

Auf dem Weg zur Klimaneutralität: Kosten und CO₂-Emissionen bei der Wohngebäude- Wärmeversorgung

Endbericht im Forschungsvorhaben „Beitrag der Wohngebäude für eine CO₂-neutrale Energieversorgung“

Dr. Nikolaus Diefenbach

Marc Großklos

Dr. Andreas Enseling

Darmstadt, 10.07.2025

Diese Untersuchung wurde durch das
Hessische Ministerium für Wirtschaft, Ener-
gie, Verkehr, Wohnen und ländlichen Raum
gefördert



wirtschaft.
hessen.de

Titel: Auf dem Weg zur Klimaneutralität: Kosten und CO₂-Emissionen bei der Wohngebäude-
Wärmeversorgung

Endbericht im Forschungsvorhaben „Beitrag der Wohngebäude für eine CO₂-neutrale Energieversorgung“

Autoren:

Dr. Nikolaus Diefenbach

Marc Großklos

Dr. Andreas Enseling

(Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt)

mit einem Beitrag von Dr. Norbert Krzikalla, Dr. Lukas Löhr, Oliver Radtke und Andreas Görtz (BET
Consulting GmbH, Aachen) im Anhang

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren des jeweiligen Berichtsteils.

Darmstadt, 10.07.2025

ISBN: 978-3-941140-83-7

Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU)

Rheinstraße 65

64295 Darmstadt

Germany

Telefon +49 (0)6151 2904-0

Fax +49 (0)6151 2904-97

Internet www.iwu.de

Inhalt

1	Einleitung und Kurzfassung	1
1.1	Ausgangssituation und Projektansatz.....	1
1.2	Ansätze für Energiepreisszenarien	1
1.3	Ergebnisse der Maßnahmenanalysen	5
1.3.1	Untersuchung von Maßnahmenpaketen an Gebäuden im Bestand und Neubau	5
1.3.2	Untersuchung von Wärmeschutzmaßnahmen im Bestand.....	9
1.4	Schlussfolgerungen aus Sicht der Klimaschutzstrategie.....	13
2	Rahmenbedingungen für die künftige Wärmeversorgung.....	19
2.1	Im Spannungsfeld zwischen elektrischen Wärmepumpen und grünen Gasen	19
2.2	Diskussion der verschiedenen Optionen	21
2.3	Schlussfolgerungen für die zu betrachtenden Energiepreisszenarien	26
3	Allgemeine Energiepreisentwicklung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung	28
3.1	Strompreise	28
3.2	CO ₂ -Preise	31
3.3	CO ₂ -Emissionen im Stromsektor.....	33
3.4	Preise für Erdgas und Gasversorgung.....	35
3.5	Entwicklung der „grünen Gase“	39
3.6	Entwicklung der flüssigen Brennstoffe	47
4	Ansätze für differenzierte Strompreise bei der Wärmeversorgung in einer zukünftigen Energiewirtschaft	49
4.1	Überblick über die Problemstellung	49
4.2	Simulationsansatz	50
4.3	Simulationsvarianten und Gesamtbilanz.....	53
4.4	Einfluss von dynamischen Stromtarifen und EEG-Förderung im Szenario B.....	61
4.5	Einfluss des Leistungsbedarfs der Wärmeversorgung im Szenario B	65
5	Maßnahmenanalysen für Bestandsgebäude	71
5.1	Einführung in die Untersuchung.....	71
5.2	Maßnahmenanalysen für das Einfamilienhaus (EFH) im Bestand	74
5.2.1	Einfamilienhaus mit Gasheizung und weitreichendem Sanierungsbedarf	74
5.2.2	Weitere Varianten für das Einfamilienhaus	83
5.3	Maßnahmenanalysen für das Mehrfamilienhaus (MFH) im Bestand	89
5.3.1	Mehrfamilienhaus mit Gasheizung und weitreichendem Sanierungsbedarf	89
5.3.2	Weitere Varianten für das Mehrfamilienhaus.....	93
5.4	Veränderungen in den Rahmenbedingungen der Szenarien	96
5.4.1	Verkürzung des wirtschaftlichen Amortisationszeitraums.....	96
5.4.2	Situation ohne Nutzungspflicht für erneuerbare Energien bei Heizungserneuerung	98
5.4.3	Stärkerer Anstieg der Gasnetzentgelte	101
5.4.4	Variation des CO ₂ -Emissionsfaktors der grünen Übergangsbrennstoffe	103

