

🌐 www.dvgw.de

Was kostet die Wärme der Zukunft? Ein Kostenvergleich alternativer Wärmeversorgungslösungen

Eine Kurzstudie



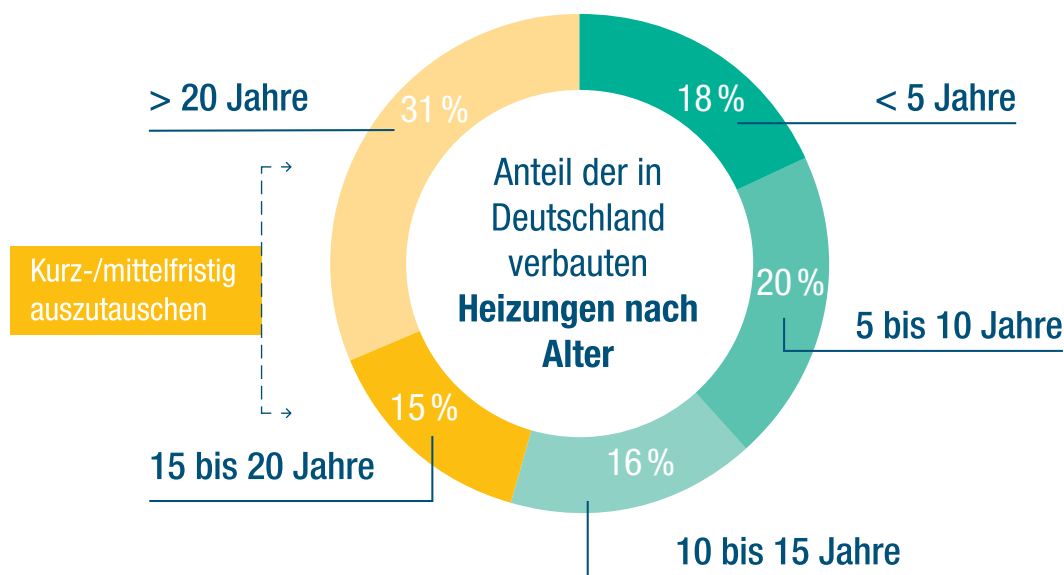
Klimafreundliches Heizen – aber wie?

Ein Großteil der in Wohngebäuden verbauten Heizungen in Deutschland ist älter als 15 Jahre. Fast die Hälfte muss in den kommenden Jahrzehnten altersbedingt ersetzt werden. Aber nicht nur das Alter ist ein Grund für den Wechsel eines Heizgerätes. Auch das von der Bundesregierung festgelegte Ziel der Klimaneutralität bis 2045 fordert die Senkung der Treibhausgase im Wärmesektor und den Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern.

Beim Wechsel des Energieträgers oder der Heizung sind verschiedene Faktoren zu beachten: Neben finanziellen Aspekten sind auch gesetzliche Vorgaben entscheidend bei der Wahl der Wärmeversorgungslösung. Letztere haben zum Ziel, den Austausch der fossilen Energieträger zu forcieren – im Sinne von Klimaschutz und Wärmewende. Hohe Anschaffungskosten und Unsicherheiten über zukünftige Heizkosten führen aller-

dings dazu, dass Investitionsentscheidungen im Wohneigentum schwer zu treffen sind und hinausgezögert werden.

Vor diesem Hintergrund befasst sich die vorliegende Kurzstudie mit den Gesamtkosten verschiedener Wärmeversorgungs-lösungen und vergleicht diese für exemplarische Ein- und Mehrfamilienhäuser in einem unterschiedlichen Sanierungszustand. Die Berechnungen wurden von Frontier Economics und der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT im Auftrag des DVGW durchgeführt. Sie berücksichtigen die anfallenden Kosten sowohl für einen kurzfristigen Heizungswechsel im Jahr 2026 als auch für einen mittelfristigen Wechsel im Stichjahr 2035. Ziel ist es, Transparenz über die relevanten Kostenkomponenten zu schaffen und einen technologieübergreifenden Vergleich zu ermöglichen.



Quelle: DVGW basierend auf Daten von BDEW (2025a)

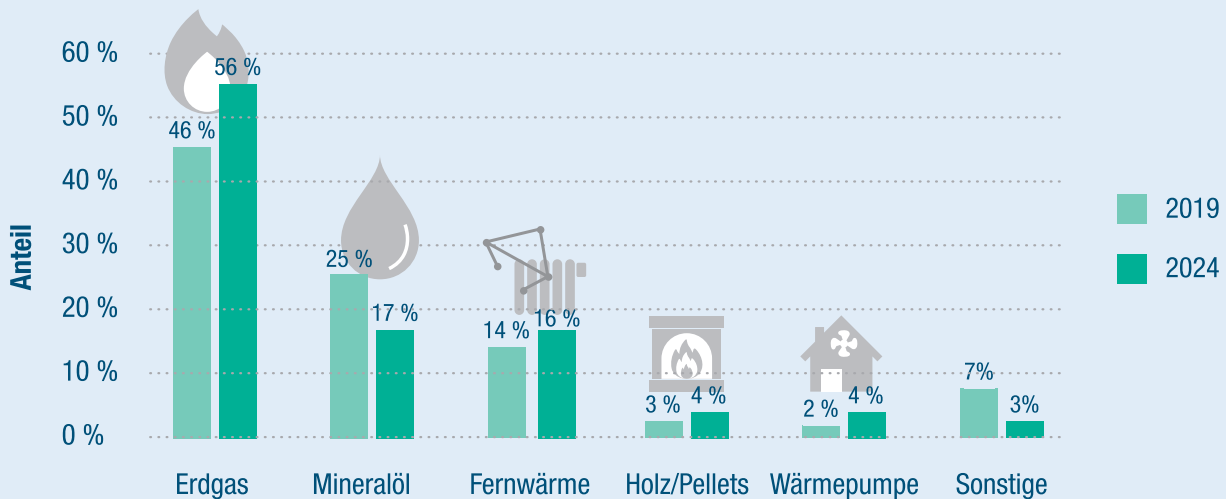
Abbildung 1: Verteilung und Anteil der in Deutschland verbauten Heizungssysteme nach Alter. Stand der Daten ist Dezember 2024. Annahme einer typischen Lebensdauer von Heizungstechnologien zwischen 20 und 25 Jahren.

Knapp die Hälfte der verbauten Heizungen in Deutschland ist älter als 15 Jahre

Geht man bei den verbauten Geräten von einer Lebensdauer von etwa 20 bis 25 Jahren aus, muss in den kommenden zehn Jahren etwa ein Drittel ersetzt werden (Abbildung 1). Für den Heizungstausch stehen aktuell unterschiedliche Technologien zur Verfügung. Die Neuanschaffung ist jedoch in vielen Fällen mit einer hohen Anfangsinvestition verbunden. Um die jeweils günstigste Option zu ermitteln, müssen sowohl Anschaffungs- als auch in der Zukunft liegende Kosten, wie

etwa für Energieträger oder Wartungen, berücksichtigt werden. Je nach Baujahr und Zustand des Hauses kommen häufig noch Investitionen hinzu, die nur indirekt mit dem Tausch der Wärmeversorgungs-lösung zusammenhängen. Dazu gehören zum Beispiel aufwändige Sanierungsmaßnahmen, die notwendig sind, um eine Wärmepumpe optimal betreiben zu können. Mit der Sanierung geht wiederum eine Wertsteigerung der Immobilie einher.

In Deutschland verbaute Heizungstypen



Quelle: DVGW EBI/Frontier Economics basierend auf BDEW (2025b).

