

DAS POTENZIAL VON ERNEUERBAREM DIMETHYLETHER (RDME) FÜR EINE ERFOLGREICHE ENERGIEWENDE

Eine Studie im Auftrag der PRIMAGAS Energie GmbH

17 MAI 2024

Vorwort der Auftraggeberin

Als ein führender Versorger auf dem deutschen Flüssiggasmarkt arbeitet PRIMAGAS kontinuierlich daran, neue Impulse für die Energiewende zu setzen und einen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele zu leisten. Um die erforderliche Dekarbonisierung zu erreichen, ist neben Elektrifizierung und grünem Wasserstoff eine Vielfalt CO₂-armer Lösungen erforderlich. rDME, erneuerbarer Dimethylether, kann hier einen entscheidenden Beitrag leisten, davon sind wir überzeugt. Welche Rolle der umweltschonende Energieträger zukünftig bei der Energieversorgung spielen kann, haben wir darum in einer umfassenden Studie von Frontier Economics prüfen lassen. Die aussichtsreichen Ergebnisse liegen nun vor.

PRIMAGAS – neue Energielösungen abseits der öffentlichen Netze

PRIMAGAS zählt zu den führenden Flüssiggasversorgern in Deutschland. Seit über 70 Jahren versorgt das Unternehmen Haushalte, Betriebe und öffentliche Einrichtungen mit umweltschonendem Flüssiggas. Was 1950 als Krefelder Familienunternehmen mit der „Propan-Butan-Vertriebsgesellschaft mbH“ (PBG) begann, ist heute ein modernes mittelständisches Unternehmen, das maßgeschneiderte Energielösungen für verschiedenste Branchen und Anwendungen bietet. Rund 250 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter bundesweit stellen die zuverlässige Versorgung von mehr als 95.000 Kunden sicher, die vorwiegend im netzfernen und ländlichen Raum angesiedelt sind.

Biogenes Flüssiggas: neue Anforderungen, neue Energie

Primagas hat bereits 2018 als erstes Unternehmen in Deutschland biogenes Flüssiggas auf den Markt gebracht und treibt den Einsatz nachhaltiger Brennstoffe stetig voran. 2020 wurde biogenes Flüssiggas in das Gebäudeenergiegesetz (GEG) aufgenommen und erfüllt die Anforderungen an die Nutzung erneuerbarer Energien.

Erneuerbarer Dimethylether (rDME) – Innovation und Chance

Mit dem erneuerbaren Flüssiggas aus Biomasse will Primagas zur Energiewende im ländlichen Raum beitragen. Gegenüber bisherigen fossilen Energieträgern hat erneuerbarer Dimethylether (rDME) eine bis zu 85 Prozent reduzierte CO₂-Bilanz. Nach der im September 2023 beschlossenen Novelle des Gebäudeenergiegesetzes ist rDME aus Biomasse bereits heute ein anerkannter, erneuerbarer Energieträger, der zur Erfüllung der dort enthaltenen 65-Prozent-Vorgabe genutzt werden kann. Die globale Produktion von rDME befindet sich aktuell im Aufbau und hat in den vergangenen Monaten eine rasche Entwicklung genommen. Im Falle der passenden regulatorischen Rahmenbedingungen ist auch in Deutschland innerhalb weniger Jahre mit deutlich steigenden Produktionskapazitäten zu rechnen, die den heimischen Markt versorgen und womöglich sogar Mengen für den Export bereitstellen könnten.

Die Studie

Die vorliegende Studie analysiert, welche Chancen rDME sowohl für den Gebäudesektor als auch für eine funktionierende und effiziente Kreislaufwirtschaft eröffnet. Vielversprechende Ergebnisse belegen die Relevanz, die rDME im Rahmen einer Dekarbonisierung zukommt: rDME eröffnet bei der Energieversorgung des ländlichen Raumes neue Perspektiven und hat das Potenzial, einen enormen Beitrag zur CO₂-reduzierten Energieversorgung zu leisten.

Diese Studie ist eine Einladung an alle Stakeholder zum Austausch über die Potenziale von rDME und seinen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland. Wir freuen uns auf diese Debatte und den gemeinsamen Weg zu einer erfolgreichen Energiewende!

Stephan Klosterkamp, Sprecher der Geschäftsführung PRIMAGAS

Das Potenzial von rDME für eine erfolgreiche Energiewende



rDME – ein flexibel einsetzbares regeneratives Flüssiggas zur Dekarbonisierung von Sektoren wie Wärme und Industrie

rDME kann auf Basis verschiedener Inputs hergestellt werden



Nachfragepotenzial in Deutschland

2030: 0,5-1 Mio. Tonnen rDME pro Jahr



2045: 2,5-4 Mio. Tonnen rDME pro Jahr

Produktionspotenzial in Deutschland allein auf Basis von Abfällen und Reststoffen

12

Mio. Tonnen rDME pro Jahr



Klimabeitrag aus dem Wärmesektor



2030: mind. -1,4 Mio. Tonnen CO₂

2045: mind. -4,5 Mio. Tonnen CO₂

Politische Handlungsempfehlungen



- 1 Die Anrechenbarkeit von rDME auf die erneuerbaren Ziele im Gebäudesektor und in der Industrie im Rahmen der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie gewährleisten
- 2 rDME auf Basis von Abfall- und Reststoffmengen als nachhaltige Erfüllungsoption im Gebäudeenergiegesetz (GEG) verankern
- 3 Weitere Maßnahmen im Bereich der Abfallvermeidung und -bewirtschaftung zur Gewährleistung der Abfallhierarchie sind zu begrüßen
- 4 Schnellstmöglich Klarheit bzgl. der Ausgestaltung des EU ETS II und des Übergangs vom nationalen Emissionshandelsystem in den EU ETS II schaffen

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung der Kernergebnisse	6
2	Lösungsvielfalt für das Gelingen der Energiewende	10
3	rDME – eine flexibel einsetzbare Dekarbonisierungsoption	13
4	Nachfragepotenzial von rDME in Deutschland	23
5	Das Produktionspotenzial von rDME in Deutschland	35
6	Klimabeitrag von rDME zur Erreichung der Wärmewende	44
7	Ein fairer Marktzugang für rDME als Hebel zur Realisierung des Klimabeitrags	52
	Glossar	55
	Literaturverzeichnis	57

1 Zusammenfassung der Kernergebnisse

Wir brauchen Lösungsvielfalt für das Gelingen der Energiewende

Deutschland hat sich im Klimaschutzgesetz (KSG) das Ziel gesetzt, bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen. Dazu sollen die CO₂-Emissionen bis 2030 um 65 Prozent und bis 2040 um 88 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden. Die politischen Weichen für die Dekarbonisierung sind klar gestellt: Energieanwendungen sollen weitgehend elektrifiziert werden. Industrielle Prozesse, die nicht oder nur schwer elektrifizierbar sind, sollen zudem auf grünen Wasserstoff umgestellt werden, der als Back-up-Option im Stromsektor auch zur Versorgungssicherheit beitragen soll.

Um die gesetzten Ziele zu erreichen, ist eine nahezu vollständige Dekarbonisierung erforderlich. Eine Fokussierung auf Elektrifizierung und grünen Wasserstoff allein wird dafür nicht ausreichen. Es werden weitere Lösungen benötigt, um auch Sektoren oder Regionen zu dekarbonisieren, die erst spät, gar nicht oder nur zu hohen Kosten elektrifiziert bzw. vollständig mit grünem Wasserstoff versorgt werden können. Ergänzende Dekarbonisierungsoptionen sind unter anderem für ländliche und netzferne Regionen erforderlich, die sich über das gesamte Bundesgebiet verteilen. Bisher spielt der ländliche Raum in der öffentlichen Diskussion eine nachgeordnete Rolle, obwohl er 68 Prozent der Fläche Deutschlands ausmacht und 32 Prozent der Bevölkerung dort leben.

Synthetische und nachhaltige Brennstoffe, wie rDME, sind eine wichtige ergänzende Dekarbonisierungsoption

Ergänzende Dekarbonisierungsoptionen wie synthetische und erneuerbare Kraft-/Brennstoffe sind wichtige Bausteine für eine vollständige Dekarbonisierung aller Sektoren und Regionen. Eine dieser Optionen ist erneuerbarer Dimethylether (rDME). Dieses nachhaltige und erneuerbare Flüssiggas kann als Energieträger insbesondere in Gebieten eingesetzt werden, in denen eine erneuerbare Energiebereitstellung über leitungsgebundene Energieträger wie Strom oder Wasserstoff nicht möglich ist, wie z.B. in netzfernen ländlichen Gebieten. Aufgrund ähnlicher physikalischer Eigenschaften kann rDME beispielsweise ohne oder mit nur geringen Anpassungen in der bestehenden Infrastruktur für fossiles Flüssiggas eingesetzt werden. Auch als emissionsarme Alternative zu anderen dezentral nutzbaren Energieträgern wie Heizöl eignet sich rDME hervorragend.

rDME kann aus Biomasse, Abfällen (v.a. Siedlungsabfälle/Klärschlamm) oder synthetisch mit grünem Wasserstoff und CO₂-Abscheidung hergestellt werden. Je nach Herstellungsweg lassen sich die CO₂-Emissionen im Vergleich zu fossilem Flüssiggas um bis zu 64-97 Prozent und im Vergleich zu Heizöl um 68-98 Prozent reduzieren. rDME kann zudem regional produziert werden und ist aufgrund der lokalen Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe unabhängig von internationalen Lieferketten.

Die Anwendungsmöglichkeiten von rDME sind breit gefächert und reichen von Brenn- und Kraftstoffen über Prozessenergie bis hin zur chemischen Verarbeitung – rDME kann zudem

als H₂-Träger genutzt werden. Aufgrund seiner flexiblen Einsatzmöglichkeiten eignet sich rDME insbesondere für Gebäude in entlegenen Gebieten ohne Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze, für die eine Elektrifizierung aufgrund baulicher Besonderheiten oder unzureichender Isolierung keine Option darstellt. Darüber hinaus erfordert rDME aufgrund der etablierten Anlagentechnik im Vergleich zu alternativen Technologien wie Wärmepumpen kaum zusätzliche Schulungen für Installateure.

Es gibt ein signifikantes Nachfragepotenzial für rDME in Deutschland

Bis 2045 können mindestens 1,2 bis 2,2 Mio. Heizungen in privaten Haushalten von LPG und Öl auf rDME umgestellt werden. Das Nachfragepotenzial für rDME in privaten Haushalten liegt bei einer konservativ angenommenen Umrüstung von 1,2 Mio. Heizungen im Jahr 2030 bei mindestens 335.000 t und steigt bis 2045 auf mindestens 1,8 Mio. t an. Durch den Ersatz von LPG in den Sektoren Gewerbe, Land- und Forstwirtschaft sowie Industrie kann sich das Nachfragepotenzial für rDME von 1,8 Mio. t auf mindestens 2,5 Mio. t im Jahr 2045 erhöhen. Zusätzliche Nachfrage kann u.a. durch den Einsatz von rDME zur Erzeugung von industrieller Prozesswärme und zur Dekarbonisierung von Nahwärmenetzen entstehen.

Die heimische rDME-Nachfrage kann lokal und nachhaltig gedeckt werden

Aus den geschätzten ca. 48 Mio. t endbehandelten Abfällen, die im Jahr 2030 für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen, könnten im Maximalfall ca. 12 Mio. t rDME gewonnen werden. Um den berechneten Mindestbedarf an rDME für die Wärmeversorgung der privaten Haushalte im Jahr 2030 zu decken, wären lediglich ca. 0,3 Mio. t rDME pro Jahr erforderlich - also nur ca. 2,5 Prozent des mittleren Produktionspotenzials im Jahr 2030. Als Input für rDME stehen auf absehbare Zeit ausreichend Abfall- und Reststoffe zur Verfügung. Allein die Nutzung von Klärschlamm und die heute noch in Kohlekraftwerken eingesetzten Abfallmengen reichen aus, um den doppelten Mindestbedarf im Jahr 2030 zu decken. Insbesondere der Einsatz von Abfällen und Reststoffen zur Herstellung von rDME ist energetisch sinnvoll, solange entsprechend der europäischen Abfallhierarchie nur Mengen eingesetzt werden, die nicht vermieden, wiederverwertet oder recycelt werden können. Zusätzlich kann rDME aus biogenen Rest- und Abfallstoffen hergestellt werden und somit schon heute die gesetzlichen Vorgaben z.B. aus dem GEG erfüllen.

Die lokale Produktion von rDME in Deutschland kann darüber hinaus Transportkosten reduzieren, die Energieunabhängigkeit in Zeiten geopolitischer Spannungen erhöhen und durch lokale Wertschöpfungsketten neue Arbeitsplätze schaffen.

Der Einsatz von rDME kann einen relevanten Klimabeitrag leisten und helfen, Kompensationszahlungen für die Verfehlung der Klimaziele zu vermeiden

Durch den Einsatz von rDME im Wärmesektor können erhebliche CO₂-Einsparungen erzielt werden. Der mittlere Emissionsfaktor von rDME auf Basis von Abfall- und Reststoffmengen liegt 77 Prozent bzw. 80 Prozent unter dem von LPG bzw. Heizöl. Ein Haushalt mit durchschnittlichem Heizenergiebedarf kann bei einer Umstellung von LPG auf 100 Prozent rDME ca. 3,1 t CO₂ pro Jahr einsparen. Bei einer Umstellung von Heizöl auf 100 Prozent rDME sind es ca. 3,8 t CO₂ pro Jahr. Im modellierten Niedrigszenario, in dem nur die Heizungsanlagen auf rDME umgestellt werden, für die es keine anderen sinnvollen Dekarbonisierungsoptionen gibt, sinken die jährlichen CO₂-Emissionen bis 2045 um 85 Prozent von derzeit gut 5 Mio. t CO₂ auf unter 800.000 t CO₂. Im Jahr 2030 können durch den Einsatz von rDME im Niedrigszenario rund 1,4 Mio. t. CO₂ eingespart werden, wodurch mögliche Kompensationszahlungen für die Verfehlung von Klimazielen reduziert bzw. vermieden werden können.

rDME braucht einen fairen Marktzugang, um den Klimabeitrag zu realisieren

rDME kann eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors und anderer Sektoren spielen. Damit die Potenziale gehoben werden können, bedarf es jedoch regulatorischer Rahmenbedingungen, die rDME in einen fairen Wettbewerb mit anderen Dekarbonisierungsoptionen stellen. Nur dann werden sich Investitionen in den Aufbau von Produktionskapazitäten lohnen und sich die Wertschöpfungskette mit ihren Arbeitsplätzen in Deutschland ansiedeln. Dabei geht es explizit nicht darum, den Markthochlauf von rDME durch Fördermaßnahmen zu unterstützen.

Der regulatorische Rahmen muss mindestens die folgenden Bedingungen erfüllen, damit rDME einen Beitrag zur Klimawende leisten kann:

- **Anrechenbarkeit sicherstellen:** Die Anrechenbarkeit von rDME auf die erneuerbaren Ziele im Gebäudesektor und in der Industrie sollten im Rahmen der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie gewährleistet werden.
- **Anerkennung im GEG regeln:** rDME auf Basis von Abfall- und Reststoffmengen, für die keine bevorzugte Verwendung im Sinne der europäischen Abfallhierarchie möglich ist, sollte als gültige Erfüllungsoption im Gebäudeenergiegesetz (GEG) verankert werden. Analog dazu muss in angrenzenden Sektoren wie der Industrie sichergestellt werden, dass der Beitrag von rDME auf Basis von Abfall- und Reststoffmengen zur Emissionsminderung angerechnet werden kann.
- **Abfallhierarchie stärken:** Um sicherzustellen, dass nur die Abfall- und Reststoffmengen energetisch genutzt werden, die nicht reduziert, wiederverwendet oder recycelt werden können, sollte die Einhaltung der europäischen Abfallhierarchie weiter gestärkt werden.
- **Klarheit über die Zukunft des ETS schaffen:** Derzeit erfolgt die CO₂-Bepreisung im deutschen Wärme- und Verkehrssektor über das nationale Brennstoff-Emissionshandelsgesetz (BEHG). Ein Übergang in das geplante europaweite EU ETS II

DAS POTENZIAL VON RDME FÜR EINE ERFOLGREICHE ENERGIEWENDE

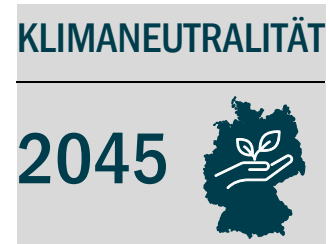
sollte möglichst frühzeitig konkretisiert werden, um die Unsicherheit für die Unternehmen zu begrenzen.

Die Umsetzung der Handlungsempfehlungen verbessert die regulatorischen Rahmenbedingungen für rDME und ermöglicht es, dessen potenziellen Klimabeitrag zu realisieren. Damit kann rDME als relevanter Puzzlestein zum Gelingen des Jahrhundertprojekts Energiewende beitragen. Zusätzlich bietet rDME eine sinnvolle und hocheffiziente Option zur Verwertung von nicht recyclebaren Abfall- und Reststoffmengen.

2 Lösungsvielfalt für das Gelingen der Energiewende

Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes (KSG) hat die deutsche Bundesregierung 2021 die nationalen Zielvorgaben für CO₂-Reduktionen weiter angehoben. Damit soll sichergestellt werden, dass das Ziel des internationalen Klimaabkommens von Paris 2015, die Erderwärmung deutlich unter 2°C zu halten, erreicht wird. Die ambitionierten Ziele sehen vor, dass Deutschland anstatt 2050 nun bereits 2045 Treibhausgasneutralität erreicht. Auch das Emissionsminderungsziel für 2030 wird um 10 Prozentpunkte weiter angehoben. Deutschland plant nun, seine Emissionen bis zum Ende des Jahrzehnts gegenüber 1990 um 65 % zu senken.¹

Der Transformationsprozess hin zu einer vollständigen Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern muss deutlich beschleunigt werden, um die Ziele fristgerecht zu erreichen.² Die Herausforderung, das Projekt „Energiewende“ bis 2045 umzusetzen, ist immens. Während bisher insbesondere der Fokus auf die Dekarbonisierung von Sektoren mit relativ geringen Vermeidungskosten, speziell dem Strom- und Industriesektor, gelegt wurde (mit dem Europäischen Emissionshandelssystem EU ETS I als Kerninstrument), rücken nun Sektoren mit ungleich höheren Vermeidungskosten in den Fokus: der Verkehr und die Wärme.



Die politische Grundausrichtung für die Dekarbonisierung ist dabei klar gesetzt: So sollen Energieanwendungen zu einem überwiegenden Teil elektrifiziert werden (z. B. in Form von E-Mobilität oder dem Einbau von Wärmepumpen). Industrielle Prozesse, die sich nicht oder nur schwer elektrifizieren lassen (z. B. in der Stahlindustrie) sollen zudem auf grünen Wasserstoff umgestellt werden, der ebenfalls als Back-up-Option im Stromsektor zur Sicherung der Versorgungssicherheit beitragen soll, wenn wetterabhängige Energieträger wie Wind und PV nicht verfügbar sind (H₂/H₂-ready Gaskraftwerke im Rahmen der sogenannten Kraftwerksstrategie³).

Mit ambitionierten Ausbauzielen der erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG (2023), dem geplanten Stromnetzausbau⁴ und einem Wasserstoff-Kernnetz, das sukzessive größere industrielle Zentren über ein Pipelinenetz mit Wasserstoff versorgen soll, sind wichtige politische Entscheidungen bereits getroffen, die für eine großflächige Dekarbonisierung in vielen Sektoren sorgen wird. Jedoch wird „großflächig“ nicht reichen. Es bedarf einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung, um die gesetzten Ziele zu erreichen. Dazu wird eine alleinige Fokussierung auf Elektrifizierung und grünen Wasserstoff allerdings nicht ausreichen. Es wird daher absehbar weitere Lösungen brauchen, um auch Bereiche oder Regionen zu

¹ Bundesregierung (2023).

² Agora (2022).

³ BMWK (2024a).

⁴ NEP (2023).

DAS POTENZIAL VON RDME FÜR EINE ERFOLGREICHE ENERGIEWENDE

dekarbonisieren, die erst spät, gar nicht oder nur zu hohen Kosten elektrifiziert oder lückenlos mit grünem Wasserstoff versorgt werden können. Ergänzende Dekarbonisierungsoptionen, wie beispielsweise synthetische und nachhaltige Kraft-/Brennstoffe oder Technologien zur Erfassung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) bzw. Nutzung von CO₂ (Carbon Capture and Utilisation, CCU) werden absehbar wichtige Bausteine darstellen, um alle Sektoren vollständig dekarbonisieren zu können.

