Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich

Eine Analyse im Kontext des Gebäudemodernisierungsgesetzes

dena

www.dena.de

Inhalt

shutterstock/ShDrohnenFly

Zusammenfassung	**03**
Grundlagen für den Einsatz grüner Gase und Öle	**04**
Biomethan – Potenziale, Produktion und Verwendung	**08**
Bioöl – Potenziale, Produktion und Verwendung	**15**
Wasserstoff - Produktion, Potenziale und Preise	**19**
Auswirkungen der Biotreppe auf den Bedarf grüner Gase	**24**

Zusammenfassung

Der im geplanten Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) vorgesehene Einsatz von Biomethan und anderen biogenen Brennstoffen erfordert mittelfristig eine deutliche Steigerung des Angebots dieser Energieträger. Wie groß der Bedarf ausfällt und welche Biomasseressourcen erschließbar sind, hängt von vielen Faktoren ab. In dieser Analyse werden die Potenziale identifiziert und mit einer möglichen Bedarfsentwicklung abgeglichen.

Für die erste Biotreppenstufe steht Biomethan ausreichend zur Verfügung. Die 2025 in Deutschland produzierte Menge (12,3 TWh) plus Importe (1,5 TWh) reicht zur Deckung von rund 1,3 % des deutschen Gasbedarfs (aktuell rund 864 TWh; Quelle: Bundesnetzagentur). 2029 dürfte die Nachfrage gemäß GModG im einstelligen TWh-Bereich liegen. Das erschließbare heimische Biomassepotenzial allein aus Abfall und Reststoffen beträgt mehr als 50 TWh.

Biogasbedarf übersteigt inländische Potenziale. Allein im Wohngebäudebereich besteht ein derzeitiger Gesamtbedarf von rund 260 TWh. Hinzu kommen rund 100 TWh für Nichtwohngebäude. Geht man bei den Wohngebäuden von niedrigen Sanierungs- und Wechselraten zu Wärmepumpen aus, verbliebe hier in 2045 ein Bedarf in Höhe von 200 TWh. Dies würde die inländischen Potenziale aus Abfall- und Reststoffen um das Vierfache überschreiten.

Heizöl mit biogenen Anteilen und Wasserstoff spielen langfristig eine untergeordnete Rolle im Gebäudesektor. Das Biomassepotenzial für Heizöl aus Rest- und Abfallstoffen in Deutschland ist begrenzt, wodurch signifikante Importe notwendig wären. Wasserstoffmengen aus heimischer Produktion werden mittelfristig kaum zur Verfügung stehen, um die Grüngasquote zu erfüllen. Wasserstoff-Importkorridore sind zwar im Aufbau, dürften aber weitgehend erst nach 2030 zur Verfügung stehen – mit derzeit schwer bezifferbaren Volumen.

Grüne Gase und Öle kommen auch in anderen Verbrauchssektoren zum Einsatz und sind dort zur Dekarbonisierung essenziell. Dies gilt etwa in der Industrie für Prozesswärme und chemische Anwendungen sowie für flexible Stromerzeugung zur Netzstabilisierung und in Wärmenetzen. Der Verkehrssektor sorgt über vorhandene Quotenregelungen ebenfalls für eine hohe Nachfrage.

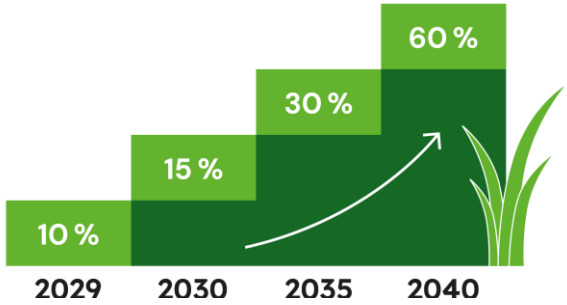
Die Absicherung des Hochlaufs der Biomethanerzeugung bedarf klarer Vorgaben zum Gasnetzanschluss. Ohne solche Regelungen fehlt es an Planungssicherheit. Das GModG sieht im Vergleich zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) kurzfristig geringere Anforderungen an Gas- und Ölheizungen vor. Mit dem Ansteigen der Biotreppe steigen die Kosten für die Verbraucherinnen und Verbraucher signifikant.

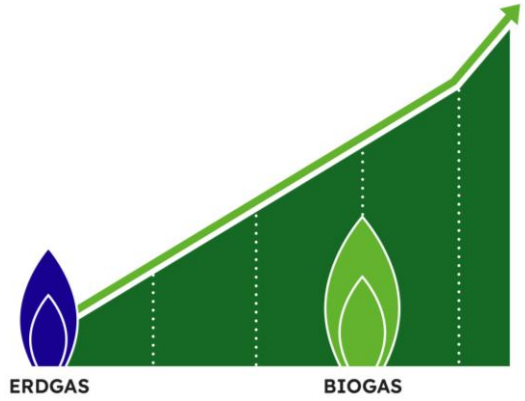
Grundlagen für den Einsatz grüner Gase und Öle in Gebäuden

Gesetzliche Rahmenbedingungen, Potenzialbewertung und Faktoren für die Preisentwicklung

dena

Gesetzliche Vorgaben: schrittweise Dekarbonisierung von Gas- und Ölheizungen





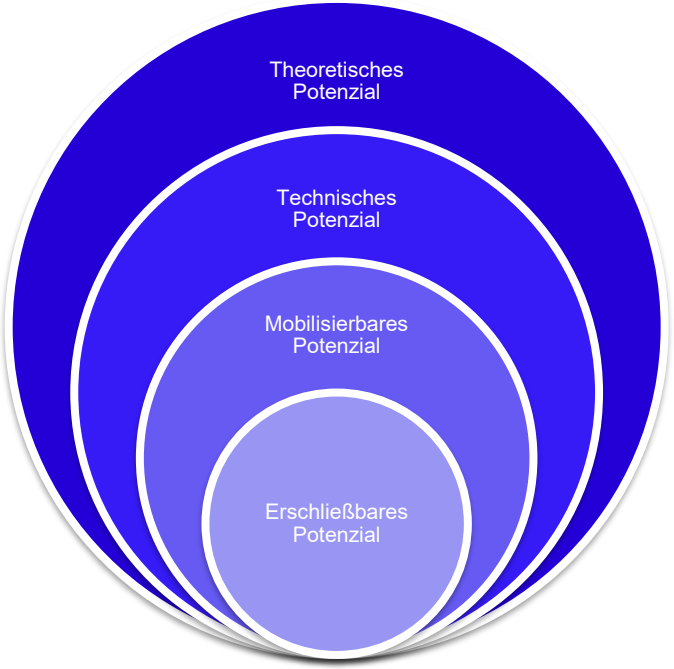
Die Biotreppe

- Bereits im Gebäudeenergiegesetz (GEG) war der Betrieb von Gasheizungen mit steigenden Anteilen an Biomethan oder Wasserstoff möglich. Dabei sollen **neue Heizungen** mit einem stetig zunehmenden Anteil von erneuerbaren Brennstoffen betrieben werden und so die Treibhausgasemissionen im Wärmesektor sinken.
- Das GModG nimmt diesen Mechanismus mit der **Biotreppe** auf und führt ihn auch für Ölheizungen ein, senkt aber die erste Stufe von 15 auf 10 % in 2029 ab. Bis 2040 sind drei weitere Stufen vorgesehen.

