

Wärme-Kompass Immobilienwirtschaft 2026/2027

Energiepreise, CO₂-Kosten und Regulierung: Was Verwalter, Wohnungsunternehmen, institutionelle Investoren, Family Offices sowie Projektentwickler und Bauträger jetzt wissen müssen – mit Preisszenarien bis 2035 und Leitfäden je Zielgruppe.

Herausgegeben von econeo energy, Köln
Datenstand: Oktober 2026

Nachhaltige Wärme für große Immobilien, endlich einfach.

Ihr Ansprechpartner: **Tilman Gartmeier**, Geschäftsführer · tilman.gartmeier@econeo.energy · +49 160 97989265
econeo energy GmbH · Venloer Str. 47–53 · 50672 Köln · www.econeo.energy

INHALT

Inhalt

1	Auf einen Blick: Zehn Befunde für Entscheider	3
2	Für wen dieser Kompass geschrieben ist	5
3	Die Marktlage 2026: Strom, Gas, CO₂ und der Wärmemarkt	7
4	Preispfade bis 2035: Leitplanken für belastbare Annahmen	12
5	Regulierungs-Radar: Was wann greift – und wen es trifft	15
6	Was das für Immobilienportfolios bedeutet	19
7	Vier Handlungsoptionen im fairen Vergleich	22
8	Leitfäden: Die nächsten Schritte je Perspektive	24
9	Ausblick und Beobachtungsliste bis 2030	26
A	Anhang: Glossar, Methodik, Quellen, Hinweise	27

Hinweis: Dieses Dokument wurde teilweise mithilfe künstlicher Intelligenz erstellt und redaktionell geprüft (Details im Anhang). Es dient der allgemeinen Information und ersetzt keine einzelfallbezogene Beratung.

KAPITEL 1

Auf einen Blick: Zehn Befunde für Entscheider

Energiepreise, Regulierung und Dekarbonisierung bestimmen inzwischen über Betriebskosten, Finanzierbarkeit und Wert von Immobilien – und die Lage ändert sich schnell. Dieser Kompass verdichtet Marktdaten, Preisszenarien und Regulierung auf das, was Entscheider in der Immobilienwirtschaft jetzt wissen müssen: Wo stehen die Preise für Strom, Gas, Wärme und CO₂? Welche Gesetze greifen wann? Und was folgt daraus für Bestände – wohnwirtschaftlich wie gewerblich?

Zehn Befunde auf einen Blick

1. Gas ist strukturell teurer und volatiler geworden – nicht nur wegen Hormus. Zweimal in vier Jahren hat der Gasmarkt Eigentümer kalt erwischt: 2022 der Wegfall des russischen Pipelinegases, 2026 die Blockade der Straße von Hormus, die den Großhandelspreis (TTF, netto) von unter 32 €/MWh im Februar auf zeitweise 84 €/MWh im September trieb; die Speicher starteten mit nur 57,6 % in die Heizperiode. Wichtiger als jede Einzelkrise ist der Strukturbruch dahinter: Europa hängt heute am Weltmarkt für Flüssigerdgas – allein der US-Börsenpreis liegt bei 5–14 €/MWh (netto), Verflüssigung, Verschiffung und Regasifizierung kommen obendrauf. Preisniveaus der Pipeline-Ära (TTF 2015–2020 meist 10–20 €/MWh) sind damit auf absehbare Zeit unrealistisch; die wachsende LNG-Nachfrage Asiens und – noch schwer bezifferbar – der Energiehunger der KI-Rechenzentren sprechen eher für zusätzlichen Druck. Wer Wärme aus Erdgas erzeugt, trägt Weltmarkt- und Krisenrisiken ungefiltert in seiner Betriebskostenabrechnung.

2. Strom wird relativ zu Gas strukturell günstiger. 2025 stammten bereits 58 % der deutschen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen; Photovoltaik, Wind und Batteriespeicher wachsen mit Rekordtempo weiter. Das Verhältnis zwischen Wärmepumpen-Stromtarif und Gaspreis lag zuletzt bei rund 2,4 – so günstig für strombasierte Wärme wie seit Jahren nicht. Schon ab einer Jahresarbeitszahl von gut 2 heizt eine Wärmepumpe günstiger als ein Gaskessel; im Bestand gemessen wurden 3,4 bis 4,3 – überwiegend noch mit Anlagen früherer Gerätegenerationen. Die inzwischen marktprägenden Propan-Geräte legen bei der Effizienz nochmals zu und liefern Vorlauftemperaturen von 70 °C und mehr ohne Heizstab – damit sind auch Radiator-Altbauten abgedeckt.

3. Der CO₂-Preis ist die planbarste Kostensteigerung im fossilen Pfad. 2026 kostet die Tonne CO₂ im nationalen Emissionshandel 65 € (netto); für 2027 schreibt der Gesetzgeber den Korridor von 55–65 € gerade fest. Ab 2028 übernimmt der europäische Emissionshandel ETS 2 – ohne Preisdeckel. Seriöse Prognosen reichen von 45 bis 160 €/t für die ersten Jahre und bis über 200 €/t für 2035. Je 100 €/t verteuert sich Erdgas um rund 2 ct/kWh netto (brutto rund 2,4 ct).

4. Die CO₂-Kosten treffen zunehmend die Eigentümerseite. Im vermieteten Wohnbestand trägt der Vermieter nach dem Stufenmodell des CO₂-Kostenaufteilungsgesetzes bei ineffizienten Gebäuden bis zu 95 % der CO₂-Kosten – nicht umlagefähig. Für nach dem 29. Juli 2026 neu eingebaute Gas- und Ölheizungen gilt ab 2028 zusätzlich eine hälftige Teilung von CO₂-Kosten und Gasnetzentgelten, unabhängig vom energetischen Zustand des Gebäudes.

5. Das neue Heizungsrecht zwingt niemanden mehr – es bepreist. Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG, in Kraft seit 29. Juli 2026) hat die 65-%-Erneuerbaren-Pflicht abgeschafft. Neue Gas- und Ölheizungen bleiben erlaubt, müssen aber ab 2029 steigende Anteile Biobrennstoffe nutzen (10 % ab 2029, 30 % ab 2035, 60 % ab 2040, klimaneutral 2045) – Brennstoffe, deren Verfügbarkeit und Preis heute niemand garantieren kann. Die Entscheidung liegt wieder beim Eigentümer; das Risiko auch.

6. Die Gasnetz-Frage ist ein unterschätztes Bestandsrisiko. Mit jedem Kunden, der das Gasnetz verlässt, verteilen sich dessen Kosten auf weniger Verbleibende. Studien halten bis zum Zieljahr der Klimaneutralität eine Vervielfachung der Gasnetzentgelte für möglich. Und es bleibt nicht bei den Kosten: Wird der Netzbetrieb unrentabel oder entscheidet sich die Kommune in ihrer Wärmeplanung gegen das Gas, können ganze Netzgebiete stillgelegt werden – Mannheim hat als erste Großstadt die Abschaltung bis 2035 beschlossen. Eine 2027 eingebaute Gasheizung kann so nach der halben Lebensdauer ohne Netzanschluss dastehen; der Flüssiggastank im Garten ist dann die teure Notlösung. Fernwärme wächst, wird aber zugleich reguliert: Das im August 2026 beschlossene Wärmenetzpaket bringt Preisaufsicht, Transparenzplattform und Schlichtungsstelle.

7. Europa setzt den Rahmen – und der wird enger. Die EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) verlangt Mindesteffizienzstandards: Bis 2030 müssen die schlechtesten 16 % der Nichtwohngebäude saniert sein, bis 2033 die schlechtesten 26 %. Für Büro-, Handels- und Logistikbestände ist das ein terminierter Sanierungszwang. Dazu kommen Berichtspflichten (CSRD, EU-Taxonomie) und die Dekarbonisierungspfade der Finanzwirtschaft (CRREM), die über Kapitalzugang und Bewertung entscheiden.

8. „Grün“ wird bezahlt, „braun“ wird abgewertet. Zertifizierte Büroflächen erzielen im Schnitt rund 6 % höhere Mieten; in Frankfurt fehlen bis 2030 voraussichtlich 87 % der nachgefragten nachhaltigen Büroflächen. Umgekehrt gelten bis zu 69 % der Büroflächen an den Top-7-Standorten als potenziell „stranded“, wenn sie nicht auf den Klimapfad gebracht werden. Für Wohnportfolios entscheidet der Energieträger der Heizung zunehmend über Finanzierungskonditionen und Exit-Fähigkeit.

9. Kapital und Personal sind die Engpässe – nicht die Technik. Die Wohnungswirtschaft kürzt ihre Investitionen 2025 um rund 10 %, Immobilienverwaltungen arbeiten laut Branchenbarometer zu 62 % am Personallimit. Gleichzeitig ist die Wärmepumpe im Bestand technisch bewiesen: Feldmessungen zeigen Jahresarbeitszahlen von 3,4 (Luft) bis 4,3 (Erdreich) auch in unsanierten Altbauten – gemessen überwiegend an Anlagen früherer Generationen; die aktuelle Gerätegeneration setzt die Latte höher. Die Frage ist selten mehr „ob“, sondern „wer plant, finanziert und betreibt das“.

10. Wer jetzt strukturiert entscheidet, sichert sich Optionen. Für Unternehmen, Vermieter und Eigentümergemeinschaften stehen 30 % Investitionszuschuss bereit (selbstnutzende Eigentümer können mit Boni deutlich höher kommen) – ab Februar 2027 werden Boni und Kostendeckel jedoch schrittweise abgeschmolzen. Die kommunale Wärmeplanung liegt für die meisten Großstädte vor und zeigt, wo Fernwärme kommt – und wo dezentrale Lösungen die Zukunft sind. Zwischen Abwarten, Eigeninvestition und Wärmelieferung durch Dritte gibt es heute belastbare Entscheidungsgrundlagen. Dieser Kompass liefert sie.

KAPITEL 2

Für wen dieser Kompass geschrieben ist

Dieser Kompass ist für Entscheider geschrieben, die größere Immobilienbestände verantworten – wohnwirtschaftlich wie gewerblich. Fünf Perspektiven haben wir beim Schreiben besonders im Blick gehabt. Sie unterscheiden sich in Entscheidungswegen und Zielgrößen, aber die Fragen ähneln sich: Was kommt auf meine Objekte zu, was kostet es, und welche Entscheidung trage ich in fünf Jahren noch gern?

WEG- und Miethausverwaltungen

Verwaltungen stehen doppelt unter Druck: Die Branche wächst wirtschaftlich, arbeitet aber am Personallimit – im aktuellen Branchenbarometer melden 62 % der Unternehmen überlastete Teams, über die Hälfte konnte offene Stellen zuletzt nicht besetzen. Gleichzeitig landet jede regulatorische Neuerung – Heizungsrecht, CO₂-Kostenaufteilung, Fördersystematik, Wärmeplanung – als Beratungs- und Beschlusssthema auf ihrem Tisch. Für Eigentümergemeinschaften kommt die Finanzierungsfrage dazu: Erhaltungsrücklagen reichen für einen Heizungstausch im Mehrfamilienhaus selten aus, Sonderumlagen sind unpopulär, Kreditbeschlüsse komplex. **Leitfragen dieser Gruppe:** Wann muss die Anlage im Objekt realistisch ersetzt werden – und womit? Wie bekomme ich einen mehrheitsfähigen, rechtssicheren Beschluss? Wer nimmt mir Planung, Förderanträge und Betrieb ab, ohne dass meine Verwaltung daran hängen bleibt?

Wohnungsunternehmen und wohnwirtschaftliche Bestandshalter

Kommunale, genossenschaftliche und private Wohnungsunternehmen tragen die Wärmewende im großen Maßstab – bei schrumpfendem Spielraum: Die Investitionen der Branche sinken 2025 um rund 10 %, Neubau bricht noch stärker ein, Mittel wandern in den Bestand. Jede Dekarbonisierungsentscheidung konkurriert mit Instandhaltung, Aufzug und Dach – und muss vor Aufsichtsrat, Gremien und Mieterschaft bestehen. Dazu kommen CO₂-Kostenaufteilung, Modernisierungsumlage-Grenzen und – für viele unterschätzt – die Gewerbesteuerfrage: Wer als Wohnungsunternehmen selbst Wärme an Mieter liefert, kann die erweiterte Gewerbesteuerkürzung gefährden. **Leitfragen dieser Gruppe:** Welcher Energieträger-Pfad passt zu welchem Portfolio-Cluster? Wie dekarbonisiere ich ohne Eigenkapitalbindung und Bilanzrisiko? Wie halte ich Warmmieten stabil, wenn CO₂-Preis und Netzentgelte steigen?

Institutionelle Investoren, Fonds- und Asset-Manager

Für institutionelles Kapital sind Energie- und Klimadaten längst Finanzkennzahlen: 83 % der europäischen Immobilienentscheider nennen Klimarisiken als zentrales Kriterium für den Kapitalzugang, Energieeffizienz rangiert noch davor. CRREM-Pfade, EU-Taxonomie, CSRD-Berichtspflichten und Mindesteffizienzstandards der EPBD übersetzen Dekarbonisierung in Bewertungs- und Liquiditätsfragen: An den Top-7-Bürostandorten gelten einer vielbeachteten Analyse von 2023 zufolge je nach Capex-Schwelle bis zu 69 % der Flächen als stranding-gefährdet, während zertifizierte Flächen Mietprämien von rund 6 % erzielen und das Angebot an „grünen“ Flächen weit hinter der Nachfrage zurückbleibt. **Leitfragen dieser Gruppe:** Welche Objekte stranden wann – und was kostet es, das zu verhindern? Wie komme ich zu auditierbaren Verbrauchs- und Emissionsdaten je Objekt? Welche Dekarbonisierungsmaßnahmen schaffen Wert, statt nur Capex zu binden – und lassen sich off-balance strukturieren?