Abbildung 2: Entwicklung der verwendeten Heizsysteme in Deutschland

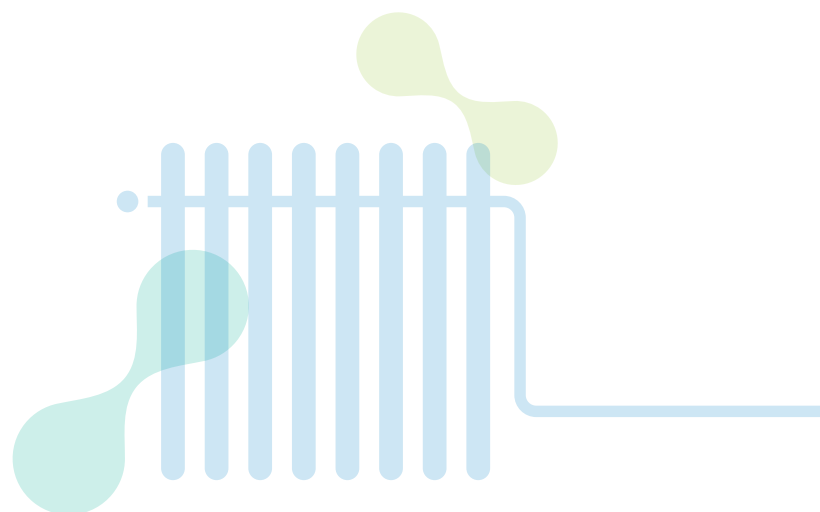
Hinweis: Holz- oder Pelletheizungen werden in unserer Kurzstudie nicht vertieft untersucht.

Großteil der Gebäudewärme in Deutschland wird nach wie vor mit fossilen Energieträgern erzeugt

Der Blick auf den aktuellen Heizungsbestand in Deutschland zeigt, dass sich unterschiedliche Wärmeversorgungslösungen im Markt etabliert haben. Aktuell wird ein Großteil der Wärme noch mit fossilen Energieträgern erzeugt. Der Anteil an Gasheizungen ist zwischen 2019 und 2024 sogar gestiegen und lag zuletzt bei 56 Prozent (Abbildung 2). Bei fast der Hälfte der verbauten Gasgeräte handelt es sich um hocheffiziente Brennwertkessel (BDEW, 2025a). Neuere Geräte sind bereits teilweise wasserstofftauglich oder einfach auf Wasserstoff umrüstbar. Auch Ölheizungen¹ haben trotz rückläufiger Entwicklung weiterhin einen hohen Anteil (17 Prozent).

Daneben gibt es Fernwärme, die mit 16 Prozent im Jahr 2024 auf Platz 3 lag, mit wachsendem Potenzial insbesondere in urbanen Räumen. Ein Großteil dieser Wärme stammt aktuell noch aus Heizkraftwerken, die mit Kohle oder Erdgas betrieben werden. Strombasierte Lösungen wie Wärmepumpen waren 2024 mit vier Prozent weniger verbreitet. Die Absatzzahlen der Jahresbilanz 2025 des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) zeigen, dass sich die Marktanteile verschieben: Der Absatz von Wärmepumpen stieg im

Jahr 2025 um 55 Prozent gegenüber dem Vorjahr, während sich die Anzahl neu verkaufter Gas- und Ölheizungen stark reduzierte. Dies liegt unter anderem an steigenden CO₂-Preisen und regulatorischen Anforderungen, die Betriebskosten erhöhen können, sowie der staatlichen Förderung beim Einbau von Wärmepumpen in Wohngebäuden.



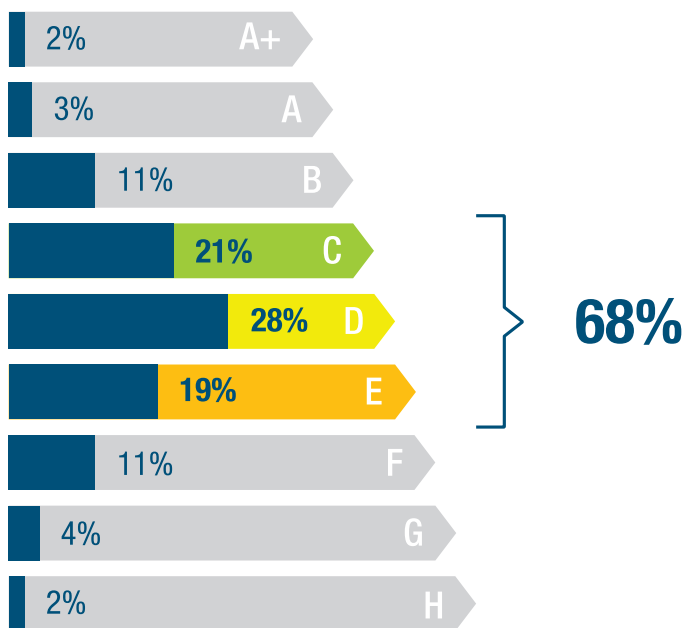
¹ Aufgrund der im Vergleich zu Erdgas höheren CO₂-Emissionen berücksichtigen wir Mineralöl im Rahmen dieser Kurzstudie nicht als Energieträger für einen hypothetischen Heizungswechsel im Jahr 2026 oder 2035.

Ein erheblicher Teil des Gebäudebestands weist geringe Energieeffizienz auf

Neben dem Bestand der Heizgeräte ist auch die Betrachtung des Gebäudetyps und -alters relevant. So wurden mehr als 40 Prozent des deutschen Wohngebäudebestands zwischen 1946 und 1976 errichtet, also noch vor Inkrafttreten der Wärmeschutzverordnung (1977), die erstmals verbindliche Höchstwerte für den Wärmeverlust und Anforderungen an einzelne Bauteile festlegte. Diese Gebäude, die auch als Nachkriegsbauten klassifiziert werden, weisen meist hohe spezifische Wärmebedarfe auf, was wiederum relevant ist, wenn es um den Tausch und die Anschaffung einer neuen Heizungstechnologie geht.

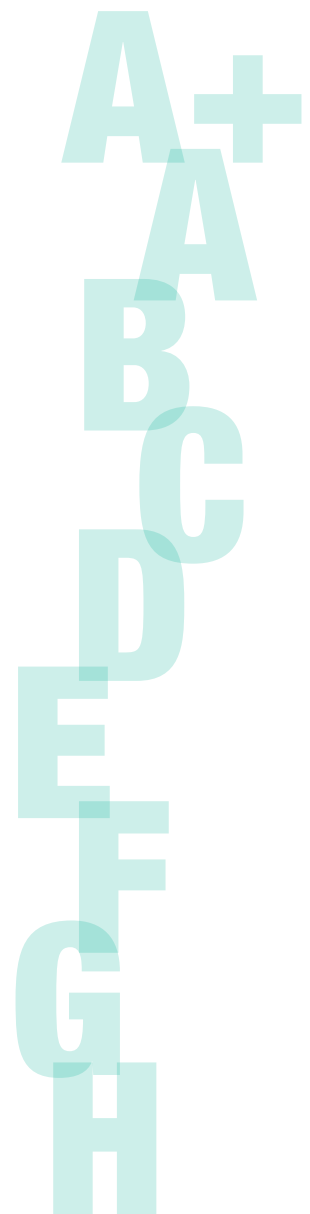
Bezüglich ihrer Energieeffizienz werden Gebäude basierend auf dem noch geltenden Gebäudeenergiegesetz (GEG) bewertet. Anhand des jährlichen Endenergiebedarfs in kWh/(m²a) werden sie in Energieeffizienzklassen von A+ (Passivhaus) bis H (Sehr ineffizient) eingeteilt. Über zwei Drittel der Gebäude in Deutschland werden den mittleren Effizienzklassen (C bis E) zugeordnet (Abbildung 3). Etwa 28 Prozent der Gebäude entsprechen der Effizienzklasse D mit einem mittleren Wärmebedarf von bis zu 130 kWh/(m²a), was in etwa der durchschnittlichen Effizienz des Gebäudebestands entspricht. Der reale, nicht temperaturbereinigte Wärmebedarf, gemittelt über alle Wohngebäude in Deutschland, lag im Jahr 2024 nur knapp darunter bei 128 kWh/(m²a) (statista, 2026a,b).

Verteilung der Effizienzklassen im Gebäudebestand



Quelle: DVGW basierend auf Öko-Institut (2022)

Abbildung 3: Verteilung der Effizienzklassen des gesamten Bestands von Wohn- und Nicht-Wohngebäuden.