Die Grüngas-/Grünölquote

- Die **Quotenregelung** soll Gegenstand eines eigenen Gesetzes sein, dessen **Entwurf bis Sommer 2026** geplant ist.
- Die allgemeine Verwendung von Biomethan, Heizöl und Wasserstoff in der Gebäudewärme soll dann **ab 2028** eine Quotenregelung für Energieversorger flankieren. Sie gilt für die Inverkehrbringung von Gas und Heizöl für private Haushalte.
- Durch die **verpflichtende Beimischung** würde ein steigender Anteil des Gas- und Heizölverbrauchs durch regenerative Brennstoffe ersetzt. Ähnliche Prinzipien finden im Kraftstoffsektor (E5, E10 und Biodiesel) Anwendung und haben sich als effizient erwiesen.

Potenziale: Maßgeblich ist die Einschätzung des erschließbaren Biomassepotenzials



Biomassepotenziale lassen sich nach verschiedenen Kategorien unterscheiden:

- Das **theoretische Potenzial** umfasst alle bekannte Biomasse.
- Das **technische Potenzial** ist Teilmenge des theoretischen Potenzials nach Abzug technischer (Ernteverluste, Lagerung), physikalischer und sozioökologischer Restriktionen (Naturschutz, Bodenfruchtbarkeit).
- In das **mobilisierbare Potenzial** fließt alle technisch nutzbare Biomasse ein, die sich mit ökonomisch vertretbarem Aufwand zur Energiegewinnung einsetzen lässt. Es beinhaltet also die Hebung des Potenzials mit den verfügbaren technischen Möglichkeiten und berücksichtigt strukturelle wie rechtliche Rahmenbedingungen.
- Für Endanwendungen ist relevant, wie viel Energie aus der mobilisierbaren Biomasse zur Verfügung gestellt werden kann. Dieses **erschließbare Potenzial** wird durch verschiedene Randbedingungen bestimmt.

Preise: mögliche Einflussfaktoren auf die Preisentwicklung von grünen Gasen und Ölen

- **Biomethan** wird nicht als einzelnes Produkt gehandelt, es gibt verschiedene Preise je nach Substratqualität und Qualität im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen (THG). Biomethan ist derzeit je nach Qualität in der Beschaffung mindestens doppelt und bis zu dreimal so teuer wie Erdgas.

- Die eingesetzte Biomasse macht in der Regel rund 50 % der Produktionskosten aus. Auch langfristig bleiben diese **Biomassepreise an den Agrar- und Abfallsektor geknüpft**, was eine Prognose erschwert.

- Langfristig dürfte die durchgeleitete Gasmenge signifikant absinken. Die **Fixkosten für den Erhalt des Gasnetzes** verteilen sich damit auf weniger Kunden. Für eine stark steigende Biomethaneinspeisung müssten die Gasnetze ertüchtigt werden (z. B. Pufferung, Maschung, Speicher). Insgesamt würden damit die Netzentgelte für die Endverbraucherschaft signifikant ansteigen.

- Neben dem Wärmemarkt haben die **Industrie** und der **Verkehrsbereich** langfristig einen signifikanten Bedarf an Biomethan. Durch ein Knappheitssignal dürften die Biomethanpreise in der Beschaffung langfristig steigen.

- Bei **Bioöl** steht der Wärmemarkt in direkter Konkurrenz zum Verkehrssektor. Langfristig sind hier der Schwerlastverkehr sowie die Schifffahrt und der Luftverkehr wichtige Abnehmer mit hoher Zahlungsbereitschaft. Auch in diesen Bereichen existieren Quotenregelungen, in denen Biodieselprodukte in der Regel die wirtschaftlichste Option sind.

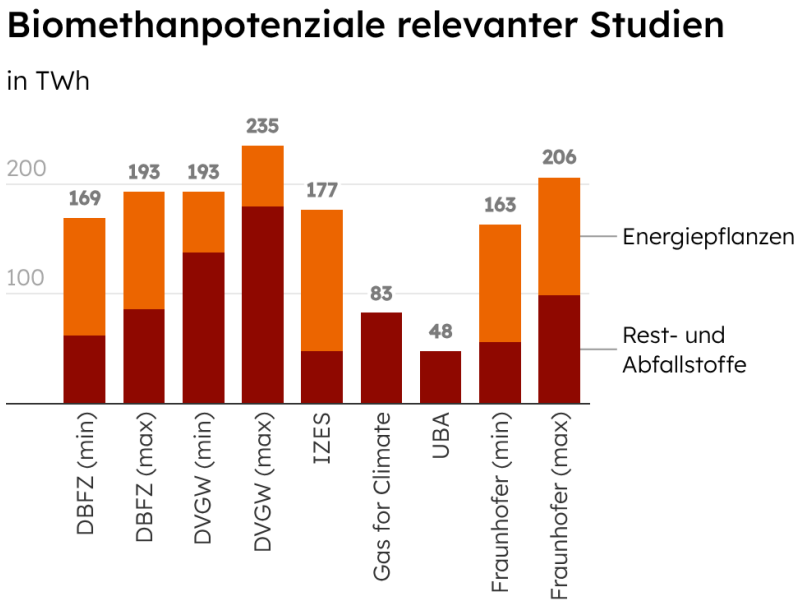
- Um die Klimaziele im Wärmebereich erreichen zu können, wird vor allem Heizöl aus Rest- und Abfallstoffen benötigt. Dabei sind insbesondere Altspeiseöle und tierische Fette zu nennen. Sie sind global nur begrenzt vorhanden und bereits für andere Nutzungen gut erschlossen. Diese Ressourcenknappheit sollte bei höheren Mengenbedarfen die Preise steigen lassen.