Family Offices und private Portfolio-Manager

Family Offices halten im Schnitt über die Hälfte ihres Vermögens in Immobilien, mit klarem Schwerpunkt auf deutschen Wohnbeständen und einem Anlagehorizont über Generationen. Entschieden wird konservativ: Vermögenserhalt vor Rendite. Genau deshalb wiegt das Thema schwer – ein fossiler Wärmepfad schreibt steigende CO₂- und Netzkosten sowie regulatorische Nachrüstrisiken über Jahrzehnte fest, während die interne Kapazität für Energietechnik, Förderlandschaft und Betrieb meist fehlt. **Leitfragen dieser Gruppe:** Wie

sichere ich den Wert und die Vermietbarkeit der Objekte über 20, 30 Jahre? Welche Lösung bindet am wenigsten Management-Aufmerksamkeit? Wem kann ich Planung, Investition und Betrieb dauerhaft anvertrauen – mit kalkulierbaren Wärmekosten statt offener Preisrisiken?

Projektentwickler und Bauträger

Im Neubau ist die Wärmepumpe längst Standard – fast drei Viertel der 2025 fertiggestellten Wohngebäude heizen elektrisch –, und die EU-Gebäuderichtlinie macht den Nullemissionsstandard ab 2030 für alle Neubauten zur Pflicht (öffentliche Gebäude ab 2028). Gleichzeitig stehen Entwickler unter massivem Kostendruck: Die Neubauinvestitionen der Wohnungswirtschaft brechen um rund 20 % ein, Finanzierungen sind teurer geworden, und Käufer – ob Selbstnutzer, WEG-Erwerber oder institutionelle Forward-Investoren – prüfen Energiekonzept und Betriebskosten so genau wie nie. Das Wärmekonzept entscheidet damit über drei Dinge zugleich: Baukosten, Vermarktungsgeschwindigkeit und Exit-Fähigkeit. Ein Vorteil der Projektentwicklung: Bei Erstvermietung und Verkauf bestehen vertragliche Gestaltungsspielräume, die im Bestand fehlen – die Weichen lassen sich von Anfang an richtig stellen, auch die Frage, wer die Energiezentrale nach Übergabe dauerhaft betreibt (gerade bei Aufteilerobjekten an WEGs ein oft ungelöstes Thema). Wird Planung, Investition und Betrieb der Wärmeerzeugung an einen Dritten vergeben, verlässt die Technikzentrale zudem die Herstellungskosten – das entlastet Projektkalkulation und Finanzierungsrahmen. **Leitfragen dieser Gruppe:** Welches Wärmekonzept macht mein Produkt bank-, käufer- und taxonomiefähig? Wie halte ich die Herstellungskosten schlank, ohne beim Energiekonzept zu sparen? Wer betreibt die Anlage nach Fertigstellung – mit garantierten Leistungswerten statt Gewährleistungsrisiko?

So ist der Kompass aufgebaut: Kapitel 3 beschreibt die Marktlage 2026, Kapitel 4 die Preispfade bis 2035 – die Grundlage für belastbare Annahmen in Wirtschaftlichkeitsrechnungen. Kapitel 5 ordnet die Regulierung, Kapitel 6 übersetzt beides in Portfolio-Wirkungen. Kapitel 7 vergleicht die Handlungsoptionen, Kapitel 8 liefert kompakte Leitfäden je Lesergruppe, Kapitel 9 den Terminkalender bis 2030.

KAPITEL 3

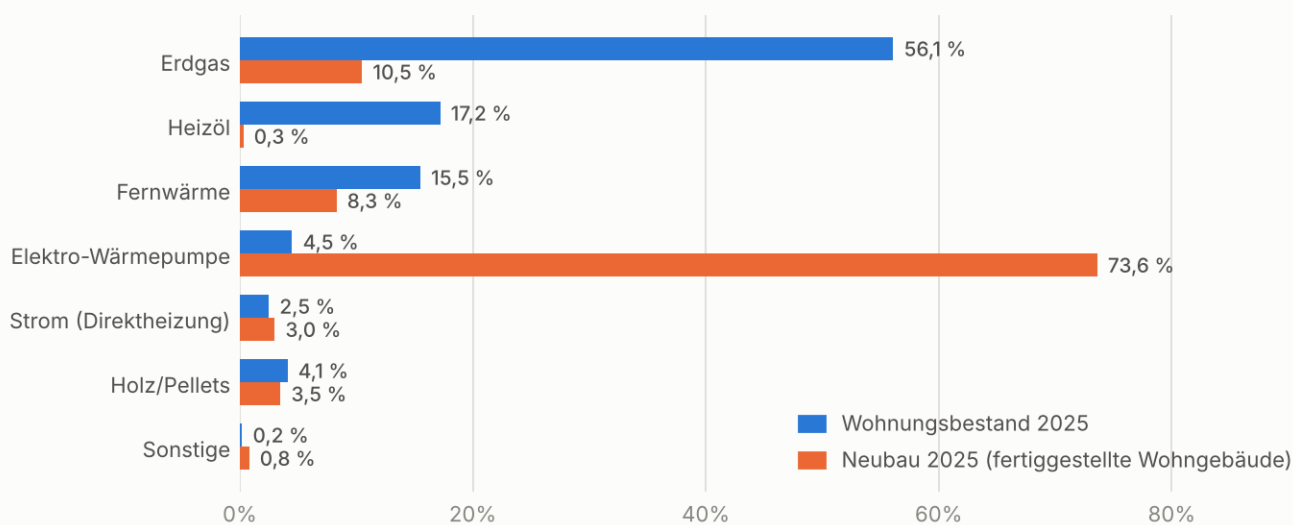
Die Marktlage 2026: Strom, Gas, CO₂ und der Wärmemarkt

3.1 Wärme ist der größte – und fossilste – Teil des Energieverbrauchs

Mehr als die Hälfte des deutschen Endenergieverbrauchs entfällt auf Wärme: Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme zusammen rund 53 % (AGEB 2024). Gleichzeitig ist der Wärmemarkt das am wenigsten dekarbonisierte Segment der Energieversorgung: Von den rund 43,8 Mio. Wohnungen in Deutschland heizen 56,1 % mit Erdgas und 17,2 % mit Heizöl – fast drei Viertel des Bestands hängen an fossilen Brennstoffen. Fernwärme versorgt 15,5 %, elektrische Wärmepumpen erst 4,5 % (BDEW, 6/2026).

Wie Deutschland heizt: Bestand vs. Neubau 2025

Anteile in Prozent – der Bestand ist fossil, der Neubau elektrisch

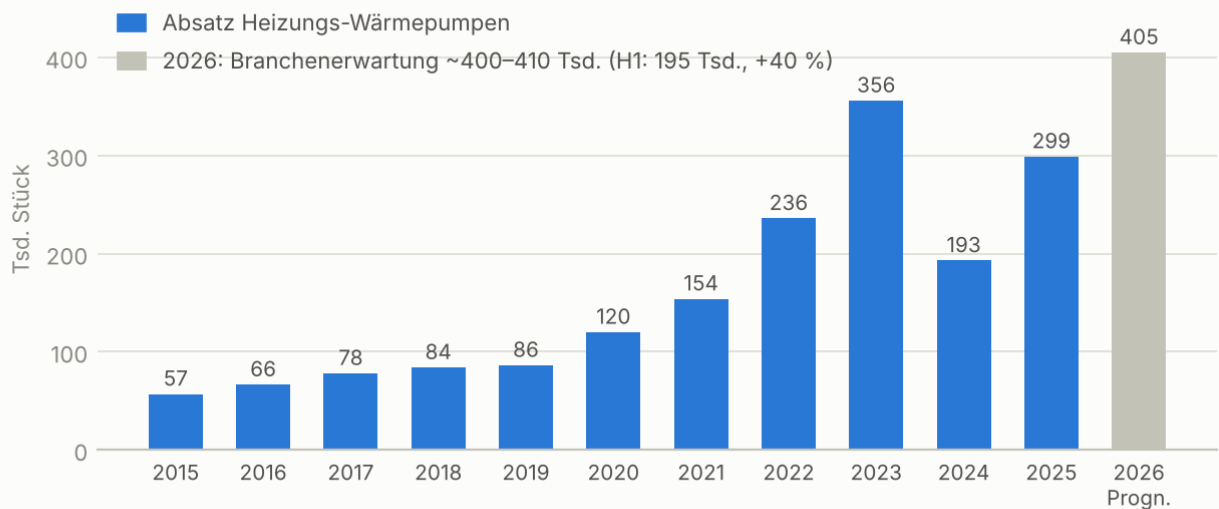


Quelle: BDEW „Wie heizt Deutschland“ (6/2026); Destatis (6/2026).

Abbildung 1: Beheizungsstruktur: Wohnungsbestand vs. Neubau 2025

Wärmepumpen-Absatz in Deutschland: Erholung ohne Einbaupflicht

Tausend Geräte pro Jahr; 2025: 299.000 (+55 %), erstmals mehr Wärmepumpen als Gaskessel verkauft



Quelle: BWP/BDH (2026); EHPA; ZVEH (9/2026).

Abbildung 2: Wärmepumpen-Absatz in Deutschland 2015–2026

Der Neubau zeigt, wohin sich der Markt bewegt: 73,6 % der 2025 fertiggestellten Wohngebäude heizen mit Wärmepumpe (Destatis). Und der Bestand zieht nach – rund 627.000 Wärmeerzeuger wurden 2025 verkauft, davon erstmals mehr Wärmepumpen (299.000, +55 %) als Gaskessel (276.500). Im ersten Halbjahr 2026 setzte sich das fort: 195.000 Wärmepumpen (+40 %), ein Marktanteil von 55 % – und das, obwohl die gesetzliche Einbaupflicht im Juli 2026 abgeschafft wurde. Die Nachfrage ist ökonomisch getrieben, nicht ordnungsrechtlich. Europaweit wuchs der Absatz im ersten Halbjahr 2026 um 11 % auf rund 1,16 Mio. Geräte (EHPA).

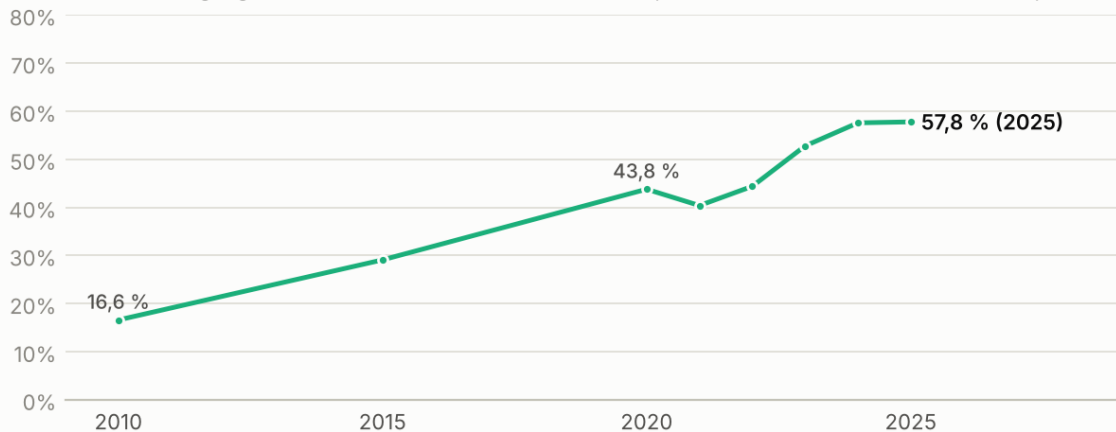
Relevant für Bestandshalter: Etwa vier Millionen Heizungen in Deutschland sind älter als 30 Jahre. Der Austauschzeitpunkt kommt in vielen Objekten nicht irgendwann, sondern in den nächsten fünf bis zehn Jahren – und mit ihm eine Technologieentscheidung mit 20-jähriger Bindungswirkung.

3.2 Strom: Erneuerbaren-Rekorde, hohe Netzkosten, wachsende Spreizung

Die Stromerzeugung ist das Vorzeigefeld der Energiewende: 2025 kamen 57,8 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Quellen (2010: 17 %); installiert sind inzwischen rund 118 GWp Photovoltaik, 78 GW Windkraft und etwa 25 GWh Batteriespeicher – Letztere mit exponentiellem Zubau. Der Großhandelspreis (netto) lag 2025 im Mittel bei 89 €/MWh, 2026 bislang um 100 €/MWh; in der Spitze der Gaskrise im Frühjahr 2026 stieg er zeitweise auf knapp 150 €/MWh, weil Gaskraftwerke über die Merit-Order weiterhin oft den Preis setzen.

Erneuerbare an der Stromerzeugung: Strom wird systematisch sauberer – und WP-Wärme mit ihm

Anteil an der Bruttostromerzeugung in Prozent; installiert Ende 2025: 118 GWp PV, 78 GW Wind, ~25 GWh Batteriespeicher



Quelle: AG Energiebilanzen/BDEW; Fraunhofer ISE (2026).