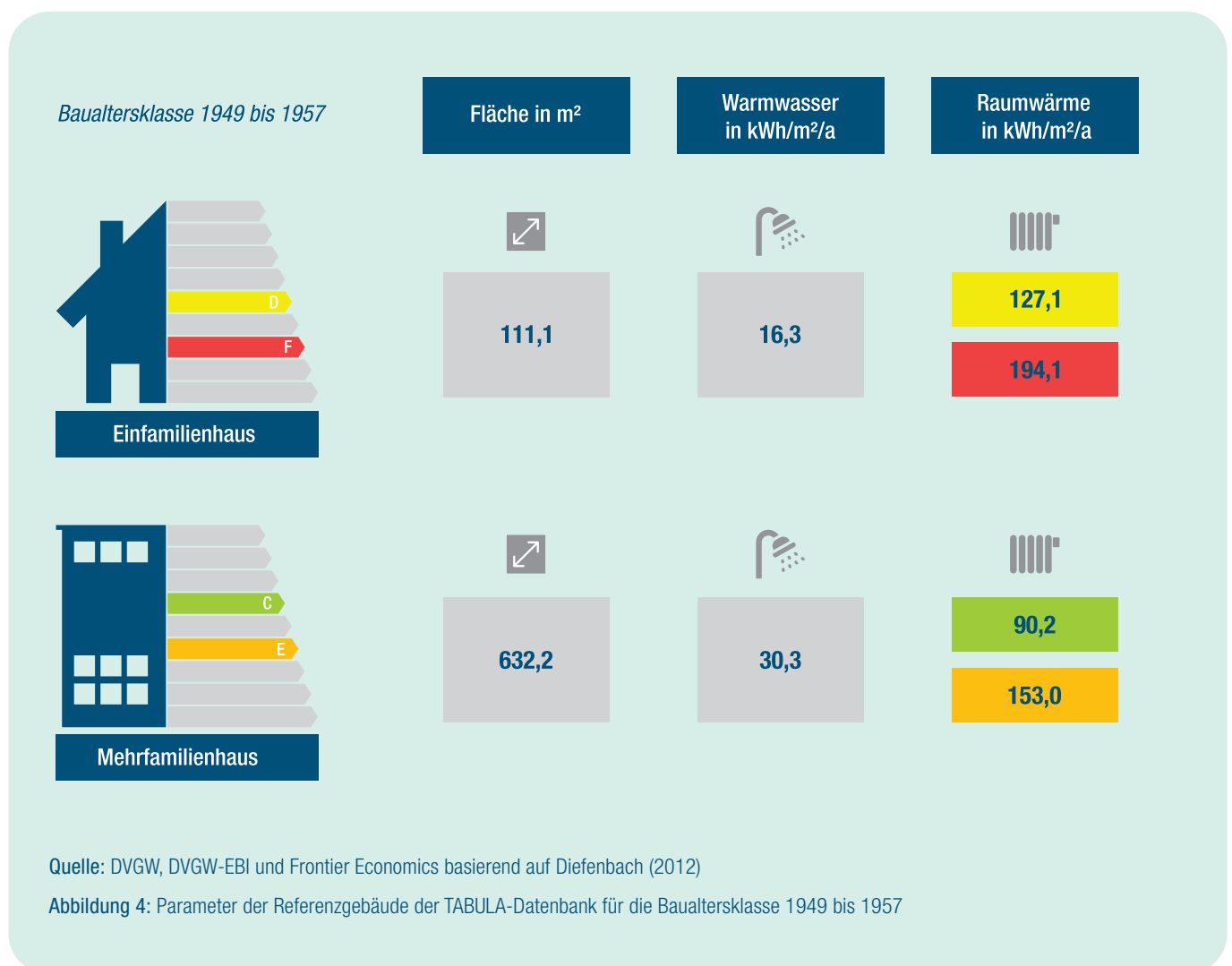


Vergleich exemplarischer Ein- und Mehrfamilienhäuser unterschiedlicher Effizienzklassen

Diese Studie vergleicht die Gesamtkosten von insgesamt fünf gas-, strom- und leitungs-basierten Arten der Wärmeversorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern: die Gasbrennwerttherme, betrieben mit Erdgas, Biomethan und Wasserstoff, die Wärmepumpe sowie die Versorgung über Wärmenetze (Fernwärme).

Ausgehend von der Verteilung der Baualtersklassen und der Effizienzklassen von Gebäuden in Deutschland wurden für die Bewertung Referenzgebäude ausgewählt, die sowohl Ein- als auch Mehrfamilienhäuser der Baujahre 1949 bis 1957 umfassen (Abbildung 4). Im

Fokus der Betrachtung stehen Gebäude der mittleren und niedrigeren Effizienzklassen, da sie für die Wärmewende die größte Herausforderung darstellen. Neue und besonders effiziente Gebäude sind demgegenüber in der Regel deutlich einfacher zu dekarbonisieren, weil ihr Wärmebedarf geringer ist und klimafreundliche Heizlösungen dort meist leichter und kosteneffizienter eingesetzt werden können. Der unsanierte Zustand dient dabei als energetischer Referenzpunkt ohne wesentliche Modernisierungsmaßnahmen. Für den teilsanierten Zustand werden typische marktübliche Effizienzmaßnahmen (Diefenbach, 2012) zugrunde gelegt.²



Quelle: DVGW, DVGW-EBI und Frontier Economics basierend auf Diefenbach (2012)

Abbildung 4: Parameter der Referenzgebäude der TABULA-Datenbank für die Baualtersklasse 1949 bis 1957

² Darüber hinausgehende Effizienzmaßnahmen, zum Beispiel der Einbau von Fußbodenheizungen, werden nicht abgebildet. Die anfallenden Sanierungskosten können je nach Gebäude stark variieren. Außerdem werden Sanierungsarbeiten oft im Rahmen einer allgemeinen Modernisierung und Wertsteigerung des Gebäudes vorgenommen und nicht nur zum Zwecke der Erhöhung der Wärmeeffizienz.

Die Kombination aus Gebäudetyp, Baualtersklasse und Sanierungszustand bildet somit die strukturierte Grundlage für die Kostenbewertung der untersuchten Wärmeversorgungs-lösungen in Abhängigkeit vom jeweiligen Energiebedarf.

Nachfolgend werden die Gesamtkosten der jeweiligen Technologien (engl. Total Cost of Ownership, TCO) in Kombination mit jedem der Referenzgebäude betrachtet. Die Berechnung der TCO berücksichtigt folgende Kostenarten:

- ➔ Investitions- und Anschlusskosten, annuiert über eine Lebensdauer von 20 Jahren (siehe Anhang D 1),
- ➔ laufende Wartungskosten im jeweiligen Stichjahr (siehe Anhang D 1),
- ➔ operative Kosten im jeweiligen Stichjahr für Energieträger einschließlich Steuern, Abgaben, Vertriebsmargen und regional unterschiedlichen Entgelten (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Preisspanne der Energieträger in ct/kWh im jeweiligen Stichjahr

| | 2026 | 2035 | 2045 | Quellen |
|--------------------|-----------|-----------|-----------|---|
| Erdgas | 10,8–14,2 | 13,1–16,7 | – | BNetzA (2025), energate (o. D.), Agora Energiewende (2023), EWI (2025) und Ariadne (2024) |
| Biomethan | 13,7–22,1 | 15,9–24,4 | 18,3–26,8 | BNetzA (2025), Agora Energiewende (2023) und energate (o. D.) |
| Wasserstoff | | | | |
| grün | – | 28,0–37,7 | 21,8–30,0 | BNetzA (2025), BCG & BDI (2025) und Öko-Institut & Deloitte (2025) |
| blau | – | 21,4–30,8 | 18,1–28,7 | |
| Strom | 31,7–45,0 | 33,8–46,8 | 40,1–53,4 | BNetzA (2025), energate (o. D.), vbw/Prognos (2024) und Consentec & Frontier Economics (2024) |
| Fernwärme | 13,5–29,1 | 18,5–33,3 | 19,9–37,3 | Prognos (2024), waermpreis.info (o. D.) |

Hinweis: Die genaue Aufschlüsselung der Preiskomponenten und der hinterlegten Annahmen ist in den digitalen Anhängen A.2 und C zu finden.

Aufgrund der Unsicherheit der zukünftigen Ausgestaltung des staatlichen Förderregimes, wie sie aktuell insbesondere bei Wärmepumpen besteht, werden die TCO grundsätzlich ohne Berücksichtigung von Förderungen ausgewiesen. Die dargestellten Kosten basieren somit stets auf einer förderunabhängigen, realwirtschaftlichen Grundlage und stellen die primäre Vergleichsbasis dar. Lediglich für den Heizungsaustausch im Jahr 2026 wurden ergänzend zu den förderfreien TCOs die TCO unter Berücksichtigung der aktuellen Wärmepumpen-Förderung berechnet.