6 Maßnahmenanalysen für Neubauten	105
6.1 Einführung in die Neubauuntersuchung	105
6.2 Maßnahmenanalysen für das Einfamilienhaus im Neubau	106
6.3 Maßnahmenanalysen für das Mehrfamilienhaus im Neubau	110
7 Analyse von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebestand	114
7.1 Einführung in die Untersuchung	114
7.2 Untersuchung der Wärmedämmmaßnahmen für die einzelnen Gebäudebauteile	120
Literaturverzeichnis	135
Anhang A : Kostenansätze für Wärmeversorgungssysteme	142
Anhang B : Modellgebäude, Wärmeschutzmaßnahmen und Bilanzierung	149
Anhang C : BET GmbH: Umbrüche im Strom- und Gasmarkt aus Sicht der Haushalte	153

1 Einleitung und Kurzfassung

1.1 Ausgangssituation und Projektansatz

Im Bundes-Klimaschutzgesetz ist festgelegt, dass Deutschland bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral werden soll. Aus Sicht der Eigentümer von Wohngebäuden lässt sich damit zugespitzt formuliert die Frage stellen, ob bzw. in welchem Umfang sie eigentlich noch in (teure) Wärmeschutz- und Wärmeversorgungsmaßnahmen investieren sollen, wo doch in absehbarer Zukunft ohnehin die gesamte Energiewirtschaft - quasi „per definitionem“ - emissionsfrei sein wird. Eine solche Haltung von „abwarten statt investieren“ ist zwar im Grundsatz durchaus als eine denkbare Option zu bewerten, allerdings zeichnen sich bei näherer Betrachtung mögliche Probleme ab:

- Die Potentiale erneuerbarer Energieträger sind national und (bei stark steigender Nachfrage) zumindest zeitweise auch international begrenzt. Der Verzicht auf Investitionen in die Gebäude könnte also die Erreichung der Klimaneutralität gefährden.
- Für den Klimaschutz ist nicht nur das langfristige Ziel, sondern auch der Weg dorthin zu beachten: Zur Verminderung des Treibhauseffekts ist es entscheidend, dass die klimaschädlichen Emissionen möglichst frühzeitig reduziert werden. Selbst wenn also die langfristige Klimaneutralität 2045 auch mit verminderten Anstrengungen bei den Wohngebäuden noch erreichbar wäre, könnten auf dem Weg dorthin zu viele Treibhausgase freigesetzt werden.
- Der Verzicht auf umfangreiche und entsprechend teure Investitionen in die Gebäude würde bedeuten, dass deren Energiebedarf höher ausfällt. Das heißt aber, dass ebenfalls teure erneuerbare Energieträger in deutlich stärkerem Umfang nachgefragt werden müssten.

Dieser dritte Punkt betrifft also nicht nur die gesamtgesellschaftlichen (Klimaschutz-)Interessen, sondern unmittelbar auch die individuellen (wirtschaftlichen) Interessen der von den Energiekosten betroffenen Hauseigentümer und -bewohner. Er bildet den Ansatzpunkt für das vorliegende Forschungsvorhaben: Unter der Voraussetzung, dass eine Reduzierung der CO₂-Emissionen auf Null bei allen Energieträgern durch Steigerung der „erneuerbaren“ Anteile bis zum Jahr 2045 tatsächlich erreicht werden kann, werden unterschiedliche Szenarien für die Preisentwicklung dieser Energieträger betrachtet. Vor diesem Hintergrund werden für vier Beispielgebäude (je ein Ein- und ein Mehrfamilienhaus im Gebäudebestand und Neubau) die verschiedenen Handlungsoptionen der Eigentümer bezüglich unterschiedlicher Maßnahmen bei Wärmeschutz und Wärmeversorgung untersucht. Zur wirtschaftlichen Bewertung werden die Gesamtkosten betrachtet. Dabei handelt es sich um die Investitionskosten plus dem (auf das Ausgangsjahr 2025 zurückgerechneten) Barwert der zukünftigen Energie- und Wartungskosten. Die ökologische Bewertung erfolgt anhand der Gesamtmenge von CO₂-Emissionen, die ab dem Ausgangsjahr bis zur Erreichung der Klimaneutralität 2045 noch entstehen.