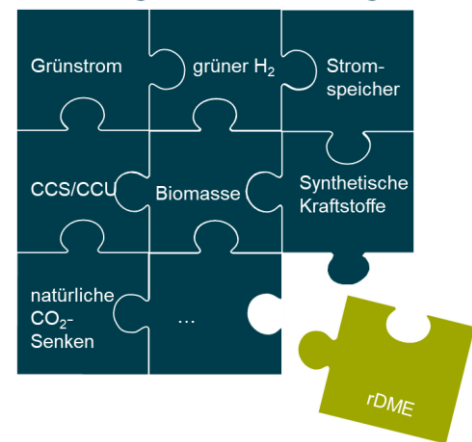
Ergänzende Dekarbonisierungsoptionen sind unter anderem notwendig für die ländlichen und netzfernen Regionen, die sich über das gesamte Bundesgebiet verteilen. In der öffentlichen Debatte spielt der ländliche Raum bislang nur eine untergeordnete Rolle, obwohl er 68 % der Fläche Deutschlands umfasst und 32 % der Bevölkerung dort leben.⁵ Hier wird eine flächendeckende und versorgungssichere Energiebereitstellung allein auf Basis von erneuerbarem Strom oder grünem Wasserstoff zeitnah, wirtschaftlich und sozial verträglich nicht zu erzielen sein.

Es ist ein politischer Rahmen notwendig, der Lösungsvielfalt zulässt und damit allen notwendigen Technologien einen Marktzugang gewährleistet. Auf diesem Weg kann z. B. ermöglicht werden,

- Industrie und Gewerbe in dezentralen Regionen zu halten, damit Arbeitsplätze zu sichern,
- der Landwirtschaft Alternativen zu den derzeit genutzten fossilen Energieträgern zu bieten und
- wirtschaftliche Dekarbonisierungsoptionen für die Wärmeversorgung zu eröffnen.

Eine solche Dekarbonisierungsoption ist **erneuerbarer Dimethylether (rDME – engl.: *renewable and recycled carbon dimethylether*)**. Dieses nachhaltige und erneuerbare Flüssiggas kann als Energieträger insbesondere in Gebieten eingesetzt werden, in denen eine nachhaltige Energiebereitstellung über netzgebundene Energieträger wie Strom oder Wasserstoff nicht möglich ist, wie insbesondere in den bereits genannten netzfernen ländlichen Gebieten. Aufgrund ähnlicher physikalischer Eigenschaften kann rDME beispielsweise ohne – oder mit nur geringen technischen Anpassungen – in der bestehenden Infrastruktur für fossiles Flüssiggas (LPG, Propan, Butan) eingesetzt werden. Auch als emissionsarme Alternative zu anderen dezentral nutzbaren Energieträgern wie Heizöl kann rDME eingesetzt werden.

Technologieviefalt für eine vollständige Dekarbonisierung



Im Rahmen dieser Studie untersuchen wir das Potenzial von rDME, einen Beitrag zu einer wirtschaftlich und sozial verträglichen Wärmewende im ländlichen Raum zu leisten.

⁵ BBSR (2022).

Dazu werden

- in Kapitel 3 rDME und seine Eigenschaften und Anwendungsbereiche vorgestellt;
- in Kapitel 4 das Nachfragepotenzial mit Fokus auf den Wärmesektor bis 2045 abgeleitet; und
- in Kapitel 5 das Angebotspotenzial in Deutschland, mit Fokus auf den Einsatz von nicht recycelbaren Rest- und Abfallstoffen als Input, dargestellt.
- In Kapitel 6 wird der durch den Einsatz von rDME erzielbare Klimabeitrag dargestellt.
- Die Studie schließt in Kapitel 7 mit notwendigen Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen, um den durch rDME erzielbaren Klimabeitrag zu realisieren.

3 rDME – eine flexibel einsetzbare Dekarbonisierungsoption

Bevor wir das Potenzial von rDME im Kontext der Energiewende im Detail analysieren, geben wir im Folgenden zunächst einen umfassenden Überblick über rDME.

Insbesondere behandeln wir

- die wichtigsten Eigenschaften von rDME und was ihn von anderen Flüssiggasen unterscheidet;
- mit welchen Prozessen und Ausgangsstoffen rDME (lokal) hergestellt werden kann;
- welche Anwendungsmöglichkeiten bestehen; und
- in welchen Anwendungen rDME eine sinnvolle Dekarbonisierungsoption darstellen kann.

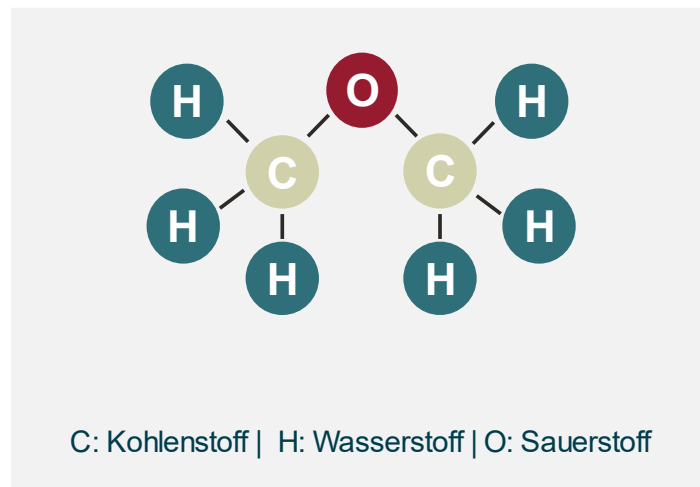
Darüber hinaus wird kurz auf die regulatorischen Vorgaben zur Dekarbonisierung des Wärmesektors eingegangen, die den Rahmen für diese Studie bilden.

rDME ist ein regenerativer Brennstoff, der insbesondere als Alternative zu netzunabhängigen fossilen Energieträgern wie fossilen Flüssiggasen oder Heizöl einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten kann.

rDME ist ein regenerativ erzeugtes und damit nachhaltiges Flüssiggas. Ähnlich wie die gängigen fossilen Flüssiggase Butan, Propan und LPG („*Liquefied petroleum gas*“ – ein Gemisch aus Propan und Butan) lässt sich rDME bereits bei geringem Druck leicht verflüssigen und ist daher auch ohne Kühlung einfach zu transportieren und zu lagern. Dies unterscheidet es beispielsweise von LNG („*Liquefied natural gas*“), das spezielle Tanks und eine Kühlung auf sehr niedrige Temperaturen (-162°C) benötigt, um es flüssig zu halten, was die Infrastruktur teurer macht.

Aufgrund der ähnlichen physikalischen und chemischen Eigenschaften wie die Flüssiggase LPG, Butan oder Propan kann rDME als „Drop-in“-Gas insbesondere in der bestehenden Infrastruktur für Transport, Lagerung und Verbrennung eingesetzt werden. Je nachdem, ob reines rDME oder LPG mit Beimischungen verwendet wird, sind bei LPG-Anwendungen keine oder nur geringfügige Anpassungen erforderlich, z. B. bei Gas-Brennwertkesseln, Hallenheizungen, KWK-Technik etc.

Während rDME erst jetzt, z. B. im Zuge der Dekarbonisierung von Sektoren wie dem Wärmesektor, an Bedeutung gewinnt, wird es als fossiles DME, d. h. auf Basis von Erdgas oder Kohle, bereits seit Jahrzehnten z. B. in der chemischen Industrie als Treibmittel für Aerosole und als Lösungsmittel eingesetzt. Dementsprechend liegen bereits umfangreiche Erfahrungen im Umgang mit DME vor. Chemisch besteht rDME – genau wie das fossile DME – aus zwei Methylgruppen (CH₃) und einem Sauerstoffatom (O), die über eine Etherbindung (-O-) miteinander verbunden sind. Die Strukturformel lautet also CH₃ – O – CH₃ (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1 Chemische Struktur von Dimethylether (DME), C₂H₆O

Quelle: Eigene Darstellung.

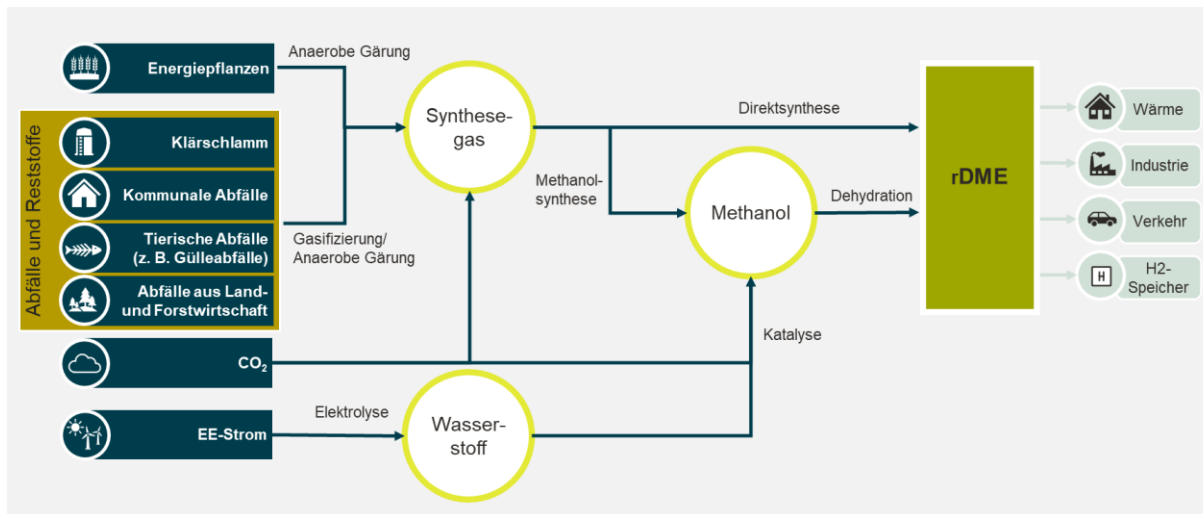
rDME kann durch verschiedene Technologien und Prozesse hergestellt werden und verschiedene regenerative Einsatzstoffe nutzen

Die Produktion von rDME kann gängiger Weise über die folgenden Produktionsrouten erfolgen (siehe Abbildung 2):

- **Dehydration von Methanol:** In einem Dehydrationsprozess kann rDME aus Methanol unter Abspaltung von Wasser gewonnen werden. Methanol kann dabei auf verschiedenen Wegen gewonnen werden.
 - Basierend auf Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom erzeugt wird. Als weiterer Input dient CO₂ aus Carbon Capture oder Punktquellen. Die Gase reagieren mithilfe eines Katalysators zu Methanol.
 - rDME ist jedoch nicht auf Elektrolyse-Wasserstoff als Einsatzstoff angewiesen, dessen zukünftige Verfügbarkeit von vielen Faktoren abhängig ist. Stattdessen kann Methanol mittels Katalyse aus Synthesegas gewonnen werden. Das Synthesegas kann aus **Abfällen und Reststoffen** produziert werden, wie z. B. Klärschlamm, kommunalen und tierischen Abfälle sowie Abfällen aus Land- und Forstwirtschaft.
- **Direktsynthese:** Synthesegas kann auch direkt ohne Zwischenschritt in rDME umgewandelt werden. Diese Direktsynthese erlaubt es, verglichen mit der Route über Methanol, Produktionskosten einzusparen, da der Prozess schneller und effizienter ist.⁶ Zudem ist bei diesem Verfahren vorteilhaft, dass die rDME-Produktion nicht abhängig ist von der Produktion eines anderen Produkts – wie es beispielsweise bei Bio-Flüssiggasen (BioLPG) der Fall ist, das als Nebenprodukt bei der Produktion von Biodiesel gewonnen wird.

⁶ Dechema (2017); Peinado et al. (2024).

Abbildung 2 Mögliche Produktionsrouten für rDME

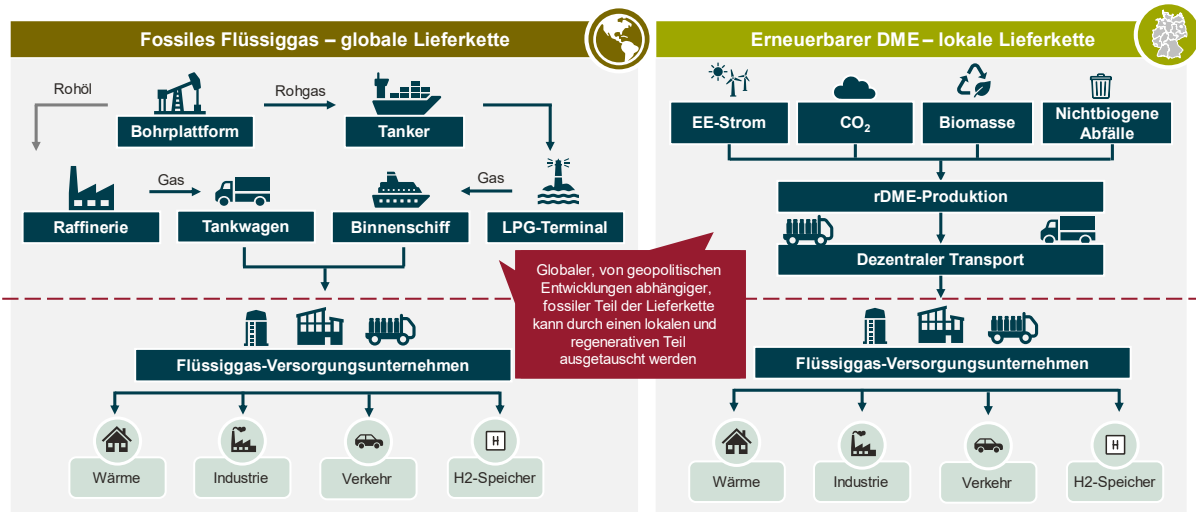


Quelle: Eigene Darstellung.

Im Gegensatz zu fossilem Flüssiggas oder auch Heizöl kann rDME aufgrund der lokalen Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe auch vor Ort produziert werden

Fossiles Flüssiggas entsteht als Nebenprodukt bei der Öl- und Gasförderung oder als Kuppelprodukt in Raffinerien. Aufgrund der globalen Lieferkette ist die Produktion von geopolitischen Entwicklungen im Ausland abhängig. rDME hingegen nutzt lokal verfügbare Rohstoffe wie Abfälle, Biomasse oder Strom aus erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 3). Im Gegensatz zu LPG ist die Produktion von rDME daher weniger abhängig von globalen Lieferketten und weniger krisenanfällig. Vor dem Hintergrund zunehmender geopolitischer Spannungen, z. B. durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine, gewinnt die Erhöhung der Energieunabhängigkeit, zu der rDME beitragen kann, zunehmend an Bedeutung. Darüber hinaus erfordert die Versorgung mit lokal produziertem rDME eine geringere Transportinfrastruktur, wodurch Kosten und Umweltauswirkungen reduziert werden können. Auch die Größe der Anlagen zur Produktion von fossilem LPG und rDME unterscheidet sich: LPG wird in der Regel an zentralen Produktionsstandorten hergestellt, an denen Erdöl oder Erdgas in großem Maßstab gefördert oder verarbeitet werden. Für die Produktion von rDME eignen sich dagegen dezentrale Anlagen, die sich in räumlicher Nähe zu den Vorkommen der Ausgangsstoffe befinden (z. B. in der Nähe von Abfallbehandlungsanlagen). Dies ist insbesondere dann von Vorteil, wenn der Transport des Ausgangsmaterials mit hohen Transportkosten verbunden ist. Dies wäre z. B. bei Abfällen und Reststoffen der Fall, da aufgrund der geringen Energiedichte große Mengen transportiert werden müssten.

Abbildung 3 Vergleich der Lieferketten von LPG (global) und rDME (lokal)



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Anwendungsmöglichkeiten von rDME sind vielfältig als Brenn- oder Kraftstoff, aber auch als Prozessenergie oder in der chemischen Verarbeitung

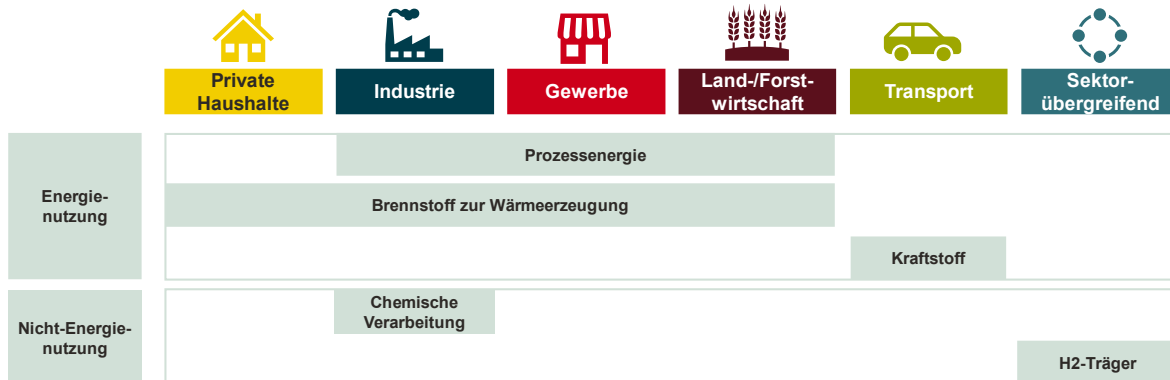
rDME kann, sowohl als Beimischung zu LPG als auch als reines rDME durch technische Änderungen bei Bestandsanlagen, in verschiedenen Sektoren eingesetzt werden (vgl. Abbildung 4). Neben dem nicht-energetischen Einsatz als Vor- bzw. Zwischenprodukt in der chemischen Industrie kann rDME in verschiedenen Sektoren als alternativer Energieträger genutzt werden:

- In **privaten Haushalten** und im **Gewerbe** kann rDME als Brennstoff zur Wärmeenergieerzeugung eingesetzt werden. Hier ersetzt es entweder fossiles LPG anteilig oder vollständig und andere netzunabhängige Energieformen (z. B. Öl, Pellets), fossile Energieträger im Wärmenetz oder stillgelegten Erdgasnetzen.
- In **Industrie** und **Land- und Forstwirtschaft** ist neben der Verwendung in der Gebäudewärme (beispielsweise Hallenheizungen oder Stallheizungen) auch die Nutzung als Prozessenergie möglich, etwa für Trocknungs- oder Schmelzprozesse.
- Im **Transportsektor** ist rDME eine erneuerbare Alternative zum Dieselmotorkraftstoff.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, rDME zur Speicherung (überschüssiger) erneuerbarer Energie bzw. als Wasserstoff-Träger zu nutzen, um H₂-Moleküle zu transportieren.⁷ Hintergrund ist, dass der Transport von reinem Wasserstoff aufgrund seiner bei Normalbedingungen geringen Energiedichte herausfordernd ist. Alternativ kann Wasserstoff chemisch in rDME gebunden und leicht handhabbar über weite Strecken transportiert werden. Am Zielort kann der Wasserstoff mittels Dampfreformierung wieder freigesetzt werden.

⁷ Siehe, z. B., Schühle et al. (2023); FZ-Jülich (2023).

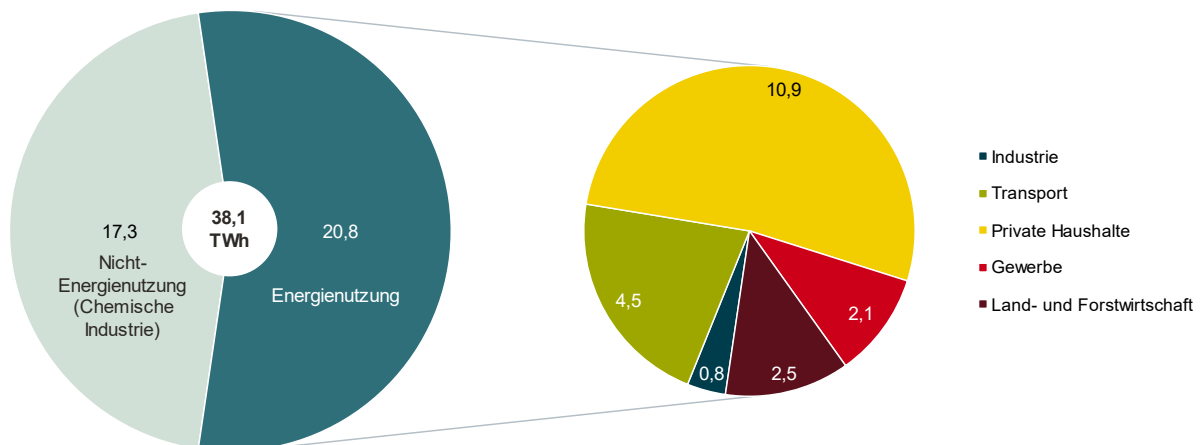
Abbildung 4 Mögliche Anwendungsmöglichkeiten von rDME



Quelle: Eigene Darstellung.