Abbildung 3: Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

Für Endkunden zählt die zweite Hälfte der Rechnung: Netzentgelte (im Schnitt 9,3 ct/kWh netto), Steuern, Abgaben und Umlagen machen rund 60 % des Haushaltsstrompreises aus. 2026 liegt der Durchschnittspreis bei 37,0 ct/kWh brutto (BDEW, 4/2026); wettbewerbliche Neukundentarife kosteten im Sommer 24–28 ct/kWh, spezielle Wärmepumpentarife 20–25 ct/kWh (jeweils brutto). Der Bund dämpft die Netzentgelte 2026 mit 6,5 Mrd. € Zuschuss; für 2027 sind 5,5 Mrd. € beschlossen – die große Strompreisentlastung für Haushalte bleibt damit vorerst aus, die Stromsteuer von 2,05 ct/kWh (netto) besteht für Haushalte und Gewerbe fort.

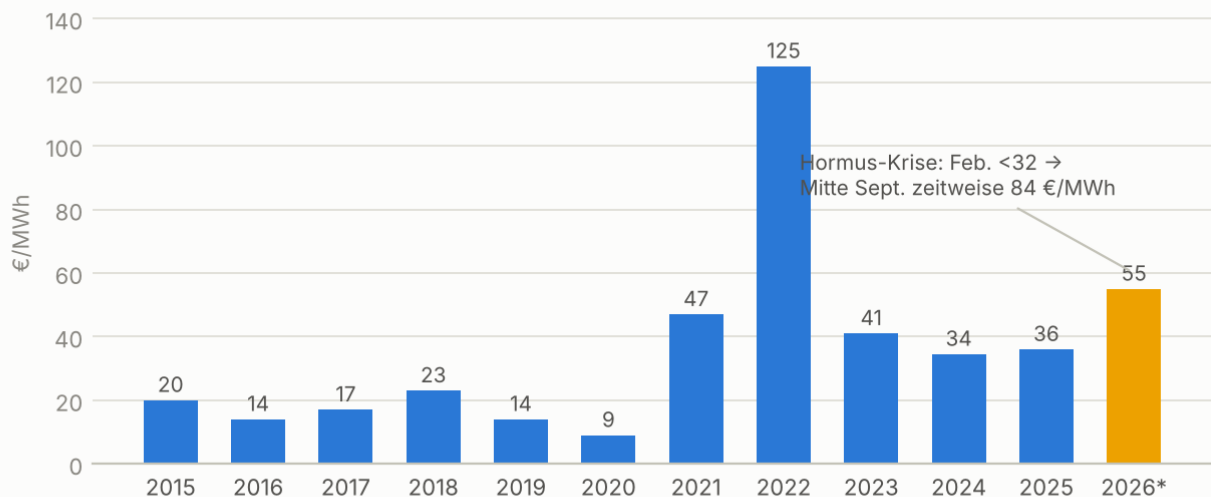
Zwei strukturelle Entwicklungen verdienen Aufmerksamkeit. Erstens steigen die Netzkosten langfristig: Für den Umbau des Stromsystems werden bis 2045 Netzinvestitionen in dreistelliger Milliardenhöhe fällig; Studien erwarten einen Anstieg der jährlichen Gesamtnetzkosten von rund 30 auf über 70 Mrd. €. Zweitens wächst die Preisspreizung im Tagesverlauf: 2025 gab es 573 Stunden mit negativen Börsenpreisen. Wer Stromverbrauch zeitlich verschieben kann – etwa eine Wärmepumpe mit Pufferspeicher –, kauft systematisch günstiger ein; reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbraucher (§ 14a EnWG) kommen hinzu.

3.3 Gas: Die zweite Preiskrise in vier Jahren

Deutschland hat den Wegfall russischer Pipeline-Importe nach 2022 durch Lieferungen aus Norwegen (44 %), den Niederlanden, Belgien und über LNG-Terminals ersetzt. Die Verwundbarkeit ist geblieben – das zeigt das Jahr 2026 in aller Deutlichkeit: Seit der Eskalation des Iran-Konflikts und der Blockade der Straße von Hormus, durch die rund ein Fünftel des globalen LNG-Handels läuft, hat sich der europäische Gas-Großhandelspreis (TTF, netto) von unter 32 €/MWh im Februar auf zeitweise 84 €/MWh Mitte September mehr als verdoppelt – das höchste Niveau seit Ende 2022. Katar musste Exporte zeitweise stoppen, asiatische Käufer konkurrieren um freie LNG-Mengen.

Gas-Großhandelspreis TTF 2015–2026: die zweite Krise in vier Jahren

Jahresmittel in €/MWh (netto), gerundet; *2026 = Januar–September vorläufig (gelb)



Quelle: EEX/ICE, eigene Zusammenstellung; 9/2026: Marktdaten (Spitze 84 €/MWh am 14.9.2026).

Abbildung 4: Gas-Großhandelspreis TTF 2015–2026 (netto)

Die deutschen Gasspeicher starteten mit nur 57,6 % Füllstand in die Heizperiode (30. September); EU-weit war es Anfang September der niedrigste Saisonstand seit rund 15 Jahren (~66 %). Die Bundesnetzagentur bewertet die Versorgung als stabil, warnt aber vor erhöhter Preisempfindlichkeit bei weiteren Störungen; Analysten halten eine Fortdauer der Blockade bis ins Frühjahr 2027 für möglich.

Unabhängig von der aktuellen Krise hat sich die Kostenbasis strukturell verschoben: An die Stelle des russischen Pipelinegases ist der Weltmarkt für Flüssigerdgas getreten. Schon der US-Börsenpreis (Henry Hub, netto) liegt je nach Marktlage bei 5–14 €/MWh; Verflüssigung, Verschiffung und Regasifizierung kommen obendrauf, und europäische Käufer konkurrieren mit Asien um dieselben Ladungen. TTF-Preise von 10–20 €/MWh, wie sie 2015–2020 üblich waren, sind in dieser Welt kaum mehr erreichbar – selbst in Entspannungsphasen. Ob der rasant wachsende Strombedarf der KI-Rechenzentren, der in den USA zu erheblichen Teilen mit Gaskraftwerken gedeckt wird, die Exportpreise zusätzlich stützt, ist eine der offenen Fragen der kommenden Jahre. Für Gebäudeeigentümer heißt das: Die Gasheizung ist kein „sicherer“ Kostenpfad mehr, sondern ein direktes Engagement in den globalen Energiemarkt und seine Krisen. Bemerkenswert: Der Terminmarkt preiste für 2027/28 deutlich niedrigere Gaspreise ein (Lieferjahr 2027 Mitte August, vor der jüngsten Eskalation, um 42–45 €/MWh netto) – auf die Entspannung verlassen kann sich aber niemand, und CO₂-Preis sowie Netzentgelte wirken unabhängig davon preistreibend.

Hinzu kommt die leise, aber langfristig gewichtigste Entwicklung: die Zukunft der Gasverteilnetze selbst. Sinkt die Zahl der Gaskunden – durch Wärmepumpen, Fernwärme, Stilllegungen –, verteilen sich die Netzkosten auf immer weniger Schultern. Fachstudien halten bis zum Ende des fossilen Gasbezugs (2044/45) eine Vervielfachung der Gasnetzentgelte für möglich – und erste Netzbetreiber gehen weiter: Mannheim hat als erste deutsche Großstadt beschlossen, sein Gasverteilnetz bis 2035 vollständig stillzulegen; weitere Kommunen prüfen in ihren Wärmeplänen ähnliche Pfade. Das Risiko ist also zweistufig: erst steigende Netzentgelte für die verbleibenden Kunden, später die mögliche Abschaltung ganzer Netzgebiete, gegen die auch ein günstiger Gaspreis nicht hilft. Wer heute erneut 20 Jahre fossil investiert, sollte dieses „Letzter-Kunde-Risiko“ einpreisen.

3.4 CO₂: Vom Nebenposten zum Planungsfaktor

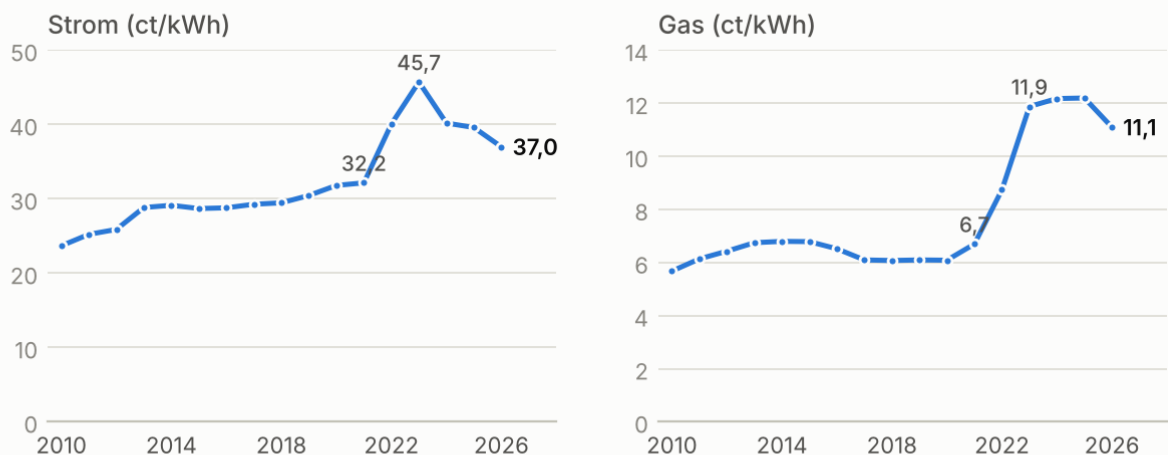
Seit 2021 hat fossile Wärme einen gesetzlichen CO₂-Preis. 2026 liegt er bei 65 €/t netto (Versteigerungspreis im nationalen Emissionshandel); das entspricht netto rund 1,3 ct je kWh Erdgas bzw. rund 1,7 ct je kWh Heizöl (brutto 1,55 bzw. 2,0 ct) – in jeder Abrechnung spürbar. Für 2027 wird der Preiskorridor von 55–65 €/t gesetzlich verlängert (Bundestagsverfahren läuft, erste Lesung am 24. September 2026). Ab 2028 geht die Bepreisung in den europäischen Emissionshandel ETS 2 über – marktbasiert, ohne nationalen Deckel. Die Prognosen seriöser Institute für die ersten ETS-2-Jahre reichen von 45 bis 160 €/t; für 2035 stehen je nach Szenario 100 bis über 200 €/t im Raum. Als Faustformel gilt: 100 €/t CO₂ verteuern Erdgas um rund 2 ct/kWh – auf ein typisches Mehrfamilienhaus mit 100.000 kWh Gasverbrauch gerechnet, sind das rund 2.000 € netto zusätzlich pro Jahr und Preisschritt.

3.5 Wärmepreise im Vergleich: Was eine Kilowattstunde Wärme 2026 kostet

Rechnet man die Energiepreise auf die nutzbare Kilowattstunde Wärme um, ergibt sich (Stand Sommer/Herbst 2026, reine Energiekosten, brutto): Wärmepumpe mit Wärmepumpentarif und Jahresarbeitszahl 3,0–3,5 rund 7–8 ct/kWh; Erdgas-Brennwertkessel 11–12 ct/kWh (inklusive CO₂-Preis, vor dem jüngsten Preisanstieg); Fernwärme im Mehrfamilienhaus-Mischpreis durchschnittlich 15,6 ct/kWh (Spanne 12,5–17,5); Heizöl nach dem Preissprung 2026 etwa 16–17 ct/kWh. Der Betriebskostenvorteil der Wärmepumpe von rund 40 % gegenüber Gas ist kein Szenario, sondern Marktstand – und er wächst mit jedem CO₂-Preisschritt. Die Gesamtkostenbetrachtung inklusive Investition folgt in Kapitel 6.

Haushaltspreise für Strom und Gas 2010–2026

ct/kWh brutto (Strom: Ø alle Verträge, 3.500 kWh/a; Gas: EFH 20.000 kWh/a); 2026: Stand April



Quelle: BDEW-Strompreisanalyse 4/2026; Eurostat/BDEW-Gaspreisanalyse.

Abbildung 5: Haushaltspreise für Strom und Gas 2010–2026 (brutto)

KAPITEL 4

Preispfade bis 2035: Leitplanken für belastbare Annahmen

Niemand kann Energiepreise über 10 oder 20 Jahre vorhersagen – die Krisen von 2022 und 2026 haben das zweimal bewiesen. Was man aber kann: Bandbreiten definieren, innerhalb derer sich Investitions- und Vertragsentscheidungen robust rechnen lassen. Die folgenden Leitplanken verdichten Terminmarktdaten und die Szenarien führender Institute (Agora/Aurora, Prognos, Ariadne, EWI, IEA) zu drei konsistenten Pfaden. Sie sind ausdrücklich Szenarien, keine Prognosen – aber sie machen aus dem Bauchgefühl einen belastbaren „educated guess“.