Die jährlichen TCO werden unter der Annahme eines Heizungswechsels im Jahr 2026 für die Stichjahre 2026, 2035 und 2045 berechnet, ebenso wie eines Heizungswechsels im Jahr 2035 für die Stichjahre 2035 und 2045. Im Falle der Gasheizung wird vom Einbau einer wasserstofftauglichen Brennwerttherme ausgegangen, wie sie

bereits heute auf dem Markt erhältlich sind (ASUE, 2025). Sanierungskosten werden darin nicht berücksichtigt. Alle Kosten werden in realen Werten ohne die Berücksichtigung von Inflation angegeben. Die Preisbasis ist das Jahr 2025. Eine Einordnung und Hinweise zur Analyse der Referenzgebäude und der Einzelfallbetrachtungen sowie weitere Details zur Berechnungsmethodik der TCO sind in Anhang A zu finden.

Total Costs of Ownership der Wärmeversorgung

Die Kosten der Wärmebereitstellung spielen eine wichtige Rolle bei der Entscheidung für eine neue Heizungsanlage. Um verschiedene Lösungen vergleichen zu können, werden die Total Costs of Ownership (TCO) betrachtet. In dieser Studie werden ein teilsaniertes Einfamilienhaus (Effizienzklasse D) und ein unsaniertes Einfamilienhaus (Effizienzklasse F) analysiert sowie Mehrfamilienhäuser in den Effizienzklassen C und E (Abbildung 4). Wesentliche Grundlage der Berechnungen sind die Annahmen der Kommunalen Wärmeplanung, insbesondere der Technikcatalog des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende (Langreder et al. 2024) sowie aktuelle und studienbasierte Annahmen für zukünftige Brennstoffpreise. Alle den Berechnungen zugrunde liegenden Daten und die detaillierten Ergebnisse finden sich im digitalen Anhang.

Große Bandbreite und starke Überlappung der Kosten

Wird im Jahr 2026 die Heizung eines teilsanierten Einfamilienhauses ausgetauscht, ergibt sich eine große Bandbreite der TCO über alle Wärmeversorgungslösungen und Stichjahre hinweg (Tabelle 2, Abbildung 5). Die große Spannweite hat zwei Ursachen: Erstens weisen die verschiedenen Technologien unterschiedlich hohe Investitions- und Energieträgerkosten auf. Zweitens können auch innerhalb einzelner Technologien große regionale Unterschiede bei den Kosten bestehen, etwa bei Netzentgelten, Wärmepumpentarifen oder Fernwärmepreisen. Entsprechend variieren die TCO auch innerhalb derselben Technologie.

Für die betrachteten Energieträger und Technologien zeigt sich folgendes Bild:



Konventionelle **Erdgas**-Brennwertthermen weisen im Stichjahr 2026 tendenziell die niedrigsten jährlichen TCO auf (2.700 – 3.300 € p. a.).³ Diese Kostenvorteile können jedoch durch regionale Unterschiede bei den Netzentgelten variieren.



Wärmepumpen weisen höhere TCO als erdgasbasierte Lösungen auf (4.000 – 4.700 € p. a.). Ausschlaggebend sind vor allem die vergleichsweise hohen Investitionskosten. Staatliche Förderungen von Wärmepumpen, wie sie aktuell möglich sind, können die Kosten um etwa ein Viertel senken (3.000 – 3.700 € p. a.). Förderprogramme reduzieren die privaten Kosten, verändern jedoch nicht die zugrunde liegenden volkswirtschaftlichen Kosten. Der Fortbestand aktueller Förderungen ist unklar.



Der Einsatz von **Biomethan** ist mit höheren Kosten als bei Erdgas verbunden (3.200 – 4.600 € p. a.). Dies ist insbesondere auf die höheren und zugleich heterogenen Preise der zugrunde liegenden Biomasse zurückzuführen. Die TCO sind vergleichbar mit strombasierten und leitungsgebundenen Wärmeversorgungsoptionen.



Die TCO der **Fernwärme** zeigen die größte Bandbreite (3.000 – 5.900 € p. a.). Dies ist vor allem auf stark variierende regionale Rahmenbedingungen, insbesondere Netzdichte und Anschlusskosten, zurückzuführen.

³ Die Analyse wurde im Februar 2026 vor dem Anstieg der Großhandelspreise für Erdgas in Folge des Krieges im Iran durchgeführt. Höhere Erdgaspreise (wie im März 2026) können die jährlichen TCO für das Stichjahr 2026 um 10 bis 15 Prozent erhöhen.

Tabelle 2: Bandbreiten der TCO im Stichjahr 2026 für ein Einfamilienhaus der Effizienzklasse D bei einem Heizungstausch im Jahr 2026

| Technologie | Energieträger | TCO in € p.a. (gerundete Werte) | Relevante Kostentreiber bzw. Unsicherheiten |
|---------------------------|---------------|---------------------------------|--|
| Gasbrennwerttherme | Erdgas | 2.700–3.300 | • Regionale Unterschiede in Gasnetzentgelten |
| | Biomethan | 3.200–4.600 | • Preisunterschiede je nach Biomassequelle • Regionale Unterschiede in Gasnetzentgelten |
| | Wasserstoff | – | • Keine Betrachtung für das Jahr 2026, da aktuell noch nicht flächendeckend zur Wärmeversorgung verfügbar |
| Wärmepumpe | Strom | 4.000–4.700 (exkl. Förderung*) | • Verschiedene Stromtarife (Haushalts- oder Wärmepumpentarif) • Regionale Unterschiede in Stromnetzentgelten** |
| Fernwärme | Wärmenetz | 3.000–5.900 | • Regionale Preisunterschiede, u. a. je nach Netzdichte, Auslastung und Wärmequellen • Unterschiede bei Netzanschlusskosten |

Quelle: DVGW EBI/Frontier Economics

Hinweise: Die Investitionskosten wurden über die Lebensdauer von 20 Jahren annuiert.

* Staatliche Förderungen von Wärmepumpen könnten unter Annahme einer 50-prozentigen Förderung der Investitionskosten die TCO auf eine Bandbreite von 3.000 € p.a. bis 3.700 € p.a. reduzieren.

** Netzentgelte im Wesentlichen über die Arbeitspreis-Komponente berücksichtigt. Etwaige Reformen sind nicht hinterlegt, da diese die Netzentgeltbelastung der betrachteten Haushalte nicht wesentlich beeinflussen würden.

Die Wärmekosten steigen bei allen betrachteten Technologien

Um die zeitliche Entwicklung abzubilden, wurden die TCO zusätzlich für die Stichjahre 2035 und 2045 berechnet. Für beide Stichjahre wird zudem Wasserstoff als potenzieller Energieträger für Brennwertthermen einbezogen, sowohl mit erneuerbarem Strom erzeugter grüner Wasserstoff als auch blauer (mittels Dampfreformierung aus Erdgas in Kombination mit Carbon Capture and Storage). Die Entwicklung der Energieträgerpreise basiert auf Großhandelspreisen sowie Prognosen zu Bereitstellungskosten und zu Netzentgelten. Die hinterlegten Annahmen sind jedoch mit Unsicherheiten behaftet (siehe Anhang C und D).

Die Berechnungen zeigen, dass die TCO in den Jahren 2035 und 2045 für die meisten Wärmeversorgungslösungen über dem Niveau von 2026 liegen (Abbildung 5). Dieser Kostenanstieg wird vor allem durch die steigenden Netzentgelte verursacht. Infrastruktur muss neu- oder ausgebaut werden, wie im Fall von Strom- und Fernwärmenetzen. Im Fall des Gasnetzes zeigt sich ein differenzierteres Bild: Zahlreiche Szenarien gehen von einer sinkenden Nutzung der heutigen Erdgasnetze aus. Viele Verteilnetzbetreiber sehen jedoch

eine Weiternutzung durch deren Umwidmung auf Wasserstoff. Die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte hängt daher von einer Vielzahl an Faktoren ab und ist nicht exakt vorherzusehen. Den ansteigenden Netzentgelten stehen Kostenreduktionen aufgrund des zu erwartenden technologischen Fortschritts gegenüber. Diese sind vor allem bei den Investitionskosten für Wärmepumpen und bei den Bereitstellungskosten für Wasserstoff zu erwarten.