- Weitere Informationen zu Preisentwicklungen finden Sie in der dena-Analyse „**Die Rolle der Energiepreise für Investitionsentscheidungen im Gebäudebereich“**

Biomethan – Potenziale, Produktion und Verwendung

dena

Studienvergleich zeigt hohe Bandbreite bei Potenzialen für Biomethan

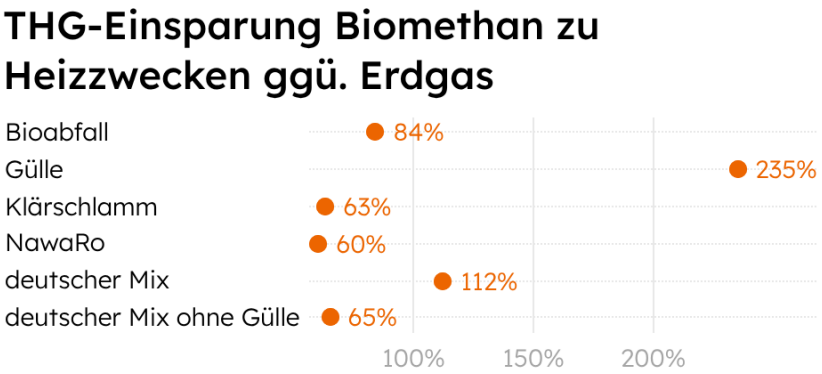


Bei der Betrachtung verschiedener relevanter Studien, die Biomassepotenziale bewerten, zeigen sich deutliche Unterschiede:

- Die Ergebnisse des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) und des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE) beziehen sich auf das mobilisierbare Potenzial. Die anderen Studien machen hierzu keine Angaben und könnten sich somit auf das technische Potenzial beziehen.
- Die betrachteten Einsatzstoffarten variieren je nach Studie in einzelnen Kategorien. Für eine bessere Übersichtlichkeit sind sie nach Energiepflanzen sowie Rest- und Abfallstoffen unterschieden.
- Die Ausarbeitung des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.(DVGW) beinhaltet als einzige auch Potenziale aus holzartigen Reststoffen unter Verwendung der Holzvergasung. Alle anderen Studien fokussieren auf vergärbare Biomasse.

Hohe Einsparvorgaben begrenzen Substratwahl bei Biomethan zur Wärmeerzeugung

Loading visualization …

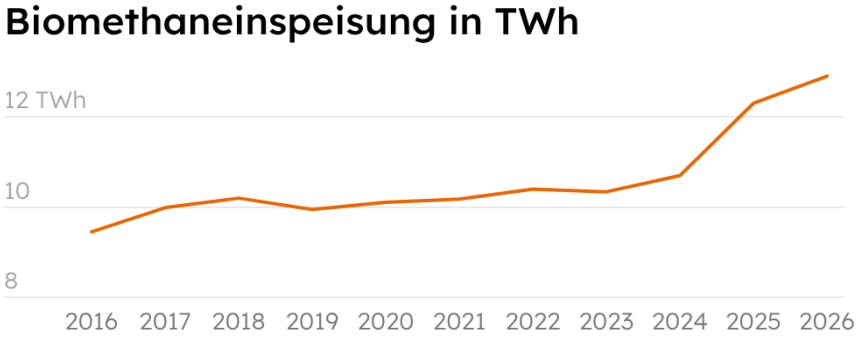


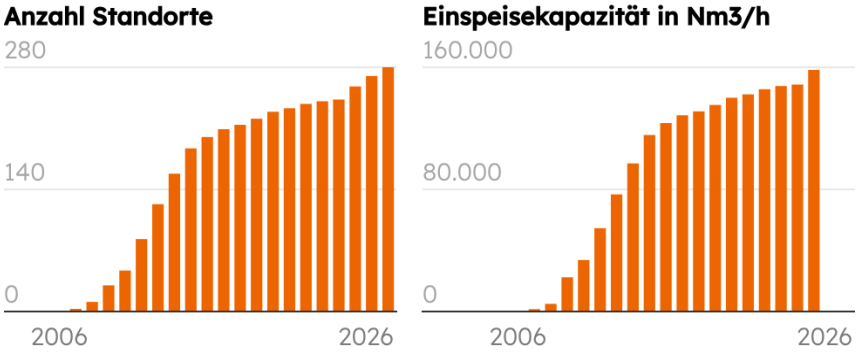
Abfall- und Reststoffe bieten ein bislang ungenutztes mobilisierbares Potenzial von 40 bis 71 TWh

Nach Datenlage aus verschiedenen Studien kann davon ausgegangen werden, dass in Deutschland derzeit 40 bis 71 TWh an ungenutzten Potenzialen aus Abfall- und Reststoffen bestehen.

- Der untere Wert (40 TWh) ergibt sich aus:
  - **30 TWh** erschließbares ungenutztes Potenzial aus Abfall- und Reststoffen (Quelle: Ifeu)
  - **10 TWh** unterer Wert für Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf Biomethanproduktion (Quelle: DBFZ)
- Der obere Wert (71 TWh) ergibt sich aus:
  - **50 TWh** unterer Wert für die Erschließung zusätzlicher Biogaspotenziale (71 TWh) ohne Energiepflanzen (21 TWh) (Quelle: DBFZ)
  - **21 TWh** oberer Wert für Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf Biomethanproduktion (Quelle: DBFZ)

Die Biomethanproduktion steigt, reagiert jedoch nur verzögert auf steigende Nachfrage

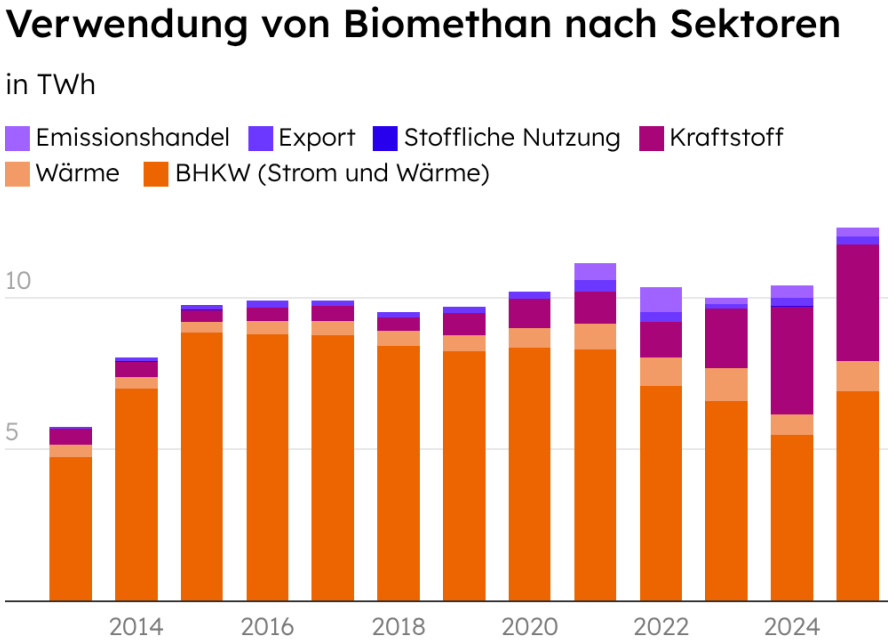




2025 produzierten in Deutschland 256 Biomethananlagen 12,3 TWh Biomethan. Weitere 1,5 TWh wurden importiert. Diese **rund 14 TWh** entsprechen etwa 1,6 % des deutschen Erdgasbedarfs.