4.1 Strom: hohes Niveau, seitwärts bis leicht fallend – mit wachsender Spreizung

Der Terminmarkt handelte Strom für 2027 im Spätsommer 2026 bei 106–113 €/MWh (Base; Großhandelspreise netto); mit der September-Gaskrise ist das Frontjahr zuletzt auf rund 125 €/MWh gestiegen (Marktdaten Anfang Oktober). Für 2030 erwarten die Studien je nach Erneuerbaren-Tempo 65–101 €/MWh, langfristig 70–86 €/MWh – real also eher seitwärts bis abwärts, sofern der Ausbau planmäßig läuft. Für Endkunden wird der Rückgang allerdings teilweise von steigenden Netzentgelten aufgezehrt: Der Bundeszuschuss sinkt 2027 auf 5,5 Mrd. € (Entlastung nur noch ~1,7 ct/kWh netto), und der Netzausbau wirkt strukturell preistreibend. Haushalts-/Objektstrompreise um 34–38 ct/kWh brutto im Basispfad 2030 (Hochpreis: 40–44, Niedrigpreis: 30–33) sind eine vernünftige Kalkulationsannahme; effiziente Beschaffung, Wärmepumpentarife und § 14a-Rabatte liegen jeweils deutlich darunter. Sicher scheint: Die Volatilität nimmt zu – flexible Verbraucher werden strukturell belohnt.

4.2 Gas: Entspannung möglich, Verteuerung programmiert

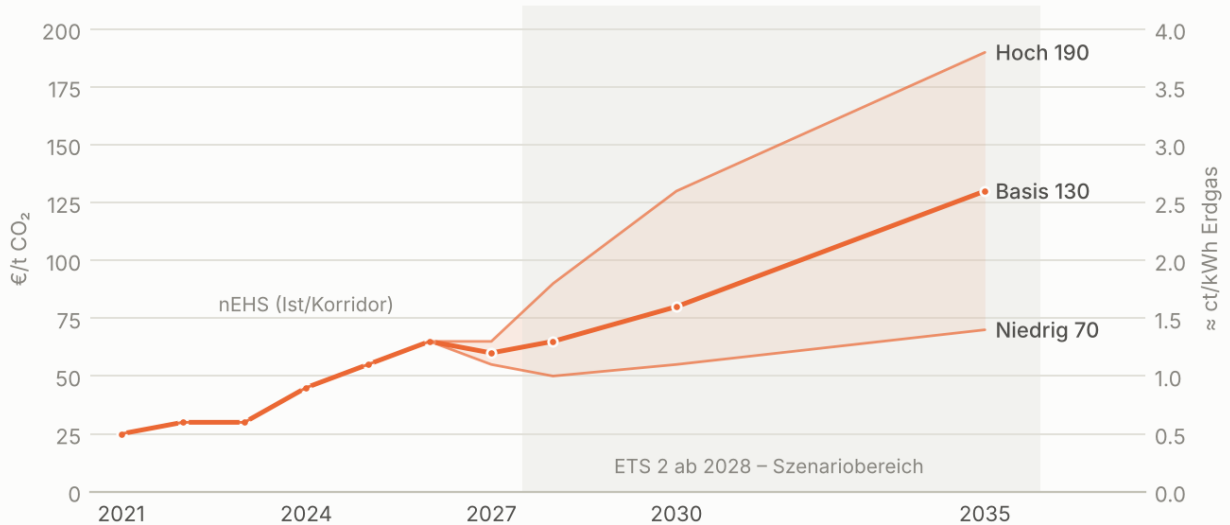
Ab 2027 kommt eine globale LNG-Angebotswelle an den Markt (USA, Katar); noch Mitte August preiste der Terminmarkt das Lieferjahr 2027 deshalb bei nur 42–45 €/MWh (netto). Die September-Eskalation hat die Terminkurve angehoben – die Markterwartung ab 2027 wieder deutlicher fallender Preise ist aber intakt geblieben. Löst sich die Hormus-Krise, ist auch der Molekülpreis wieder niedriger denkbar – aber nicht auf Pipeline-Ära-Niveau: Die Vollkosten der LNG-Kette (US-Börsenpreis netto 5–14 €/MWh plus Verflüssigung, Transport, Regasifizierung) und die Konkurrenz asiatischer Käufer ziehen einen strukturellen Boden deutlich über den 10–20 €/MWh der Jahre 2015–2020 ein. Und: Für die Endkundenrechnung zählen drei Komponenten, von denen zwei ohnehin nur eine Richtung kennen. Der CO₂-Preis steigt treppenförmig (siehe 4.3). Die Gasnetzentgelte steigen mit schrumpfender Kundenbasis – von heute durchschnittlich rund 2,5 ct/kWh netto auf ein Mehrfaches bis Mitte der 2030er-Jahre, regional sehr unterschiedlich. Endkundengaspreise von 13–15 ct/kWh brutto im Basispfad 2030 und 16–19 ct/kWh 2035 (inklusive CO₂) sind eine konservative Mitte; das Hochpreisszenario (Krise plus ETS-2-Spitze) reicht 2035 bis 26 ct/kWh, das Niedrigpreisszenario bleibt um 10–12 ct/kWh.

4.3 CO₂: die Treppe mit offenem Ende

Bis Ende 2027 ist der Pfad gesetzlich fixiert (55–65 €/t; CO₂-Preise verstehen sich netto). Ab 2028 (ETS 2) beginnt die eigentliche Unsicherheit – nach oben: Basispfad 65–90 €/t (2028–2030) und 100–160 €/t (2035); Hochpreis bis 160 €/t schon 2030 und über 200 €/t 2035; selbst das Niedrigpreisszenario liegt 2035 über dem heutigen Niveau. Für fossile Wärme bedeutet allein der Basispfad Mehrkosten von netto 2–3 ct/kWh bis 2035 – zusätzlich zur Brennstoff- und Netzentwicklung. Jede Wirtschaftlichkeitsrechnung und jeder Wärmeliefervertrag mit Laufzeit über 2028 hinaus sollte den CO₂-Preis als eigene, explizit ausgewiesene Komponente führen.

CO₂-Preis für Gebäudewärme bis 2035: fixiert bis 2027, danach offen – nach oben

€/t CO₂ netto (links) und Wirkung auf den Gaspreis (rechts); 2021–2027 gesetzlich, ab 2028 Szenario-Synthese (EWI, Agora u. a.)



Quelle: DEHSt/BEHG; BEHG-Novelle (1. Lesung 24.9.2026); Szenarien: eigene Synthese aus Studien, s. Kap. 4.

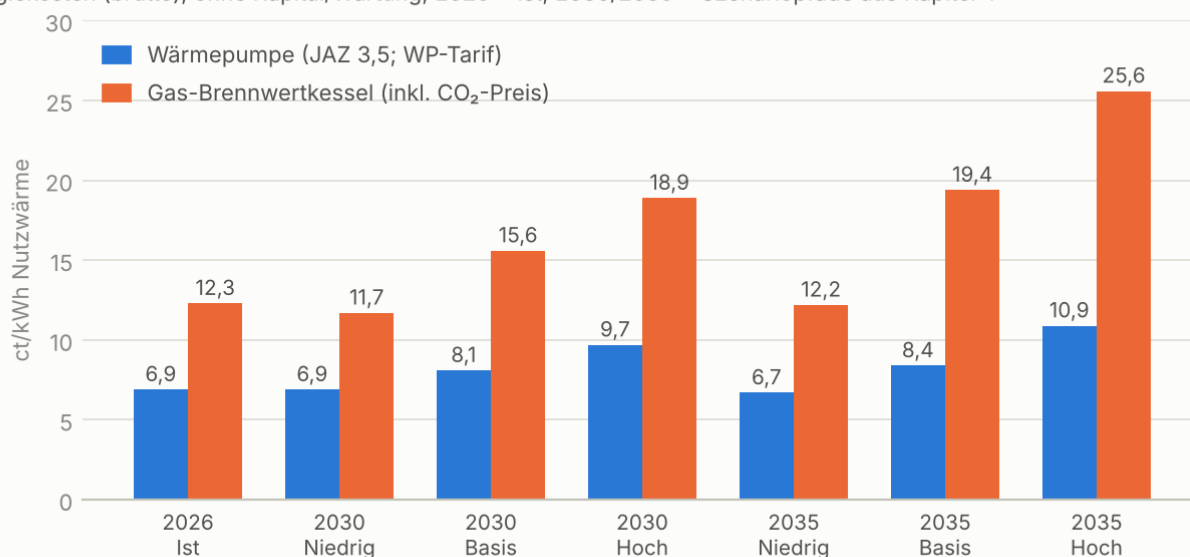
Abbildung 6: CO₂-Preispfade für Gebäudewärme bis 2035 (Szenarien; netto)

4.4 Das Strom-Gas-Verhältnis: die Kennzahl für die Wärmestrategie

Ob strombasierte Wärme wirtschaftlich schlägt, entscheidet das Verhältnis aus Strom- und Gaspreis im Vergleich zur Effizienz (Jahresarbeitszahl, JAZ) der Anlage. Die einfache Regel: Liegt die JAZ über dem Preisverhältnis, heizt die Wärmepumpe günstiger. Mit Wärmepumpentarifen um 24 ct/kWh und Gaspreisen um 11 ct/kWh (je brutto) liegt das Verhältnis aktuell bei rund 2,4 – gemessene Bestandsanlagen erreichen 3,4 bis 4,3, und die aktuelle Propan-Gerätegeneration (höhere Norm-Effizienz, Vorlauf bis 70 °C ohne Heizstab) hebt die erreichbaren Werte weiter. In allen drei Szenarien bleibt dieser Abstand bis 2035 erhalten oder wächst: Im Basispfad kostet die Wärmepumpen-Kilowattstunde Wärme 2030 rund 8 ct gegenüber knapp 16 ct aus dem Gaskessel, 2035 rund 8,5 gegenüber gut 19 ct (je brutto). Selbst im für Gas günstigsten Szenario bleibt die Wärmepumpe vorn. Diese Asymmetrie – begrenzte Downside, große Upside – ist das zentrale ökonomische Argument für die Elektrifizierung der Wärme.

Energiekosten je kWh Wärme: Wärmepumpe vs. Gaskessel in drei Szenarien

Nur Energiekosten (brutto), ohne Kapital/Wartung; 2026 = Ist, 2030/2035 = Szenariopfade aus Kapitel 4



Quelle: eigene Szenario-Synthese auf Basis Terminmarkt + Studien (Agora/Aurora, Prognos, EWI, IEA).

Abbildung 7: Energiekosten je kWh Wärme: Wärmepumpe vs. Gaskessel (Szenarien; brutto)

4.5 Leitplanken für die eigene Kalkulation

Größe	Szenario	2027	2030	2035
Objekt-/WP-Strombezug (ct/kWh, brutto)	Basis / Hoch / Niedrig	26–28 / 30–33 / 24–26	27–30 / 32–36 / 23–25	28–31 / 36–40 / 22–25
Gas Endkunde inkl. CO ₂ (ct/kWh, brutto)	Basis / Hoch / Niedrig	11–12 / 13–15 / 10–11	13–15 / 16–18 / 10–11	16–19 / 20–26 / 10–12
CO ₂ -Preis (€/t, netto)	Basis / Hoch / Niedrig	55–65 (fixiert)	60–90 / 100–160 / 45–60	100–160 / 160–220+ / 55–90
Netzentgelt Strom Haushalt (ct/kWh, netto)	Basis / Hoch / Niedrig	8–9 / ≈9 / 7–8	9–10 / 10–12 / 8–9	9–11 / 11–14 / 7–9

Empfehlung für die Praxis: das Basisszenario als Planungsfall, das Hochpreisszenario als Stresstest für fossile Pfade und Preisgleitklauseln, das Niedrigpreisszenario als Sensitivität. Wichtig ist weniger der exakte Wert als die Struktur: Beschaffung, Netz und CO₂ entwickeln sich unterschiedlich – gute Verträge und gute Rechnungen behandeln sie getrennt.

KAPITEL 5

Regulierungs-Radar: Was wann greift – und wen es trifft

2025 und 2026 haben den Rechtsrahmen für Gebäudewärme neu sortiert. Die wichtigsten Regelwerke im Überblick – mit dem Blick darauf, was sie für Bestandshalter konkret bedeuten.

5.1 Gebäudemodernisierungsgesetz: Technologiefreiheit mit Preisschild

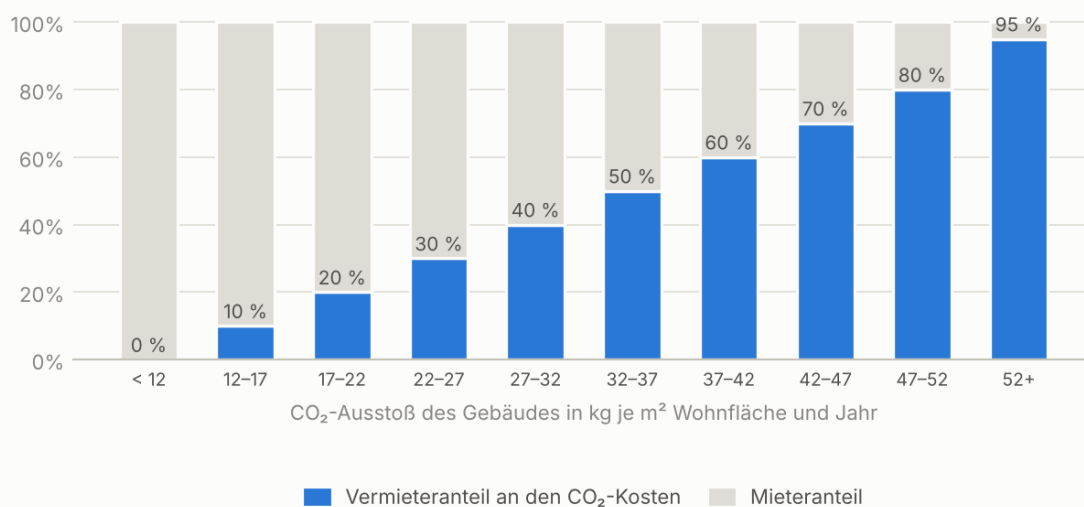
Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG), in Kraft seit dem 29. Juli 2026, hat das „Heizungsgesetz“ abgelöst: Die Pflicht, neue Heizungen zu 65 % erneuerbar zu betreiben, ist gestrichen. Neue Gas- und Ölkessel sind wieder uneingeschränkt zulässig – aber an eine „Bio-Treppe“ gekoppelt: Ab 2029 müssen sie mindestens 10 % biogene Brennstoffe nutzen, ab 2030 15 %, ab 2035 30 %, ab 2040 60 %; ab 2045 müssen alle Heizbrennstoffe klimaneutral sein. Biomethan und Bioheizöl sind heute deutlich teurer als ihre fossilen Pendanten, und ihre künftige Verfügbarkeit in Gebäudewärme-Mengen ist offen – die Details regelt eine für Ende 2026 angekündigte Grüngasquote. Wer heute fossil investiert, kauft also eine Anlage, deren Brennstoffkosten politisch gestaffelt steigen werden. Flankierend gilt: Für nach dem 29. Juli 2026 neu eingebaute fossile Heizungen in vermieteten Gebäuden werden ab 2028 CO₂-Kosten und Gasnetzentgelte hälftig zwischen Vermieter und Mieter geteilt – unabhängig vom Gebäudezustand (§§ 5a, 5b CO₂KostAufG).