Wie bereits im Jahr 2026 variieren die TCO auch in den Jahren 2035 und 2045 innerhalb einer großen Spanne. Unterschiede zwischen den Lösungen bleiben bestehen, ebenso Unsicherheiten innerhalb einzelner Technologien. Besonders ausgeprägt sind diese beim Energieträger Wasserstoff, da belastbare Aussagen zu zukünftigen Bereitstellungskosten derzeit nur eingeschränkt möglich sind. Ebenso unklar ist die Finanzierung zukünftiger Wasserstoff-Verteilnetze, die für die Versorgung der Wohngebäude benötigt werden, sowie die daraus resultierenden Netzentgelte. Im Rahmen dieser Kurzstudie wird ein Mechanismus zur Dämpfung der anfänglichen Netzentgelte für Wasserstoff angenommen, zum Beispiel über ein Amortisationskonto (siehe Anhang A.2). Die

Berechnungen zeigen zudem, dass die Kosten von Wasserstoff deutlich gesenkt werden können, wenn auch blauer Wasserstoff, dessen Produktionskosten unter denen der grünen Variante liegen, genutzt wird.

Wird die Heizung erst im Jahr 2035 ausgetauscht, verändern sich die Verhältnisse der TCO zwischen den Wärmeversorgungsoptionen. Insbesondere die TCO für eine Wärmepumpe entwickeln sich positiv

(siehe Anhang B), was vor allem auf erwartete Lernkurveneffekte und sinkende Investitionskosten zurückzuführen ist. Da die Investitionskosten einen wesentlichen Anteil an den Gesamtkosten darstellen, wirkt sich ihr Rückgang deutlich auf die TCO aus. Andere Technologien weisen demgegenüber relativ konstante Kosten bei der Anschaffung auf. Die TCO liegen aber trotzdem auf einem vergleichbaren Niveau, zum Beispiel bei Nutzung von Biomethan oder im Bereich günstiger Fernwärmenetze.

Bei unsanierten Einfamilienhäusern ergibt sich ein ähnlich heterogenes Bild – allerdings auf höherem Kostenniveau

Die TCO im unsanierten Einfamilienhaus liegen für alle Optionen auf einem höheren Niveau als bei einer höheren Effizienzklasse. Bei einem Heizungswechsel im Jahr 2026 variieren sie zwischen 4.000 und 10.700 Euro p. a. Verteilung, Varianz und Größenverhältnisse der Kosten zeigen ein ähnliches Muster wie im vorherigen Beispiel, da dieselben Kostentreiber und Unsicherheiten wirken, die bereits in Tabelle 1 beschrieben wurden (siehe Anhang B.2).

Wie bereits im Gebäude der Effizienzklasse D zeigen sich bei den alternativen, nicht fossil betriebenen Heizungsoptionen keine eindeutigen Kostenvorteile einzelner Versorgungslösungen. Insbesondere bei den gasbasierten Alternativen Biomethan und Wasserstoff sowie der Fernwärme gehen die höheren TCO auf den insgesamt höheren Energiebedarf und die damit verbundenen absoluten Energieträgerkosten zurück. Auch bei Wärmepumpen steigen die TCO mit abnehmender Energieeffizienz

des Gebäudes. Dies ist vor allem auf höhere Anschaffungs- bzw. Investitionskosten zurückzuführen, da in weniger effizienten Gebäuden leistungsfähigere und somit teurere Ausführungen erforderlich sind.

Bei einem Heizungseinbau im Jahr 2035 verbessern sich die relativen Kosten von Wärmepumpen auch in weniger effizienten Gebäuden langfristig gegenüber alternativen Heiztechnologien. Insgesamt liegen die TCO aber im Mittelfeld und überlappen mit den Bereichen von Biomethan und Fernwärme. Wärmenetze stellen nur in Regionen mit geringen Preisen auch für diesen Gebäudetyp eine relevante Alternative dar. Entscheidend sind somit nicht alleine die Kombination aus Technologie und Energieträger, sondern ebenso die lokalen Rahmenbedingungen, insbesondere die Verfügbarkeit der Energieträger sowie der energetische Zustand des Gebäudes.

Je nach Effizienz der Mehrfamilienhäuser kommen unterschiedliche Heizungsarten zum Zug

Für Mehrfamilienhäuser zeigt sich ein vergleichbares Muster (Abbildung 6 und Anhang B.4). Auch hier variieren die Kosten innerhalb der einzelnen Heizungsoptionen deutlich, wobei Erdgasheizungen kurzfristig die kostengünstigste Option darstellen.

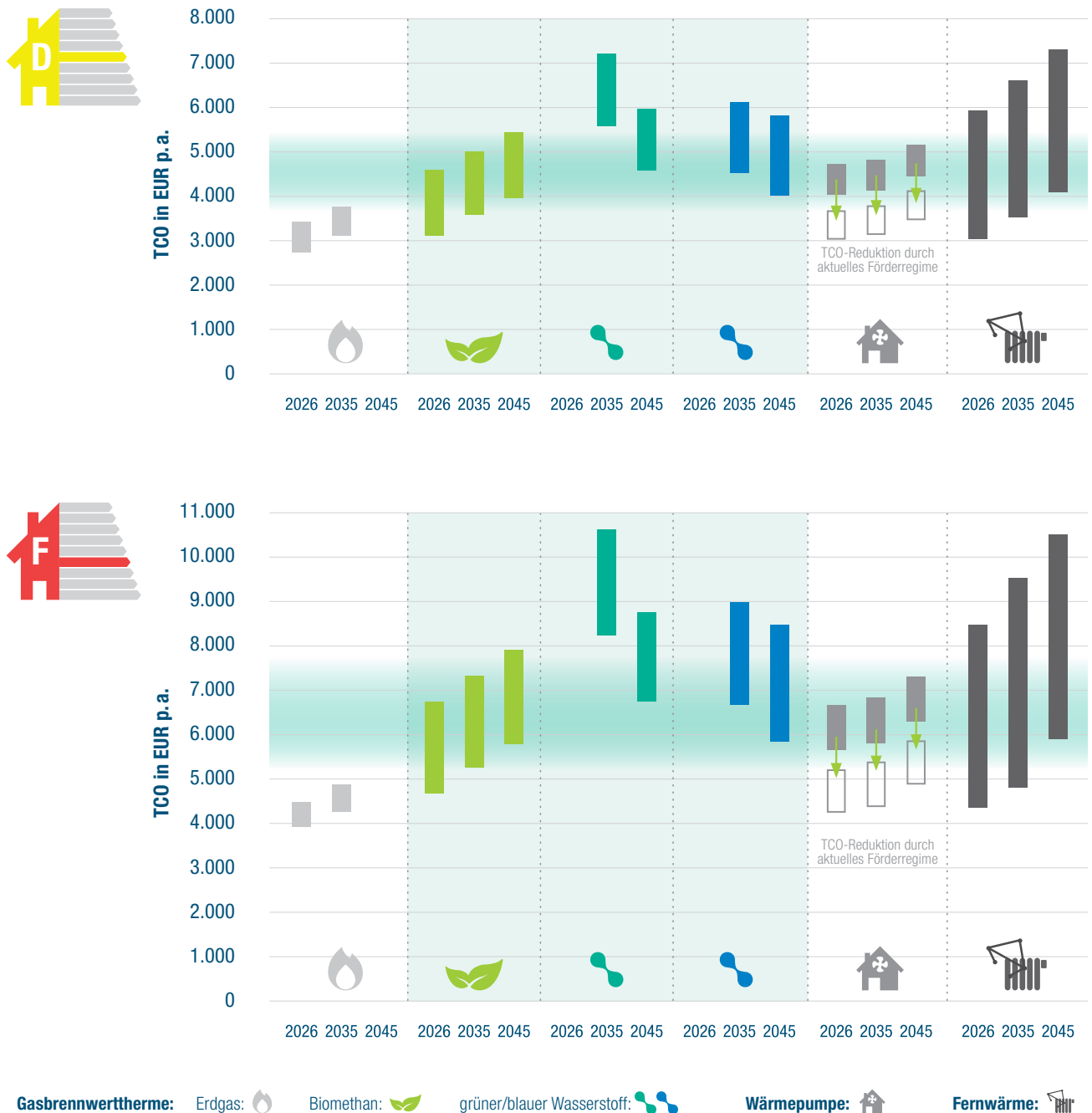
Bei Gebäuden in der höheren Effizienzklasse C kann die Wärmepumpe langfristig eine wettbewerbsfähige Option sein, ein entsprechender energetischer Zustand vorausgesetzt. Die subventionsbereinigten TCO liegen hierbei im unteren Bereich. Auch eine Brennwerttherme mit Biomethan kann eine Alternative sein, abhängig vom Preis des Energieträgers.