- Derzeit werden weitere rund 100 TWh in Biogasanlagen produziert und ortsnah verbraucht, ohne Einspeisung in das Erdgasnetz.
- Die Einspeisung von Biomethan wird nicht direkt gefördert. Vielmehr gibt es Anreize für die Nutzung von Biomethan auf der Verbraucherseite, etwa mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Stromsektor. Die steigende Nachfrage im Verkehrs- und Wärmesektor reizt den Neubau von Biomethananlagen ebenfalls an.
- Da die Sicherung der Rohstoffe, die Bau- und Genehmigungsverfahren sowie der Netzzugang komplexe Prozesse sind, kann der Markt auf steigende Bedarfe nur verzögert reagieren. Aktuell dauert die **Umsetzung von Neubauprojekten bis zu drei Jahre**.

Stabilisierung des Stromnetzes und THG-Quoten verändern die Biomethannachfrage



Quelle: dena

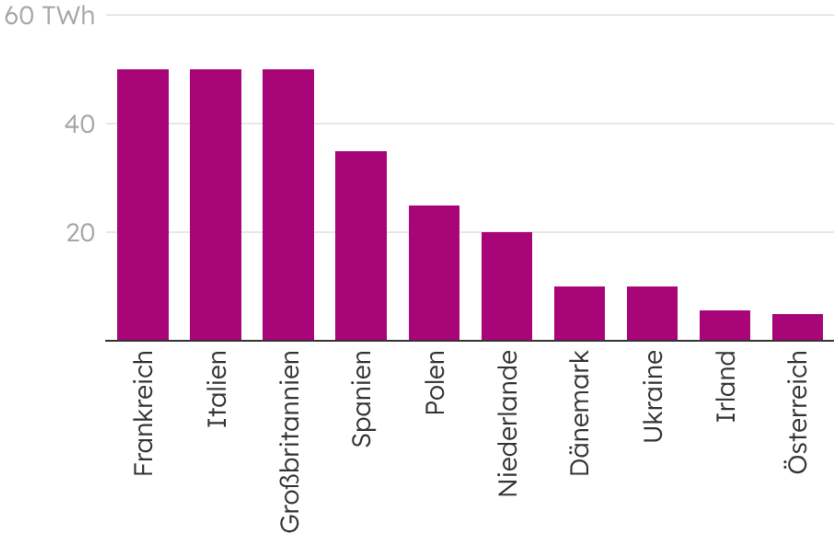
Biomethan kommt bislang vorrangig in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Strom- und Wärmeproduktion zum Einsatz. Dies erlaubt insbesondere im urbanen Raum die dezentrale Produktion von Wärme für Wärmenetze und Heizzentralen; der produzierte Strom wird eingespeist und nach EEG vergütet.

- Künftig sollen **Biomethan-BHKW** gezielter zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen und dafür nur wenige Stunden im Jahr laufen. Zusammen mit geringeren Ausschreibungsmengen im EEG führt das zu einem rückläufigen Biomethanbedarf in diesem Segment.

- Im **Verkehrssektor** ist Biomethan aus landwirtschaftlichen Reststoffen aufgrund seiner hohen Treibhausgaseinsparung gefragt. In Erdgasfahrzeugen oder als Flüssiggas/LNG in Schwerlast-Lkws und Schiffen ist der Einsatz in Verbindung mit der THG-Quotenregelung besonders interessant. Bio-LNG erfährt bereits eine deutliche Nachfragesteigerung. Der Biomethanbedarf im Verkehrssektor dürfte insgesamt ansteigen.

EU plant massiven Ausbau der Biomethanproduktion bis 2030

Biomethan-Ausbauziele ausgewählter Länder 2030



Neben Deutschland setzen auch andere EU-Staaten auf die Ausweitung der Biomethanproduktion. Ein Treiber hierfür ist der REPowerEU-Plan: Danach soll die **Biomethanproduktion in der EU** bis 2030 auf 35 Milliarden Kubikmeter pro Jahr steigen, was rund 370 TWh entspricht. Aktuell sind es rund 55 TWh pro Jahr.

- Laut dem dritten EBA (European Biogas Association) Investment Outlook vom Juni 2025 beträgt das bereits geplante Investitionsvolumen in die Biomethan-produktion derzeit rund 28 Milliarden Euro. Die Biomethan-Ausbauziele der EU-Länder summieren sich bis 2030 bereits auf über 260 TWh. Auch Nicht-EU-Länder wie die Ukraine könnten zu Importen beitragen (11 TWh sind bis 2030 geplant).

- Sollte sich der Bedarf nicht über die heimischen Potenziale decken lassen, stünden in den kommenden Jahren in europäischen Nachbarländern grundsätzlich auch Produktions-mengen über Importe zur Verfügung. Voraussetzung ist allerdings, dass die Produktion den Eigenbedarf der jeweiligen Länder übersteigen wird.

Bioöl – Potenziale, Produktion und Verwendung

dena

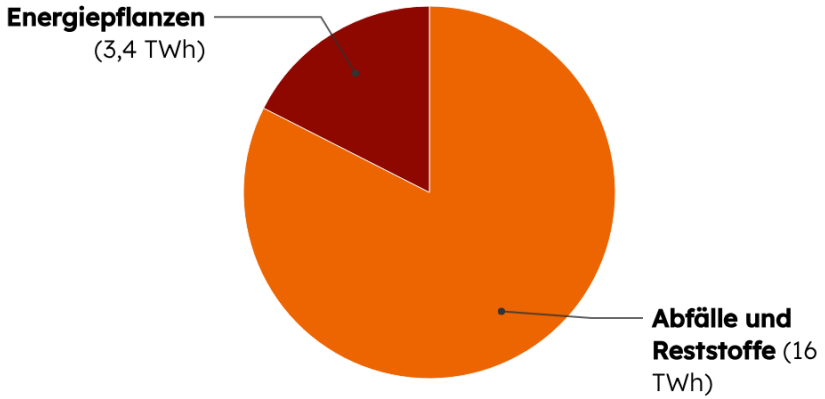
Bioölproduktion und zugehörige Produkte in Deutschland

Bioöl ist chemisch nicht identisch mit herkömmlichem Heizöl und wird meist aus pflanzlichen Fetten wie Altspeisefetten oder Rapsöl gewonnen und beispielsweise als **Biodiesel**, sogenanntes FAME (Fatty Acid Methyl Ester/Fettsäuremethylester), oder Bioöl als pflanzliche Alternative angeboten.