Das Forschungsvorhaben wurde vom Institut Wohnen und Umwelt mit Förderung des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr, Wohnen und ländlichen Raum durchgeführt. Für die Beantwortung besonderer energiewirtschaftlicher Fragestellungen wurde die BET Consulting GmbH als Projektpartner eingebunden. Die vorliegende Kurzfassung erläutert die in der Studie verwendeten Ansätze für Energiepreisszenarien und gibt einen Überblick über die durchgeführten Analysen. Darüber hinaus dient sie der Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse und der Darstellung der Schlussfolgerungen.

1.2 Ansätze für Energiepreisszenarien

Angesichts der Klimaschutzziele ist damit zu rechnen, dass die weitere Entwicklung der ökonomischen Bedingungen im Gebäude- und Energiebereich stark von externen Rahmensetzungen abhängt, die den Weg zu

einer erfolgreichen Transformation ebnen müssen. Dies betrifft insbesondere die Energiepreise: Die in der Vergangenheit übliche Sichtweise, dass die Energiepreise primär durch eine auf dem Weltmarkt ablaufende Preisentwicklung der dominierenden fossilen Brennstoffe (Kohle, Öl, Erdgas) geprägt werden, lässt sich nicht mehr aufrechterhalten. Vielmehr werden die Energiepreise die in den nächsten 20 Jahren ablaufende komplette Ablösung der fossilen durch erneuerbare Energien nicht nur widerspiegeln, sondern sie – wie am Beispiel der CO₂-Bepreisung deutlich wird – auch mitgestalten müssen. Das Preisniveau, mit dem die Eigentümer und Bewohner von Wohngebäuden zukünftig konfrontiert sind, wird also stark von den Rahmensetzungen abhängen, die in Politik und Gesellschaft festgelegt werden.

Dabei ist zu beachten, dass in der aktuellen Diskussion bei der Bewertung der Zukunftsperspektiven für die Gebäude-Wärmeversorgung vereinfacht gesprochen zwei widerstreitende Sichtweisen miteinander konkurrieren: Im einen Fall „A“ wird eine rein elektrische Wärmeversorgung durch sogenannte monovalente (d. h. die Wärmeerzeugung allein übernehmende) Wärmepumpen als die durchgängig richtige Lösung angesehen, im anderen Fall „B“ wird dem Übergang zu „grünen“ (d.h. weitgehend klimaneutralen) Brennstoffen eine deutlich stärkere oder sogar dominierende Rolle zugewiesen, so dass eine Wärmeversorgung durch Heizkessel weiterhin in großem Umfang möglich wäre.

Im vorliegenden Projekt kann keine endgültige Entscheidung zwischen diesen beiden Konzepten getroffen werden. Verschiedene Untersuchungen – auch des IWU [Diefenbach et al. 2019] – legen allerdings den Schluss nahe, dass ein alleiniges Setzen auf grüne Brennstoffe aus heutiger Sicht mit zu großen Nachteilen und Risiken verbunden wäre und den Wärmepumpen daher eine Schlüsselrolle bei der Transformation der Wärmeversorgung zukommen muss. Denn die noch ganz am Anfang stehende Markteinführung von mit großen Potentialen verfügbaren, aus Solar- und Windstrom produzierten Brennstoffen, nämlich Wasserstoff und seinen Derivaten (gasförmiges synthetisches Methan „SNG“ bzw. flüssige „E-Fuels“) erfordert lange Zeiträume und weist entsprechend große Unsicherheiten auf. Zwar stehen auch vorrangig aus Biomasse produzierte grüne „Übergangsbrennstoffe“ zur Verfügung, die aber angesichts der Potentialgrenzen von Biomasse und der möglichen indirekten Treibhausgasemission (durch Anbau, Verarbeitung und Landnutzungsänderungen) ebenfalls als problematisch gelten müssen.

Dennoch kann eine zunehmende und relevante Rolle grüner Brennstoffe bei der Gebäude-Wärmeversorgung an dieser Stelle auch nicht ausgeschlossen werden. Dies gilt insbesondere angesichts der denkbaren Möglichkeit, dass bivalente Wärmepumpen (d.h. die Kombination einer kleinen und daher kostengünstigen Wärmepumpe mit einem Heizkessel) eine Art Brückenfunktion zwischen den widerstreitenden Konzepten A und B einnehmen können. Die Wärmepumpe trägt dabei den weit überwiegenden Anteil der Wärmeversorgung, der Heizkessel dient weitgehend lediglich der Abdeckung von Lastspitzen.