In weniger effizienten Mehrfamilienhäusern der Effizienzklasse E kann aufgrund der höheren benötigten Spitzenlast und der damit verbundenen größeren Heizungssysteme eine Biomethan-Brennwerttherme eine wettbewerbsfähige Option darstellen (siehe Anhang B.4.4). Das ist vor allem auf die geringen relativen Investitionskosten der Biomethan-Brennwerttherme und die vergleichsweise günstigeren Energieträgerkosten zurückzuführen.

Die Bandbreite der Gesamtkosten variiert je nach Sanierungsgrad, Gebäude- und Heizungstyp sowie Energieträger.



Minimum und Maximum der Total Costs of Ownership im **Einfamilienhaus** bei einem Heizungstausch im Jahr 2026 in Euro pro Jahr



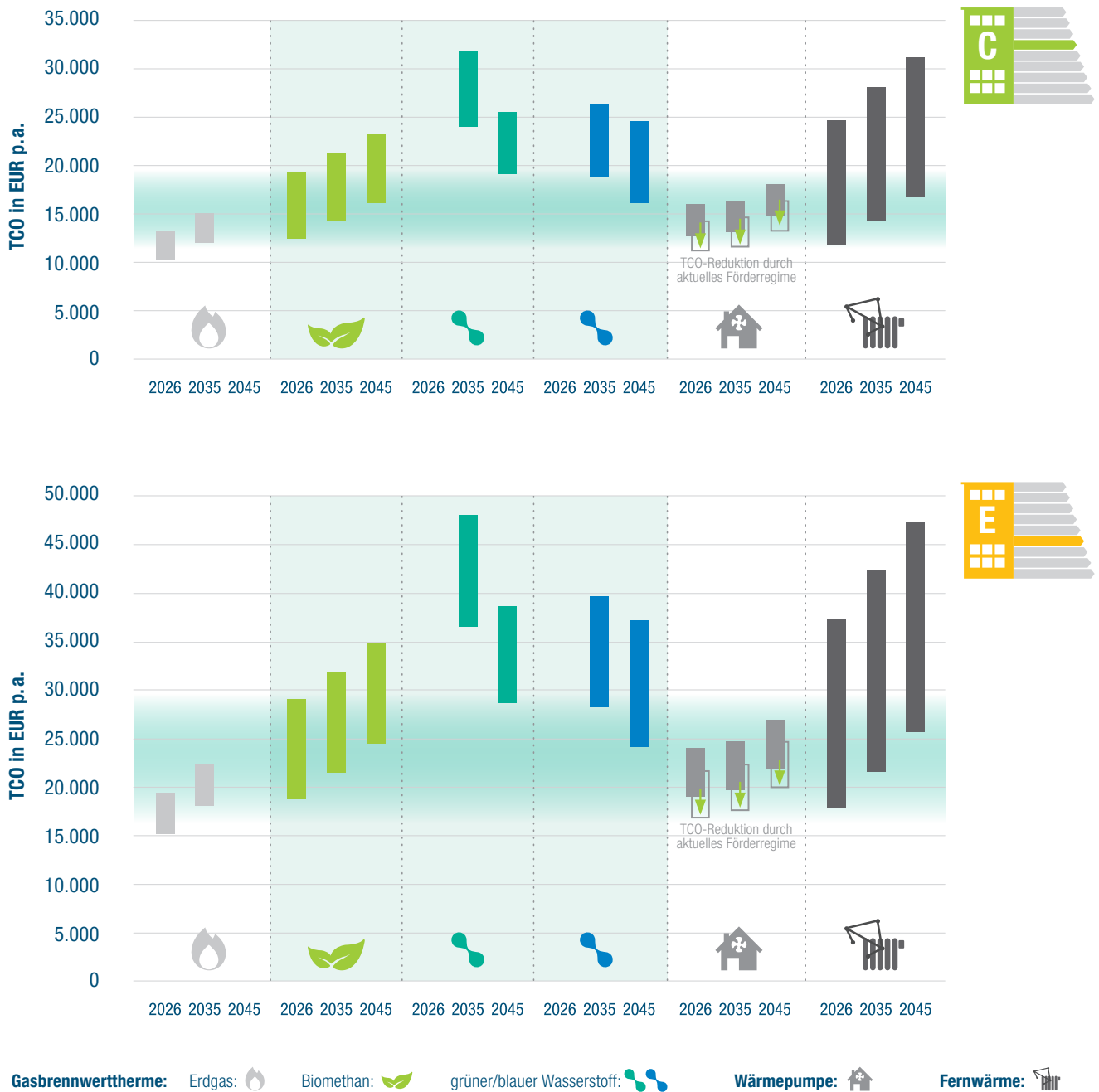
Quelle: DVGW basierend auf Berechnungen von DVGW-EBI und Frontier Economics

Abbildung 5: Entwicklung der TCO-Bandbreiten für verschiedene Wärmeversorgungslösungen im Einfamilienhaus der Effizienzklassen D und F und einem Heizungseinbau 2026

Hinweise für die Abbildungen 5 und 6:

- In den TCO enthalten sind: Investitionskosten (annuiert über die Lebensdauer der Heizung), Wartungskosten und erwartete Energieträgerkosten in den jeweiligen Stichjahren (siehe Anhang A.2).
- In den Erdgas- und Wasserstoffszenarien wird der Einbau einer H2-ready-Brennwerttherme angenommen. Ab 2045 ist das Heizen mit Erdgas aufgrund der politisch definierten Klimaziele ausgeschlossen. Gasbrennwertthermen sollten dann mit neuen Gasen betrieben werden.
- Staatliche Beihilfen für Wärmepumpen könnten unter Annahme einer Förderung der Investitionskosten die TCO um durchschnittlich 22 Prozent im Einfamilienhaus und um rund 10 Prozent im Mehrfamilienhaus reduzieren.

Minimum und Maximum der Total Costs of Ownership im **Mehrfamilienhaus** bei einem Heizungstausch im Jahr 2026 in Euro pro Jahr



Quelle: DVGW basierend auf Berechnungen von DVGW-EBI und Frontier Economics

Abbildung 6: Entwicklung der TCO-Bandbreiten für verschiedene Wärmeversorgungslösungen im Mehrfamilienhaus der Effizienzklasse C und E und einem Heizungseinbau 2026



Regionale und gebäudespezifische Variabilität der Wärmeversorgung erfordert einen diversifizierten Transformationspfad

Die Analyse zeigt, dass die Kosten der Wärmeversorgung zukünftig steigen werden, unabhängig davon, welche Technologie oder welcher Energieträger gewählt werden. Aus rein wirtschaftlicher Sicht lässt sich keine pauschal überlegene Heizungstechnologie identifizieren, solange alle Kosten ohne mögliche Förderungen betrachtet werden.

Erdgas ist aktuell zwar der günstigste Energieträger, dieser Vorteil wird jedoch perspektivisch durch steigende CO₂-Preise deutlich abnehmen (Abbildungen 5 und 6). Zudem ist davon auszugehen, dass der fossile Energieträger im Zuge der klimapolitischen Zielsetzungen langfristig nicht genutzt werden kann.