- Wenn der „Bioanteil“ zwischen 3 und ≤ 5,9 % liegt, wird dieses Produkt als **Heizöl EL A Bio 5** bezeichnet.
- Heizöle mit einem FAME-Anteil von maximal 10,9 % (**Heizöl EL A Bio 10**) können besondere bauliche Maßnahmen an der Bestands-Ölheizung erforderlich machen. Neuanlagen hingegen können direkt für einen Heizöleinsatz mit höheren Bioanteilen ausgelegt sein.
- Höhere Beimischungen sind eher mit **hydrierten Pflanzenölen** (Hydrotreated Vegetable Oil, HVO) denkbar, da sie chemisch fast identisch mit fossilem Heizöl sind. Sie verursachen auch kaum technische Probleme bei Dichtungen oder der Lagerung.
- FAME ist im Vergleich zu HVO günstiger und wird in Deutschland produziert. Deshalb ist zu erwarten, das zunächst FAME zur Erfüllung der Anforderungen des GModG stärker nachgefragt würde. HVO wären erst mit höheren Beimischungsanteilen und bei technischer Notwendigkeit interessant.

Bestehende Bioraffinerie-Kapazitäten könnten künftig auch den Wärmemarkt versorgen

Ausgangsstoffe zur Herstellung von Biodiesel (FAME) 2024

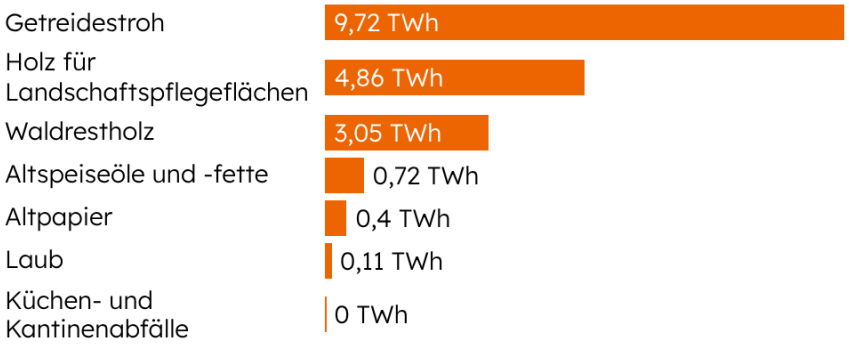


Quelle: BLE 2025

- Derzeit werden Biodiesel und HVO in Deutschland größtenteils zur Verwendung für den Kraftstoffsektor eingesetzt:
  - 2025: 20,86 TWh Biodiesel
  - 2025: 3,15 TWh HVO
- Für Strom und Wärme wird Pflanzenöl kaum eingesetzt:
  - 2025: Strom max. 0,08 TWh
  - 2025: Wärme max. 2,34 TWh
- Theoretisch könnten bestehende Bioraffinerien direkt für den Heizölmarkt produzieren.
  - Aufgrund der hohen Nachfrage im Verkehrssektor gibt es in Deutschland große Produktionskapazitäten für Biodiesel. Sie belaufen sich auf ca. 4 Mio. Tonnen (über 40 TWh). Sie nutzen nur zum Teil heimische Input-Stoffe (siehe Graphik).
  - In den deutschen Bioraffinerien wird kein HVO hergestellt, sondern nur in wenigen Anlagen in Europa.

Abfall- und Reststoffe bieten zusätzliche Potenziale für die Produktion von Bioöl

Mobilisierbare Potenziale aus Abfall- und Reststoffen



- Das Deutsche Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) hat die mobilisierbaren Potenziale für Abfall- und Reststoffe in Deutschland in der Ressourcendatenbank erfasst (siehe Grafik).
- Die meisten festen Abfälle könnten über ein Pyrolyse-verfahren zu Öl weiterverarbeitet werden.
- Der nächste Verarbeitungsschritt dieser Pyrolyseöle zu Heizöl könnte über die HVO-Route erfolgen. Hierbei wird aus Pflanzenöl ein Dieselersatzkraftstoff hergestellt.
- Aktuell gibt es in Deutschland allerdings keine Bioraffinerie, die HVO produziert.

Wasserstoff - Produktion, Potenziale und Preise

dena

Zentrale Punkte zur Rolle von Wasserstoff in der geplanten Grüngasquote sind noch offen

- Der **Einsatz von Wasserstoff** (H2) und Wasserstoffderivaten im Gebäudesektor ist **deutlich kostspieliger** als der von Biogas. H2 dürfte also weiterhin eine untergeordnete Rolle spielen. Das könnte sich ändern, falls im Rahmen der Grüngasquote H2-fördernde Elemente enthalten wären, etwa eine Unterquote oder eine Mehrfachanrechnung.

- Für den großskaligen Einsatz von Wasserstoff müssen **infrastrukturelle Voraussetzungen** erfüllt werden: die Umstellung von Gas-Verteilnetzen auf H2 sowie der Neubau von Verteilnetzen. Das erfordert **hohe Investitionen**.

- Theoretisch ist eine **Beimischung ins Erdgasnetz** bis zu einem **Volumenanteil von rund 20 %** möglich. Zugleich würde eine 20%ige Beimischung von erneuerbarem H2 lediglich THG-Einsparungen von rund 5 bis 7 % ermöglichen, da Wasserstoff eine deutlich niedrigere volumetrische Energiedichte als Erdgas hat.

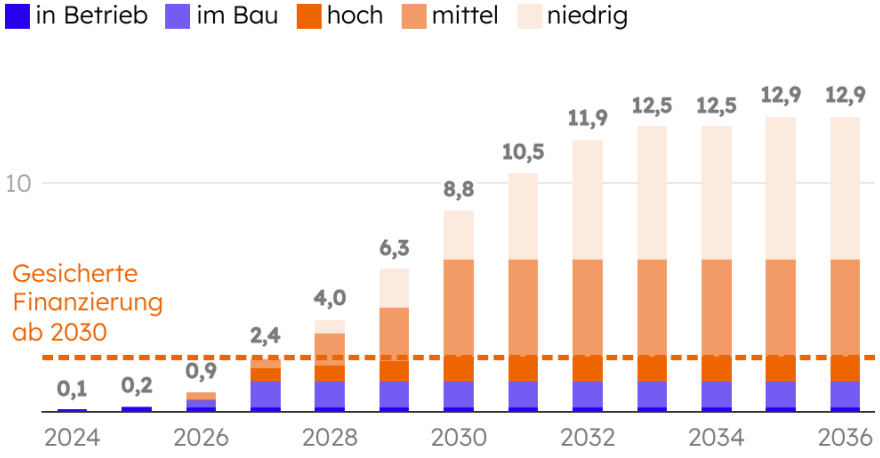
- Nachhaltigkeitsanforderungen und Zertifizierungsbedingngen für Wasserstoff sind **auf EU-Ebene geregelt**. Dabei wird zwischen erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff unterschieden. Erneuerbarer Wasserstoff ist ein sogenanntes RFNBO (Renewable Fuel of Non-Biological Origin); kohlenstoffarmer Wasserstoff gilt als LCF (Low-Carbon Fuel). Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe sind eine Unterkategorie von LCF.