Vor diesem Hintergrund werden im Forschungsvorhaben zwei Szenarien bezüglich der zukünftigen Energiepreisentwicklung betrachtet:

- **Szenario A** geht davon aus, dass die Entwicklung der Energiepreise stark in Richtung auf eine rein elektrische Wärmeversorgung mit vergleichsweise niedrigen elektrischen Energiepreisen ausgerichtet ist. Die aktuelle Rahmensetzung folgt am ehesten diesem Szenario.
- **Szenario B** nimmt demgegenüber an, dass die Energiepreisentwicklung im Vergleich zu Ansatz A weniger günstig für die elektrische Wärmeversorgung und optimistischer aus Sicht der grünen Brennstoffe verläuft.

Die resultierenden Annahmen für den Strom-Arbeitspreis von Haushaltskunden (d.h. den verbrauchsabhängigen Anteil des Strompreises) sind Abbildung 1 dargestellt.

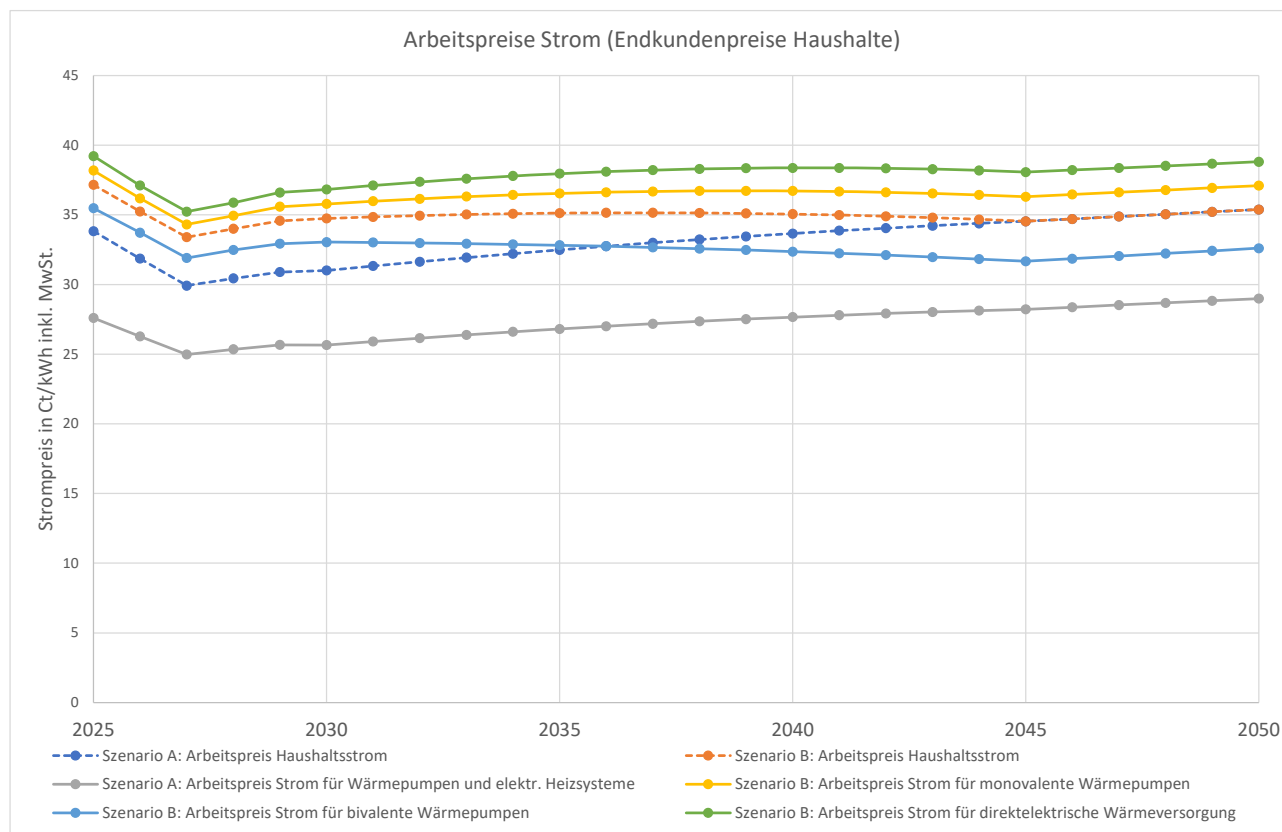


Abbildung 1: Modellansätze für den Arbeitspreis für elektrischen Strom zur Wärmeherzeugung sowie für den sonstigen Haushaltsstrom in den Szenarien A und B (Realwerte inkl. MwSt.)