5.2 CO₂-Kostenaufteilung: Das Stufenmodell trifft die Eigentümerseite

Für Bestandsanlagen gilt weiter das Stufenmodell des CO₂-Kostenaufteilungsgesetzes: Je schlechter die CO₂-Bilanz des Gebäudes pro Quadratmeter, desto höher der nicht umlagefähige Vermieteranteil an den CO₂-Kosten – bis zu 95 %. Ein unsaniertes Mehrfamilienhaus mit Gasheizung liegt typischerweise in Stufen mit 40–80 % Vermieteranteil; beim heutigen CO₂-Preis entspricht das grob 0,8–1,5 €/m² Wohnfläche pro Jahr (brutto), mit dem ETS 2 ab 2028 potenziell einem Mehrfachen. Diese Position erscheint in keiner klassischen Heizkostenabrechnung des Eigentümers – sie entsteht still in der Betriebskostenabrechnung als nicht umlegbarer Abzug. Bei Nichtwohngebäuden gilt pauschal die hälftige Teilung, sofern vertraglich nichts anderes vereinbart ist. Der Umstieg auf eine emissionsarme Wärmeversorgung reduziert diese Kostenposition strukturell – bis auf null.

CO₂-Kostenaufteilung im vermieteten Wohnbestand: je ineffizienter, desto mehr zahlt der Eigentümer

Stufenmodell für Bestandsanlagen; für ab 29.7.2026 neu eingebaute fossile Heizungen gilt ab 2028 pauschal 50:50



Quelle: CO₂KostAufG § 5; GModG 2026 (§§ 5a, 5b).

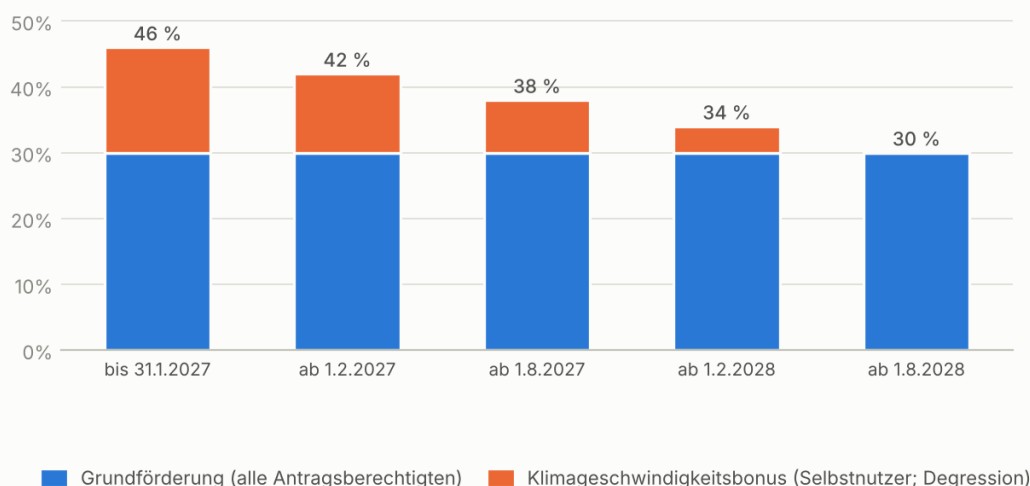
Abbildung 8: CO₂-Kostenaufteilung: Stufenmodell für Bestandsanlagen

5.3 Förderung: großzügig, aber mit eingebautem Countdown

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) bezuschusst den Heizungstausch weiterhin erheblich, wurde aber zum 21. Juli 2026 reformiert: 30 % Grundförderung für alle Antragsberechtigten; zusätzlich 16 % Klimageschwindigkeitsbonus (an Selbstnutzung geknüpft, mit Degression: ab Februar 2027 sinkt er halbjährlich um 4 Punkte und entfällt ab August 2028); bis zu 70 % – in der niedrigsten Einkommensstufe bis 80 % – für selbstnutzende Eigentümer mit Einkommensbonus. Förderfähige Kosten sind gedeckelt (28.000 € für die erste Wohneinheit, 15.000 € je weitere bis zur sechsten, 8.000 € ab der siebten – bei zwölf Einheiten also bis zu 151.000 €; maßgeblich sind die förderfähigen Ausgaben, bei Privatpersonen brutto, bei vorsteuerabzugsberechtigten Unternehmen netto); auch diese Deckel sinken ab Februar 2027 halbjährlich. Wohnungsunternehmen, Vermieter im Unternehmensprogramm und Contractoren erhalten die 30 % Grundförderung; WEGs können seit 2024 als Gemeinschaft Anträge stellen. Die Botschaft des Fördersystems ist eindeutig: Früh entscheiden wird belohnt, Warten wird planmäßig teurer. Für Wärmenetze und Quartierslösungen fördert die BEW bis zu 40 % der Investition.

BEG-Heizungsförderung: eingebauter Countdown ab Februar 2027

Fördersätze nach der Reform vom 21.7.2026; zusätzlich Einkommensbonus bis 70/80 % für berechnigte Selbstnutzer; Kostendeckel sinken parallel



Quelle: KfW-Merkblätter 458/459 (Stand 7-8/2026).

Abbildung 9: BEG-Heizungsförderung: Fördersätze und Degression

5.4 Kommunale Wärmeplanung: Die Landkarte liegt (fast) vor

Bis Mitte 2026 mussten Großstädte ihre Wärmepläne vorlegen – 72 von 83 haben fristgerecht geliefert; bis Mitte 2028 folgen alle übrigen Kommunen. Die Pläne teilen das Gemeindegebiet in voraussichtliche Wärmenetzgebiete, dezentrale Versorgungsgebiete und Prüfgebiete. Für Eigentümer ist das eine kostenlose Standortanalyse: Wo ein Fernwärmeausbau konkret geplant ist, lohnt der Anschlussvergleich; wo das Gebiet dezentral bleibt – und das ist außerhalb dichter Innenstadtlagen die Regel –, führt der wirtschaftliche Weg praktisch immer über die Wärmepumpe. Verbindlich verpflichtet der Plan selbst zu nichts; er verschiebt aber Beweislast und Erwartungen, auch bei Banken und Käufern.

5.5 Fernwärme: Ausbau plus Preisaufsicht

Fernwärme wächst (133 TWh, knapp 39.000 km Netz), bleibt aber zu rund zwei Dritteln fossil erzeugt und steht preislich in der Kritik – Mehrfamilienhaus-Mischpreise liegen im Schnitt bei 15,6 ct/kWh brutto bei großer Spreizung. Die Politik reagiert: Am 26. August 2026 hat das Kabinett Eckpunkte für ein Wärmenetzpaket beschlossen – bundesweite Ex-post-Preisaufsicht, verpflichtende Preistransparenzplattform, Schlichtungsstelle und strengere Anforderungen an Preisänderungsklauseln; AVBFernwärmeV und FFVAV gehen in einem neuen Wärmenetzgesetz auf. Für Anschlussnehmer verbessert das mittelfristig die Verhandlungsposition; kurzfristig bleibt Fernwärme ein lokales Monopolprodukt, dessen Preis man vor Vertragsschluss sorgfältig vergleichen sollte.

5.6 Europäischer Rahmen: EPBD, Effizienzpflichten, Berichtswesen

Die EU-Gebäuderichtlinie (EPBD 2024) wirkt über drei Kanäle in jedes größere Portfolio. Erstens Mindesteffizienzstandards (MEPS) für Nichtwohngebäude: Bis 2030 müssen die schlechtesten 16 %, bis 2033 die schlechtesten 26 % des Bestands saniert werden – ein terminierter Handlungsdruck für Büro, Handel, Logistik. Zweitens Nullemissions-Standards für Neubauten (öffentlich ab 2028, alle ab 2030) und der für 2027 fällige Nationale Gebäuderenovierungsplan mit Sanierungspfaden für den Wohnbestand. Drittens das Berichtswesen der Finanzwirtschaft: CSRD-Berichtspflichten, EU-Taxonomie und die CRREM-Dekarbonisierungspfade machen Energie- und Emissionsdaten je Objekt zur Voraussetzung für Kapitalzugang und Bewertung. Deutschland hat die EPBD-Umsetzungsfrist (Mai 2026) wie alle Mitgliedstaaten verpasst; GModG

und Energieausweis-Harmonisierung sind erste Bausteine, Wärmeplanungs-Novelle, EEG-Reform und GEIG-Novelle folgen. Verzögerung heißt dabei nicht Entwarnung – die Fristen 2030/2033 stehen europarechtlich fest, nur der nationale Weg dorthin ist noch in Arbeit. Dazu kommt das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) mit Audit- und Managementpflichten für größere Unternehmen.

5.7 Strompolitik: Entlastung bleibt Stückwerk – Flexibilität wird belohnt

Die versprochene große Strompreisentlastung ist bislang ausgeblieben: Für Haushalte und die meisten Gewerbe bleibt die Stromsteuer 2027 bei 2,05 ct/kWh (netto), der Netzentgeltzuschuss sinkt auf 5,5 Mrd. € (geplante Fortführung bis 2029), die Industrie erhält gezielte Pakete. Planbar günstiger wird Strom für Objekte vor allem durch eigene Hebel: Wärmepumpen- und dynamische Tarife, reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG), PV-Eigenstrom und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Der neue Kapazitätsmarkt (erste, deutlich überzeichnete Ausschreibung von Gaskraftwerks-Kapazität im September 2026) sichert die Versorgung ab, wird aber über künftige Umlagen von allen Stromkunden mitbezahlt.

5.8 Zeitstrahl: Was wann greift

Termin	Was passiert	Wen es vor allem betrifft
ab sofort	GModG in Kraft: Technologiefreiheit + Bio-Treppe ab 2029; Wärmepläne der Großstädte liegen vor	alle Eigentümer
1.2.2027	BEG-Degression beginnt: Klimabonus –4 Punkte je Halbjahr, sinkende Kostendeckel	alle, die den Heizungstausch planen
2027	CO ₂ -Preis fixiert 55–65 €/t; Nationaler Gebäuderenovierungsplan; Wärmenetzgesetz erwartet	alle; Fernwärmekunden
1.1.2028	ETS 2 ersetzt nEHS: CO ₂ -Preis marktbasiert, ohne Deckel; 50:50-Teilung für neue fossile Heizungen	fossile Bestände, Vermieter
2028	Nullemissions-Standard für neue öffentliche Gebäude (EPBD)	öffentliche Bauherren, Projektentwickler
30.6.2028	Wärmepläne aller übrigen Kommunen	Eigentümer außerhalb der Großstädte
1.8.2028	Klimageschwindigkeitsbonus entfällt vollständig	Selbstnutzer, WEGs
2029/2030	Bio-Treppe Stufe 1 (10 %) / Stufe 2 (15 %); MEPS: schlechteste 16 % der Nichtwohngebäude saniert; Nullemissionsstandard für alle Neubauten	Betreiber fossiler Kessel; Gewerbeportfolios; Projektentwickler und Bau-träger
2033	MEPS-Stufe 2: schlechteste 26 % der Nichtwohngebäude	Gewerbeportfolios
2035/2040	Bio-Treppe 30 % / 60 %	Betreiber fossiler Kessel
2045	Klimaneutralität aller Heizbrennstoffe; Ende des fossilen Gasnetzbetriebs	alle verbliebenen fossilen Anlagen

KAPITEL 6

Was das für Immobilienportfolios bedeutet

6.1 Vollkosten: Die Wärmepumpe rechnet sich im Mehrfamilienhaus – heute schon

Entscheidend ist nie der Gerätepreis, sondern die Vollkosten über die Lebensdauer: Kapitalkosten nach Förderung, Energie, Wartung. Unsere Modellrechnung für ein typisches teilsaniertes Mehrfamilienhaus (12 Wohneinheiten, ca. 1.000 m², 100.000 kWh Wärmebedarf; Preisbasis 2026, Annuitätenmethode; alle Annahmen im Kasten unten) zeigt: Eine zentrale Luft-Wärmepumpen-Kaskade kostet je nach Fördersatz 13,2–14,7 €/m² und Jahr, der neue Gas-Brennwertkessel 15,4 €/m²·a, der Fernwärmeanschluss beim durchschnittlichen Mischpreis 18,6 €/m²·a (alle Vollkosten brutto). Schon zu heutigen Preisen – also vor jeder weiteren CO₂-Preisstufe – liegt die Wärmepumpe vorn. Dynamisch betrachtet wächst der Abstand: Über 20 Jahre gerechnet summiert sich der Kostenvorteil einer Wärmepumpe gegenüber Gas im Einfamilienhaus-Modell auf rund 31.000 € brutto (co2online, 2026); im Mehrfamilienhaus skaliert der Effekt entsprechend. Zwei Dinge entscheiden über das Ergebnis mehr als der Hersteller: die Planungsqualität (Jahresarbeitszahl!) und der Strombezugspreis – beides Hebel, die professionelle Planung und Bündelung heben.