LPG wird momentan zu gut der Hälfte energetisch genutzt, wovon der größte Teil auf die Nutzung als Brennstoff in privaten Haushalten entfällt (vgl. Abbildung 5). Diese Mengen können perspektivisch durch rDME ersetzt werden. Die Nutzung von rDME als Prozessenergie könnte in der Zukunft einen wesentlich größeren Anteil der Nutzung ausmachen, um andere fossile Energieträger in Prozessen zu ersetzen, wie in Kapitel 4 diskutiert. Die nichtenergetische Nutzung von rDME in der chemischen Industrie wird im Rahmen dieser Studie nicht behandelt.

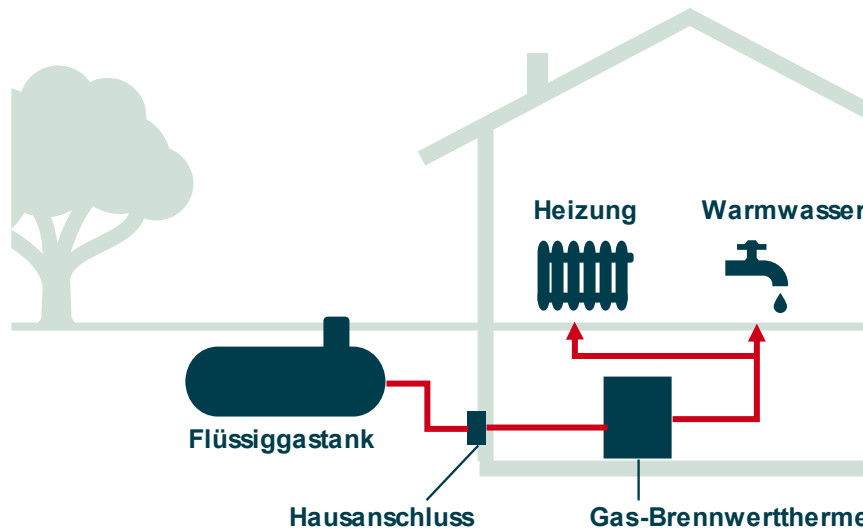
Abbildung 5 Verwendung von Flüssiggas (LPG) in Deutschland, 2020, in TWh



Quelle: United Nations Statistics Division (2024).

Hinweis: Umrechnung in TWh mit 12,87 kWh/kg. Gemäß Daten des Deutschen Verband Flüssiggas (2020) könnte der Anteil von in der Industrie verwendetem Flüssiggas höher liegen.

Abbildung 6 Schematische Darstellung einer Flüssiggasheizung



Quelle: Eigene Darstellung.

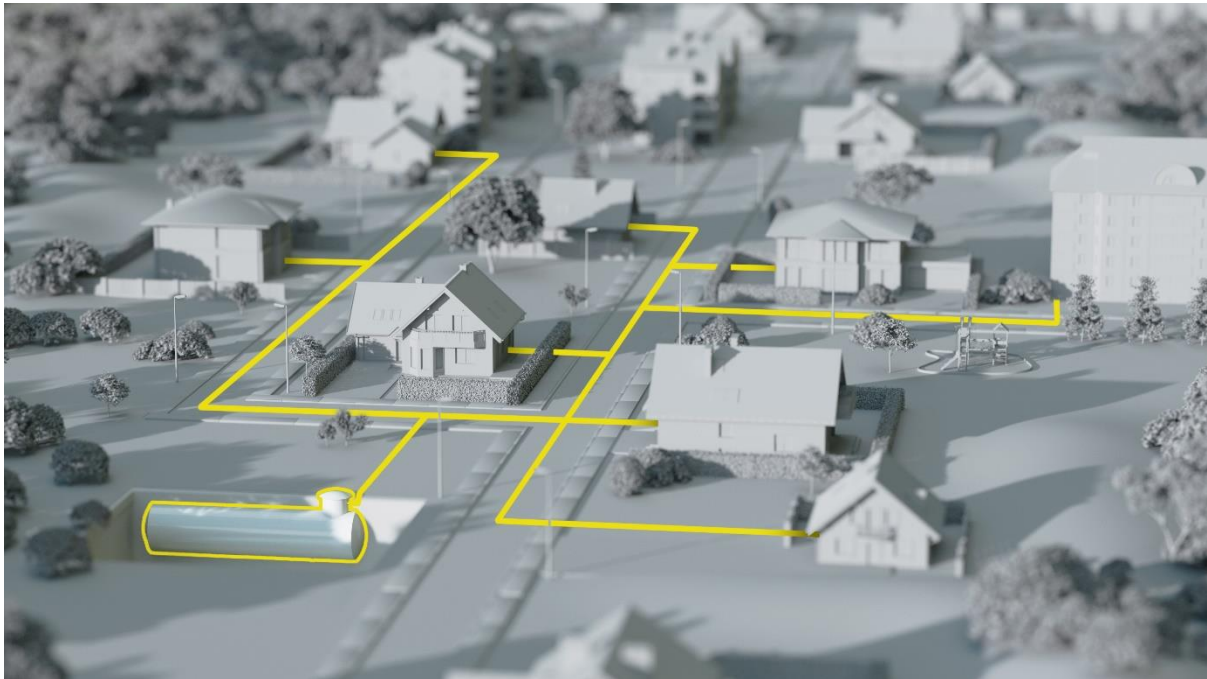
Das Funktionsprinzip einer Flüssiggasheizung unterscheidet sich nicht grundsätzlich von dem einer erdgasbetriebenen Gas-Brennwerttherme, die bereits in mehr als 7 Mio. Gebäuden verbaut wurde. Der wesentliche Unterschied liegt in der Art der Bereitstellung des Energieträgers: Im Gegensatz zu einem Erdgasanschluss wird bei Flüssiggas der Endverbraucher netzunabhängig über einen einzelnen Flüssiggastank versorgt. Der Flüssiggastank wird in der Regel unterirdisch oder oberirdisch auf dem Grundstück des Anwenders installiert, wie schematisch in Abbildung 6 dargestellt.

rDME hat eine Reihe von Vorteilen gegenüber anderen Dekarbonisierungsoptionen, u. a. eine einfache Nutzung auch abseits von Erdgas- und Wärmenetzen

Gegenüber anderen Energieträgern verfügt rDME über eine Kombination an Eigenschaften, die es zu einer wertvollen Alternative zur Dekarbonisierung bestimmter Anwendungen macht (vgl. Tabelle 1). Besonders hervorzuheben ist, dass rDME nicht auf die Anbindung an ein Versorgungsnetz angewiesen ist, weil es – wie LPG – in verflüssigter Form per Tanklastwagen zum Endverbraucher transportiert werden kann, wo es in Flüssiggastanks gelagert wird.

Auch der Einsatz in lokalen, bereits existierenden Erdgaspipelines, die perspektivisch vom Gesamtnetz abgetrennt werden, ist mit voraussichtlich geringem Umrüstungsaufwand möglich. Bereits heute wird LPG zur Anpassung des Energiegehalts in Erdgasnetzen beigemischt, z. B. um den Brennwert von Biomethan, das in das Erdgasnetz eingespeist wird, zu erhöhen. Bei einer Umwidmung der Netze würden sie über einen zentralen Tank versorgt, der in die Netzinfrastruktur eingebunden wird (wie in Abbildung 7 exemplarisch darstellt). Die Ertüchtigung des Netzes wird vom Aufwand her als vergleichbar mit der Ertüchtigung für Wasserstoff angesehen. Ein Vorteil ist allerdings, dass bei rDME im Vergleich zu Wasserstoff die verbraucherseitigen Anpassungen geringer ausfallen. Vorhandene Anlagenbestandteile können bei rDME in der Regel mit geringen Anpassungen weiterverwendet werden.

Abbildung 7 Exemplarische Darstellung eines Zentral-Versorger-Gebiets, das mit rDME versorgt wird




Quelle: PRIMAGAS Energie GmbH.

Als „Drop-in“-Gas kann rDME ohne wesentliche Änderungen in vorhandenen LPG-Strukturen eingesetzt werden. Beispielsweise kann rDME in herkömmlichen Gas-Brennwertthermen verwendet werden und ermöglicht damit die Dekarbonisierung von bestehenden Flüssiggasanlagen. Abhängig davon, ob reiner rDME verwendet wird oder er LPG beigemischt wird, bedarf es voraussichtlich keiner oder nur geringer technischer Anpassungen, wie zurzeit in einem Testprojekt ermittelt wird.⁸







Zwar ist rDME aktuell noch kein verbreiteter Energieträger im Wärmebereich, doch aufgrund der ähnlichen Eigenschaften wie LPG und der erprobten Lagerung und Transport in der Chemieindustrie bestehen beste Voraussetzungen für den Markthochlauf.

Tabelle 1 Vorteile von rDME gegenüber anderen Dekarbonisierungsoptionen

 <p>Erneuerbare Herkunft</p>	<p>rDME kann u. a. aus Biomasse, Abfallmaterialien oder durch synthetische Verfahren mit grünem Wasserstoff und CO₂-Abscheidung produziert werden. Je nach Produktionsroute verursacht erneuerbarer rDME bis zu 68-98 % weniger CO₂-Emissionen als Heizöl und 64-97 % weniger CO₂-Emissionen als fossiles Flüssiggas (s. Abbildung 21).</p>
--	--

⁸ PRIMAGAS (2024).

DAS POTENZIAL VON rDME FÜR EINE ERFOLGREICHE ENERGIEWENDE

	Vielseitige Verwendung	rDME kann in verschiedenen Anwendungen (z. B. zum Heizen, als industrielle Prozesswärme) verwendet werden.
	Infrastrukturkompatibilität	rDME weist ähnliche physikalische Eigenschaften wie LPG auf und kann daher ohne oder mit nur geringen technischen Modifikationen an bestehenden Infrastrukturen verwendet werden.
	Verfügbarkeit	Die Nutzung von rDME ist überall, d. h. auch in entlegenen Gebieten und ländlichen Regionen realisierbar, wo keine Anbindung an ein öffentliches Versorgungsnetz besteht.
	Kosten-effizienz	rDME kann wirtschaftlich in herkömmlichen Gas-Brennwertthermen eingesetzt werden.
	Saubere Verbrennung	rDME verbrennt aufgrund seiner geringen Rußbildung, des hohen H ₂ -gehalts, des Fehlens von Schwefel, der niedrigeren NO _x -Emissionen und seines Sauerstoffgehalts sauberer als andere Brenn-/Kraftstoffe.
	Bewährte Anlagentechnik	Die Anlagentechnik ist mit über sieben Millionen installierten Gas-Brennwertthermen in Deutschland etabliert und bedarf kaum zusätzliches Training für Installateure (im Gegensatz zu z. B. Wärmepumpen).

Kontext: Regulatorische Vorgaben zur Dekarbonisierung des Wärmesektors

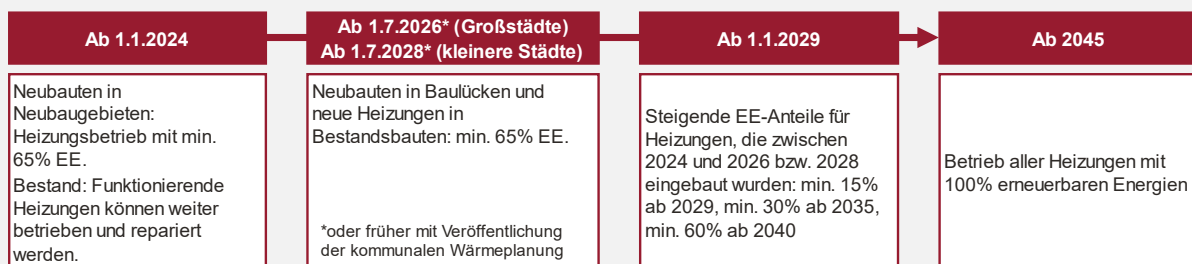
Um die deutschen Klimaschutzziele im Wärmesektor zu erreichen, wurden mit der Novelle des Gebäudeenergiegesetz (GEG) und dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) zuletzt zentrale Maßnahmen beschlossen, die den regulatorischen Rahmen für den Einsatz von rDME im Wärmebereich setzen. Grundsätzlich sieht das GEG seit 1. Januar 2024 vor, dass neue Heizungsanlagen zu mindestens 65 % mit Erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme betrieben werden müssen, für die verschiedene Erfüllungsoptionen bestehen.⁹ Darüber hinaus gelten für verschiedene Gebäudetypen Übergangsfristen wie in Abbildung 8 dargestellt. rDME ist grundsätzlich eine Erfüllungsoption, um den Anteil an Erneuerbaren Energien zu erreichen, allerdings nur, wenn er auf Grundlage von Biomasse oder grünem Wasserstoff produziert wurde (§ 71f GEG).

Die meisten Erfüllungsoptionen setzen voraus, dass ein Gebäude entweder an ein Wärme- oder Wasserstoffnetz angeschlossen ist oder (z. B. im Fall der Wärmepumpe) über ausreichende Wärmedämmung verfügt. Für Gebäude, die diese Voraussetzungen nicht erfüllen, bleibt lediglich die Option diese mit Biomasse (z. B. Holz), grünen Gasen oder Wasserstoff(-Derivaten) zu beheizen. Allerdings besteht vor allem bei Biomasse und Wasserstoff (die auch als Einsatzstoff für die Produktion von rDME verwendet werden können) eine große Nutzungskonkurrenz (z. B. aus den Bereichen Industrie und Gewerbe).

rDME auf Grundlage von Abfällen oder Reststoffen stellt aktuell keine Erfüllungsoption im Rahmen des GEG dar, könnte aber eine Alternative bieten für Gebäude,

- die ohnehin schon mit LPG beheizt werden;
- die nicht an ein Wärmenetz/Wasserstoffnetz angeschlossen werden; und
- einen hohen energetischen Sanierungsbedarf haben, sodass der Einbau einer Wärmepumpe aus technischen Gründen oder Kostengründen nicht möglich ist.

Vorgaben des GEG seit 01.01.2024 (Auszug)



Eigene Darstellung auf Grundlage von BMWK (undatiert).

⁹ Die Erfüllungsoptionen sind: Anschluss an ein Wärmenetz, Wärmepumpe, Biomasseheizung (Holz, Hackschnitzel und Pellets), Stromdirektheizung (nur in gut gedämmten Gebäuden), Wärmepumpen oder Solarthermie-Hybridheizung (Wärmepumpe oder solarthermische Anlage kombiniert mit einem mit Öl oder Gas betriebenen (Spitzenlast-) Heizkessel, oder Biomasseheizung), Heizung auf der Basis von Solarthermie (falls Wärmebedarf damit komplett gedeckt) und Gasheizung, die nachweislich mindestens 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate erzeugt wird.



Kernaussagen Kapitel 2: rDME – eine flexibel einsetzbare Dekarbonisierungsoption

- rDME ist ein regenerativer Brennstoff, der insbesondere als Alternative zu fossilen, netzunabhängigen Energieträgern wie fossilem Flüssiggas oder Heizöl einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten kann.
- rDME kann durch verschiedene Technologien und Prozesse hergestellt werden und unter anderem Abfälle und Reststoffe (wie z. B. biogene Abfälle oder kommunale) als Einsatzstoffe nutzen.
- Im Gegensatz zu fossilem Flüssiggas kann rDME aufgrund der lokalen Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe auch vor Ort produziert werden, z. B. dezentral an vielen Orten in Deutschland.
- Die Anwendungsmöglichkeiten von rDME sind vielfältig als Brenn- oder Kraftstoff, aber auch als Prozessenergie oder in der chemischen Verarbeitung (nicht-energetische Verwendung).
- rDME hat eine Reihe von Vorteilen gegenüber anderen Dekarbonisierungsoptionen, u. a. eine einfache Nutzung auch abseits von Erdgas- und Wärmenetzen.

4 Nachfragepotenzial von rDME in Deutschland

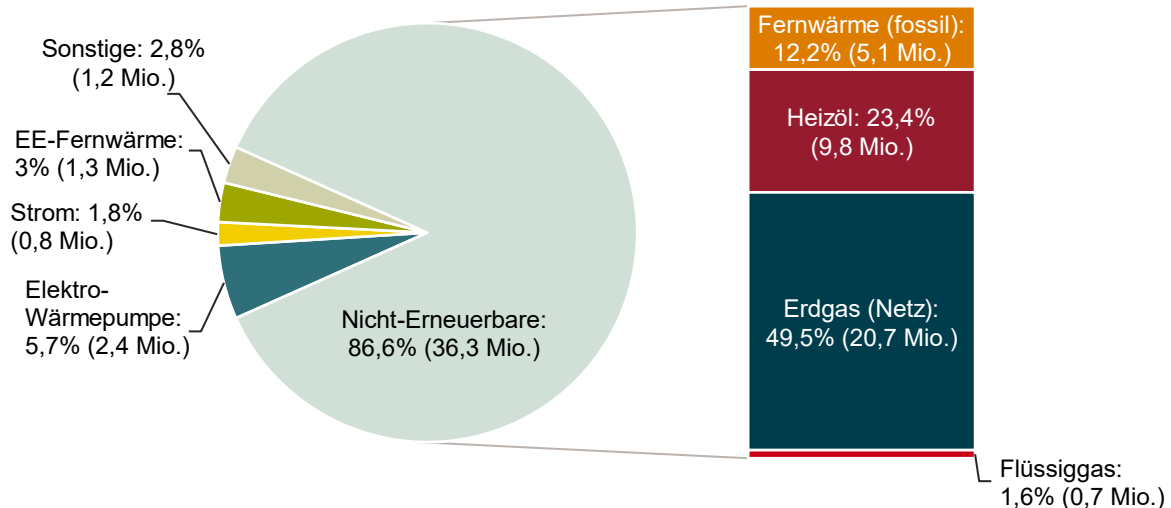
In diesem Kapitel betrachten wir das Nachfragepotenzial von rDME zur Energieversorgung in Deutschland. Der Fokus liegt dabei auf der Nutzung in privaten Haushalten, auf die der größte Teil des Wärmebedarfs entfällt. In einem zweiten Schritt approximieren wir das Abnahmepotenzial anderer Sektoren.

Fast 90 % der Heizungen werden aktuell mit fossilen Energieträgern betrieben – und müssen bis 2045 vollständig auf erneuerbare Quellen umgestellt werden

Aktuell wird der Wärmebedarf von privaten Haushalten überwiegend durch fossile Energieträger gedeckt (vgl. Abbildung 9). Fossiles Flüssiggas wie LPG wird in rund 650.000 Haushalten (1,6 % der Gesamthaushalte) in Deutschland eingesetzt. Vor dem Hintergrund der Vorgaben im GEG und WPG müssen bis 2045 alle Gebäude vollständig mit erneuerbaren Energien beheizt werden, d. h. bis dahin müssen die Heizanlagen in fast 90 % der deutschen Haushalte auf eine GEG-konforme erneuerbare Energiequelle umgestellt werden.

Es besteht ein breiter Konsens und politisches Bestreben, dass elektrische Wärmepumpen (im Zusammenspiel mit energetischer Gebäudesanierung) und der Aufbau von Wärmenetzen aufgrund ihrer hohen Energieeffizienz eine wichtige Rolle in der Wärmewende spielen. rDME steht nicht in Konkurrenz zu diesen Technologien, sondern bietet eine Option für Gebäude, bei denen andere Erfüllungsoptionen aus technischen oder Kostengründen nicht in Frage kommen. Das können Gebäude sein, die aktuell mit fossilem Flüssiggas oder Öl beheizt werden, zukünftig nicht an ein Wärmenetz oder Wasserstoffnetz angeschlossen sein werden, und/oder eine niedrige Energieeffizienz haben bzw. nicht in ausreichendem Maße energetisch saniert werden können. Ausgehend von diesen Vorüberlegungen schätzen wir im Folgenden das Nachfragepotenzial für die Nutzung von rDME zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten in Deutschland.

Abbildung 9 Anteil der genutzten Energieträger im Wohnungsbestand in Deutschland



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage von BDEW (2023), BMWK (2023) und Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (2022).