Während im Szenario A für die elektrische Wärmeversorgung lediglich Strompreise im Bereich von 25 bis knapp 30 Cent/kWh auftreten, liegen die Werte im Szenario B je nach Heizsystem in einem Bereich von 30 bis 40 Cent/kWh und somit deutlich höher.

Die differenzierten Preise im Szenario B resultieren aus der Annahme zukünftiger dynamischer (d.h. vom zeitlich variablen Solar- und Windstromangebot abhängiger) Stromtarife. Für die Analyse dieser speziellen Fragestellung wurde ein vom IWU entwickeltes Simulationsmodell verwendet [Diefenbach et al. 2017]. Dabei wurde ein Zwischenstadium auf dem Weg zu vollständigen Klimaneutralität betrachtet, bei dem bereits sehr hohe nutzbare Solar- und Windstromanteile von ca. 75 % in der elektrischen Energieversorgung vorliegen. Im Resultat zeigen sich etwas günstigere Strompreise für bivalente gegenüber monovalenten Wärmepumpen und elektrischen Heizsystemen. Die Ursache liegt darin, dass in bivalenten Systemen der begleitende Heizkessel die Rolle des zeitlichen Lastausgleichs mit übernehmen kann, so dass ein merklich geringerer Brennstoffverbrauch in den Kraftwerken verursacht wird als bei monovalenten Wärmepumpen und erst recht bei der ineffizienten direktelektrischen Beheizung. Diese Unterschiede werden im Szenario B auch bei den resultierenden CO₂-Emissionen berücksichtigt, so dass bivalente Wärmepumpen dann beim Strombezug günstiger und monovalente Wärmepumpen sowie direktelektrische Heizsysteme ungünstiger abschneiden als im Szenario A, für das ein einheitlicher „Strommix“ angesetzt wird.

Mit einem ähnlichen Modellansatz wurde auch der zusätzliche Leistungsbedarf im elektrischen Kraftwerkspark untersucht, der von einer rein elektrischen Wärmeversorgung ausgehen würde. Auf dieser Grundlage werden zusätzliche, auf die Wärmeherstellungsleistung bezogene Netzentgelte in Höhe von 20 bzw. 40 €/kW_{th} · a für monovalente Erd- bzw. Außenluft-Wärmepumpen und von knapp 60 €/kW_{th} · a für direktelektrische Heizsysteme abgeschätzt. In der Analyse werden sie nur in dem für die elektrische Wärmeversorgung weniger optimistischen Szenario B angesetzt, in den in Abbildung 1 dargestellten Arbeitspreisen sind sie nicht mitberücksichtigt. Im Fall bivalenter Wärmepumpen fallen diese Zusatzkosten nicht an, da bei

diesen Anlagen wiederum der ergänzende Heizkessel die notwendige thermische Leistung an den kältesten Wintertagen bereitstellen kann.

Die Kostenansätze der Szenarien A und B für die Entwicklung der Arbeitspreise gasförmiger Brennstoffe für die Wohngebäude-Wärmeversorgung sind in Abbildung 2 dargestellt.