Welche Wärmeversorgungslösung im konkreten Einzelfall wirtschaftlich sinnvoll und langfristig tragfähig ist, hängt maßgeblich ab von:

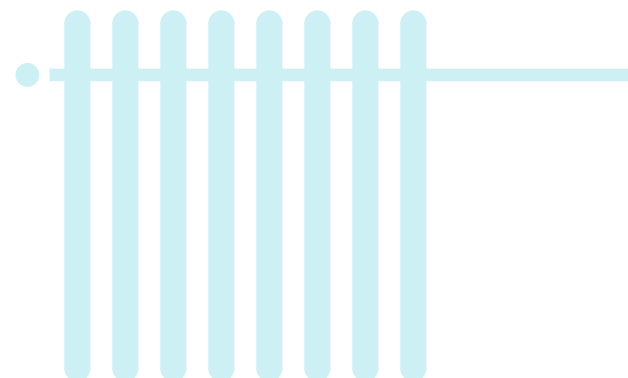
- den Eigenschaften des Gebäudes
- der vorhandenen und künftig verfügbaren Infrastruktur
- den jeweiligen Netzentgelten
- weiteren regionalen und lokalen Rahmenbedingungen.



Eine systemische Betrachtung und eine volkswirtschaftliche Bewertung können zudem zu anderen Ergebnissen führen als eine rein kundenorientierte Kostenanalyse. Während letztere primär die individuellen Investitions- und Betriebskosten in den Blick nimmt, berücksichtigt eine systemische Perspektive unter anderem gesamtwirtschaftliche Effekte, Infrastrukturkosten, Netzstabilität sowie Skalierungs- und Steuerungswirkungen im Energiesystem.

Auch wenn die systemische Perspektive nicht Teil der vorliegenden Kurzanalyse ist, ist vor diesem Hintergrund zu berücksichtigen, dass die Gasinfrastruktur in weiten Teilen bereits existiert und grundsätzlich für den Transport und die Verteilung klimaneutraler Moleküle wie Wasserstoff oder Biomethan genutzt werden kann. Die Stromnetze müssen für eine umfassende Elektrifizierung in vielen Bereichen noch aus- bzw. neu gebaut werden müssen. Des Weiteren können staatli-

che Förderungen die von Privatpersonen zu tragenden Kosten senken, etwa bei Investitionen in Wärmepumpen, ändern jedoch nichts an den zugrunde liegenden volkswirtschaftlichen Kosten. Würden vergleichbare Förderinstrumente auch für andere Optionen, wie zum Beispiel Wasserstoff oder Biomethan, zur Verfügung stehen, könnten diese ebenfalls zu geringeren Gesamtkosten führen.



Viele Faktoren sind entscheidend im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit von Heizungen



Eine zentrale Rolle spielt der **energetische Zustand des Gebäudes**. Insbesondere der Sanierungsgrad hat großen Einfluss auf den Wärmebedarf und dadurch auf die Gesamtkosten – unabhängig von der Art der Wärmeversorgung. In gut sanierten Gebäuden

mit geringerem spezifischem Wärmebedarf können Wärmepumpen wirtschaftliche Vorteile bieten. In weniger effizienten Bestandsgebäuden können hingegen andere Lösungen wie eine mit Biomethan betriebene Brennwerttherme kostengünstiger sein. Langfristig ist allerdings auch davon auszugehen, dass technologische Entwicklungen die Investitions- und Beschaffungskosten insbesondere bei Wärmepumpen weiter senken, was deren Wirtschaftlichkeit verbessern dürfte.



Bei den meisten Wärmeversorgungslösungen haben die **Infrastrukturkosten** und somit die **Netzentgelte** einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und Attraktivität der jeweiligen Option. Die Netzentgelte können je nach Region

und Netzentwicklung stark variieren. Die Gasinfrastruktur profitiert hierbei von einem bereits bestehenden und weitgehend ausgebauten Netz. Strom- und Fernwärmenetze müssen hingegen in vielen Regionen neu errichtet oder deutlich verstärkt werden, um zukünftige und saisonale Spitzenlasten bzw. Bedarfe der Wärmeerzeugung decken zu können. Kosten für den Infrastrukturausbau wirken sich wiederum auf die Höhe der Netzentgelte und Wärmekosten aus.



Darüber hinaus hängt die Auswahl einer geeigneten Wärmeversorgung davon ab, ob und zu welchen Preisen die jeweiligen Energieträger am **Standort** verfügbar sind. Die Kosten der Fernwärme sind beispielsweise stark standortabhängig und variieren erheblich in Abhängigkeit von Netzstruktur, Erzeugungsmix und Auslastung. Auch Biomethan kann insbesondere in Regionen mit hoher Biogasproduktion und entsprechender Einspeiseinfrastruktur eine wettbewerbsfähige Option darstellen.



Bei Biomethan und grünem Wasserstoff werden die Kosten maßgeblich durch die (zukünftigen) **Commodity-Preise** bestimmt. Diese sind abhängig von Markt- und Technologieentwicklungen sowie von regulatorischen und ökonomischen Rahmenbedingungen.

Besonders beim Wasserstoff bestehen derzeit noch erhebliche Unsicherheiten, da sich der Markt erst im Aufbau befindet. Gelingt jedoch der Markthochlauf und stellen sich Skaleneffekte ein, können die Produktions- und Bereitstellungskosten deutlich sinken und ein wettbewerbsfähiges Kostenniveau erreichen. Bei dieser Betrachtung sollten alle klimafreundlichen Erzeugungsarten für Wasserstoff einfließen. Denn blauer Wasserstoff kann bereits heute günstiger erzeugt werden und gerade in der Hochlaufphase unterstützen.



Grünasquote und Bio-Treppe können den Weg für klimafreundliche Moleküle im Wärmesektor ebnen

Aktuelle regulatorische Entwicklungen könnten den Hochlauf von grünen Gasen und die Entwicklung von deren Verfügbarkeit und Preisen begünstigen. So sieht die Bundesregierung im Rahmen des Gebäudemodernisierungsgesetzes vor, ab 2028 eine verbindliche Grünasquote einzuführen. Damit soll ein Mindestanteil klimafreundlicher Brennstoffe wie Biomethan oder Wasserstoff auf den Markt gebracht und die CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung sukzessive reduziert werden. Ab 2029 soll ergänzend die Bio-Treppe greifen, die bei einem Heizungstausch eine verpflichtende Nutzung von anfangs mindestens zehn Prozent klimafreundlicher Brennstoffe vorsieht. Dieser Anteil soll schrittweise auf 60 Prozent im Jahr 2040 ansteigen.

Um die Wirksamkeit dieser Instrumente zu gewährleisten und die Kosten für den Endnutzer auf einem vertretbaren Niveau zu halten, ist es entscheidend, die Rahmenbedingungen optimal auszugestalten. Regulatorisch verursachte Mehrkosten sollten reduziert werden. Dies ist insbesondere für den Bezug von Wasserstoff relevant, unabhängig davon, ob es sich um grünen oder blauen Wasserstoff handelt. Damit Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung stehen kann, sollten beispielsweise die Strombezugskriterien für die Wasserstoffherzeugung angepasst oder Elektrolyseure von Stromnetzentgelten

befreit werden. Darüber hinaus könnte ein klares und ambitioniertes Ausbauziel für Wasserstoff-Erzeugungskapazitäten den Hochlauf der Produktion beschleunigen. Diesbezüglich erörtert die Europäische Kommission bereits eine Anpassung des Regulierungsrahmens für grünen Wasserstoff, um den Hochlauf zu befördern (European Commission, 2026).

In Anbetracht der steigenden Heizkosten wird im Sinne des Mieterschutzes von verschiedenen Akteursgruppen eine Kostenumlage zwischen den Parteien eines Mietverhältnisses gefordert. Eine solche Regelung ist auf Basis der vorliegenden Ergebnisse nur über alle Optionen hinweg sinnvoll. Eine Sonderregelung für eine spezifische Technologie schränkt die Auswahlmöglichkeiten ein und könnte den Hochlauf klimaneutraler Lösungen verzögern.

Im Fall von Biomethan gibt es große inländische und europäische Erzeugungspotenziale. Über 9000 Biogasanlagen erzeugen bereits heute etwa 110 TWh Biogas, das zu Biomethan aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist werden könnte. Die Clusterung von Biogasanlagen bietet die Möglichkeit, Investitionskosten zu optimieren und grünes Gas dem Markt zur Verfügung zu stellen (DVGW, 2026).