Hinweis: Wohnungsbestand umfasst die Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum, in denen eine Heizung vorhanden ist. „Sonstige“ umfasst erneuerbare und nicht-erneuerbare Energieträger, u. a. Holz/Pellets, Kohle und sonstige Zentral-/Einzelheizungen.

Bis 2045 könnten mindestens 1,2 bis 2,2 Mio. Heizungen von LPG und Öl auf rDME umgestellt werden

Für die Nutzung von rDME ziehen wir die rund 25 % des Wohnungsbestands in Betracht, die aktuell mit Flüssiggas (ca. 650.000 Haushalte) oder Öl (ca. 9,8 Mio. Haushalte) beheizt werden, da für diese möglicherweise keine andere sinnvolle Erfüllungsoption besteht. Häufig sind diese Gebäude aus Kostengründen nicht an ein Versorgungsnetz angeschlossen, weil sie beispielsweise in ländlichen Gebieten oder siedlungsfern liegen – dieser Anteil ist besonders groß im Süden Deutschlands.¹⁰ Während bei Flüssiggasheizungen für die Umstellung auf rDME in der Regel mit geringen Kosten für den Austausch von einzelnen Komponenten (etwa Reglern und Ventilen) zu rechnen ist, bedarf es bei der Umstellung von Öl auf rDME der Anschaffung einer neuen Gasbrennwertheizung inkl. Tank, Heizkörper und Heizungsleitungen, die bei einer Umstellung auf eine Wärmepumpe unter Umständen ausgetauscht werden müssten, können weiter genutzt werden.

Nicht Teil der Modellierung sind Neubauten und Gebäude, die aktuell mit netzgebundenen Energieträgern (insbesondere Erdgas) versorgt werden, da es – trotz der bestehenden Umrüstungsmöglichkeit – unwahrscheinlich ist, dass diese Gebäudetypen in Zukunft

¹⁰ Dena (2019) und DBI (2020).

flächendeckend mit rDME beheizt werden.¹¹ rDME kann grundsätzlich auch zur Defossilisierung von Wärmenetzen eingesetzt werden, wie im späteren Exkurs diskutiert wird. Zur Quantifizierung des Nachfragepotenzials berücksichtigen wir diese Option zunächst nicht.

Auf Grundlage der Studien von ITG Dresden (2022) und DBI (2020) und unter Berücksichtigung von Raten für die Gebäudesanierung und den Heizungsaustausch ergibt sich in zwei betrachteten Szenarien die folgende Anzahl von Heizungen, die bis 2045 sinnvoll auf rDME umgerüstet werden könnten:

■ **Niedrigszenario:**

- 390.000 Haushalte, die aktuell mit Flüssiggas heizen¹²
- 827.000 Gebäude, die aktuell mit Öl heizen¹³

■ **Hochszenario:**

- 390.000 Haushalte, die aktuell mit Flüssiggas heizen
- 1,85 Mio. Gebäude, die aktuell mit Öl heizen¹⁴

Bei den Gebäuden handelt es sich fast ausschließlich um Ein- und Zweifamilienhäuser und nur ein geringer Anteil fällt auf kleine bis mittlere Mehrfamilienhäuser.

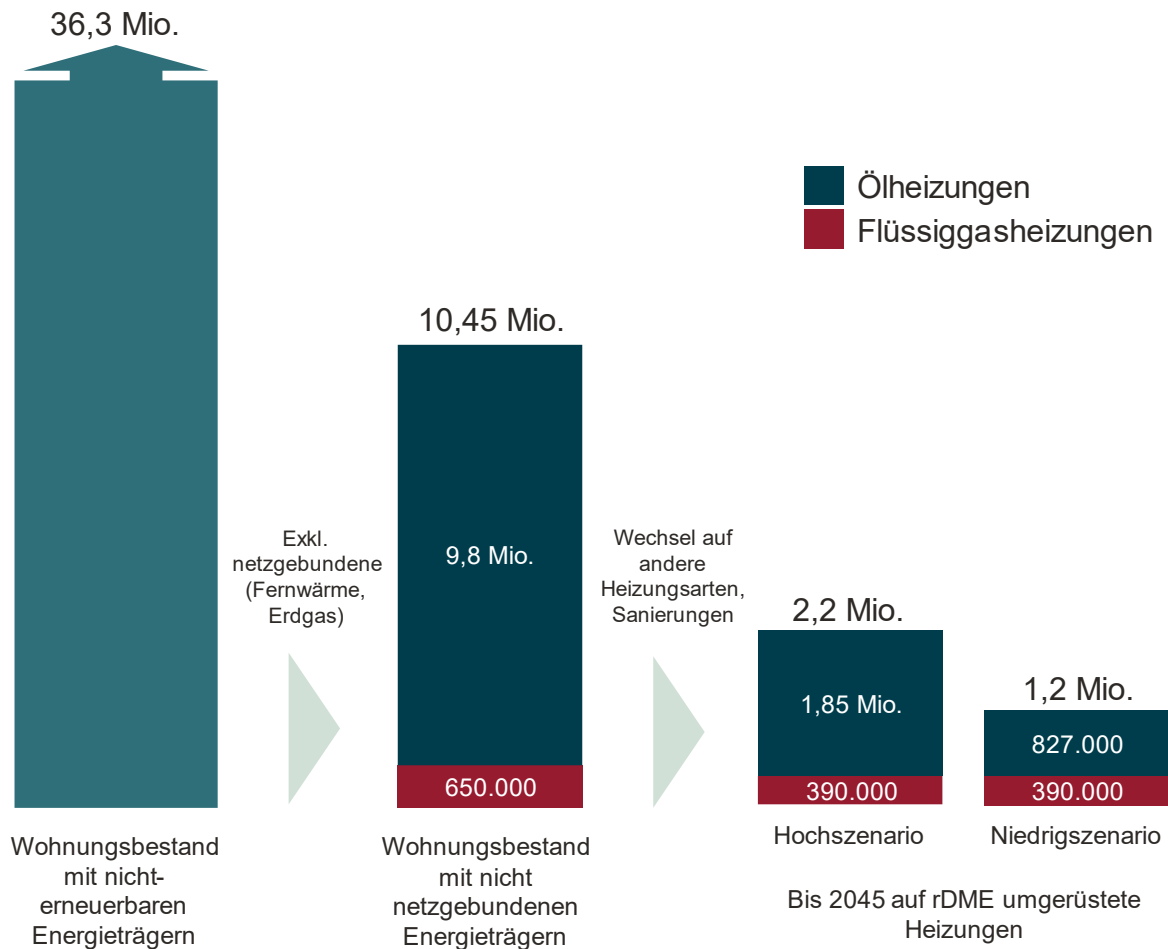
¹¹ Im Neubau ist kein verbreiteter Einsatz von rDME zu erwarten, da aufgrund der hohen Energieeffizienz des Gebäudes eine elektrische Wärmepumpe in der Regel die kostengünstigste Alternative sein dürfte. In netzfernen Gebieten könnte rDME in Neubauten als Ergänzung zur Wärmepumpe zur Deckung der Spitzenlast verwendet werden. Bei aktuell mit Erdgas aus Netzbezug betriebene Heizungen ist zu erwarten, dass sie zu einem Großteil in Zukunft an Wärmenetze angeschlossen werden.

¹² Es wird auf Grundlage des aktuellen Flüssiggasverbrauchs (846.000 t LPG, enthält auch Flüssiggas, das für nicht-Heizzweck, z. B. zur Warmwasseraufbereitung und Kochen verwendet wird) und der Anzahl der mit Flüssiggas heizenden Haushalte (650.000) ein aktueller durchschnittlicher Flüssiggasverbrauch pro Haushalt von 2,09 t rDME (entspricht 1,3 t LPG bzw. 16.751 kWh) pro Jahr angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass bestehende Flüssiggasheizungen bis 2045 gleichverteilt durch eine neue Flüssiggasheizung (mit 15 % höherer Effizienz) ersetzt werden und bei Heizungstausch gleichzeitig eine Teilsanierung durchgeführt wird, die zu einer zusätzlichen Reduzierung des Wärmebedarfs von 15 % führt. Zudem wird angenommen, dass der Gebäudebestand mit einer jährlichen Rate von 1 % (2024-2025), 1,5 % (2026-2029) bzw. 2 % ab 2030 vollsaniert wird, in dessen Zuge installierte Flüssiggasheizungen abgeschafft werden. In diesem Zuge verringert sich die Anzahl von Flüssiggasheizungen über die Zeit.

¹³ Gemäß der Studie des ITG Dresden ist unter konservativen Annahmen für 826.995 Ölheizungen in Deutschland die Umstellung auf Flüssiggas die einzige sinnvolle Dekarbonisierungsoption. Die Studie berücksichtigt bereits Sanierungen, weshalb die oben beschriebenen Annahmen zur Sanierung nicht für diese Gebäude angewendet werden.

¹⁴ Gemäß der Studie des DBI kommt bei ca. 3,08 Mio. Ölheizungen die Umstellung auf Flüssiggas in Frage, da zukünftig weder Erdgas noch Fernwärme rentabel sind. Unter den oben beschriebenen Annahmen zur Sanierung verbleiben 1,85 Mio. Gebäude für die Umstellung von Öl auf rDME. Wir halten die Schätzung von 3,08 Mio. Ölheizungen aus aktueller Sicht für optimistisch, da die Studie im Jahr 2020 veröffentlicht wurde, bevor die politischen Weichen zu einem breiten Ausbau von Fernwärmenetzen gelegt wurden. Allerdings wird der Umfang des Fernwärmeausbaus im ländlichen Raum, in dem sich die 3,08 Mio. Ölheizungen überwiegend befinden, geringer sein als im städtischen Raum.

Abbildung 10 Modellierungsansatz (illustrativ)



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Bestimmung des Nachfragepotenzials orientiert sich an den Vorgaben des GEG und geht im Sinne eines konservativen Ansatzes nicht von einer Übererfüllung der Vorgaben aus:

- Für neue Heizungen in Bestandsgebäuden, die **zwischen 2024 und 2026 eingebaut** werden, wird ein schrittweiser Anstieg des rDME-Anteils angenommen: 15 % in den Jahren 2029 bis 2034, 30 % in den Jahren 2035 bis 2039 und 60 % ab 2040. Der restliche Anteil wird annahmegemäß mit nicht-erneuerbaren Energien (z. B. fossiles LPG) gedeckt.
- Für neue Heizungen in Bestandsgebäuden, die **ab 2027 installiert** werden, wird ein Betrieb mit 65 % rDME unterstellt.¹⁵
- **Ab 2045** werden alle Flüssiggasheizungen mit 100 % rDME betrieben.¹⁶

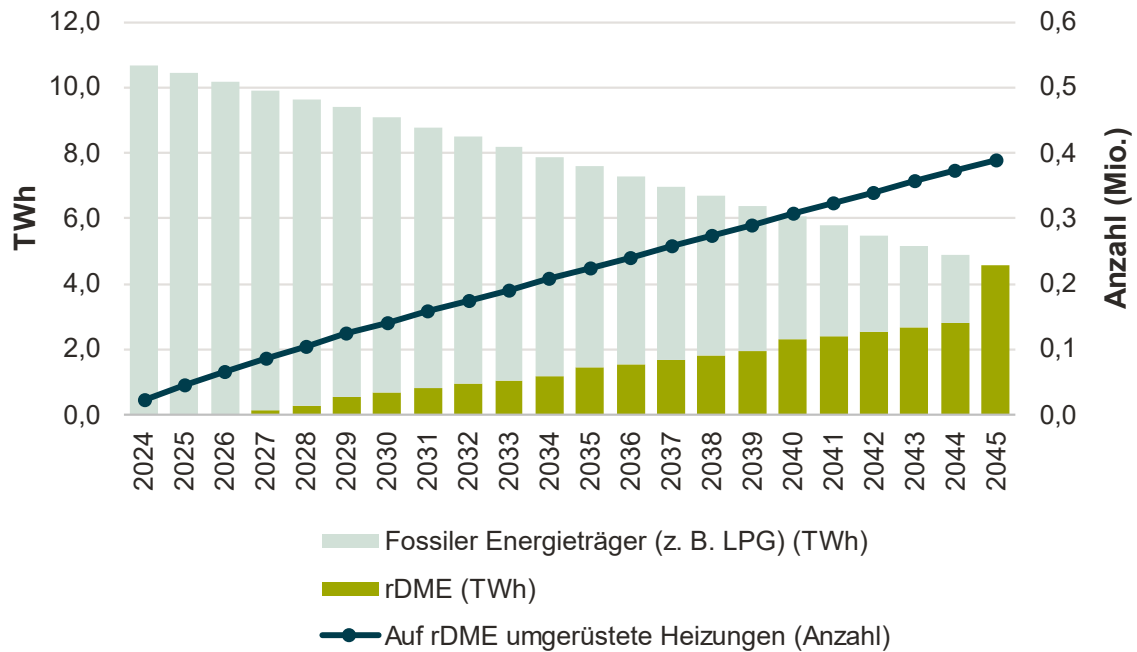
¹⁵ Dies ist eine leichte Vereinfachung des GEG, das die EE-Quote mit Veröffentlichung der kommunalen Wärmeplanung bzw. spätestens ab 1. Juli 2026 für Großstädte und ab 1. Juli 2028 für kleinere Städte vorgibt. Der Effekt auf die Ergebnisse ist vernachlässigbar.

¹⁶ Zur Vereinfachung rechnen wir ohne erneuerbar produziertertes LPG (BioLPG), das neben rDME eine weitere Möglichkeit darstellt, um fossiles LPG zu ersetzen.

DAS POTENZIAL VON RDME FÜR EINE ERFOLGREICHE ENERGIEWENDE

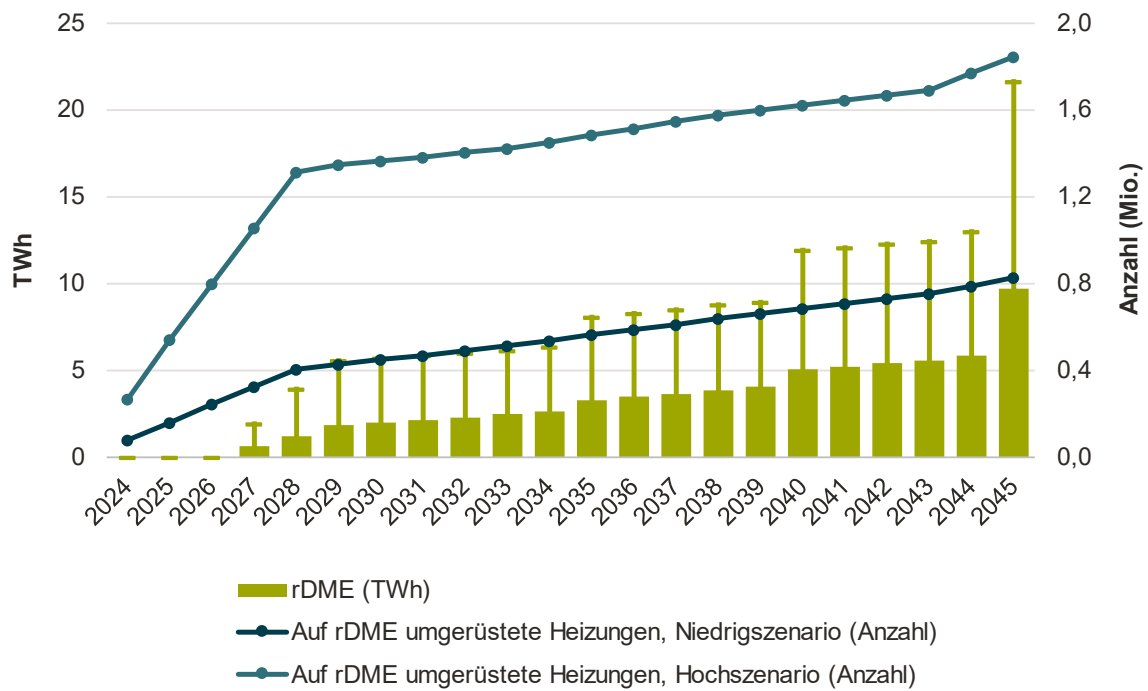
Die Anzahl der unter diesen Annahmen umgerüsteten LPG- und Ölheizungen sowie das resultierende rDME-Potenzial sind in Abbildung 11 und Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 11 rDME-Potenzial durch Umrüstung von Flüssiggasheizungen und Anzahl



Quelle: Eigene Modellierung.

Abbildung 12 rDME-Potenzial durch Umrüstung von Ölheizungen und Anzahl



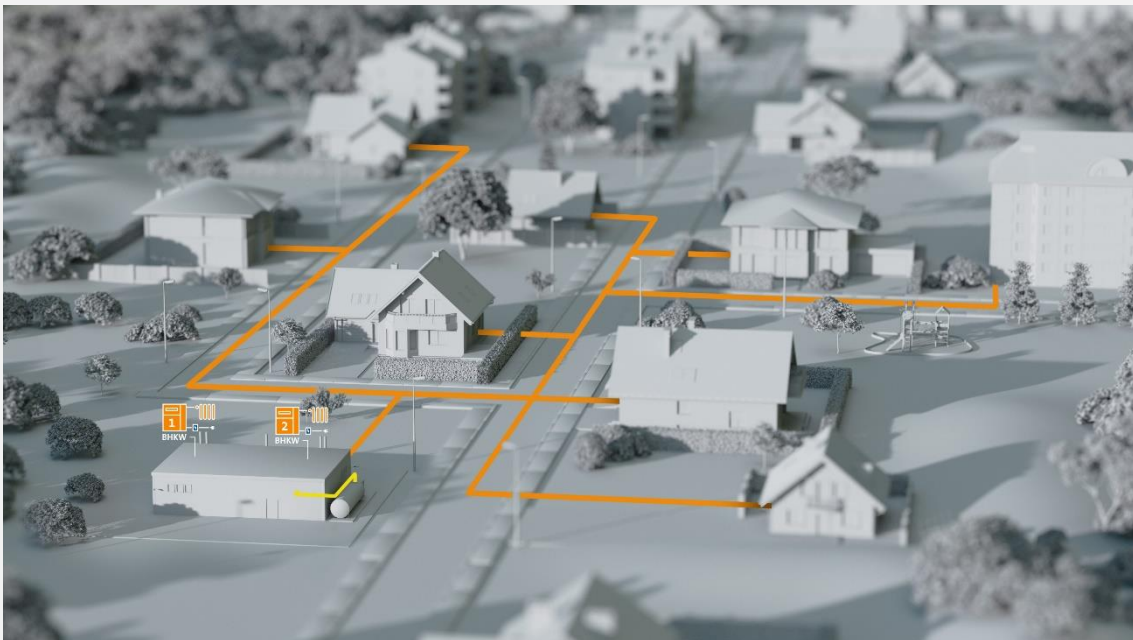
Quelle: Eigene Modellierung.

Hinweis: Die breiten grünen Balken zeigen die Nachfrage im Niedrigszenario, die Zusatznachfrage im Hochszenario wird durch die grünen Linien dargestellt.

Exkurs: Potenzial für den Einsatz von rDME im Kontext der Dekarbonisierung von Nahwärmenetzen

Neben dem Einsatz in gebäudeeigenen Heizanlagen kann rDME auch zur Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze eingesetzt werden. Wärmenetze sind Systeme zur Verteilung von Wärmeenergie, die in der Regel in Form von heißem Wasser in einem Rohrleitungsnetz von einer zentralen Wärmequelle zu mehreren Gebäuden oder Verbrauchern transportiert wird. Bei einer geringen Leitungslänge (maximal ein Kilometer) spricht man, in Abgrenzung von Fernwärmenetzen, von Nahwärmenetzen (vgl. Abbildung 13).

Abbildung 13 Exemplarische Darstellung eines Nahwärmenetzes



Quelle: PRIMAGAS Energie GmbH.

Ein Nahwärmenetz ist im Gegensatz zu gebäudeeigenen Heizanlagen aufgrund der hohen Wärmedichte und Kosteneffizienz besonders geeignet, wenn eine hohe Wärmenachfrage in einem begrenzten geografischen Gebiet besteht, beispielsweise in einem Wohnviertel oder Industriekomplex. Im Wärmeplanungsgesetz ist vorgesehen, dass in Wärmenetzen ab 2030 ein EE-Anteil von 30 % und ab 2040 von 80 % erreicht werden soll. Ab 2045 sollen Wärmenetze vollständig mit Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme gespeist werden. Neue Wärmenetze müssen seit dem 01.01.2024 mit mindestens 65 % erneuerbarer Wärme gespeist werden.¹⁷

¹⁷ BGBl. (2023).