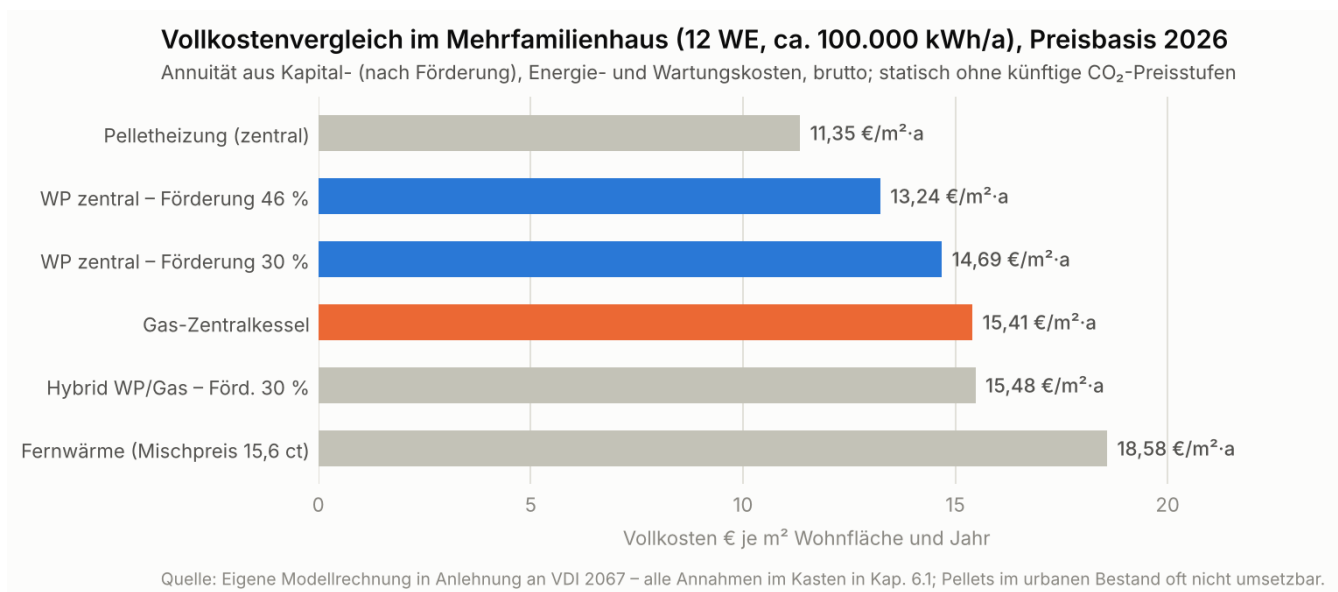


Abbildung 10: Vollkostenvergleich Mehrfamilienhaus (12 WE), Preisbasis 2026, brutto

Transparenz: Annahmen und Datenherkunft der Modellrechnung (Abbildung 10)

Eigene Modellrechnung von econeo energy (Annuitätenmethode in Anlehnung an VDI 2067), keine Angebotskalkulation. **Referenzobjekt:** teilsaniertes Bestands-Mehrfamilienhaus mit 12 Wohneinheiten, ca. 1.000 m² Wohnfläche und 100.000 kWh/a Wärmebedarf (angelehnt an das dena-Referenzgebäude der Baujahrklassen 1958–1978). **Investitionen** (brutto, Marktrecherche Sommer 2026): Luft-Wärmepumpen-Kaskade 115.000 €, Gas-Brennwertkessel 45.000 €, Fernwärme-Hausanschluss mit Übergabestation 35.000 €. **Energiepreise 2026** (brutto): Wärmepumpenstrom 22 ct/kWh, Erdgas 10,5 ct/kWh (inklusive CO₂-Preis 2026), Fernwärme-Mischpreis 15,6 ct/kWh (BDEW). **Wartung/Betrieb p. a.:** 1.000 € (WP), 800 € (Gas), 400 € (Fernwärme). **Effizienz:** Jahresarbeitszahl 3,0 – bewusst konservativ, inklusive Warmwasser und Zirkulationsverlusten; die Feldwerte aus Kapitel 3 und die aktuelle Gerätegeneration liegen darüber. **Kapitalkosten:** Kalkulationszins 4 %, Nutzungsdauer 18 Jahre (Fernwärme 20 Jahre), ohne Restwerte. **Förderung:** 30 % Grundförderung (KfW 459, Unternehmen/Vermieter/Contractoren) bzw. 46 % (selbstnutzende Eigentümer mit Klimageschwindigkeitsbonus), Stand Juli 2026. Statische Preisbasis 2026 ohne künftige CO₂-Preisstufen – jede weitere Stufe verschiebt das Ergebnis zugunsten der Wärmepumpe.

Wichtig für die Einordnung: Der „Sanierungsmythos“ ist durch Feldstudien widerlegt. Das Fraunhofer ISE misst in Bestandsgebäuden – überwiegend Baujahre vor 1990, ohne Vollsanierung – Jahresarbeitszahlen von durchschnittlich 3,4 (Luft) und 4,3 (Erdreich), ohne Korrelation zum Baujahr. Dabei bilden solche Feldauswertungen naturgemäß den installierten Bestand ab, also im Schnitt Geräte früherer Generationen; die seit etwa 2023 marktprägenden Propan-Geräte arbeiten effizienter (Norm-Leistungszahlen bei A7/W35 um 5) und liefern 70 °C Vorlauf und mehr ohne Heizstab – was die Auslegung im Radiator-Altbau zusätzlich vereinfacht. Voraussetzung ist keine neue Fassade, sondern saubere Auslegung: Heizlast, Vorlauftemperaturen, gegebenenfalls einzelne größere Heizkörper, Warmwasserkonzept.

6.2 Die CO₂-Rechnung des Eigentümers: ein stiller Ergebnisfresser

Für ein vermietetes Mehrfamilienhaus mit Gasheizung und 100.000 kWh Verbrauch fallen 2026 rund 1.300 € CO₂-Kosten an (netto; in der Heizkostenabrechnung brutto rund 1.550 €). Liegt das Gebäude im Stufenmodell bei 50 % Vermieteranteil, trägt der Eigentümer davon die Hälfte – pro Jahr, nicht umlagefähig, mit steigender Tendenz: Im ETS-2-Basispfad verdoppelt sich diese Position bis Anfang der 2030er, im Hochpreispfad vervielfacht sie sich. Dazu kommt der hälftige Netzentgelt- und CO₂-Anteil bei neu eingebauten fossilen Kesseln ab 2028. Eine emissionsfreie Wärmeversorgung streicht diese Position vollständig – sie ist damit nicht nur Betriebskosten-, sondern Ertragsschutz.

6.3 Wert, Vermietbarkeit, Kapitalzugang: „braun“ wird teurer als „grün“

Die Finanzseite hat die Energiefrage längst eingepreist. 83 % der europäischen Immobilienentscheider nennen Klimarisiken als Kriterium für den Kapitalzugang (ULI/PwC, Emerging Trends in Real Estate Europe 2026); Fonds und Versicherer steuern ihre Portfolios entlang von CRREM-Pfaden, Taxonomie-Quoten und CSRD-Daten. Die Folgen sind messbar: Zertifizierte, effiziente Büroflächen erzielen rund 6 % Mietprämie (CBRE/JLL), und die Lücke zwischen nachgefragten und verfügbaren „grünen“ Flächen wächst – in Frankfurt auf prognostizierte 87 % bis 2030 (JLL). Umgekehrt gelten an den Top-7-Standorten je nach Sanierungskosten-Schwelle 44–69 % der Büroflächen als stranding-gefährdet (JLL, „The Green Tipping Point“, 2023/24). Im Wohnsegment zeigt sich derselbe Mechanismus über Beleihung und Exit: Energieträger und Effizienzklasse wandern in Bewertungsmodelle, Green-Loan-Konditionen und Ankaufrisikoprofile institutioneller Käufer – Family Offices und Fonds kaufen bevorzugt Bestände, deren Dekarbonisierungspfad geklärt ist. Eine geklärte Wärmeversorgung ist damit zunehmend ein Werttreiber, eine ungeklärte ein Abschlagsgrund.

6.4 Kapital und Kapazität: Der Engpass liegt selten bei der Technik

Die Rechnung hat eine praktische Seite: Ein Heizungstausch im Mehrfamilienhaus bindet je nach Objektgröße und Konzept einen sechsstelligen Betrag – als Faustgröße rund 8.000 bis 12.000 € brutto je Wohneinheit für eine zentrale Luft-Wärmepumpen-Lösung inklusive Einbindung. Für das 12-Parteien-Haus aus der Modellrechnung in 6.1 sind das gut 100.000 bis 140.000 €, ab etwa 25 Einheiten 250.000 € und mehr (vorsteuerabzugsberechtigte Eigentümer rechnen netto entsprechend niedriger). Dazu kommen Planungs-, Förder- und Bauprozesse über 12–24 Monate – multipliziert mit der Zahl der Objekte. Genau hier liegt derzeit die Bremse: Die Wohnungswirtschaft reduziert ihre Investitionen, Verwaltungen arbeiten am Personallimit, WEG-Rücklagen decken selten die volle Summe, und die Zinsen sind nicht mehr bei null (EZB-Einlagesatz seit September 2026: 2,50 % – die zweite Anhebung binnen weniger Monate). Wirtschaftlich attraktive Projekte scheitern deshalb häufig nicht an der Rendite, sondern an Eigenkapital, Personal und Prozess-Know-how – Förderanträge, § 14a-Anmeldung, Hydraulik, Monitoring, Betrieb. Modelle, die Investition, Umsetzung und Betrieb aus einer Hand bereitstellen und über den Wärmepreis refinanzieren, lösen genau diesen Engpass: Sie verwandeln eine Investitionsentscheidung mit zwanzig Unterentscheidungen in einen Liefervertrag mit definiertem Preis und definierter Leistung – bilanzschonend und ohne eigenes Umsetzungsrisiko. Kapitel 7 ordnet diese Option neben den Alternativen ein.

KAPITEL 7

Vier Handlungsoptionen im fairen Vergleich

Für die Wärmeversorgung eines Bestandsobjekts gibt es im Kern vier Wege. Alle vier sind legitim – sie verteilen Kosten, Risiken und Aufwand nur sehr unterschiedlich.

7.1 Abwarten und weiter fossil

Den bestehenden Kessel weiterbetreiben (und im Defektfall gleichartig ersetzen) ist kurzfristig die bequemste Option – und verschiebt alle offenen Fragen in die Zukunft: steigende CO₂-Kosten mit wachsendem Eigentümeranteil, Bio-Treppe ab 2029, das doppelte Gasnetz-Risiko (steigende Entgelte, örtliche Stilllegung), sinkende Förderung, ESG-Abschläge bei Finanzierung und Verkauf. Rational ist Abwarten vor allem dann, wenn die Anlage jung ist, das Objekt in einem konkret geplanten Fernwärmegebiet liegt oder ohnehin eine größere Umbaumaßnahme bevorsteht, in die sich die Wärmefrage integrieren lässt. Dann aber bewusst: mit kalkulierte CO₂-Pfad, Rückstellung für den Umstieg und Blick auf den kommunalen Wärmeplan – nicht als Nichtentscheidung.

7.2 Eigeninvestition in die Wärmepumpe

Wer selbst investiert, sichert sich den vollen wirtschaftlichen Vorteil: Förderung von 30 % (plus Boni je nach Konstellation), dauerhaft niedrige Betriebskosten, Wertsteigerung des Objekts. Dafür trägt er alles selbst: Kapitalbindung, Planungs- und Bauherrenrisiko, Förderbürokratie, Betrieb, Wartung, Effizienzverantwortung über 20 Jahre. Im vermieteten Bestand sind die Refinanzierungswege eng begrenzt (Modernisierungsumlage mit Kappungsgrenzen und Förderabzug), in der WEG braucht es tragfähige Beschlüsse und Finanzierung. Die Eigeninvestition passt zu Eigentümern mit günstigem Kapitalzugang, interner technischer Kompetenz und dem Willen, Energieversorgung als eigenes Gewerbe zu führen. Sie ist die richtige Wahl öfter, als zögerliche Eigentümer glauben – und seltener, als es die reine Förderquote suggeriert.