Die Ergebnisse der Studie zeigen:

- ➔ Keine der betrachteten Wärmeversorgungslösung zeigt einen eindeutigen Wettbewerbsvorsprung über alle untersuchten Gebäudetypen hinweg. Bei einer bereinigten Betrachtung ohne staatliche Förderung überlappen die Kostenbereiche der betrachteten Optionen.
- ➔ Die wirtschaftliche Attraktivität der verschiedenen Wärmeversorgungslösungen kann von Gebäude zu Gebäude und von Region zu Region erheblich variieren und hängt zudem stark von regulatorischen und technologischen Entwicklungen ab.
- ➔ Es braucht einen diversifizierten Transformationspfad, der die regionale und gebäudespezifische Heterogenität der Wärmeversorgung gezielt berücksichtigt.



Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2023). *Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze – Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielkompatible Transformation*. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/ein-neuer-ordnungsrahmen-fuer-erdgasverteilnetze> (abgerufen am 12. März 2026)
- Ariadne (2024). *Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandswohngebäuden: Aktualisierung auf Basis der GEG-Novelle 2024*. Online verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-heizkosten-und-treibhausgasemissionen-in-bestandswohngebäuden/> (abgerufen am 12. März 2026)
- ASUE (2025). *Heizungstechnik mit H2*. Online verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/leistungen/publikationen/publikationsliste/heizungstechnik-mit-wasserstoff> (abgerufen am 12. Mai 2026)
- BCG Boston Consulting Group, BDI Bundesverband der Deutschen Industrie (2025). *Energiewende auf Kurs bringen – Impulse für eine wettbewerbsfähige Energiepolitik*. Online verfügbar unter: <https://energiewende.bcg.com/home/> (abgerufen am 26. März 2026)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2025a). *Aktualisierte BDEW-Studie „Wie heizt Deutschland 2023?“*. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/studie-wie-heizt-deutschland/> (abgerufen am 19. März 2026)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2025b). *Wärmemarkt in Zahlen: Mit welchen Heizungen wird der Wohnungsbestand in Deutschland beheizt?* Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/waerme-waermewende-heizung/heizung-statistik/> (abgerufen am 19. März 2026)
- Bundesministerium der Finanzen (2025). *Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes: Die erste Auszahlung an die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus dem Amortisationskonto ist erfolgt*. Online verfügbar unter: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2025/03/2025-03-25-finanzierung-des-wasserstoff-kernnetzes.html> (abgerufen am 19. März 2026)
- BNetzA Bundesnetzagentur (2025). *Monitoringbericht 2025*. Online verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoring-berichte/start.html> (abgerufen am 12. März 2026)
- Consentec GmbH, Frontier Economics Limited (2024). *Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom*. Studie im Auftrag von BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/bdew-studie-zur-entwicklung-der-stromnetzentgelte/> (abgerufen am 12. März 2026)
- co2online (o. D.). *Wohnen und Sanieren: Wohngebäude-Statistiken 2002 bis heute*. co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft mbH. Online verfügbar unter: <https://www.wohngebäude.info/daten/#/gebäude/bundesweit> (abgerufen am 12. März 2026)
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2021). *Cost-optimal domestic electrification (CODE)*. BEIS Research Paper Number: 2021/051. Online verfügbar unter: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/632038fee90e077dba7762a6/CODE-Final-Report-WHOLE-FINAL-v20.pdf> (abgerufen am 12. März 2026)
- Diefenbach, N. (2012). *Application of building typologies for modelling the energy balance of the residential building stock (TABULA)*. Institut Wohnen und Umwelt. Online verfügbar unter: <https://webtool.building-typology.eu/#bm> (abgerufen am 12. März 2026)
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. & DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut am KIT. *Klimaneutral mit Biomethan – Welche Regionen in Deutschland umsteigen könnten*. Eine Kurzstudie. Online verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/klimaneutral-biomethan-kurzstudie.pdf> (abgerufen am 28. April 2026)
- effizienzhaus-online.de (2026). *Energieeffizienzklasse*. Online verfügbar unter: <https://www.effizienzhaus-online.de/energieeffizienzklasse/> (abgerufen am 12. März 2026)
- energategate (o. D.). *Marktdaten Strom und Marktdaten Erdgas & Biomethan*. Online verfügbar unter: <https://www.energategate-messenger.de/market/> (abgerufen am 12. März 2026)
- European Commission – Directorate-General Energy (2026). *AccelerateEU – Energy Union – affordable and secure energy through accelerated action*. Online verfügbar unter: https://energy.ec.europa.eu/publications/accelerateeu-energy-union-affordable-and-secure-energy-through-accelerated-action_en (abgerufen am 26. März 2026)
- EWI Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2025). *Auswirkungen und Preispfade des EU ETS2*. Online verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/auswirkungen-und-preispfade-des-eu-ets2/> (abgerufen am 12. März 2026)
- heizung.de (o. D.). *Heizstab: Merkmale und Einsatz in der Heiztechnik*. Online verfügbar unter: <https://www.heizung.de/elektroheizung/wissen/heizstab-merkmale-und-einsatz-in-der-heiztechnik.html> (abgerufen am 12. März 2026)
- Langreder, J., et al. (2024). *KWW-Technikkatalog Wärmeplanung*. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) / Kompetenzzentrum Kommunale Wärmewende (KWW). Online verfügbar unter: <https://www.kww-halle.de/service/infothek/detail/kww-technikkatalog-waermeplanung-begleitdokument> (abgerufen am 12. März 2026)
- Öko-Institut (2022). *Mindestvorgaben für die Gesamteffizienz von Bestandsgebäuden*. Online verfügbar unter: <https://www.oeko.de/publikation/mindestvorgaben-fuer-die-gesamteffizienz-von-bestandsgebäuden/> (abgerufen am 12. März 2026)
- Öko-Institut, Deloitte Sustainability & Climate GmbH (2025). *Wasserstoff-Erzeugungskosten – Determinanten, Stand und Perspektiven*. Online verfügbar unter: <https://www.oeko.de/publikation/wasserstoff-erzeugungskosten/> (abgerufen am 12. März 2026)
- Ruhnau, O. & Muessel, J. (2023). *When2Heat Heating Profiles. Open Power System Data*. Online verfügbar unter: <https://data.open-power-system-data.org/when2heat/2023-07-27> (abgerufen am 12. März 2026)
- Prognos AG (2024). *Perspektive der Fernwärme – Aktualisierung des Gutachtens „Perspektive der Fernwärme – Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik“ aus dem Jahr 2020*. Studie im Auftrag von AGFW I Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. und Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). Online verfügbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Presse/Pressemitteilungen/2024/Perspektive_der_Fernwärme_-_2024.pdf (abgerufen am 12. März 2026)
- Schwarz, M. (2025). *Bundesnetzagentur legt Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz fest*. H2-News. Online verfügbar unter: <https://h2-news.de/regelwerk/bundesnetzagentur-legt-hochlaufentgelt-fuer-das-wasserstoff-kernnetz-fest> (abgerufen am 5. März 2026)
- Statista (2026a). *Energieverbrauch für Wärmezwecke in Deutschland nach Sektoren im Jahr 2024*. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/614202/umfrage/waermeverbrauch-in-deutschland-nach-sektoren/> (abgerufen am 12. März 2026)
- Statista (2026b). *Größe der Wohnfläche in Wohngebäuden in Deutschland in den Jahren von 1995 bis 2024*. Online verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/70099/umfrage/wohnflaeche-in-wohngebäuden-in-deutschland-seit-1994/> (abgerufen am 12. März 2026)
- vbw/Prognos (2024). *Strompreisprognose*. Online verfügbar unter: [https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-\(002\).pdf](https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Strompreisprognose_2024_v4-(002).pdf) (abgerufen am 5. März 2026)
- waermepreise.info (o. D.). *Fernwärmepreise*. Online verfügbar unter: <https://www.waermepreise.info> (abgerufen am 24. Februar 2026)



Hier finden Sie den
Anhang zur Kurzstudie mit
den hinterlegten Daten:
www.dvgw.de/waermekostenstudie

Impressum

Herausgeber:

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3 · 53123 Bonn
info@dvgw.de · www.dvgw.de

Redaktion:

DVGW-Wissenschaftskommunikation
wisskomm@dvgw.de

Datenerhebung und -auswertung:

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
des Karlsruher Instituts für Technologie
Team Systeme und Netze
www.dvgw-ebi.de

Frontier Economics GmbH, Köln
www.frontier-economics.com/de

Copyright Titelbild:

AdobeStock_Animaflora PicsStock

Gestaltung:

lab.seven

© DVGW e.V., Bonn
Juni 2026