Aktuell liegt der Anteil erneuerbarer Energien in Wärmenetzen bei nur knapp über 20 %. Der Großteil der Wärme stammt aus fossilem Erdgas.¹⁸

rDME kann zur Dekarbonisierung von bestehenden Nahwärmenetzen beitragen, beispielsweise indem es fossile Energieträger (insbesondere Erdgas) in Blockheizkraftwerken ersetzt. Neben der Bereitstellung des Grundwärmebedarfs kann rDME auch zur Spitzenlastabdeckung in Kombination mit anderen erneuerbaren Energieträgern oder zur Ersatzversorgung verwendet werden. Diese Optionen sind technisch erprobt und werden bereits heute mit fossilem LPG genutzt. Auf diese Weise stellt rDME eine ergänzende Option in der kommunalen Wärmeplanung dar.

Das Nachfragepotenzial von rDME in privaten Haushalten liegt bei mindestens 335.000 t im Jahr 2030 und steigt bis 2045 auf mindestens 1,8 Mio. t an

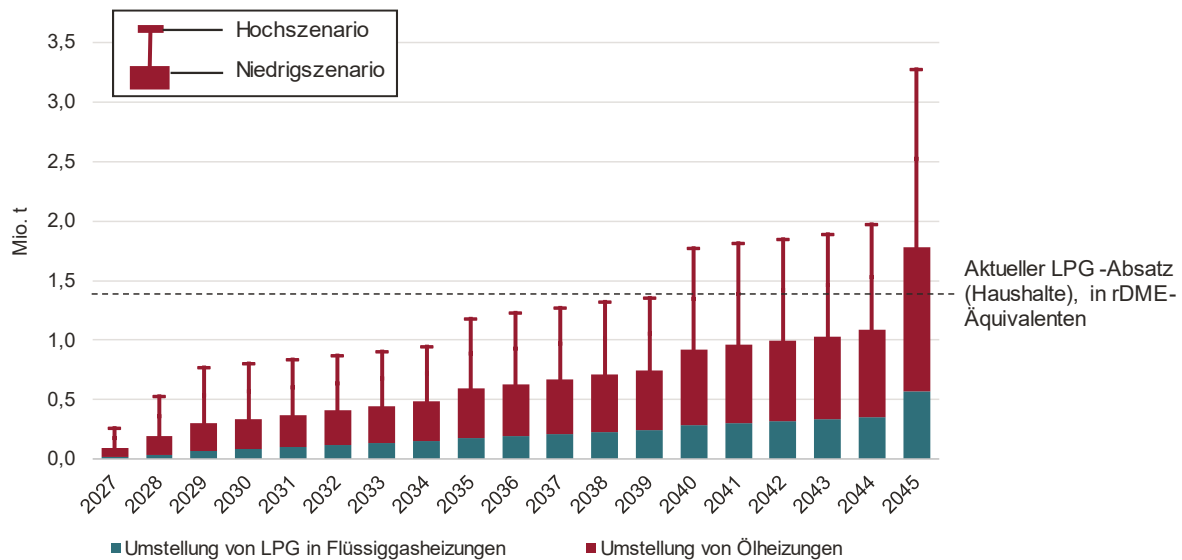
Wie in Abbildung 14 dargestellt, ergibt sich für das Jahr **2030** ein Nachfragepotenzial nach rDME aus privaten Haushalten von **mindestens 335.000 t bzw. 2,7 TWh**. Etwa ein Drittel ergibt sich durch die sukzessive Umstellung von LPG auf rDME in aktuell bereits mit Flüssiggas versorgten Haushalten. Etwa zwei Drittel des Potenzials fällt auf die Umrüstung von Ölheizungen in Gebäuden, für die es keine wirtschaftlich sinnvolle alternative Dekarbonisierungsoption gibt. Wird ein weniger konservativer Wert für die Anzahl dieser Gebäude zugrunde gelegt, steigt das Nachfragepotenzial im Jahr 2030 auf etwa 800.000 t rDME bzw. 6,4 TWh an.¹⁹

Im Jahr **2045** steigt das Nachfragepotenzial auf **mindestens 1,8 Mio. t rDME bzw. 14,3 TWh** an, wenn gemäß GEG 100 % (statt zuvor 65 %) erneuerbare Energie genutzt werden muss. Bereits das Potenzial im Niedrigszenario übertrifft den aktuellen LPG-Verbrauch privater Haushalte: durch die von Öl auf Flüssiggas umgestellten Heizungen steigt die Anzahl der mit Flüssiggas versorgten Heizungen insgesamt.

¹⁸ BMWK (2022).

¹⁹ Weiteres Nachfragepotenzial könnte durch den Einsatz von rDME in Neubauten zur Spitzenlastabdeckung entstehen. Da es sich um deutlich geringere Mengen im Vergleich zum Ersatz von Flüssiggas und Heizöl handelt, wurde dieses Potenzial nicht gesondert modelliert.

Abbildung 14 rDME-Nachfragepotenzial in privaten Haushalten



Quelle: Eigene Berechnungen.

Hinweis: Der zum Vergleich eingezeichnete aktuelle LPG-Verbrauch privater Haushalte wurde mittels Heizwertes in rDME-Äquivalente umgerechnet (0,85 Mio. t LPG entsprechen rund 1,36 Mio. t rDME).

Durch den Ersatz von LPG in weiteren Sektoren erhöht sich das Nachfragepotenzial von rDME auf mindestens 2,5 Mio. t im Jahr 2045

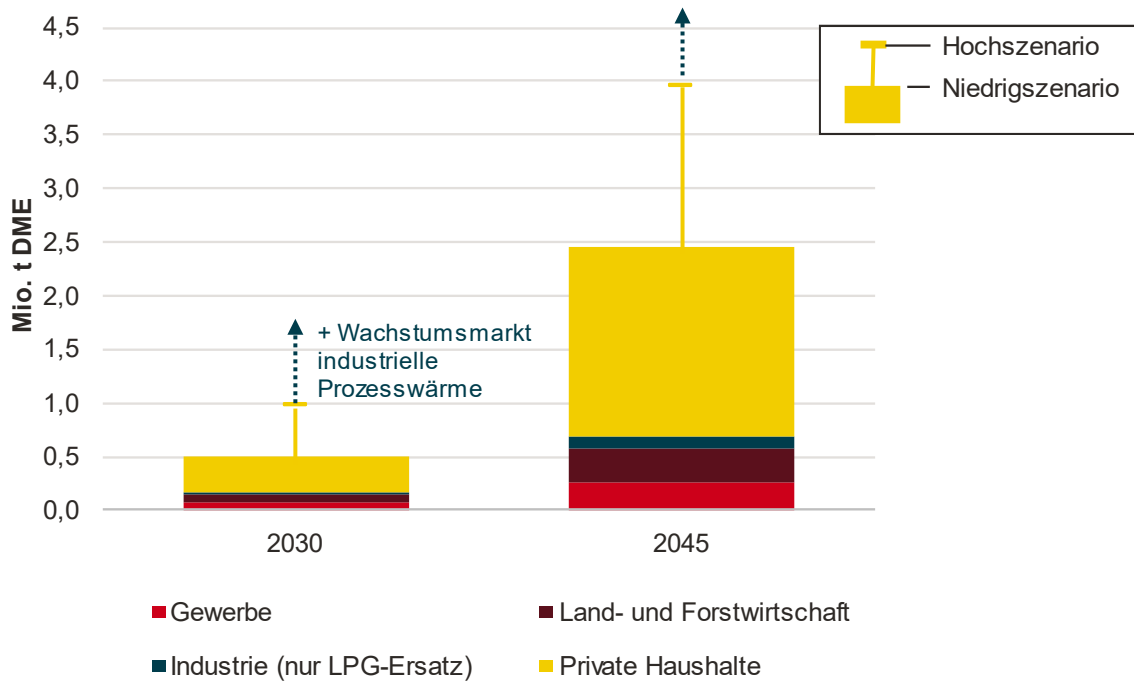
Neben der Nachfrage von privaten Haushalten besteht Potenzial in weiteren Sektoren (vgl. Kapitel 2), die ebenfalls bis 2045 Klimaneutralität erreicht haben müssen. Auf Grundlage des aktuellen LPG-Verbrauchs und der Umstellungsgeschwindigkeit bei privaten Haushalten²⁰ schätzen wir das zusätzliche Nachfragepotenzial in den Sektoren Gewerbe, Industrie und Land- und Forstwirtschaft in den Jahren 2030 und 2045. Die Schätzung nimmt an, dass lediglich der aktuelle LPG-Absatz, wie in Abbildung 5 dargestellt, durch rDME ersetzt wird.

Im Jahr 2030 ergibt sich in den Sektoren Gewerbe, Industrie und Land- und Forstwirtschaft durch die teilweise Umstellung von LPG auf rDME ein Nachfragepotenzial von rund 170.000 t bzw. 1,4 TWh. Im Jahr 2045, unter Annahme eines vollständigen Ersatzes von LPG durch rDME, beläuft sich das Nachfragepotenzial in diesen Sektoren auf 680.000 t bzw. 5,5 TWh. Das Gesamtnachfragepotenzial inklusive der Nachfrage der privaten Haushalte, die den Großteil des Potenzials ausmacht, wird auf **mindestens 4 TWh im Jahr 2030 und knapp 20 TWh im Jahr 2045** geschätzt (vgl. Abbildung 15). Neben diesen Sektoren könnte zusätzliches rDME-Nachfragepotenzial im Transportsektor (z. B. in LPG-Fahrzeugen oder als Blend mit Diesel) und in der nicht-energetischen Nutzung bestehen. Wichtig hervorzuheben ist, dass die Potenzialschätzung noch nicht die Umstellung von anderen fossilen Energieträgern (außer LPG) auf rDME berücksichtigt, welche einen erheblichen Wachstumsmarkt für den Einsatz von rDME, insbesondere im Industriesektor, darstellen

²⁰ Im Jahr 2030 werden 25 % des Potenzials im Jahr 2045 erreicht.

könnte. Der Einsatz von rDME in der industriellen Prozesswärme wird im folgenden Exkurs diskutiert.

Abbildung 15 rDME-Nachfragepotenzial in 2030 und 2045, nach Sektoren



Quelle: Eigene Berechnungen.

Hinweis: Das rDME-Nachfragepotenzial im Bereich industrielle Prozesswärme wurde nicht quantifiziert.

Exkurs: Potenzial für den Einsatz von rDME als (industrielle) Prozesswärme

Neben der Anwendung als Brennstoff kann rDME zur Erzeugung von Prozesswärme (vgl. Abbildung 4) für vielfältige Endanwendungen eingesetzt werden. Prozesswärme bezeichnet Wärme, die für technische Prozesse und Verfahren wie Gießen, Schmelzen oder Trocknen benötigt wird und macht etwa 22 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland bzw. zwei Drittel des Energieverbrauchs im Industriesektor aus.²¹ Aktuell werden zu rund 70 % fossiles Erdgas und Kohle für die Erzeugung industrieller Prozesswärme in einem sehr heterogenen Anlagenbestand im gesamten Bundesgebiet eingesetzt.²²

Für die Umsetzung der „industriellen Prozesswärmewende“ besteht breiter Konsens, dass wo möglich grüner Wasserstoff und Strom als erneuerbare Energieträger eingesetzt werden.²³ Der Großteil des Endenergieverbrauchs (etwa 55 %) wird im Hochtemperaturbereich über 500°C eingesetzt²⁴, in dem sich Prozesse nicht oder nur schwer elektrifizieren lassen. In diesem Fall ist molekulare Energie (z. B. in Form von Wasserstoff oder rDME) alternativlos.

Die Verwendung von Wasserstoff in hohen Mengen setzt aufgrund der schweren Transportierbarkeit voraus, dass ein Unternehmen an das geplante Wasserstoffnetz angebunden ist. Das Design des Verteilnetzes steht zwar noch aus, doch werden unumgänglich weiße Flecken bestehen bleiben, die von Unternehmen an dezentralen Standorten gebildet werden, wo der Aufbau des Netzes nicht wirtschaftlich ist. Zur Einordnung: allein für die Neubauabschnitte des Wasserstoff-Kernetzes werden Kosten von 3,5 Mio. €/km und eine Bauzeit von fünf bis acht Jahren angegeben.

Die direkte Elektrifizierung ist zwar die energieeffizienteste Option, stößt aber auf Grenzen in Bezug auf die technische Machbarkeit der Prozessumstellung (etwa aufgrund eines hohen Energiebedarfs) und die Wirtschaftlichkeit, da Anlagen in der Regel neu gebaut werden müssen. Zudem steht der Industriesektor in der Konkurrenz mit anderen Sektoren um die Nutzung des zukünftig wichtigsten Endenergieträgers Strom, der zudem bedingt flexibel bzw. speicherbar ist. Ein Netzausbau für wenige Abnehmer, z. B. im ländlichen Raum, kann zudem unwirtschaftlich sein.

rDME als ergänzende Option für die industrielle Prozesswärmewende kann sinnvoll dort eingesetzt werden, wo Unternehmen in Gebieten ansässig sind, in denen keine Anbindung an das Wasserstoffnetz erfolgen wird und die Elektrifizierung von Prozessen nicht möglich ist. Zudem könnte es als Brückentechnologie eingesetzt werden, bis Wasserstoff zur Verfügung steht bzw. technische Lösungen zur Elektrifizierung von Prozessen gefunden wurden. Ob der Einsatz von rDME sinnvoll ist, muss im Einzelfall anhand der technischen Kompatibilität, Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit bewertet werden.

²¹ BMWK (2022).

²² BMWK (2022).

²³ Umweltbundesamt (2023a).

²⁴ Agora Industrie (2022).



Kernaussagen Kapitel 3: Nachfragepotenzial von rDME in Deutschland

- Bis 2045 können mindestens 1,2 bis 2,2 Mio. Heizungen in privaten Haushalten von LPG und Öl auf rDME umgestellt werden.
- Das Nachfragepotenzial für rDME in privaten Haushalten liegt bei einer konservativ angenommenen Umrüstung von 1,2 Mio. Heizungen im Jahr 2030 bei mindestens 335.000 t (2,7 TWh) und steigt bis 2045 auf mindestens 1,8 Mio. t (14,3 TWh) an.
- Durch den Ersatz von LPG in den Sektoren Gewerbe, Land- und Forstwirtschaft sowie Industrie kann sich das Nachfragepotenzial für rDME von 1,8 Mio. t (14,3 TWh) auf mindestens 2,5 Mio. t (20 TWh) im Jahr 2045 erhöhen.
- Zusätzliche Nachfrage kann u. a. durch den Einsatz von rDME zur Erzeugung von industrieller Prozesswärme und zur Dekarbonisierung von Nahwärmenetzen entstehen.

5 Das Produktionspotenzial von rDME in Deutschland

Nach der Schätzung des rDME-Nachfragepotenzials betrachten wir in diesem Kapitel die andere Marktseite und leiten das Produktionspotenzial von rDME in Deutschland her. Wir zeigen die verschiedenen Einsatzstoffe auf, die für die rDME-Produktion genutzt werden können, und quantifizieren deren Verfügbarkeit. Zuletzt vergleichen wir das ermittelte Produktionspotenzial mit dem zuvor hergeleiteten Nachfragepotenzial.

Fokus dieses Kapitels ist das lokale Produktionspotenzial von rDME in Deutschland

Wie in Kapitel 2 bereits erwähnt, ist die Nutzung von rDME als erneuerbarer Energieträger besonders attraktiv, wenn sie lokal erzeugt werden kann. Neben der Minimierung potenziell kostentreibender Transportwege kann durch die lokale Produktion die Energieunabhängigkeit erhöht werden. Dieser Aspekt gewinnt angesichts zunehmender geopolitischer Spannungen und damit verbundener Unsicherheiten an Bedeutung. Darüber hinaus könnten durch die lokale Wertschöpfungskette neue Arbeitsplätze in Deutschland geschaffen werden. Aufgrund dieser Vorteile einer lokalen rDME-Produktion konzentrieren wir uns auf die Abschätzung des Produktionspotenzials in Deutschland.

Abfälle und Reststoffe sind attraktive Inputoptionen für die Produktion von rDME

Für die Produktion von rDME kommen eine Vielzahl an Einsatzstoffen in Frage (vgl. Abbildung 2 und Abbildung 16): Energiepflanzen, Abfälle und Reststoffe sowie auf Grundlage von EE-Strom/Wasserstoff und CO₂ produziertes grünes Methanol.

Auch wenn sich produktionstechnisch alle Einsatzstoffe für die Produktion von rDME eignen, unterscheiden sie sich hinsichtlich ihrer Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenz. Energiepflanzen sind landwirtschaftliche Nutzpflanzen, die beispielsweise für die Gewinnung von Biogas, Biokraftstoff bzw. Brennstoff und zur direkten thermischen Verwertung eingesetzt werden.²⁵ Eine Umwidmung des bestehenden Angebots für eine rDME-Produktion ist angesichts der Flächenknappheit unwahrscheinlich. Die Wasserstoff-Produktionsroute wird aufgrund der noch unklaren Verfügbarkeit von Wasserstoff und der politisch priorisierten Nutzung im Industrie- und Strommarkt im Rahmen dieser Studie ebenfalls nicht näher betrachtet. Wir fokussieren uns im Folgenden auf den Einsatz von **Abfällen und Reststoffen** zur Herstellung von rDME, die hinsichtlich ihrer hohen Verfügbarkeit und geringen Nutzungskonkurrenz besondere Vorteile versprechen. Zu den Abfällen und Reststoffen gehören z. B. Klärschlämme, kommunale Abfälle, tierische Abfälle (wie z. B. Gülle) und Abfälle aus Land- und Forstwirtschaft.

²⁵ FNR (2024).

Abbildung 16 Inputoptionen für die Produktion von rDME



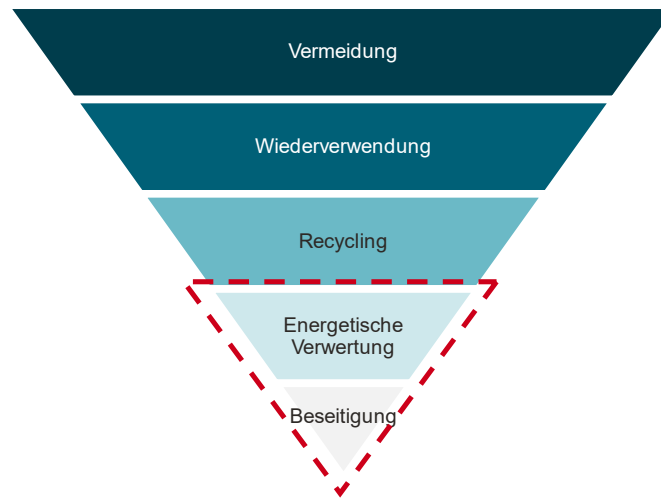
Quelle: Eigene Darstellung.

Für die Herstellung von rDME kommen nur Abfälle und Reststoffe in Frage, die nicht vermieden, wiederverwendet oder recycelt werden können.

Um die Umweltauswirkungen von Abfällen und Reststoffen zu minimieren, Ressourcen zu schonen und die Kreislaufwirtschaft zu fördern, ist die europäische Abfallhierarchie das Leitprinzip für eine effiziente Abfallwirtschaft in der Europäischen Union (EU) (vgl. Abbildung 17). Eine fünfstufige Rangfolge legt als vorrangiges Ziel die Vermeidung von Abfällen fest, wodurch die Menge an Abfällen möglichst gering gehalten werden soll. Andernfalls geben die nächsten Schritte in der Hierarchie vor, dass Abfälle nach Möglichkeit wiederverwendet oder recycelt werden sollen. Erst wenn dies nicht möglich ist, kommt eine energetische Verwendung der Abfälle in Frage. Die letzte Möglichkeit bildet die Beseitigung von Abfällen.

Dementsprechend kommen für die rDME-Produktion jene Reststoffe in Frage, die nicht vermieden, wiederverwendet oder recycelt werden können. Die entsprechenden Mengen sollen möglichst effizient und sinnvoll als Rohstoff- bzw. Energiequelle genutzt werden. Neben der energetischen Nutzung in Form der Verbrennung stellt rDME eine weitere sinnvolle Nutzungsoption dar, die im Gegensatz zur lokalen Verbrennung einen Energieträger darstellt, der leicht transportierbar und flexibel einsetzbar ist.

Abbildung 17 Die europäische Abfallhierarchie



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von EU-Richtlinie 2008/98/EG, Artikel 4.