  Die Anforderungen an RFNBO sind in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II/III) und den Delegierten Verordnungen (EU) 2023/1184 und (EU) 2023/1185 geregelt. Erneuerbarer H2 muss mit vollständig erneuerbarem Strom erzeugt werden und darf einen THG-Grenzwert von 28,2 gCO_2eq/MJ (rund 3,34 $kgCO_2/kgH2$) nicht überschreiten. Dieser Grenzwert gilt auch für kohlenstoffarmen H2. Die Vorgaben sind in der Gasmarktrichtlinie (EU) 2024/1788 und der Delegierten Verordnung (EU) 2025/2359 festgehalten.

Mittelfristig werden kaum Wasserstoffmengen zur Erfüllung der Grüngasquote zur Verfügung stehen

Kapazität der Elektrolyseprojekte bis 2036

in GW nach **Umsetzungsstand** und **Realisierungs-wahrscheinlichkeit**



Stand: Oktober 2025

- Laut der dena-Projektdatenbank* sind 185 MW Elektrolyse-kapazität in Deutschland in Betrieb (Stand: Oktober 2025). Weitere 8,6 GW Kapazitäten mit geplanter Inbetriebnahme bis 2030 sind in Bau oder Planung. Nach dena-Einschätzung werden bis 2030 rund 2,4 bis 6,6 GW Elektrolysekapazität mit hoher bzw. mittlerer Wahrscheinlichkeit realisiert. Abhängig von Auslastungs- und Effizienzgrad ließen sich mit 2,4 GW Elektrolysekapazität jährlich zwischen 5 und 9,2 TWh Wasserstoff produzieren. Bei 6,6 GW Elektrolysekapazität könnten jährlich zwischen 13,7 und 20,8 TWh Wasserstoff zur Verfügung stehen.

- Diese Mengen werden prioritär für die Erfüllung bestehender Quoten und die Dekarbonisierung der Industrie benötigt. Bereits durch die neue RFNBO-Unterquote im Verkehr entsteht ein H2-Bedarf von rund 8 TWh (2030) bzw. 30 TWh (2040). Hinzu kommen bis zu 15 TWh für drei DRI-Projekte (Direktreduktion von Eisenerz) der Stahlindustrie sowie Bedarfe für Quoten in der Luft- und Schifffahrt (rund 2 TWh im Jahr 2030). Mittelfristig werden daher kaum Wasserstoffmengen zur Erfüllung der Grüngasquote zur Verfügung stehen.

* https://www.dena.de/infocenter/elektrolysekapazitaeten-in-deutschland

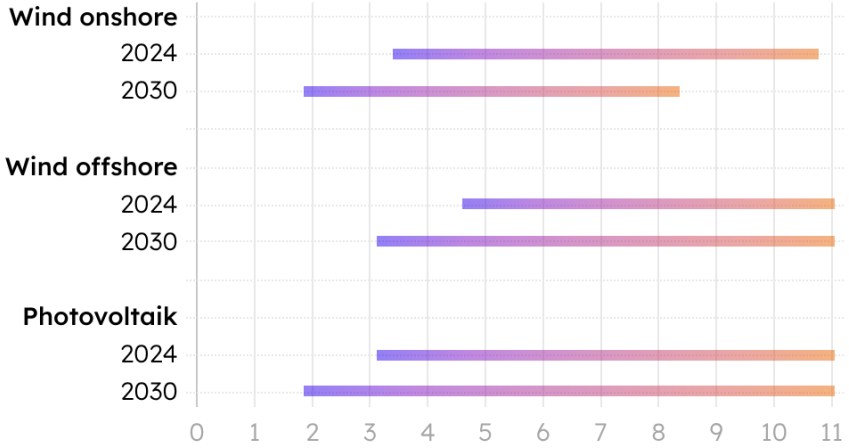
Um Wasserstoff zu importieren, sind eigene Infrastrukturen notwendig

- Die Bundesregierung **unterstützt die parallele Entwicklung von pipeline- und schiffsbasierten Importkorridoren** für Wasserstoff (H2) und seine Derivate im Rahmen bi- und multilateraler Kooperationen mit europäischen und weltweiten Partnerländern. Bis 2037 soll ein nationales H2-Kernnetz mit transeuropäischer Einbettung entstehen.
- **Pipelinegebundene H2-Infrastruktur** ermöglicht den kosteneffizienten Transport von molekularem H2 **ohne Umwandlungsverluste** aus der EU nach Deutschland. Die weitere Verteilung an Kommunen und Privathaushalte in Deutschland würde Investitionen in **leitungsgebundene Infrastruktur** erfordern. Das H2-Kernnetz wäre hierzu nicht ausreichend, da es vor allem Industrieabnehmer anbinden soll. Ein breites H2-Verteilnetz wäre mit hohen Kosten verbunden.
- Der **Schiffstransport** von flüssigem H2, Trägermedien oder Derivaten (z. B. Ammoniak oder Methanol) ermöglicht den Import aus Weltregionen, die nicht per Pipeline angebunden werden können. Allerdings entstehen Energieverluste bei der Rückumwandlung in molekularen H2.
- **Dänemark** zählt mit bestehendem Finanzierungsrahmen und vergleichsweise geringer Komplexität zurzeit zum vielversprechendsten Importkorridor für Deutschland. Eine bis Ende 2026 laufende Kapazitätsvermarktung ist ausschlaggebend für die Investitionsentscheidung (Q2/28).
  - Die Planungen sind fortgeschritten und mit 330 km für die erste Ausbaustufe sind Pipeline-Länge und Startkapazität (2,5 GW bzw. 22 TWh/a Transportkapazität) in einem realistischen Umfang für den Inbetriebnahmetermin 2030.
  - Der Anteil an umrüstbaren Gaspipelines ist hoch (60 % in Deutschland, 70 % in Dänemark) und der hohe Anteil von erneuerbarem Strom in Dänemark (> 90 % bis 2030) gewährleistet eine hohe Auslastung der Elektrolyseure.
- Weitere **H2-Importkorridore in Europa sind in Planung**, wegen komplexer Markt-, Regulierungs- und Finanzierungsfragen aber erst für 2032 bis 2035 realistisch.