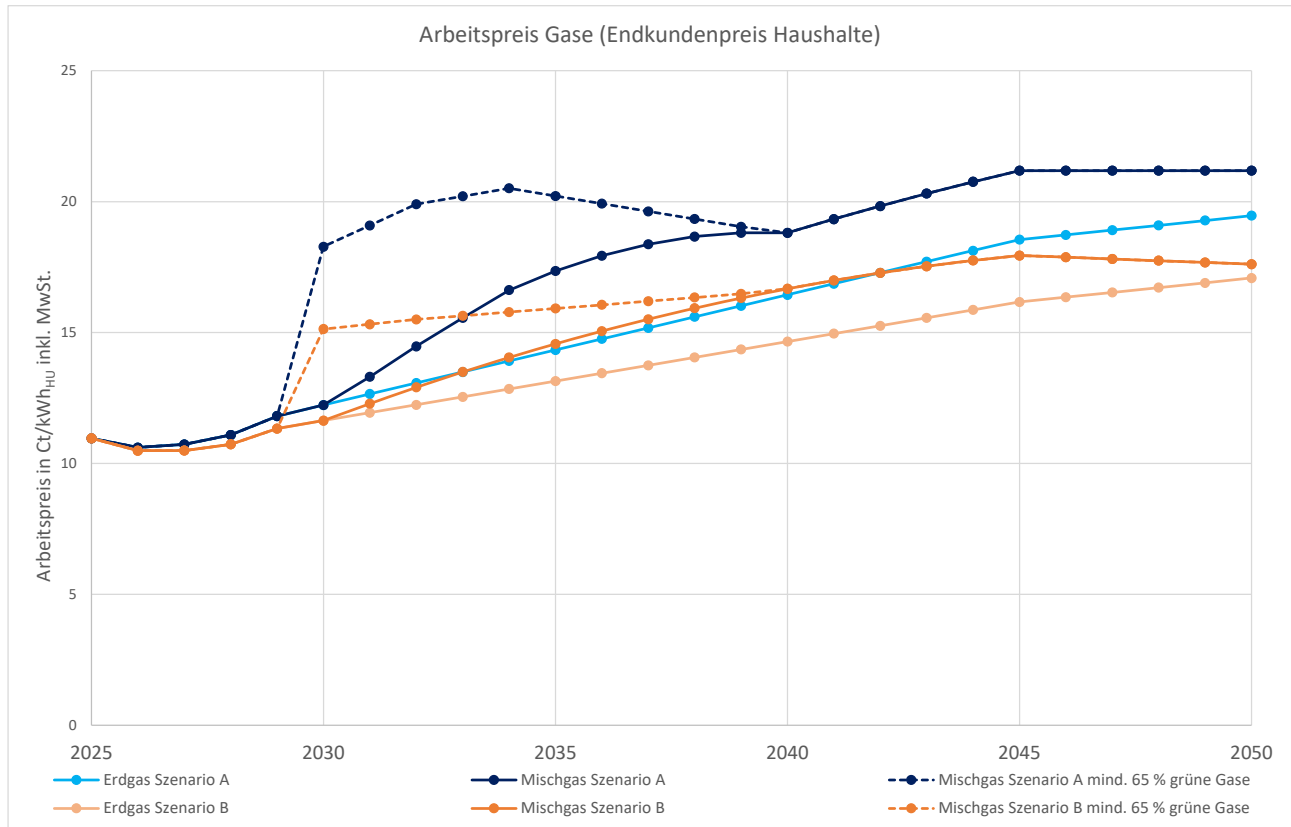


Abbildung 2: Modellansätze für die Endkundenpreise (Arbeitspreisanteil) der Gasversorgung von Haushaltskunden (Realpreise inkl. MwSt. bezogen auf den Heizwert)

Der Erdgaspreis ist nur zu Vergleichszwecken eingezeichnet. Tatsächlich wird nämlich in beiden Szenarien davon ausgegangen, dass durch geeignete Rahmensetzungen der Anteil der grünen Gase für alle Verbraucher ab 2030 linear von Null auf 100 % im Jahr 2045 erhöht wird, so dass jeweils der Preisverlauf „Mischgas“ maßgeblich ist. Bei Erneuerung des Heizkessels ist darüber hinaus das Gebäude-Energie-Gesetz zu beachten, das – in dem Fall, dass der Heizkessel die Wärmeversorgung weiterhin allein übernimmt – mit Übergangsfristen eine mindestens 65-prozentige Verwendung grüner Gase vorsieht. In dieser Situation sind dann die nochmals deutlich höheren Kosten der Kurven mit dem Hinweis „mind. 65 % grüne Gase“ ausschlaggebend. Der besonders stark ansteigende Kurvenverlauf in Szenario A resultiert aus der Annahme, dass aufgrund generell steigender Nachfrage nach grünen Übergangsbrennstoffen eine Knappheit und daher ein erheblicher Preisanstieg auftritt, der erst durch die allmählich eintretende Markteinführung von Wasserstoff wieder reduziert wird.

Der Preisanstieg bei den gasförmigen Brennstoffen wird allerdings nicht nur durch den Übergang zu klimaneutralen Brennstoffen verursacht. Eine wichtige Rolle kommt auch der CO₂-Bepreisung (bei den bis 2045 noch genutzten Erdgasanteilen) und den Gasnetzentgelten zu. Für die (sektorübergreifend in den Gebäuden und bei der Stromerzeugung angesetzte) CO₂-Bepreisung wird nach Sichtung verschiedener Prognosen ein mittleres Szenario mit einem Anstieg bis auf ca. 240 €/t (ohne MwSt.) im Jahr 2045 angenommen. Für die

Netzentgelte in langfristig bestehenden Gasnetzen wird in den Szenarien A und B bis 2045 ein Anstieg um den Faktor 3 bzw. 2 gegenüber dem heutigen Niveau angesetzt.