Die politischen Rahmenbedingungen stellen sicher, dass unvermeidbare Abfall- und Reststoffmengen, die energetisch genutzt werden, nicht anderweitig verwertbar sind.

Politische Maßnahmen unterstützen die Umsetzung der europäischen Abfallhierarchie. So sollen Recyclingquoten in der novellierten Abfallrahmenrichtlinie (EU-RL 2018/851/EG) einen Anstieg des Recyclinganteils bei Siedlungsabfällen von 55 % im Jahr 2025 auf 60 % im Jahr 2030 und 65 % im Jahr 2035 sicherstellen. Außerdem soll Recycling durch eine Aufnahme von Anlagen für die Verbrennung von Siedlungsabfällen in den EU ETS I ab 2028 attraktiver gemacht werden. Trotz aller Bemühungen zur und Erfolge bei der Erhöhung der Recyclingquoten werden nicht recycelbare Haushalts-Restabfälle verbleiben und somit auch zukünftig nicht komplett auf die Abfallverbrennung verzichtet werden können. Gleichzeitig soll durch geeignete Maßnahmen die Beseitigung von Abfällen reduziert werden, etwa durch eine Reduzierung der Deponierung und dem Verbot des Exports von Abfällen in Drittländer.

Die hohen Recyclingquoten in Deutschland – im Jahr 2021 lag die Recyclingquote von Siedlungsabfällen bei 67,8 %²⁶ – sind ein Indiz dafür, dass die politischen Maßnahmen im Bereich der Abfallregulierung grundsätzlich gut funktionieren. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die aktuell verbleibenden Restmengen in der energetischen Verwertung und Beseitigung nicht recycelbar und somit nicht anderweitig verwertbar sind. Hier ist die Nutzung für rDME eine vielversprechende und sinnvolle Option.

2030 stehen ca. 43 bis 53 Mio. t final behandelte Abfälle für die energetische Nutzung zur Verfügung, bei denen auch eine Verwendung für rDME möglich wäre

Die im Folgenden getroffenen Annahmen zu den für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehenden Abfallmengen basieren auf der letzten umfassenden Studie zur Energiegewinnung

²⁶ Statistisches Bundesamt (2023b).

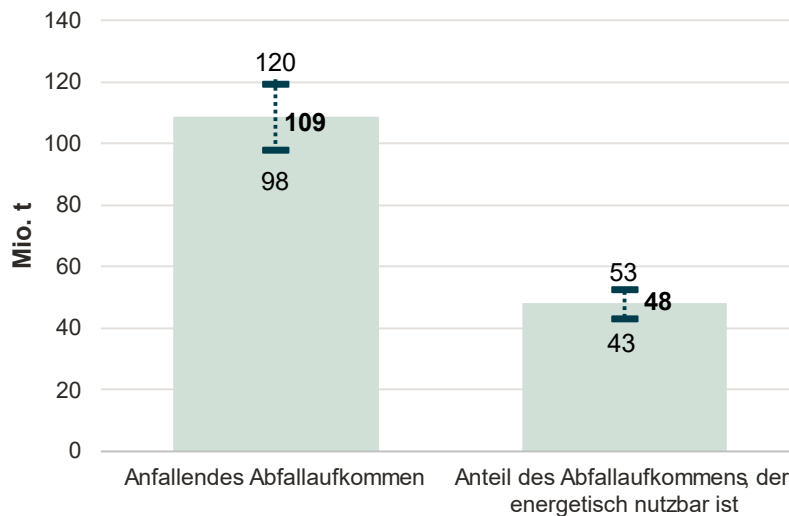
aus Abfällen, die im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) erstellt wurde.²⁷ Die Studie prognostiziert für das Jahr 2030 ein gegenüber 2015 in etwa konstantes Abfallaufkommen für die energetische Verwertung in Deutschland. Obwohl die UBA-Studie bereits einige Jahre alt ist, erscheint sie im Rahmen dieser Studie aus folgenden Gründen verwendbar: Sie ist die letzte bekannte umfassende Studie zur energetischen Nutzung von Abfällen in Deutschland, die eine Abfallmengenprognose für die energetische Nutzung bis 2030 liefert. Das in den letzten Jahren relativ konstante Abfallaufkommen in Deutschland²⁸ und die Erwartung eines in etwa gleichbleibenden Abfallaufkommens in den nächsten Jahren (s.o.) sprechen zudem dafür, dass sich seit der Veröffentlichung der Studie keine wesentlichen Änderungen ergeben haben, die die Gültigkeit der Prognose in Frage stellen könnten. Um eine gewisse Unsicherheit dennoch zu reflektieren, geben wir eine Bandbreite des für die energetische Verwertung nutzbaren Abfallaufkommens von plus/minus 10 % an.

Abbildung 18 zeigt die Prognose der energetisch nutzbaren Abfallströme für 2030 basierend auf der UBA-Studie: Die Verluste von anfallenden Abfallströmen hin zur finalen Behandlung sind begründet durch Trocknungs- und Rotteverluste und inerte Materialien (wie Glas oder Metall). Zudem wird das Abfallaufkommen, das anderweitig (stofflich) verwertet wird, nicht berücksichtigt. Das finale Abfallaufkommen, das für die energetische Nutzung zur Verfügung steht, wird für das Jahr 2030 auf 43 bis 53 Mio. t geschätzt (bzw. 48 Mio. plus/minus 10 % Unsicherheit). Den größten Anteil dieser Abfälle machen Siedlungsabfälle, Abfälle aus Abfallbehandlungsanlagen (z. B. Ersatzbrennstoffe, Klärschlamm) und verschiedene Arten von Gewerbeabfällen aus.

²⁷ Umweltbundesamt (2018b).

²⁸ Statistisches Bundesamt (2023b).

Abbildung 18 Geschätzte anfallende Abfallströme mit energetisch nutzbaren Anteilen in Deutschland im Jahr 2030



Quelle: Frontier Economics auf Basis von UBA (2018b).

Hinweis: Die gestrichelte Bandbreite illustriert eine Unsicherheit von plus/minus 10 %.

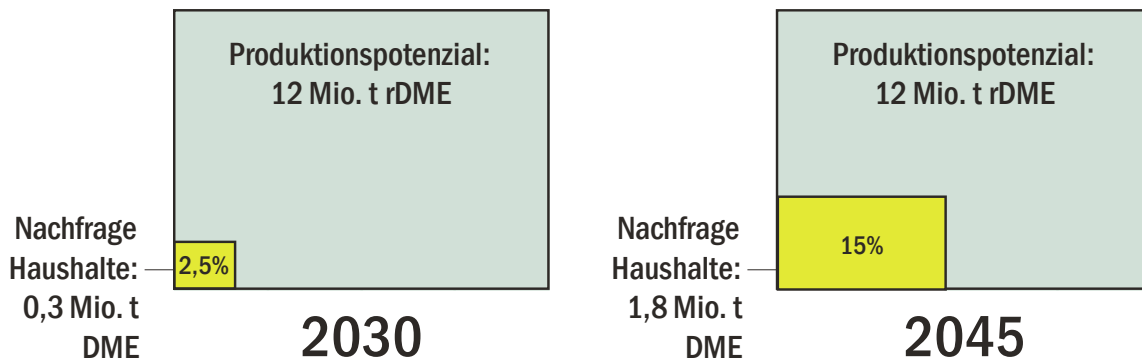
Nur rund 2,5 % des Abfallpotenzials werden im Jahr 2030 benötigt, um die abgeleitete Mindestnachfrage aus dem Wärmemarkt zu decken

Aus dem geschätzten Abfallpotenzial in Höhe von 43-53 Mio. t für das Jahr 2030 könnten rund 11-13 Mio. t rDME pro Jahr erzeugt werden.²⁹ Dies entspricht ca. 86 bis 106 TWh. Um die in Kapitel 4 berechnete Mindestnachfrage nach rDME zur Wärmeversorgung privater Haushalte in 2030 zu decken, bräuchte es rund 0,3 Mio. t rDME pro Jahr. Hierfür wäre eine Abfallmenge in Höhe von 1,2 Mio. t pro Jahr nötig – also nur rund 2,5 % des geschätzten Abfallpotenzials im Jahr 2030.

Im Jahr 2045 könnte die rDME-Nachfrage von privaten Haushalten auf mindestens 1,8 Mio. t pro Jahr steigen (vgl. Kapitel 4), was selbst unter Annahme einer konstanten Prozesseffizienz lediglich einem Bedarf von 7 Mio. t Abfall bzw. 15 % des mittleren Gesamtpotenzials entspricht (vgl. Abbildung 19). Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass mit zunehmender Etablierung von rDME auch Verbesserungen im Produktionsprozess einhergehen und weniger Abfall pro Tonne rDME benötigt wird. Selbst im optimistischen Nachfrageszenario („Hochszenario“) und unter Berücksichtigung der Nachfrage aus weiteren Sektoren neben den privaten Haushalten würde bei Weitem ausreichend Produktionspotenzial zur Verfügung stehen, um die Nachfrage zu decken.

²⁹ Hierbei ist zu beachten, dass das Input-/Outputverhältnis je nach Zusammensetzung und Qualität der Abfälle und Reststoffe stark variieren kann. Wir orientieren uns an der von Dimeta geplanten rDME-Produktionsanlage in Teesworks, UK, in der ca. 200.000 t Mischabfälle zu 50.000 t rDME verarbeitet werden sollen (Dimeta, 2023), was einem Input-/Outputverhältnis von 4:1 entspricht.

Abbildung 19 Anteil des Produktionspotenzials um die rDME-Nachfrage privater Haushalte im Niedrigszenario zu decken (geschätzt)



Quelle: Eigene Darstellung.

Hinweis: Die Nachfrage der privaten Haushalte entspricht dem Niedrigszenario aus Kapitel 4.

Allein die Nutzung von Klärschlamm und heute in Kohlekraftwerken genutzten Abfallmengen reichen aus, um das Doppelte der Mindestnachfrage zu decken

Ein Großteil des abgeleiteten Inputpotenzials wird bereits heute energetisch genutzt. Mit dem Aufbau lokaler rDME-Produktionskapazitäten wird perspektivisch ein neuer Nachfrager in den Markt eintreten, der mit bestehenden Technologien wie der Müllverbrennung um die Abfallmengen konkurrieren wird. Idealerweise sorgt ein technologieoffener regulatorischer Rahmen für einen fairen Wettbewerb um den Rohstoff „Abfall“, der zu einer möglichst effizienten energetischen Nutzung führt. Jedoch ist mittelfristig nicht mit einer verschärften Konkurrenzsituation um die energetisch zu nutzenden Abfallmengen durch den Markteintritt von rDME in Deutschland zu rechnen: Zum einen sind die initialen Nachfragemengen durch rDME zunächst noch relativ gering. Zum anderen müssen wegfallende Verwertungsoptionen durch sinnvolle und effiziente Alternativen wie rDME ersetzt werden:

- Ab 2029 wird die Klärschlammnutzung in der Landwirtschaft weitgehend verboten, womit ein zentraler Verwertungsweg wegfällt.³⁰ Der andere wichtige Verwertungsweg, die Verbrennung in Klärschlammverbrennungsanlagen, führt zudem zu keinem nennenswerten Energieexport, da die Verbrennung selbst sehr energieintensiv ist.³¹ Für die jährlich anfallenden ca. 1,7 Mio. t Klärschlamm könnte der Einsatz in der rDME-Produktion eine sinnvolle neue Verwendungs- bzw. Verwertungsform darstellen.³²
- Aufgrund des beschlossenen Kohleausstiegs bis 2030 (spätestens 2038) werden auch für die Abfallmengen, die derzeit noch in Kohlekraftwerken mit verbrannt werden, sinnvolle Alternativen gesucht. Dabei handelt sich überwiegend um Papierschlamm, der

³⁰ Trotz mehrfacher Reinigungsstufen enthält Klärschlamm Gifte, Schwermetalle, Arzneimittelreste, Krankheitserreger und Mikroplastik, die nicht in die Umwelt/Böden/Grundwasser gelangen sollten.

³¹ Umweltbundesamt (2018b).

³² Statistisches Bundesamt (2023a).

in älteren Braunkohlekraftwerken aktuell verbrannt wird. Für die rund 850.000 t Abfälle pro Jahr kann die Verwertung im Rahmen der rDME-Produktion eine sinnvolle Alternative darstellen.³³

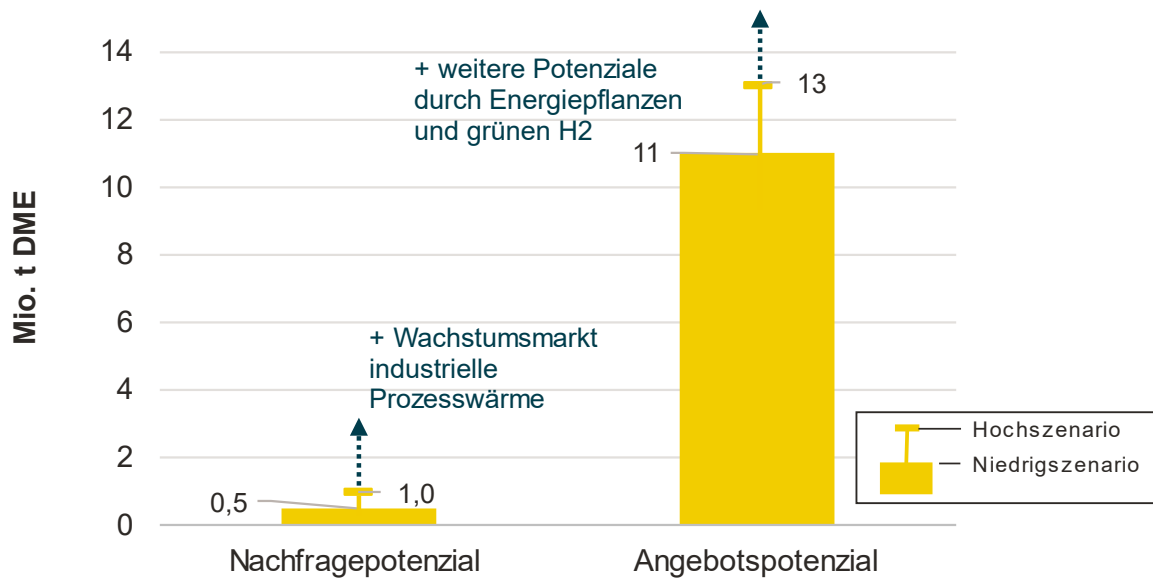
Allein die derzeit in Kohlekraftwerken verbrannten Mengen an Klärschlamm und Abfällen summieren sich damit auf rund 2,5 Mio. t Input, was ausreichen würde, um den doppelten Mindestbedarf im Jahr 2030 zu decken, also rund 0,6 Mio. t rDME (vgl. Abbildung 19). Eine unmittelbare Verschärfung der Konkurrenzsituation um energetisch nutzbare Abfall- und Reststoffmengen ist durch den Markteintritt von rDME nicht zu erwarten. Vielmehr kann rDME dazu beitragen, eine sinnvolle und effiziente alternative Nutzung frei werdender Abfallmengen zu gewährleisten.

Auch wenn durch rDME keine unmittelbare Verschärfung der Konkurrenzsituation um Abfallmengen zu erwarten ist, kann davon ausgegangen werden, dass sich rDME im Wettbewerb mit anderen Technologien um eine sinnvolle und effiziente Nutzung von energetisch zu nutzenden Abfallmengen behaupten könnte. So ist die gleichzeitige thermische und stoffliche energetische Nutzung von Abfallmengen vorteilhaft, wenn auch die Abwärme bei der rDME-Produktion genutzt wird. Beispielsweise könnte die bei der Pyrolyse in der rDME-Produktion entstehende Abwärme wie bei der konventionellen thermischen Abfallbehandlung zur Versorgung eines Nah- oder Fernwärmenetzes oder z. B. mittels Dampfturbinen zur Stromerzeugung genutzt werden. Darüber hinaus wird bei der Herstellung von rDME ein Energieträger erzeugt, der ortsunabhängig und insbesondere dort eingesetzt werden kann, wo keine alternative Infrastruktur vorhanden ist und auch als Wasserstoffträger potenziell eine hybride Rolle als Speicheroption im Energiesystem der Zukunft einnehmen kann.

Abbildung 20 zeigt eine abschließende Gegenüberstellung des Nachfrage- und Angebotspotenzials für rDME im Jahr 2030. Analog zu Abbildung 15 werden hier auf der Nachfrageseite neben den privaten Haushalten auch die Sektoren Gewerbe, Industrie sowie Land- und Forstwirtschaft betrachtet. Wie leicht zu erkennen ist, reicht das Angebotspotenzial aus, um die geschätzte Gesamtnachfrage von 0,5 bis 1 Mio. t rDME im Jahr 2030 aus heimischer Produktion decken zu können.

³³ Umweltbundesamt (2018b).

Abbildung 20 Geschätztes Nachfrage- und Angebotspotenzial für rDME, 2030



Quelle: Eigene Darstellung.

Hinweis: Nachfrage für private Haushalte und die Sektoren Gewerbe, Industrie und Land- und Forstwirtschaft



Kernaussagen Kapitel 4: Das Produktionspotenzial von rDME in Deutschland

- Die lokale Erzeugung von rDME in Deutschland kann Transportkosten reduzieren, die Energieunabhängigkeit in Zeiten geopolitischer Spannungen erhöhen und durch lokale Wertschöpfungsketten neue Arbeitsplätze schaffen.
- Insbesondere der Einsatz von Abfällen und Reststoffen für die Herstellung von rDME ist energetisch sinnvoll, solange entsprechend der europäischen Abfallhierarchie nur Mengen eingesetzt werden, die nicht vermieden, wiederverwertet oder recycelt werden können.
- Aus den geschätzten ca. 43-53 Mio. t endbehandelten Abfällen, die im Jahr 2030 für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen, könnten im ca. 11-13 Mio. t rDME gewonnen werden.
- Um die in Kapitel 4 berechnete Mindestnachfrage nach rDME zur Wärmeversorgung privater Haushalte in 2030 zu decken, bräuchte es lediglich rund 0,3 Mio. t rDME pro Jahr – also nur rund 2,5 % des mittleren Produktionspotenzials im Jahr 2030.
- Abfall- und Reststoffe stehen auf absehbare Zeit ausreichend als rDME-Input zur Verfügung. Allein die Nutzung von Klärschlamm und der heute in Kohlekraftwerken eingesetzten Abfallmengen reichen aus, um das Doppelte des Mindestbedarfs im Jahr 2030 zu decken.

6 Klimabeitrag von rDME zur Erreichung der Wärmewende

Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland treibhausgasneutral werden. Für den Gebäudebereich bedeutet dies, dass die Emissionen von aktuell rund 112 Mio. t CO₂ pro Jahr³⁴ so weit wie möglich reduziert und Restemissionen kompensiert werden müssen. Für das Jahr 2030 sieht das Bundes-Klimaschutzgesetz in seiner aktuell gültigen Fassung als Zwischenziel eine Treibhausgasminde rung von insgesamt 65 % gegenüber 1990 vor und legt hierfür verbindliche, jährliche Sektorziele fest. Für den Gebäudesektor ist aktuell ein Zielwert von 67 Mio. t CO₂ festgelegt.³⁵ Welchen Beitrag rDME zur Umsetzung der Wärmewende leisten kann, quantifizieren wir in diesem Kapitel. Die weiteren zu erzielenden Klimabeiträge durch den potenziellen Einsatz von rDME in anderen Sektoren wie Gewerbe, Industrie und Land- und Forstwirtschaft werden im Rahmen dieser Studie nicht explizit hergeleitet, würden den Beitrag zur Treibhausgasneutralität aber weiter erhöhen.