Es existiert kein liquider H2-Markt mit transparenten Preisen und Produktionskosten werden hoch bleiben

H_2-Produktionskosten: 2024 und 2030 im IEA STEPS

in Euro (2024) pro Kilogramm H_2



Quelle: IEA, Weltbank

Investitions- (CAPEX) und Strombezugskosten sind die wichtigsten Kostenelemente der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff. Die CAPEX für Elektrolyseprojekte in Europa belaufen sich derzeit auf rund 2.000€/kW; Elektrolyseure in China liegen deutlich darunter.

- Es existiert derzeit kein liquider H2-Markt mit transparenten Preisen, stattdessen werden bilaterale Verträge mit nicht öffentlichen Verkaufspreisen ausgehandelt. Laut EEX-HDRIX-Index waren Marktakteure im ersten Quartal 2026 bereit, erneuerbaren Wasserstoff in Deutschland zwischen 8 und 9 €/kg H2 zu (ver)kaufen. Die Produktionskosten in Deutschland können auch deutlich höher liegen (bis zu 12€/kg H2). Die Differenz zum durchschnittlichen Großhandelspreis für Erdgas (2025) beträgt zwischen 180 und 300 €/MWh (18-30 ct/kWh).
- Lern- und Skaleneffekte könnten mittel- und langfristig niedrigere CAPEX und damit Preisreduktionen bewirken. Zugleich bleibt der Kostenkorridor breit und Bestandsanlagen profitieren nicht. Das Auslaufen der Strompreiskompensation (2030) und der Befreiung von Stromnetzentgelten (August 2029) sowie das Inkrafttreten strengerer RFNBO-Regeln könnten kostensteigernd wirken.

Auswirkungen der Biotreppe auf den Bedarf grüner Gase und Öle

Eine Szenarienbetrachtung

dena

Heizungswechsel und Gebäudesanierung bestimmen den künftigen Bedarf an grünen Gase und Öle

Zur Ermittlung des Bedarfs an grünen Gase und Öle in Gebäuden sind mehrere Faktoren entscheidend, unter anderem die Sanierungsrate sowie der Anteil neu installierter Gas- und Ölheizungen, bzw. der gewählte Heizungstyp. Mögliche Entwicklungspfade hat die dena in **drei Szenarien** modelliert.

	Szenario 1 (Extrem)	Szenario 2 (Moderat)	Szenario 3 (Ambitioniert)
Sanierungsrate	ø der letzten 5 Jahre	1 %	2 %
Anteil neuer Gas- und Ölheizungen in MFH	100 %	65 %	33 %
Anteil neuer Gas- und Ölheizungen in EFH/ZFH	100 %	50 % Gas / 33 % Öl	10 %

Für den **Einsatz von Gas- und Ölheizungen** wird die Wechselwahrscheinlichkeit bei Heizungsaustausch variiert. Grundannahme ist, dass die Heizung im Rahmen einer Sanierung erneuert oder nach einer Betriebszeit von 25 Jahren ausgetauscht wird.

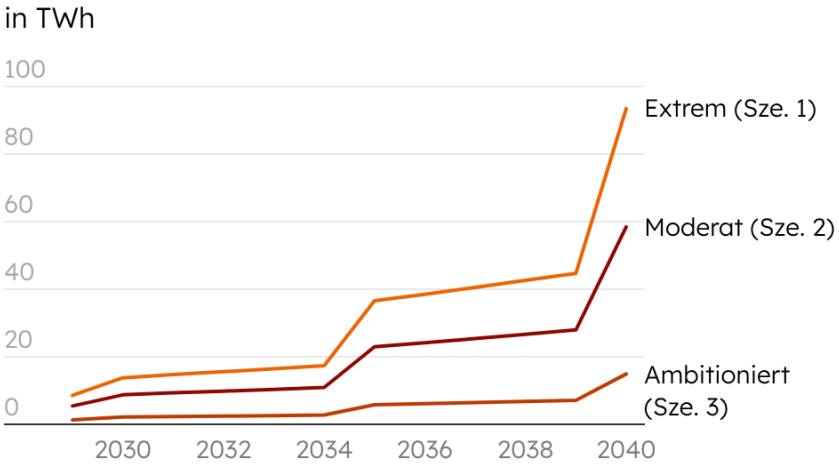
- 100 % bedeutet: Alle vorhandenen Öl- und Gasheizungen werden perspektivisch durch neue Öl- und Gasheizungen ersetzt.
- 10 % bedeutet: 90 % der neu eingebauten Heizungen sind nicht mehr mit Öl oder Gas betrieben.

Für den **Gas- und Heizölbedarf** wird folgendes angenommen:

- Szenario 1 schreibt den Status quo in der Bestandsstruktur zur Entwicklung des Raumwärmebedarfs fort.
- Szenario 2 orientiert sich an der realen Entwicklung im Gebäudesektor in der jüngeren Vergangenheit.
- Szenario 3 sieht eine umfassende energetische Transformation im Gebäudesektor vor.

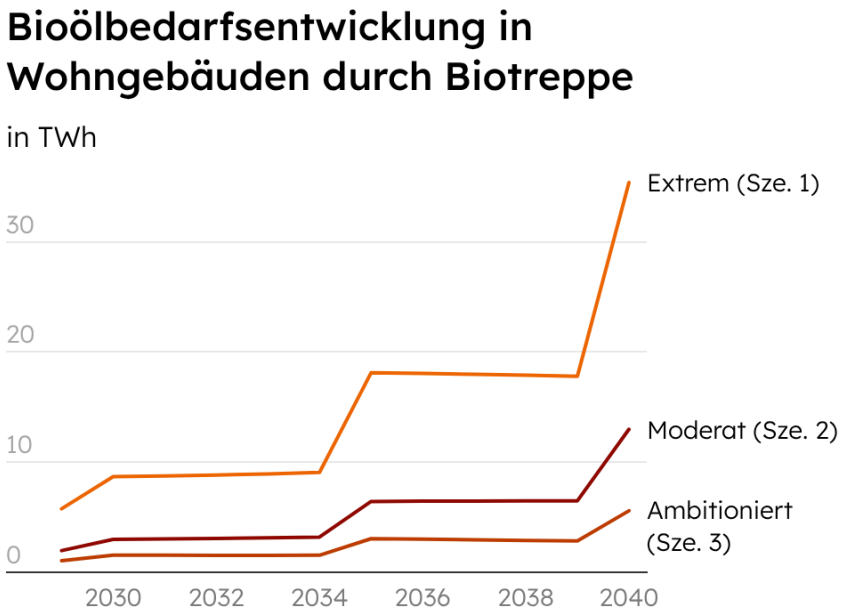
Biotreppe könnte zu hohe Nachfrage erzeugen