7.3 Fernwärmeanschluss

In ausgewiesenen Wärmenetzgebieten ist der Anschluss oft der einfachste Weg zur GEG-/EPBD-Konformität: keine Technik im Haus außer der Übergabestation, kein Betriebsaufwand. Dem stehen gegenüber: durchschnittlich höhere Wärmepreise (Mischpreis MFH Ø 15,6 ct/kWh brutto, örtlich deutlich mehr), lange Vertragsbindung an einen Monopolanbieter, Preisgleitklauseln, deren Fairness erst die kommende Preisaufsicht systematisch prüfen wird, und ein Erzeugungsmix, der vielerorts noch Jahre überwiegend fossil bleibt (bundesweit ~63 % – relevant für CO₂-Kostenaufteilung und ESG-Bilanz). Faustregel: In dichten Innenstadtlagen mit konkretem Ausbauplan immer anbieten lassen und rechnen; außerhalb davon ist Fernwärme meist keine reale Option – und Warten auf einen unverbindlich „angedachten“ Ausbau eine teure Wette.

7.4 Wärmelieferung (Contracting): Dekarbonisierung als Dienstleistung

Beim Energieliefer-Contracting plant, finanziert, baut und betreibt ein spezialisierter Anbieter die Wärmepumpenanlage im Objekt und verkauft fertige Wärme zu vertraglich definierten Konditionen – typischerweise über 10 bis 20 Jahre, mit transparenten Preisformeln und garantierten Leistungswerten. Für den Eigentümer verändert das die Aufgabenstellung grundlegend: Aus einem Investitionsprojekt mit Dutzenden Gewerke-, Förder- und Betriebsentscheidungen wird ein Liefervertrag. Kein Eigenkapitaleinsatz, keine Bilanzberührung, kein Bauherren- und Betriebsrisiko, Förderabwicklung und Effizienzverantwortung (inklusive Monitoring) liegen beim Anbieter – ebenso das Interesse an einer hohen Jahresarbeitszahl, denn er bezahlt den Strom. CO₂-Kostenanteile des Vermieters entfallen mit der fossilen Anlage; die ESG-Daten liefert der Betreiber frei Haus.

Fair gehört dazu: Wärmelieferung hat ihren Preis – der Contractor refinanziert Investition und Betrieb über den Arbeits- und Grundpreis, und im laufenden Mietverhältnis setzt § 556c BGB der Umlage Grenzen (Kostenneutralität im Vergleich zur bisherigen Versorgung). Deshalb passt Contracting besonders dort, wo ohnehin investiert werden muss – alte Kessel am Lebensdauerende, Öl- und Nachtspeicherbestände, Neubau und Erstvermietung –, in WEGs (die Gemeinschaft entscheidet per Beschluss und vermeidet die Sonderumlage; die mietrechtliche Kostenneutralitätsprüfung gilt hier nur für vermietende Sondereigentümer gegenüber deren Mietern) sowie bei Gewerbeobjekten mit vertraglicher Gestaltungsfreiheit. Für Wohnungsunternehmen kommt ein steuerlicher Punkt hinzu: Die Auslagerung der Wärmelieferung schützt die erweiterte Gewerbesteuerkürzung, die bei eigener Wärmelieferung an Mieter gefährdet sein kann.

7.5 Die Optionen im Überblick

Kriterium	Abwarten (fossil)	Eigeninvestition WP	Fernwärme	Wärmelieferung (Contracting)
Eigenkapitalbedarf	keiner (zunächst)	hoch	gering	keiner
Betriebskostenpfad	steigend (CO ₂ , Netz, Bio-Treppe)	niedrig, stromgebunden	mittel-hoch, klauselabhängig	definiert über Preisformel, stromgebunden
CO ₂ -Kostenanteil Eigentümer	steigend	entfällt	sinkt (mixabhängig)	entfällt
Umsetzungs-/Betriebsaufwand	gering, bis der Kessel fällt	hoch (Planung, Bau, Betrieb, Förderung)	gering	gering (beim Anbieter)
Risikoträger Technik & Effizienz	Eigentümer	Eigentümer	Versorger (Netz)	Anbieter (mit Garantien)
ESG-/Berichtsdaten	Lücke bleibt	selbst aufbauen	teils vom Versorger	vom Anbieter geliefert
Typischer Einsatzfall	junge Anlage, FW-Gebiet, Umbau geplant	starke Innenorganisation, günstiges Kapital	dichtes Netzgebiet mit fairem Preis	Kessel am Ende, WEG, Portfolio-Rollout, Gewerbe, Neubau

Unterm Strich: Es gibt keinen Königsweg für alle Objekte – aber es gibt für jedes Objekt eine rational beste Option, und sie lässt sich mit den Leitplanken aus Kapitel 4 und einem Blick in den kommunalen Wärmeplan in wenigen Wochen belastbar bestimmen. Je knapper Eigenkapital, interne Kapazität und Risikobudget, desto stärker spricht die Abwägung für das Liefermodell.

KAPITEL 8

Leitfäden: Die nächsten Schritte je Perspektive

Was folgt aus alledem konkret – je nachdem, aus welcher Rolle Sie auf Ihre Bestände schauen? Fünf kompakte Leitfäden.

8.1 Für WEG- und Miethausverwaltungen

Ihre Lage: Sie tragen die Beratungslast der Wärmewende, ohne die Investitionsentscheidung selbst treffen zu können – bei vollem Terminkalender. Jeder ungeplante Kesseldefekt wird zur Krisensitzung; jede vertagte Entscheidung holt Sie als Dringlichkeit wieder ein.

Das gehört jetzt auf Ihre Agenda: Erstens eine Heizungs-Altersliste über alle Mandate – Anlagen über 20 Jahre sind Kandidaten für die nächsten drei Jahre; sie gehören proaktiv auf die Tagesordnung, nicht erst nach dem Ausfall. Zweitens je Objekt der Blick in den kommunalen Wärmeplan (Wärmenetzgebiet oder dezentral?). Drittens für anstehende Fälle frühzeitig Vergleichsangebote in Beschlussqualität: Eigeninvestition mit Förderung und Finanzierung versus Wärmelieferung ohne Sonderumlage – Eigentümerversammlungen entscheiden deutlich leichter, wenn eine Variante ohne Kapitalabruf auf dem Tisch liegt und ein Anbieter Planung, Förderung, Bau und Betrieb komplett übernimmt und auf der Versammlung erläutert. Viertens: CO₂-Kostenaufteilung und Bio-Treppe in der Eigentümerkommunikation verankern – wer 2027 erneut fossil einbaut, sollte wissen, was er sich für 2029 ff. einkauft.

8.2 Für Wohnungsunternehmen und wohnwirtschaftliche Bestandshalter

Ihre Lage: Großes Mengengerüst, knappes Kapital, Gremienpflichten – und ein wachsender, nicht umlagefähiger CO₂-Kostenblock im Bestand. Gleichzeitig verlangen Banken und Aufsichtsgremien einen belastbaren Dekarbonisierungspfad.

Das gehört jetzt auf Ihre Agenda: Erstens Portfolio-Clustering statt Einzelfallentscheidung: Welche Objekte liegen in Fernwärmegebieten, welche sind Wärmepumpen-geeignet (Platz, Vorlauftemperaturen, Strom-Anschluss), wo stehen Kessel vor dem Ende? Zweitens eine ehrliche CO₂-Kostenprojektion je Cluster (Stufenmodell heute, ETS-2-Pfade ab 2028) – sie macht den Preis des Wartens sichtbar und ist Gremien gegenüber das stärkste Argument. Drittens Finanzierungsmix prüfen: Eigeninvestition dort, wo Umlage- und Fördermechanik tragen; Wärmelieferung durch Dritte dort, wo Bilanz, Eigenkapital oder Umsetzungskapazität die Engpässe sind – serielle Rollouts mit einem Partner senken Transaktions- und Baukosten je Objekt spürbar. Viertens die Gewerbesteuerfrage klären, bevor eigene Wärmelieferung an Mieter die erweiterte Kürzung gefährdet. Fünftens Strombeschaffung und § 14a-Rabatte zentral organisieren – der Strompreis ist der größte Betriebskostenhebel der elektrifizierten Wärme.

8.3 Für institutionelle Investoren, Fonds- und Asset-Manager

Ihre Lage: Dekarbonisierung ist bei Ihnen keine Technik-, sondern eine Portfolio- und Reportingfrage: CRREM-Stranding-Jahre, Taxonomie-Quoten, CSRD-Daten, MEPS-Fristen 2030/2033 – und ein Markt, der „grün“ mit Mietprämien und Liquidität belohnt.

Das gehört jetzt auf Ihre Agenda: Erstens objektscharfe Verbrauchs- und Emissionsdaten als Grundlage – ohne sie ist weder CRREM noch CSRD noch ein glaubwürdiger Verkaufsprozess bedienbar; Wärmeversorger mit digitalem Monitoring liefern diese Daten vertraglich zugesichert mit. Zweitens Stranding-Analyse je Asset: Wann kreuzt das Objekt den CRREM-Pfad, was kostet die Abwendung, was kostet sie nicht zu tun (Bewertungsabschlag, Exit-Fähigkeit)? Drittens die Wärmeerzeugung als schnellsten Dekarbonisierungshebel priorisieren: Der Wechsel von Gas auf eine effiziente Wärmepumpe senkt die Emissionen der Wärme sofort um rund 60 % und mehr – Tendenz mit jedem Jahr Strommix-Dekarbonisierung steigend – oft der größte Einzelschritt Richtung Pfadtreue, ohne Eingriff in die Fassade und bei Strukturierung über Dritte

ohne Capex im Fonds. Viertens Manage-to-Green in Büro- und Mischbeständen mit den MEPS-Fristen rückwärts terminieren: Wer 2030 liefern muss, braucht 2027/2028 Entscheidungen. Fünftens bei Ankäufen den Wärmepfad in die Due Diligence ziehen – er ist inzwischen ein Preisfaktor.

8.4 Für Family Offices und private Portfolio-Manager

Ihre Lage: Immobilien sind Ihr Kernvermögen, der Horizont generationenübergreifend, die interne Energie-Expertise begrenzt – und genau deshalb stören offene Energie- und Regulierungsrisiken Ihre eigentliche Zielgröße: ruhigen, planbaren Vermögenserhalt.

Das gehört jetzt auf Ihre Agenda: Erstens Transparenz über den Bestand: Energieträger, Anlagenalter, Effizienzkategorie, Wärmeplan-Status je Objekt – eine Übersicht, die ein Nachmittag mit der Hausverwaltung liefert und die jede weitere Entscheidung trägt. Zweitens die Preisrisiken versachlichen: Mit den Leitplanken aus Kapitel 4 lässt sich je Objekt beziffern, was der fossile Pfad im Basis- und im Hochpreisszenario bis 2035 kostet – und was eine fixierte Wärmelieferung mit transparenter Preisformel dagegen stellt; 15–20 Jahre Preisstruktur passen zum Anlagehorizont wie wenig anderes im Energiemarkt. Drittens Komplexität delegieren: Planung, Förderung, Bau, Betrieb und Reporting sind kein Feld, auf dem ein schlankes Office eigene Kapazität aufbauen muss – entscheidend ist ein Partner mit nachweisbaren Referenzen, Effizienzgarantien und offener Kalkulation. Viertens den Generationenblick nutzen: Eine geklärte, emissionsfreie Wärmeversorgung ist eines der wenigen Investments, das gleichzeitig laufende Kosten senkt, Regulierungsrisiken schließt und die Veräußerbarkeit verbessert – unabhängig davon, ob je verkauft werden soll.

8.5 Für Projektentwickler und Bauträger

Ihre Lage: Das Energiekonzept ist vom Pflichtkapitel zur Produktentscheidung geworden: Es bestimmt Herstellungskosten, Förderfähigkeit, Vermarktungstempo und – bei Forward-Deals an institutionelle Käufer – die ESG-Due-Diligence. Ab 2030 verlangt die EU-Gebäuderichtlinie den Nullemissionsstandard für alle Neubauten (öffentliche Gebäude ab 2028); faktisch heizt der Neubau schon heute zu fast drei Vierteln mit Wärmepumpe.

Das gehört jetzt auf Ihre Agenda: Erstens das Wärmekonzept in die früheste Projektphase ziehen – Grundstücksankauf und Bebauungskonzept entscheiden über Wärmequellen (Flächen für Außengeräte, Erdsonden, PV) und Netzanschlüsse; der kommunale Wärmeplan gehört in jede Ankaufsprüfung. Zweitens Betriebskosten als Verkaufsargument rechnen: Niedrige, planbare Warmkosten verkaufen Wohnungen und vermieten Flächen – gerade im preissensiblen Markt. Drittens die Betreiberfrage vor Vertrieb klären: Wer führt die Energiezentrale nach Übergabe – mit Wartung, Monitoring und garantierten Leistungswerten? Bei Aufteilerobjekten erspart ein professioneller Betreiber der künftigen WEG die schwierigste aller ersten Beschlussfassungen und dem Bauträger jahrelange Gewährleistungsdiskussionen über die Anlagentechnik. Viertens die Kalkulation entlasten: Wird die Wärmeerzeugung von einem Dritten geplant, finanziert und betrieben, verlässt die Technikzentrale die Herstellungskosten, und bei Erstvermietung bestehen – anders als im Bestand – keine mietrechtlichen Umlagehürden; die Konditionen lassen sich von Anfang an sauber in die Mietverträge einbetten. Fünftens Förderkulisse und Standards (Klimafreundlicher Neubau, QNG, Taxonomie) mit dem Energiekonzept verzahnen – sie entscheiden zunehmend über Finanzierungsbedingungen auf Projekt- wie Käuferseite.