Durch den Einsatz von rDME im Wärmesektor können signifikante CO₂-Einsparungen erzielt werden

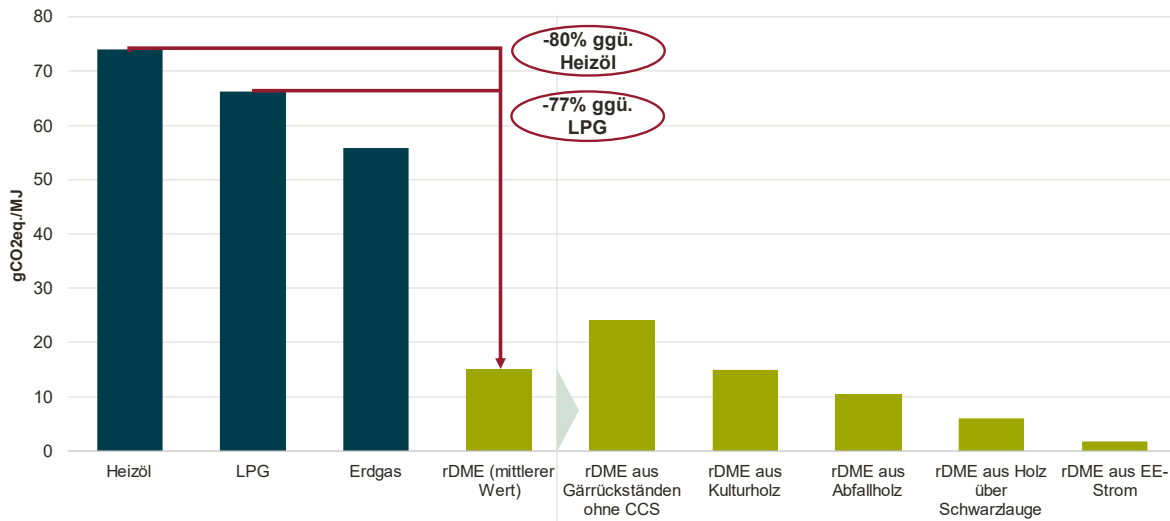
Die Grundlage für die Quantifizierung des Klimabeitrags bildet das in Kapitel 4 hergeleitete Nachfragepotenzial der privaten Haushalte. Wie bereits gezeigt, übersteigt das geschätzte Produktionspotenzial das zu erwartende Nachfragepotenzial in Deutschland deutlich (vgl. Abbildung 19). Es kann daher davon ausgegangen werden, dass das gesamte Nachfragepotenzial auch bei stark zunehmender Rohstoffkonkurrenz sicher gedeckt werden kann. Der mögliche Klimabeitrag von rDME, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten, wird durch den Vergleich der folgenden zwei Szenarien ermittelt:

- **rDME-Szenario:** Entspricht der in Kapitel 4 modellierten sukzessiven Umstellung von 390.000 LPG- und 827.000 Ölheizungen („Niedrigszenario“ in Kapitel 4) auf rDME in Haushalten im Einklang mit den Vorgaben des GEG. Der Klimabeitrag unter Annahme einer höheren Anzahl umgestellter Ölheizungen („Hochszenario“ aus Kapitel 4) wird in vereinfachter Form dargestellt. Durch die Fokussierung auf das „Niedrigszenario“ kann der abgeleitete Klimabeitrag als konservativ angesehen werden. Die tatsächlich zu erzielenden CO₂-Einsparungen können entsprechend höher liegen.
- **Status-quo-Szenario:** In diesem Referenzszenario nehmen wir an, dass die im rDME-Szenario auf rDME umgestellten LPG- und Ölheizungen aufgrund mangelnder alternativer Dekarbonisierungsoptionen weiterhin mit 100 % fossilen Energieträgern beheizt werden. Dies ist konsistent mit der Fokussierung auf das Niedrigszenario im rDME-Szenario, in dem gemäß der Studie des ITG Dresden (2022) nur Ölheizungen auf Flüssiggas umgestellt werden, für die es keine weitere sinnvolle Dekarbonisierungsoption gibt (vgl. Seite 25). Bei diesen Gebäuden könnte die im GEG vorgesehene Härtefallregelung anwendbar sein, da die notwendigen Investitionen nicht in einem angemessenen Verhältnis zum Ertrag oder zum Wert des Gebäudes stehen.

³⁴ Expertenrat für Klimafragen (2023).

³⁵ BMU (undatiert). Der aktuell diskutierte Entwurf für die Novelle des Klimaschutzgesetzes sieht keine Sektorziele mehr vor.

Abbildung 21 CO₂-Emissionsfaktoren von Heizöl, LPG, Erdgas und rDME

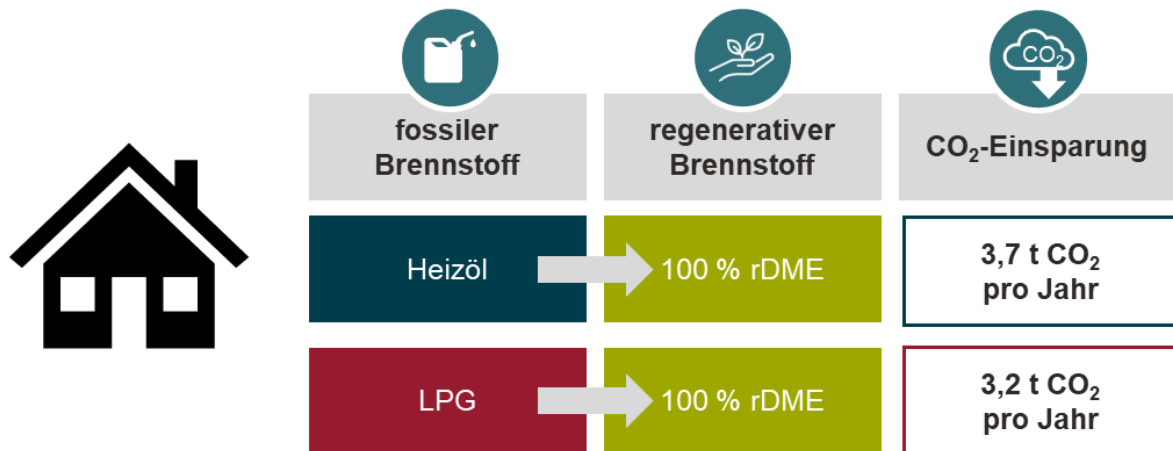


Quelle: Umweltbundesamt (2022): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe; JEC Well-to-Tank report (Transportentfernung <500 km); Giuliano et al. (2021): Process Simulation and Environmental Aspects of Dimethyl Ether Production from Digestate-Derived Syngas.

Für beide Szenarien werden die gesamten CO₂-Emissionen aus dem rDME-, LPG- und Ölbedarf der Gebäude auf jährlicher Basis unter Annahme der in Abbildung 21 dargestellten Emissionsfaktoren ermittelt. Die mit der Herstellung von rDME verbundenen CO₂-Emissionen hängen von den eingesetzten Rohstoffen ab. Insbesondere die Emissionsfaktoren für die Herstellung von rDME aus Reststoffen und Abfällen (z. B. Siedlungsabfällen), auf die wir uns im Rahmen dieser Studie fokussieren, hängen von der konkreten Zusammensetzung ab und können daher variieren. Des Weiteren wird an der Optimierung von Produktionsprozessen (hauptsächlich bei der vergleichsweise neuen Direktsynthese) hinsichtlich CO₂-Emissionen und Output geforscht. Um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Zusammensetzung des Inputs variieren kann, nehmen wir für die weiteren Berechnungen einen mittleren Emissionsfaktor von 15 gCO₂/MJ rDME an. Dieser Emissionsfaktor entspricht einer CO₂-Einsparung um 77 % bis 80 % gegenüber LPG und Heizöl. Zum Vergleich: Gemäß RED II würde rDME unterhalb eines Emissionsfaktors von 28,2 gCO₂/MJ das Kriterium für die Einstufung als „Renewable fuels of non-biological origin“ (RFNBO) erfüllen.³⁶

³⁶ Einsparung von mindestens 70 % Treibhausgasemissionen gegenüber dem fossilen Referenzwert von 94 gCO₂eq/MJ, RED II, Art. 25 Abs. 2 und Anhang A.2.

Abbildung 22 Jährliche CO₂-Einsparung eines durchschnittlichen Haushalts bei vollständiger Umstellung auf rDME



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Auf Basis der in Abbildung 19 dargestellten Emissionsfaktoren und einem Heizöl-/LPG-Bedarf pro Haushalt von 16.750 kWh/Jahr. Der Energiebedarf reduziert sich durch den Effizienzgewinn nach Heizungstausch auf rund 14.240 kWh/Jahr.

Auf Grundlage der Emissionsfaktoren und dem durchschnittlichen Heizenergiebedarf ergibt sich ein jährliches Einsparpotenzial von 3,2 t CO₂ pro Flüssiggasheizung, die nach Austausch der Brennwärththerme vollständig mit rDME statt fossilem LPG beheizt würde. Zum Vergleich: Der durchschnittliche CO₂-Fußabdruck pro Person in Deutschland lag 2021 bei 9,1 t CO₂ pro Jahr.³⁷ Eine Person, die in einem Haushalt mit Flüssiggasheizung lebt, könnte ihren persönlichen CO₂-Fußabdruck deutlich reduzieren, wenn sie vollständig auf rDME umsteigen würde. Bei hypothetischer Umrüstung aller bestehenden 650.000 Flüssiggasheizungen entspräche das pro Jahr etwa 2,1 Mio. t CO₂-Einsparung. Die CO₂-Einsparungen bei Ölheizungen fallen aufgrund des höheren Emissionsfaktors von Heizöl gegenüber LPG noch größer aus: pro ausgetauschter und mit rDME betriebener Heizung könnten 3,7 t CO₂ pro Jahr eingespart werden, was bei 827.000 Ölheizungen einer jährlichen CO₂-Einsparung von rund 3,1 Mio. t CO₂ entspräche. Eine unmittelbare hypothetische Umstellung von Flüssiggas- und Ölheizungen auf rDME würde die aktuellen CO₂-Emissionen im Gebäudesektor um 5 % reduzieren.

DIE CO₂-EMISSIONEN IM GEBÄUDESEKTOR KÖNNTEN UM 5 % REDUZIERT WERDEN

wenn hypothetisch alle für die Umrüstung in Frage kommenden Heizungen unmittelbar auf rDME umgerüstet würden

³⁷ Umweltbundesamt (2023b)

Im modellierten Nachfrageszenario können die jährlichen CO₂-Emissionen bis 2045 um 85 % gegenüber dem Status quo reduziert werden

Dass alle für eine Umrüstung auf rDME geeigneten Heizungen auch schlagartig auf rDME umgestellt werden, wie in der exemplarischen Rechnung unterstellt, ist jedoch unrealistisch. Für einen realistischen Ausblick dient der Vergleich zwischen oben beschriebenem Status-quo-Szenario und dem rDME-Szenario, das zudem die Sanierung von Gebäuden, die Umstellung auf Heizungsanlagen mit anderen Energieträgern sowie Effizienzgewinne durch die Modernisierung der Heizungsanlage berücksichtigt (für eine Beschreibung der Annahmen siehe Kapitel 4).

Abbildung 23 stellt die CO₂-Emissionen im Status-quo- und im rDME-Szenario durch Umstellung von LPG- und Ölheizungen auf rDME in Haushalten über den Zeitraum 2024-2045 dar. Bis zum Jahr 2045 können die jährlichen CO₂-Emissionen durch die Umstellung heutiger Flüssiggas- und Ölheizungen auf rDME realistisch von aktuell knapp über 5 Mio. t CO₂ auf unter 800.000 t CO₂ sinken.³⁸ Das entspricht einem jährlichen CO₂-Einsparpotenzial von rund 4,5 Mio. t CO₂ bzw. 85 % gegenüber dem Status quo (vgl. Abbildung 24). Für das Jahr 2030 ergibt sich ein Einsparpotenzial von rund 1,4 Mio. t CO₂ gegenüber dem Status quo. Das entspricht mehr als den CO₂-Emissionen des innerdeutschen Luftverkehrs im Jahr 2022.³⁹

Über den gesamten Zeitraum von 2024 bis 2045 ergibt sich ein kumuliertes CO₂-Einsparpotenzial von mindestens 44 Mio. t CO₂. Für eine erfolgreiche Wärmewende ist das ein signifikanter Beitrag, auch weil für diese Haushalte möglicherweise keine andere Dekarbonisierungsoption besteht. Unter optimistischen Annahmen zur Anzahl umgerüsteter Ölheizungen können die jährlichen Emissionen bis 2045 sogar um über 8 Mio. t CO₂ im Vergleich zum Status quo reduziert werden. Über den gesamten Zeitraum 2024-2045 würden in diesem Szenario fast 93 Mio. t CO₂ weniger emittiert. Wie in Abbildung 23 zu erkennen, verbleiben auch bei vollständigem Betrieb mit rDME im Jahr 2045 Restemissionen. Durch ergänzende Maßnahmen zur Erhöhung von Negativemissionen, wie natürliche Senken im Rahmen der europäischen „Land Use, Land Use-Change, and Forestry“-Verordnung oder technische Lösungen wie CCS/CCU (vgl. Carbon Management-Strategie⁴⁰), kann rDME auf absehbare Zeit rechnerisch gänzlich klimaneutral werden.

³⁸ Zur Berechnung des CO₂-Einsparpotenzials wurde ein CO₂-Emissionsfaktor von 15 gCO₂/MJ angenommen. Bei einer CO₂-ärmeren (CO₂-intensiveren) Produktion würde sich das CO₂-Einsparpotenzial entsprechend erhöhen (verringern). Zum Beispiel führt ein Emissionsfaktor von 7,5 gCO₂/MJ zu einer Halbierung der Gesamt-CO₂-Emissionen und folglich zu einer Verdopplung des CO₂-Einsparpotenzials.

³⁹ Die Emissionen des nationalen Luftverkehrs beliefen sich im Jahr 2022 auf 1,03 Mio. t CO₂. Quelle: Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes, 1990 – 2022, herunterzuladen unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#nationale-und-europaische-klimaziele>.

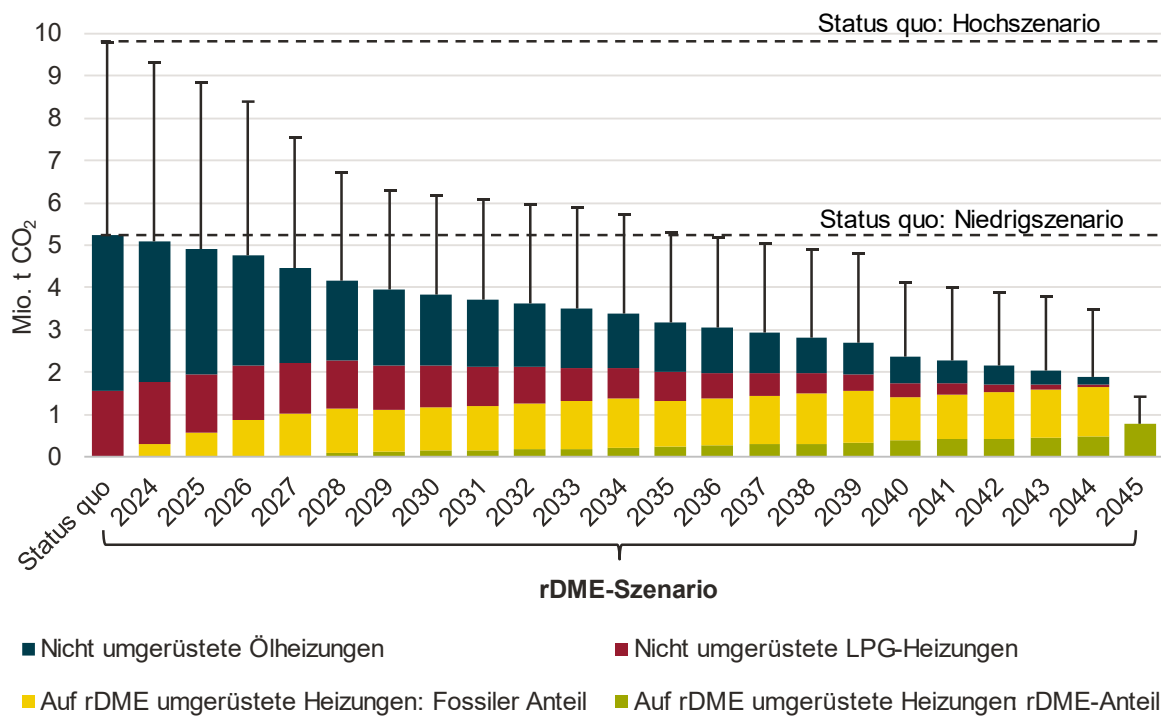
⁴⁰ BMWK (2024b).

DURCH 100% rDME KÖNNTEN DIE JÄHRLICHEN CO₂-EMISSIONEN BIS 2045 UM 85 % GEGENÜBER DEM STATUS QUO REDUZIERT WERDEN

Im konservativen Niedrigszenario liegen die CO₂-Emissionen von 1,2 Mio. LPG- und Ölheizungen im Jahr 2045 durch Umstellung auf 100 % rDME bei 0,8 Mio. t pro Jahr, im Vergleich zu aktuell 5,2 Mio. t CO₂.

Abbildung 23 zeigt die Zusammensetzung der CO₂-Emissionen nach Heizungstyp und Energieträger im Detail. Die gelben Balken entsprechen den Emissionen, die durch fossiles LPG im Mischbetrieb mit rDME in umgerüsteten Heizungen anfallen. Dieser Anteil ist darauf zurückzuführen, dass neue Heizungen gemäß den GEG-Vorgaben vor 2045 nicht vollständig, sondern nur zu einem Anteil von 65 % mit einem erneuerbaren Energieträger betrieben werden müssen (je nach Jahr der Inbetriebnahme der neuen Heizung, vgl. Szenariobeschreibung in Kapitel 4). Der fossile Anteil des Mischbetriebes wird mit dem LPG-Emissionsfaktor von 66,3 gCO₂/MJ und dem LPG-Verbrauch im Mischbetrieb berechnet. Die grünen Balken zeigen die CO₂-Emissionen, die durch die Verwendung von rDME anfallen (berechnet mit dem Emissionsfaktor von 15 gCO₂/MJ und dem rDME-Verbrauch). Wie zuvor beschrieben, wird rDME vor 2045 annahmegemäß, entsprechend den GEG-Mindestvorgaben, im Mischbetrieb mit fossilem LPG verwendet. Bei einem früheren bzw. anteilig höheren Betrieb mit rDME statt fossilem LPG (d. h. einer Übererfüllung der GEG-Vorgaben) würden die Gesamtemissionen bereits vor 2045 stärker reduziert werden (der gelbe Balken würde kleiner, während der grüne Balken nur sehr leicht ansteigen würde). Diese Entwicklung würde zum Beispiel zu erwarten sein, wenn rDME kostengünstiger als die fossile Option wird.

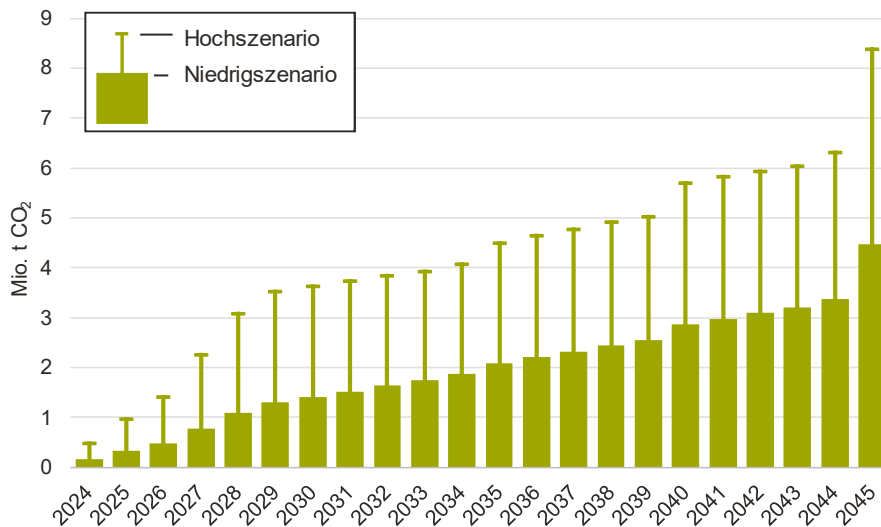
Abbildung 23 CO₂-Emissionen im Status quo und im rDME-Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Hinweis: Niedrigszenario: 390.000 Flüssiggas- und 827.000 Ölheizungen. Hochszenario: 390.000 Flüssiggas- und 1,848 Mio. Ölheizungen.

Abbildung 24 CO₂-Einsparpotenzial ggü. Status quo Szenario



Quelle: Eigene Berechnungen.

Hinweis: Das Einsparpotenzial ergibt sich aus der Differenz zwischen jährlichen CO₂-Emissionen im rDME-Szenario (vgl. Abbildung 23, Reihen „2024“ bis „2045“) und dem Status quo (vgl. Abbildung 23, Reihe „Status quo“).