Biomethanbedarfsentwicklung in Wohngebäuden durch Biotreppe



- In **Szenario 1** hätte sich der Gasheizungsbestand in 2040 im Vergleich zu heute kaum geändert; die Anlagen müssten aber überwiegend mit 60 % Biomethan betrieben werden. Zur Deckung der potenziellen Nachfrage von rund 100 TWh würde es einen massiven Ausbau der Biomethanproduktion benötigen. Das würde deutlich die inländischen Biomassepotenziale aus Abfall- und Reststoffen übersteigen und hätte massive Importbedarfe zur Folge.
- **Szenario 2** könnte anhand der Biomassepotenziale bis 2040 weit überwiegend mit Abfall und Reststoffen aus Deutschland gedeckt werden. Darüber hinaus sind auch hier Importe zwingend.
- **Szenario 3** ließe sich ausschließlich über heimische Abfall- und Reststoffpotenziale abdecken. Das Vorhalten der Infrastruktur für die geringe Gasmenge ginge aber höchstwahrscheinlich mit hohen Netzentgelten einher, was die Belieferung teuer machen dürfte.

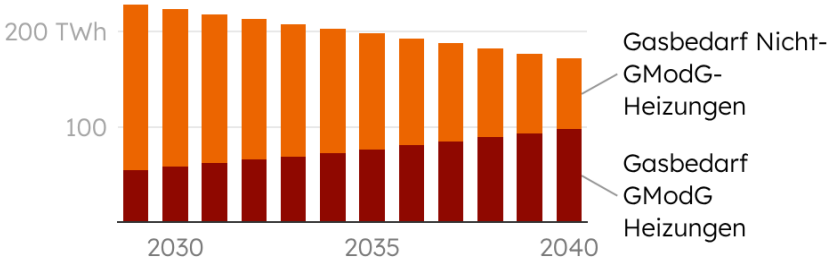
Ölheizungen konkurrieren um Biodiesel



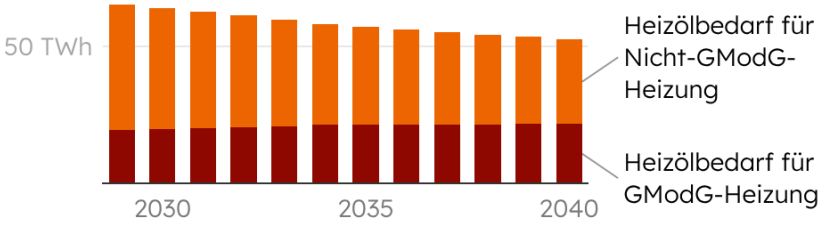
- In **Szenario 1** würde die Entwicklung des Heizölbedarfs im Jahr 2040 den heutigen Biodieselbedarf im Verkehrsbereich sowie die bestehenden inländischen Bioraffineriekapazitäten übersteigen. Zur Bedarfsdeckung wären signifikante Anteile an Heizölbiomasse und Importe notwendig.
- **Szenario 2** entspräche ungefähr der Nachfrage nach Biodiesel im Verkehrsbereich im Jahr 2024. Durch die geringe Anzahl neuer Ölheizungen würde der Bedarf auf einem eher niedrigen Niveau verbleiben. Dennoch wären aufgrund begrenzter inländischer Kapazitäten große Anteile an Importen von Abfall- und Reststoffen notwendig.
- **Szenario 3** sieht für 2040 nur noch ca. 10 % an Ölheizungen im Vergleich zu heute vor. Dieser Bedarf könnte theoretisch schon heute zum überwiegenden Teil mit inländischen Bioraffinerie-kapazitäten und Biomasse aus Abfall- und Reststoffen bedient werden. Aber es verbleiben auch hier Restbedarfe, die mit Heizölbiomasse oder Importen gedeckt werden müssten.

Zusätzliche hohe Bedarfe aus der Grüngas-/-ölquote

Gasbedarf private Haushalte Szenario 2



Heizölbedarf private Haushalte Szenario 2



Nach dem GModG-Entwurf könnte es über das Jahr 2040 hinaus Gas- und Ölheizungen geben, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer nicht erreicht haben. Sie könnten weiterhin mit fossilen Brennstoffen betrieben werden (exemplarisch Szenario 2). Dies steht dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 entgegen.

- Die Einführung einer Quotenregelung sollte diese regulatorische Lücke schließen und zugleich den Ausbaupfad glätten. Denn die Biotreppe in der geplanten Form würde den Bedarf sprunghaft ansteigen lassen.
- Die Umsetzung der Vorgabe als Treibhausgasminderungsquote hätte den Vorteil, dass die Negativemissionen von Biomethan aus Gülle zu einer höheren Zahlungsbereitschaft für diese Qualität führen würde. Bei einer energetischen Quote gilt die gleiche Zahlungsbereitschaft für alle Qualitäten, solange die Mindestanforderungen eingehalten werden.
- Sollte das Ambitionsniveau der Quote über dem der Biotreppe liegen, würden die Energieversorger daraus resultierende Zusatzkosten wahrscheinlich über die gesamte Endkundschaft refinanzieren. Dies würde zu einem allgemeinen Anstieg der Brennstoffkosten führen, auch für Verbraucherinnen und Verbraucher, die nicht unter die Biotreppe fallen.

Glossar

Biomasse	Organisches Material (z. B. Pflanzen, Holz, Gülle), das zur Energiegewinnung genutzt werden kann
Biogas	Gas aus der Vergärung von Biomasse, hauptsächlich Methan und CO_2
Bioheizöl	Gemisch aus fossilem Heizöl und Bioöl
Biomethan	Aufbereitetes Biogas in Erdgasqualität, das ins Gasnetz eingespeist werden kann
Biotreppe	Umgangssprachlich für das Instrument der steigenden Beimischung von Biomethan und Bioöl
Bioöl	Flüssiger Energieträger aus Biomasse, zum Beispiel Pyrolyseöl oder biogene Kraftstoffe wie FAME oder HVO
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GModG	Gebäudemodernisierungsgesetz
Grüne Gase	Gasförmige Energieträger aus erneuerbaren Quellen; Oberbegriff meist für Biomethan/Biogas und grünen Wasserstoff

Grüner Wasserstoff	Wasserstoff, der mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
Ökonomisches Potenzial	Wirtschaftlich nutzbarer Teil des technischen Potenzials
RED II	Renewable Energy Directive / Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2018/2001)
Technisches Potenzial	Maximal technisch nutzbare Energiemenge

Impressum

Herausgeber:
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 30 66 777-0
Fax: +49 30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Stand:
05/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (dena, 2026): Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich. Berlin.