1.3 Ergebnisse der Maßnahmenanalysen

1.3.1 Untersuchung von Maßnahmenpaketen an Gebäuden im Bestand und Neubau

Auf Basis der durch die Szenarien A bzw. B vorgegebenen Randbedingungen wurden die Handlungsoptionen für die vier Beispielgebäude im Bestand und Neubau untersucht. Ausgangspunkt der Betrachtung ist das Jahr 2025, in dem die angenommene Entscheidung zur energetischen Modernisierung stattfindet bzw. der Neubau realisiert wird. Im Gebäudebestand werden vor 1978 (d.h. vor der ersten Wärmeschutzverordnung) errichtete Altbauten betrachtet, die allerdings – im Sinne eines nicht zu optimistischen Ansatzes für die Energiesparpotentiale – nicht die ungünstigsten Wärmeschutz-Kennwerte dieses Baualters aufweisen. Der Zeitraum der Szenarienanalyse und der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beträgt 20 Jahre. Es werden reale Kosten betrachtet, der (Real-)Zinssatz wird zu 2% angenommen.

Berücksichtigt werden Maßnahmen zum Wärmeschutz der einzelnen Gebäudebauteile (Außenwand, Dach bzw. Obergeschossdecke, Fußboden bzw. Kellerdecke) und für die Wärmeversorgung (Heizkessel, Wärmepumpe, elektrische Direktheizung, ergänzende Solaranlage). Bei bivalenten Wärmepumpen wird eine Auslegung auf 35 % der Heizleistung und eine Deckung von 80 % des Wärmebedarfs bzw. des nach Abzug von Beiträgen einer Solaranlage verbleibenden Rest-Wärmebedarfs angenommen. Investive Förderzuschüsse werden in stark vereinfachter Form in einer aktuell typischen Größenordnung mitberücksichtigt, und zwar in Höhe von 15 % der Maßnahmenkosten beim Wärmeschutz (bei Einhaltung bestimmter Mindestvorgaben) und 50 % bei Wärmepumpen und Solarthermieranlagen. Heizkessel und direktelektrische Heizungen werden nicht gefördert. Photovoltaikanlagen, die in ihrer Dimensionierung für eine Unterstützung der Wärmeversorgung ausgelegt sind, werden im Fall von Wärmepumpen und elektrischen Heizsystemen alternativ zu Solarthermieranlagen berücksichtigt und stellen sich gegenüber diesen in der Regel als wirtschaftlich günstiger heraus, obwohl hier lediglich eine implizite Förderung durch die Einspeisevergütung für überschüssigen Solarstrom berücksichtigt wurde. Die Fernwärmeversorgung sowie Holz- bzw. Holzpellettheizungen werden in der Untersuchung nicht berücksichtigt: Bei der Fernwärme ist dies durch die starke Abhängigkeit dieser Option von der Vor-Ort-Situation begründet, bei den Holzheizungen durch die begrenzten Potentiale von Biomasse und damit auch von reinen Biomasseheizungen.

Durch die Möglichkeit, verschiedene Maßnahmen und unterschiedliche Dämmstandards zu kombinieren, ergibt sich eine große Vielzahl realisierbarer Maßnahmenpakete, die mit Hilfe eines im Projekt entwickelten softwaregestützten Szenarienmodells bezüglich ihrer Gesamtkosten und der über die Jahre kumulierten CO₂-Emissionen (bis zur Erreichung der Klimaneutralität 2045) untersucht wurden. Bei den Bestandsgebäuden sind außerdem unterschiedliche Ausgangssituationen zu unterscheiden, d.h. die Handlungsoptionen werden auch dadurch bestimmt, ob bestimmte Sanierungsmaßnahmen im Ausgangsjahr 2025 anstehen.

Vor diesem Hintergrund sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 die Ergebnisse der Szenarien A bzw. B für ein bisher gasbeheiztes Einfamilienhaus mit umfassendem Sanierungsbedarf dargestellt, bei dem im Entscheidungsjahr 2025 neben einer Erneuerung des Wärmeerzeugers auch ein Anstrich der Außenwand, eine Neueindeckung des Daches und eine Erneuerung der Fenster ansteht. Die x-Achse (Abszisse) zeigt, bezogen auf die Wohnfläche, die bis 2045 noch entstehenden Gesamtemissionen an, die y-Achse (Ordinate) den flächenbezogenen Barwert der Gesamtkosten aus Investitionsmaßnahmen (abzüglich Förderung) und jährlichen (Energie-)Kosten. Bei allen Auswertungen sind die Fälle in der Nähe des Kostenoptimums (global oder für die einzelnen Heizsystemtypen separat betrachtet) von besonderem Interesse.