Der Einsatz von rDME im Wärmesektor kann die Höhe von Kompensationszahlungen bei Klimazielverfehlung im Jahr 2030 reduzieren

Sollte Deutschland die verbindlichen EU-Zielvorgaben zur Senkung des CO₂-Ausstoßes im Jahr 2030 nicht erreichen, muss es zur Erfüllung der Pflichten nach der EU-Klimaschutzverordnung (auch EU-Lastenteilungsverordnung, engl. Effort-Sharing-Regulation, ESR) Überschüsse anderer Mitgliedstaaten ankaufen.

Unter den gewählten konservativen Annahmen werden im Niedrigszenario nur Heizungsanlagen berücksichtigt, die mit hoher Wahrscheinlichkeit keine realisierbare Dekarbonisierungsalternative zu rDME haben. Diese würden somit bei Nichtumstellung auf rDME zur Zielverfehlung im Jahr 2030 beitragen. Dementsprechend wären Kompensationszahlungen für diese Tonnen zu leisten.

Die Höhe des Zertifikatspreises wird letztlich von den Überschüssen bzw. Fehlbeträgen anderer Mitgliedstaaten abhängen. Unter Annahme eines Preiskorridors von 70-114 €/tCO₂⁴¹ im Jahr 2030 würde Deutschland EU-Strafzahlungen alleine im Wärmemarkt von mindestens 100-160 Mio. € einsparen.

⁴¹ Die untere Grenze orientiert sich am Preis des EEX European Carbon Future 2030 am 12. März 2024. Die obere Grenze des Korridors an den EU-CO₂-Preisindikationen der IEA (2023) für 2030.

Abbildung 25 Potenziell vermiedene Kompensationszahlungen 2030



Quelle: Frontier Economics; Preis von CO₂-Zertifikaten: Energate (2024) und IEA (2023).

Hinweis: IEA-Szenario „Stated Policy“, reale 2022 US-Dollar, Umrechnung \$ in €: 0,95 €/\$, Das CO₂-Einsparpotenzial entspricht dem Niedrigszenario.

Aus Sicht der Politik sind Kompensationszahlungen für die Verfehlung von Klimazielen zu vermeiden. Jeder Euro, der in den Kauf von Zertifikaten investiert werden muss, steht dem Bundeshaushalt für andere Zwecke nicht mehr zur Verfügung. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund knapper werdender öffentlicher Finanzmittel, z. B. durch das Urteil des Bundesverfassungsgerichts zum Klima- und Transformationsfonds (KTF). Einer voraussichtlich kostengünstigen Dekarbonisierungsoption wie rDME, die perspektivisch ohne Förderung am Markt konkurrieren kann, sollte daher unbedingt ein fairer Marktzugang gewährt werden.



Kernaussagen Kapitel 5: Klimabeitrag von rDME zur Erreichung der Wärmewende

- Durch den Einsatz von rDME im Wärmesektor können erhebliche CO₂-Einsparungen erzielt werden. Der Emissionsfaktor von rDME liegt 77 % bzw. 80 % unter dem von LPG bzw. Heizöl.
- Ein Haushalt mit durchschnittlichem Heizenergiebedarf kann bei einer Umstellung von LPG auf 100 % rDME ca. 3,1 t CO₂ pro Jahr einsparen. Bei einer Umstellung von Heizöl auf 100 % rDME sind es ca. 3,8 t CO₂ pro Jahr.
- Im modellierten Niedrigszenario, in dem nur die Heizungsanlagen auf rDME umgestellt werden, für die es keine anderen sinnvollen Dekarbonisierungsoptionen gibt, sinken die jährlichen CO₂-Emissionen bis 2045 um 85 % von derzeit gut 5 Mio. t CO₂ auf unter 800.000 t CO₂.
- Im Jahr 2030 können durch den Einsatz von rDME im Niedrigszenario rund 1,4 Mio. t CO₂ – mehr als die aktuellen Jahresemissionen des deutschen Inlandsluftverkehrs – eingespart werden, wodurch mögliche Kompensationszahlungen für die Verfehlung von Klimazielen reduziert bzw. vermieden werden können.

7 Ein fairer Marktzugang für rDME als Hebel zur Realisierung des Klimabeitrags

rDME kann eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmesektors und anderer Sektoren spielen. Insbesondere in ländlichen und netzfernen Gebieten, in denen erneuerbare Alternativen rar sind, könnte rDME – sowohl in privaten Haushalten als auch in Industrie und Gewerbe – eine entscheidende Ergänzung sein, um eine vollständige Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland zu gewährleisten.

Wie groß der Beitrag von rDME zu einer erfolgreichen Energiewende sein kann, haben wir im Rahmen dieser Studie analysiert. Damit entsprechendes Potenzial auch gehoben werden kann, bedarf es eines regulatorischen Rahmens, der es rDME ermöglicht, in einem fairen Wettbewerb mit anderen Dekarbonisierungsoptionen zu konkurrieren. Nur dann werden sich Investitionen in den Aufbau von Produktionskapazität lohnen und sich die Wertschöpfungsketten samt Arbeitsplätzen in Deutschland ansiedeln. Dabei geht es explizit nicht darum, den Markthochlauf von rDME durch Fördermaßnahmen zu unterstützen. Zwar sind die Technologien zur Produktion von rDME vergleichsweise jung und werden aktuell weiter hinsichtlich technischer Effizienz und Kosten optimiert, jedoch scheint ein wettbewerbsfähiges Preisniveau von rDME auch ohne ein Förderregime wahrscheinlich.

Ein **regulatorischer Rahmen** muss mindestens die folgenden **Bedingungen** erfüllen, damit rDME einen Beitrag zur Klimawende leisten kann:

- rDME muss als Dekarbonisierungsoption in den einzelnen Sektoren zugelassen sein und
- eine angemessene CO₂-Bepreisung von Energieträgern muss für einen kostenseitigen fairen Wettbewerb zwischen den Energieträgern sorgen.

Politisch wurden bereits grundlegende Entscheidungen getroffen, die den Einsatz von rDME ermöglichen werden. Positiv hervorgehoben seien hier beispielsweise die Novellierung des GEG auf nationaler Ebene und der Ökodesignrichtlinie auf EU-Ebene, die eine Weiternutzung von Heizkesseln mit erneuerbaren Gasen ermöglichen. Auch die Anrechenbarkeit von rDME zu den erneuerbaren Zielen im Verkehrssektor im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie ist sinnvoll.

Folgende **Handlungsempfehlungen** haben wir identifiziert, die dazu beitragen können, das Potenzial von rDME für das Gelingen der Energiewende zu nutzen:

1

Die Anrechenbarkeit von rDME auf die Ziele von erneuerbaren Energien im Gebäudesektor und Industrie im Rahmen der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie gewährleisten

Um rDME nicht nur im Rahmen der EE-Ziele im Verkehrssektor, sondern auch im Gebäudesektor und in der Industrie anrechnen zu können, sollten sowohl Artikel

15a als auch Artikel 22a der Richtlinie (EU) 2018/2001 um folgenden Zusatz ergänzt werden:

Bei der Berechnung der Zielvorgaben gemäß Absatz 1 können die Mitgliedstaaten wiederverwertete kohlenstoffhaltige Brennstoff berücksichtigen.

Wie in Kapitel 4 hergeleitet, ist insbesondere für die energetisch zu nutzenden Abfall- und Reststoffmengen rDME eine sinnvolle Verwertungsoption. Auf Basis von Abfall- und Reststoffmengen erzeugter rDME fällt im Rahmen der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Richtlinie (EU) 2018/2001) Artikel 2 Unterabsatz 35 unter die sogenannten „wiederverwerteten kohlenstoffhaltigen Kraftstoffe“. Diese sind als Erfüllungsoption aktuell jedoch explizit nur im Verkehrssektor vorgesehen (Artikel 25 Absatz 3). Eine explizite Anrechenbarkeit von rDME auf die Ziele im Gebäudesektor oder Industriesektor ist vor dem Hintergrund, dass durch rDME gerade in diesen Sektoren signifikante CO₂-Einsparungen möglich wären, begrüßenswert.

2

rDME auf Basis von Abfall- und Reststoffmengen als nachhaltige Erfüllungsoption im Rahmen des GEG verankern

rDME auf Basis von Abfall- und Reststoffmengen, für die keine bevorzugte Verwendung im Sinne der europäischen Abfallhierarchie (Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG) möglich ist, sollte als gültige Erfüllungsoption in § 71f des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) verankert werden.

Ein entscheidendes Hemmnis für den Einsatz von rDME im Wärmesektor in Deutschland besteht aktuell darin, dass rDME nur auf Grundlage bestimmter Einsatzstoffe als erneuerbare Energie gilt. In § 71 ist geregelt, welche Erfüllungsoptionen bestehen, um die Vorgabe von mindestens 65 Prozent erneuerbarer Energie zum Heizen zu erreichen. Aktuell ist rDME nur dann eine Erfüllungsoption, wenn er auf Grundlage von Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff produziert wurde (§ 71f). rDME auf Grundlage von Rest- und Abfallstoffen darf lediglich für den Anteil eingesetzt werden, der bis 2045 nicht aus erneuerbaren Energien stammen muss. Ab 2045 wäre der Einsatz vollständig verboten. Die Vorgabe blendet aus, dass es erhebliche Mengen an Abfällen und Reststoffen gibt, die nicht reduziert, wiederverwendet oder recycelt werden können (vgl. Kapitel 5), und sich daher für die Produktion von rDME eignen. Aus diesem Grund sollte auch rDME auf Grundlage von Rest- und Abfallstoffen als Erfüllungsoption in § 71f des GEG anerkannt werden.

3

Weitere Maßnahmen im Bereich der Abfallvermeidung und -bewirtschaftung zur Gewährleistung der Abfallhierarchie sind zu begrüßen

Damit lediglich jene Mengen an Abfällen und Reststoffen, die nicht reduziert, wiederverwendet oder recycelt werden können, energetisch genutzt werden (z. B. als rDME) sollte über weitere Maßnahmen nachgedacht werden, die die Einhaltung der europäischen Abfallhierarchie sicherstellen.

Zur Erreichung der Klimaziele ist die Schließung von Kohlenstoffkreisläufen anzustreben. Abfälle sollen im Sinne der europäischen Abfallhierarchie (Artikel 4 der Richtlinie 2008/98/EG) möglichst vermieden, andernfalls sortiert, recycelt und wiederverwendet werden. Maßnahmen, die Anreize für das Recycling schaffen, wie z. B. die Einbeziehung von Müllverbrennungsanlagen in das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) oder die Einführung höherer Anforderungen an das Produktdesign, die das Recycling erleichtern, sind zu begrüßen. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass die verbleibenden Restmengen tatsächlich unvermeidbar, nicht recycelbar und nicht anderweitig verwertbar sind und somit sinnvoll als Einsatzstoffe für die Produktion von rDME genutzt werden können.

4

Schnellstmöglich Klarheit bzgl. der Ausgestaltung des EU ETS II und des Übergangs vom nationalen Emissionshandelssystem in den EU ETS II schaffen.

Aktuell erfolgt die CO₂-Bepreisung im deutschen Wärme- und Verkehrssektor über das nationale Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Ein Übergang in den geplanten europaweiten EU ETS II sollte möglichst frühzeitig konkretisiert werden, um die Unsicherheit für Unternehmen auf allen Stufen der Wertschöpfungskette zu begrenzen.

Eine angemessene CO₂-Bepreisung von Energieträgern sorgt für einen kostenseitig fairen Wettbewerb zwischen den Energieträgern. Für die Planbarkeit von unternehmerischen Tätigkeiten ist Klarheit bzgl. des geltenden CO₂-Preisregimes wichtig. Mit der Einführung des europäischen Emissionshandelssystems für Brennstoffe (EU ETS II) kommt es ab 2027 zu einem Regimewechsel. Der aktuell gültige nationale Emissionshandel im deutschen Wärme- und Verkehrssektor im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) wird abgelöst. Wie der Übergang in das neue System genau ausgestaltet wird, gilt es schnellstmöglich zu klären.

Die Umsetzung der genannten Handlungsempfehlungen wird den regulatorischen Rahmen für rDME stärken. Kann rDME ein fairer Marktzugang gewährleistet werden, kann auch der Klimabeitrag von rDME realisiert werden. Als relevantes Puzzlestück kann rDME so dabei helfen, das Jahrhundertprojekt Energiewende erfolgreich zu gestalten.

Glossar

Bio-Liquefied Petroleum Gas (BioLPG)	Erneuerbares Flüssiggas; besteht aus Propan und Butan. Die Moleküle lassen sich bei Raumtemperatur unter niedrigem Druck verflüssigen und lange in einem Tank lagern.
Carbon Capture and Storage (CCS)	Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid
Carbon Capture and Utilisation (CCU)	Abscheidung, Transport und anschließende Nutzung von Kohlendioxid
Dimethylether (DME)	(Fossiler) Dimethylether, auch bekannt als Methoxymethan; üblicherweise Nebenprodukt der Hochdruck-Methanolsynthese. Alternativ Herstellung aus Synthesegas mittels Erdgases oder Kohle. Lässt sich bei Raumtemperatur unter niedrigem Druck verflüssigen.
Elektrolyse	Aufspaltung einer chemischen Verbindung mithilfe von Strom
Erneuerbarer Dimethylether (<i>renewable and recycled carbon dimethylether – rDME</i>)	Erneuerbarer Dimethylether; identische chemische Struktur wie fossiler DME. Für die Herstellung werden erneuerbare Einsatzstoffe verwendet
Erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (<i>Renewable fuels of non-biological origin - RFNBO</i>)	Aus erneuerbarem Strom hergestellte synthetische Kraftstoffe
Katalyse	Chemische Reaktion, deren Reaktionsgeschwindigkeit durch Stoffe erhöht werden, die die Aktivierungsenergie der Reaktion senken
Klärschlamm	Bei der Abwasserbehandlung anfallender Abfall
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	Es bezeichnet ein Verfahren, bei dem gleichzeitig Strom und Wärme erzeugt werden, typischerweise in einem Kraftwerk oder einer Anlage.
Liquefied Natural Gas (LNG)	(Fossiles) Flüssigerdgas; besteht aus Methan und nimmt erst bei ca. - 162 °C die für den Transport erforderliche flüssige Form an
Liquefied Petroleum Gas (LPG)	(Fossiles) Flüssiggas; besteht aus Propan und Butan. Die Moleküle lassen sich bei Raumtemperatur unter niedrigem Druck verflüssigen und lange in einem Tank lagern.
Prozesswärme	Wärme, die für technische Prozesse und Verfahren wie Gießen, Schmelzen oder Trocknen benötigt wird
Wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraft- oder Brennstoffe (<i>Recycled carbon fuels - RCF</i>)	Flüssige und gasförmige Kraft- oder Brennstoffe, die aus flüssigen oder festen Abfallströmen nicht erneuerbaren Ursprungs, die sich nicht für eine stoffliche Verwertung eignen, oder aus Prozess- und Abgasen nicht erneuerbaren Ursprungs hergestellt werden, die als unvermeidliche und unbeabsichtigte Folge des Produktionsprozesses in Industrieanlagen anfallen.

Wärmenetz

Systeme zur Verteilung von Wärmeenergie, die in der Regel in Form von heißem Wasser in einem Rohrleitungsnetz von einer zentralen Wärmequelle zu mehreren Gebäuden oder Verbrauchern transportiert wird.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2022): „Deutschland entfernt sich 2021 vom Klimaziel“, <https://www.agora-energiewende.de/aktuelles/deutschland-entfernt-sich-2021-vom-klimaziel>

Agora Industrie (2022): Power-2-Heat: Direkte Elektrifizierung von industrieller Prozesswärme. Auf Grundlage von Fraunhofer ISI (2016), https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/2022-07-07_Praesentation_Webinar_Power-2-Heat.pdf

BBSR (2022): Referenztabellen zu Raumgliederungen des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung, <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/raumbeobachtung/downloads/download-referenzen.html;jsessionid=93A10F7B21DC6A381A8E4E9700D1FD95.live21323>

BDEW (2023): „Wie heizt Deutschland?“ (2023), https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_2023_Langfassung_final_28.11.2023_korrigiert.pdf

BGBl. (2023): Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze, https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/Downloads/waermeplanung/wpg-bgbl.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BMEL (2023): Versorgungsbilanzen Fleisch, <https://www.bmel-statistik.de/ernaehrung/versorgungsbilanzen/fleisch#:~:text=Im%20Jahr%202022%20betrug%20die,um%208%2C1%20Prozent%20zur%C3%BCckgegangen>

BMU (undatiert): Das neue Klimaschutzgesetz - Jahresemissionsmengen nach Bereichen bis 2030, https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Bilder_Sharepics/mehrklimaschutz/sectorziele_emissionen.pdf

BMWK (undatiert): Novelle des Gebäudeenergiegesetzes auf einen Blick (GEG), https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/geg-auf-einen-Blick.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BMWK (2022): Zahlen und Fakten: Energiedaten.

BMWK (2023a): Fernwärme soll klimaneutrale Wärmeversorgung sichern, <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2023/06/Meldung/News1.html>

BMWK (2024a): Einigung zur Kraftwerksstrategie, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html>

BMWK (2024b): Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/240226-eckpunkte-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesregierung (2023): „Ein Plan fürs Klima“, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/tipps-fuer-verbraucher/klimaschutzgesetz-2197410>

DBI (2020): Flüssiggas statt Heizöl: CO₂-Einsparpotenziale in Wohngebäuden jenseits erdgasversorgter Gebiete.

Dechema (2017): Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO₂, https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publikationen/CO2_Buch_Online.pdf

Dena (2019): Ölheizungen in Deutschland – Hintergründe, Daten, Empfehlungen

Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (2020): Flüssiggas in Zahlen

Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (2022): Jahresbericht 2022

Dimeta (2023): Meeting Europe's decarbonisation challenge with Renewable and Recycled Carbon DME, <https://dimeta.nl/wp-content/uploads/2023/03/LGE-Renewable-and-Recycled-Carbon-DME-brochure.pdf>

Energate (2024): Marktdaten EEX 4. PERIOD EUROPEAN CARBON FUTURES 2030 – MIDDEC, <https://www.energate-messenger.de/markt/kohle-und-co2/preise/237655/eex-4.-period-european-carbon-futures-2030-middec>

Expertenrat für Klimafragen (2023): Prüfbericht zur Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen für das Jahr 2022. Prüfung und Bewertung der Emissionsdaten gemäß § 12 Abs. 1 Bundes-Klimaschutzgesetz.

FNR (2024): Energiepflanzen, <https://www.fnr.de/nachwachsende-rohstoffe/bioenergie/energiepflanzen>

FZ-Jülich (2023): Dimethylether als möglicher Baustein der zukünftigen weltweiten Wasserstoffwirtschaft, <https://www.fz-juelich.de/de/aktuelles/news/pressemitteilungen/2023/dimethylether-wasserstoffwirtschaft>

IEA (2023): World Energy Outlook 2023, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>

ITG Dresden (2022): Flüssiggas (LPG) im Wärmemarkt des ländlichen Raumes

NEP (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-12/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_2E_1.pdf

OECD/FAO (2023): OECD-FAO Agricultural Outlook 2023-2032, OECD Publishing, Paris.

Peinado et al. (2024): Review and perspective: Next generation DME synthesis technologies for the energy transition, Chemical Engineering Journal

PRIMAGAS (2024): Pionierprojekt: PRIMAGAS testet die Nutzung von rDME, <https://www.primagas.de/futura/futura-dme/testanlagen>

Schühle et al. (2023): Dimethyl ether/CO₂-a hitherto underestimated H₂ storage cycle, Energy & Environmental Science

Statistisches Bundesamt (2023a): Entsorgungswege des Klärschlammes nach Bundesländern 2010, 2015 bis 2022, <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Wasserwirtschaft/Tabellen/liste-klaerschlammverwertungsart.html#633398>

Statistisches Bundesamt (2023b): Abfallbilanz 2021

STN-VVTN (2023): Verarbeitung tierischer Nebenprodukte, https://www.stn-vvtn.de/fakten_zahlen.php

Umweltbundesamt (2018a): Klärschlamm Entsorgung in der Bundesrepublik Deutschland

Umweltbundesamt (2018b): Energieerzeugung aus Abfällen - Stand und Potenzial in Deutschland bis 2030, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf

Umweltbundesamt (2023): CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung. Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen. Texte 161/2023.

Umweltbundesamt (2023b): Treibhausgas-Emissionen in der Europäischen Union, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-der-europaeischen-union#hauptverursacher>

United Nations Statistics Division (2024): Energy Statistics Database: Liquefied Petroleum Gas, <https://data.un.org/Data.aspx?d=EDATA&f=cmID%3ALP%3BtrID%3A1231#EDATA>

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.