KAPITEL 9

Ausblick und Beobachtungsliste bis 2030

9.1 Woran Sie die Entwicklung in den nächsten Jahren messen können

Ein Kompass taugt nur, wenn man ihn gelegentlich neu ausrichtet. Diese Punkte lohnen die Beobachtung:

Energiemärkte: die Entwicklung der Hormus-Krise und der europäischen Gasspeicher über den Winter 2026/27; die Strom- und Gas-Terminkurven für 2027/28 (sie zeigen die Markterwartung früher als jede Studie); die Umlagen- und Netzentgeltbescheide jeweils im Oktober.

Gesetzgebung: der Abschluss der BEHG-Novelle (CO₂-Korridor 2027); das für 2027 erwartete Wärmenetzgesetz mit Preisaufsicht; die Grüngasquote zur Bio-Treppe (Entwurf bis Ende 2026 angekündigt); die EEG-Reform zum 1.1.2027 (relevant für PV- und Mieterstrommodelle); die deutsche MEPS-Umsetzung für Nichtwohngebäude; der Nationale Gebäuderenovierungsplan 2027; der Start des ETS 2 zum 1.1.2028 und die ersten Zertifikatspreise.

Förderung: die BEG-Degressionsschritte (1. Februar und 1. August 2027, 1. Februar und 1. August 2028) sowie der angekündigte Wertschöpfungsbonus für europäische Wärmepumpen ab 2027 – beides verschiebt die Wirtschaftlichkeit planbar, in bekannte Richtung: Früher ist besser.

Markt: die Wärmepumpen-Absatzzahlen (BWP, quartalsweise) als Indikator für Kapazität und Gerätepreise; die Fernwärme-Preistransparenzplattform, sobald sie online geht; die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung in den eigenen Standortgemeinden bis Mitte 2028.

9.2 Drei Szenarien für den Wärmemarkt bis 2030 – und eine robuste Strategie

Im **Basispfad** normalisiert sich der Gasmarkt ab 2027, der CO₂-Preis steigt moderat treppenförmig, die Wärmepumpe baut ihren Betriebskostenvorteil aus, Förderung sinkt planmäßig; der Bestand elektrifiziert sich mit 400.000–600.000 Wärmepumpen pro Jahr. Im **Hochpreispfad** bleibt die geopolitische Lage angespannt, Gas- und Strompreise verharren hoch, ETS 2 startet teuer – fossile Bestände werden zum doppelten Kostenrisiko, und die Nachfrage nach planbaren Liefermodellen steigt sprunghaft. Im **Entspannungspfad** fallen die Energiepreise breit – dann sinken auch Strompreis und Wärmepumpen-Betriebskosten, während CO₂-Preis und Effizienzregulierung als Untergrenze bestehen bleiben.

Das Bemerkenswerte: In allen drei Welten führt derselbe erste Schritt zur robusten Position – Transparenz über den eigenen Bestand schaffen, die Objekte mit auslaufenden fossilen Anlagen identifizieren und für diese den Umstieg auf strombasierte Wärme strukturieren, mit oder ohne eigenes Kapital. Was zwischen den Szenarien variiert, ist nicht die Richtung der Entscheidung, sondern nur ihr Dringlichkeitsgrad.

9.3 Das Zeitfenster

Selten standen die Vorzeichen so klar: Die Technik ist im Bestand bewiesen, der Betriebskostenvorteil zweistellig, die Förderung noch auf hohem Niveau – aber mit eingebautem Countdown ab Februar 2027. Gleichzeitig steigen die Kosten des Nichtstuns Jahr für Jahr: CO₂-Stufen, Bio-Treppe, Netzentgelte, Berichtspflichten, Bewertungsabschläge. Wer größere Bestände verantwortet, muss nicht alles auf einmal umstellen. Aber wer in den nächsten zwölf Monaten Transparenz herstellt, priorisiert und die ersten Objekte strukturiert auf den Weg bringt, verwandelt eine regulatorische Belastung in einen messbaren Wettbewerbsvorteil – bei den Betriebskosten, beim Objektwert und bei der Frage, wie viel Managementaufmerksamkeit das Thema künftig noch bindet.

ANHANG

Glossar, Methodik, Quellen, Hinweise

Glossar kompakt

Begriff	Bedeutung
BEG / KfW 458/459/522	Bundesförderung für effiziente Gebäude; Zuschussprogramme für den Heizungstausch (Privatpersonen / Unternehmen / Nichtwohngebäude)
BEHG / nEHS	Brennstoffemissionshandelsgesetz / nationaler CO ₂ -Emissionshandel für Wärme und Verkehr (bis Ende 2027)
Bio-Treppe	Stufenweise steigende Pflichtanteile biogener Brennstoffe für ab 29.7.2026 eingebaute Gas-/Ölheizungen: 10 % (2029), 15 % (2030), 30 % (2035), 60 % (2040), 100 % klimaneutral (2045)
CO2KostAufg	Gesetz zur Aufteilung der CO ₂ -Kosten zwischen Vermieter und Mieter; Stufenmodell mit bis zu 95 % Vermieteranteil; 50:50 für neue fossile Heizungen ab 2028
Contracting / Wärmelieferung	Ein Dienstleister plant, finanziert, baut und betreibt die Wärmeerzeugung und liefert Wärme zu vertraglich definierten Preisen (DIN 8930-5)
CRREM	Carbon Risk Real Estate Monitor: wissenschaftliche Dekarbonisierungspfade je Nutzungsart; Überschreiten = „Stranding“
CSRD / EU-Taxonomie	EU-Nachhaltigkeitsberichtspflichten bzw. Klassifikationssystem nachhaltiger Investitionen – prägen Kapitalzugang und Reporting
EPBD / MEPS	EU-Gebäuderichtlinie 2024 / Mindesteffizienzstandards: schlechteste 16 % der Nichtwohngebäude bis 2030, 26 % bis 2033 sanieren
ETS 2	Europäischer Emissionshandel für Gebäude und Verkehr ab 2028; marktbasierter CO ₂ -Preis ohne nationalen Deckel
GModG	Gebäudemodernisierungsgesetz, in Kraft seit 29.7.2026; ersetzt die 65%-EE-Pflicht des GEG durch Technologiefreiheit plus Bio-Treppe
JAZ	Jahresarbeitszahl: erzeugte Wärme je eingesetzter kWh Strom im realen Jahresbetrieb; Feldwerte im Bestand 3,4 (Luft) bis 4,3 (Erdreich)
Kommunale Wärmeplanung	Gemeindliche Einteilung in Wärmenetz-, dezentrale und Prüfgebiete; Großstädte seit Mitte 2026, alle Kommunen bis Mitte 2028
Merit-Order	Preisbildung an der Strombörse: das teuerste benötigte Kraftwerk (oft Gas) setzt den Preis – daher koppeln Gaskrisen auf den Strompreis durch
§ 14a EnWG	Reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbraucher (z. B. Wärmepumpen) gegen netzdienliche Steuerbarkeit
§ 556c BGB / WärmeLV	Regeln für die Umstellung auf gewerbliche Wärmelieferung im laufenden Mietverhältnis (Kostenneutralitätsvergleich)
TTF	Niederländischer Gas-Großhandelsplatz; europäischer Referenzpreis
Wärmenetzkompakt	Kabinettschwerpunkte vom 26.8.2026: Preisaufsicht, Transparenzplattform, Schlichtungsstelle für Fernwärme; neues Wärmenetzgesetz in Arbeit

Methodik und Datenstand

Diese Analyse wurde im Sommer 2026 erarbeitet und für die vorliegende Fassung zum 3. Oktober 2026 aktualisiert (u. a. Gaspreis- und Speicherlage, Wärmenetzkompakt, BEHG-Novelle, Strompreisbeschlüsse 2027, EZB-Zinsentscheid September) sowie um aktuelle Studien zur Lage der Immobilienwirtschaft ergänzt. Alle Zahlen stammen aus öffentlich zugänglichen Primärquellen und Studien; Modellrechnungen (Vollkostenvergleich, Szenario-Leitplanken) sind als solche gekennzeichnet, ihre Annahmen im Text offengelegt. Szenarien sind Orientierungsrahmen, keine Vorhersagen. Soweit nicht im Einzelfall anders vermerkt, verstehen sich Preisangaben für Haushalte und Wohnobjekte brutto (inklusive Umsatzsteuer), Großhandels-, Termin- und CO₂-Zertifikatspreise netto; bei den zentralen Kostenangaben ist die Einordnung zusätzlich direkt im Text ausgewiesen. Trotz sorgfältiger Recherche kann für Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität keine Gewähr übernommen werden; verbindliche Auskünfte erteilen die jeweils zuständigen Stellen.

Wichtigste Quellen (Auswahl)

BDEW (Strompreisanalyse 4/2026; „Wie heizt Deutschland“ 6/2026; Statusreport Wärme 1/2026) · Bundesnetzagentur/SMARD (Marktdaten, Monitoring) · AG Energiebilanzen (Energiebilanzen 2024/2025) · Destatis (Zensus 2022; Baufertigstellungen 2025) · Eurostat (Energiepreise H2/2025) · Umweltbundesamt (Emissionsdaten 2025) · DEHSt (nEHS-Versteigerungen) · Deutscher Bundestag (BEHG-Novelle, Drs. 21/7869) · Bundesregierung (Wärmenetzkpaket-Eckpunkte 26.8.2026; GModG) · KfW (Merkblätter 458/459, Stand 7/2026) · dena (Referenzgebäude/Praxisleitfaden Wärmepumpe im MFH, 2024) · BWP/BDH/EHPA (Wärmepumpen-Absatz 2025/2026) · Fraunhofer ISE („WP-QS im Bestand“, 11/2025; Energy-Charts) · Agora Energiewende / Aurora / Prognos / Ariadne / EWI / IEA (Preis- und CO₂-Szenarien) · co2online (Heizkostenprognose 2026) · VDIV (Branchenbarometer 2026) · GdW (Daten & Trends 2025/26) · ULI/PwC (Emerging Trends in Real Estate Europe 2026) · JLL („The Green Tipping Point“, 2024) · CBRE (Nachhaltigkeits-Mietprämien) · Kingstone (Family Office Real Estate Report 2025) · EZB (Zinsentscheide 6/ und 9/2026) · GIE/AGSI u. a. (Gasspeicherstände 9–10/2026) · CRREM. Einzelbelege zu den verwendeten Kennzahlen stellt econeo energy auf Anfrage gern zur Verfügung.

Transparenzhinweis und Autorenschaft

Dieses Dokument wurde gemeinsam von **Claude** (KI-Assistent von Anthropic; Recherche, Datenauswertung, Text- und Grafikerstellung) und **Tilman Gartmeier** (econeo energy; Konzeption, fachliche Prüfung, redaktionelle Verantwortung) erstellt. Teile des Textes und sämtliche Diagramme wurden KI-gestützt erzeugt und anschließend menschlich geprüft. Die redaktionelle und inhaltliche Verantwortung liegt bei econeo energy. Dieser Hinweis dient zugleich der Transparenz über KI-generierte Inhalte im Sinne von Art. 50 der EU-KI-Verordnung.

Rechtlicher Hinweis

Dieser Kompass dient der allgemeinen Information. Er stellt keine Rechts-, Steuer-, Finanzierungs- oder Anlageberatung dar und ersetzt keine einzelfallbezogene Prüfung. Gesetzgebungs- und Förderstände ändern sich laufend; maßgeblich sind die jeweils geltenden Fassungen und die Auskünfte der zuständigen Stellen (u. a. KfW, BAFA, Bundesnetzagentur). Herausgeberin ist die econeo energy GmbH, die Wärmelieferung (Contracting) und Wärmepumpen-Projektierung als eigene Leistungen anbietet; hierauf weisen wir im Interesse der Transparenz hin. Genannte Studien, Institutionen und Marken sind Eigentum ihrer jeweiligen Inhaber und werden ausschließlich als Quellen zitiert. Vervielfältigung und Weitergabe – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe „econeo energy: Wärme-Kompass Immobilienwirtschaft 2026/2027“. Soweit Inhalte KI-generiert sind, besteht an ihnen kein urheberrechtlicher Schutz; Rechte an Auswahl, Anordnung und redaktioneller Bearbeitung bleiben vorbehalten. Anbieterkennzeichnung: Impressum unter www.econeo.energy. © econeo energy GmbH, Köln · Stand: Oktober 2026.

Über econeo energy

econeo energy dekarbonisiert große Bestandsimmobilien mit Wärmepumpen – „Nachhaltige Wärme für große Immobilien, endlich einfach.“ Als mittelständisches Unternehmen mit Sitz in Köln plant, finanziert, baut und betreibt econeo Wärmepumpenanlagen für Mehrfamilienhäuser, Wohnungswirtschaft, Büroimmobilien, Quartiere und Neubauprojekte – im Wärme-Contracting mit 15 bis 20 Jahren Preisstruktur oder als Projektierung zum Kauf, auf Wunsch ergänzt um Photovoltaik (neo.solar). Eigentümer erhalten damit planbare Wärmekosten, einen belastbaren Dekarbonisierungspfad und einen Partner, der Förderung, Technik und Betrieb aus einer Hand verantwortet. Mehr unter www.econeo.energy – dort steht auch der kostenlose Quick-Check für eine erste Objekteinschätzung bereit.

Ihr Ansprechpartner: Tilman Gartmeier, Geschäftsführer · tilman.gartmeier@econeo.energy · +49 160 97989265
econeo energy GmbH · Venloer Str. 47–53 · 50672 Köln · hello@econeo.energy