben der bestehenden Flexibilitätsprämie eine zusätzliche Speicherkapazitätszulage in Höhe von jährlich 52 €/kW_{el} eingeführt werden, um ausreichende Gasspeicherkapazitäten für länger andauernde Dunkelflauten sicherzustellen.

Darüber hinaus zeigt die Studie, dass insbesondere Biogasanlagen mit hohen Gülleanteilen erhebliche zusätzliche ökologische Vorteile bieten. Die stärkere Nutzung bislang unerschlossener Güllepotenziale ermöglicht deutliche Treibhausgasminderungen und kann die Emissionen um bis zu 10,1 Mio. t_{CO₂eq} jährlich reduzieren. Hierfür sind verbesserte Förderbedingungen sowie vereinfachte Genehmigungsverfahren erforderlich.

Insgesamt zeigt die Studie, dass **flexibilisierte Biogas-Speicherkraftwerke einen wesentlichen Beitrag zu einem resilienten, bezahlbaren und klimafreundlichen Energiesystem** leisten können. Sie verbinden die Nutzung bestehender Infrastrukturen mit vergleichsweise geringen zusätzlichen Investitionen, reduzieren fossile Importabhängigkeiten und ermöglichen gleichzeitig die kosteneffiziente Absicherung eines zunehmend erneuerbaren Stromsystems. Damit stellen sie kurzfristig eine der wichtigsten verfügbaren Optionen zur Sicherung der Versorgungssicherheit und zur Stabilisierung der Energiewende dar.

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
ct	Euro-Cent
DSM	Demand Side Managment
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU-ETS	European Emission Trading System
FAU	Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt
h	Stunden
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive
RFNBO	Renewable Fuel of non-biological origin
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terrawattstunde

Glossar

Ausschreibungsvolumen	Die Gesamtmenge an Leistung oder Energie, die der Staat im Rahmen von Förderauktionen vergibt. Betreiber von Anlagen konkurrieren dabei um Förderzusagen.
Bemessungsleistung	Durchschnittliche elektrische Leistung einer Biogasanlage über einen längeren Zeitraum, in der Regel ein Jahr. Sie dient als Grundlage für Vergütung und Förderung nach dem EEG.
Biomassepaket 2025	Am 25.02.2025 verabschiedetes Gesetzespaket zur stärkeren Förderung flexibler Biogasanlagen. Es enthält unter anderem höhere Flexibilitätszuschläge und neue Regelungen zur Betriebsweise von Anlagen.
Bio-Treppe	Gesetzlich vorgesehene schrittweise Erhöhung des Anteils erneuerbarer Gase in Gas- und Ölheizungen im Gebäude-Modernisierungs-Gesetz (GModG). Ziel ist die Verringerung fossiler Brennstoffe im Wärmesektor.
Dunkelflaute	Wetterlage mit gleichzeitig geringer Wind- und Solarstromproduktion über mehrere Stunden oder Tage. Sie stellt eine große Herausforderung für erneuerbare Energiesysteme dar.
„Gas-Sprinter“	Einfache Gasturbinenanlagen zur Deckung der Spitzenlast ohne nachgeschaltete Dampfturbine mit einem typischen Wirkungsgrad um 30%.
Installierte Leistung	Maximale Leistung eines Reservekraftwerks
Maisdeckel	Gesetzliche Begrenzung des Anteils von Mais als Einsatzstoff in Biogasanlagen, um Monokulturen zu reduzieren.
Marktprämie	Förderinstrument im EEG, das die Differenz zwischen Marktpreis und garantierter Vergütung ausgleicht.
Merit-Order-Prinzip	Prinzip der Strompreisbildung: Das teuerste noch benötigte Kraftwerk bestimmt den Strompreis für alle Marktteilnehmer.
Überbauung	Verhältnis aus Installierter Leistung und Bemessungsleistung einer Biogasanlage
Redispatch-Kosten	Kosten für Eingriffe der Netzbetreiber zur Stabilisierung des Stromnetzes bei Engpässen.
Statische Reichweite	Reichweite eines Energieträgers bei gleichbleibendem Verbrauch (gesicherte Reserven / aktueller Verbrauch bzw. Förderung)