Verschiedenfarbige Punkte (ringförmig dargestellt) zeigen die verschiedenen Haupt-Wärmeerzeuger an. Im Fall ergänzender Solaranlagen (als Solarthermie oder Photovoltaik) sind die Ringe gelb ausgefüllt. Der einzelne innere rote Punkt zeigt den „Referenzfall“ mit minimalem Sanierungsumfang an, d.h. hier wird aus energetischer Sicht lediglich der als notwendig angenommene Kessel- und Fensteraustausch durchgeführt,

während die Erneuerung der Wand (Anstrich) und des Daches (Neueindeckung) ohne Verbesserung des Wärmeschutzes realisiert werden. Die Berücksichtigung der Installation neuer Heizkessel (allein oder ergänzend zur bivalenten Wärmepumpe) basiert auf der Annahme, dass das vorhandene Gasnetz im Betrachtungszeitraum noch weiterbetrieben wird. Im Fall eines deutlich früheren Abschaltzeitpunkts würde die Kesselerneuerung kaum als realistische Option weiterbestehen.

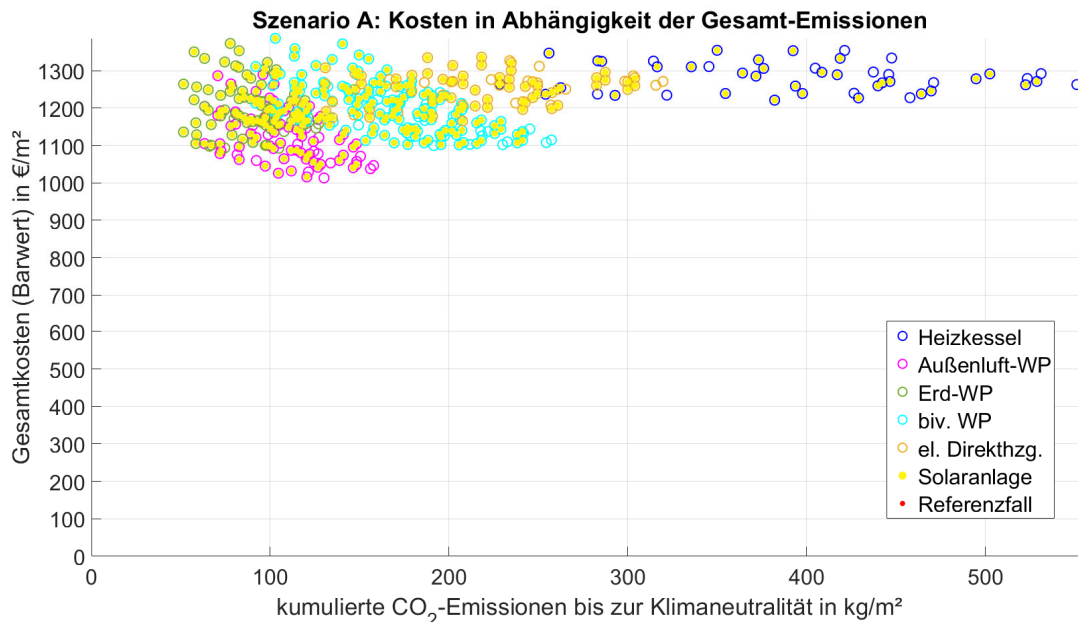


Abbildung 3: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen (wohnflächenbezogene Angaben)

In Abbildung 3 ist zu erkennen, dass unter den verschiedenen Haupt-Wärmeerzeugern die violett markierten monovalenten Außenluft-Wärmepumpen im Szenario A hinsichtlich CO₂-Emissionen und Kosten besonders günstig abschneiden. Insbesondere besetzen sie das Kostenoptimum (d.h. den in der Abbildung am weitesten unten liegenden Kostenbereich). Erd-Wärmepumpen (grün markiert) weisen zwar teils noch etwas geringere Emissionen, gleichzeitig aber höhere Kosten auf. Am nächsten bezüglich Kosten und Emissionen reihen sich die hellblau gefärbten Punkte der bivalenten Wärmepumpen (mit begleitendem Heizkessel) ein, während die elektrischen Direktheizungen (hellbraun) und die reinen Heizkesselsysteme (blau, inklusive dem rot markierten Referenzfall rechts außen) am ungünstigsten abschneiden.

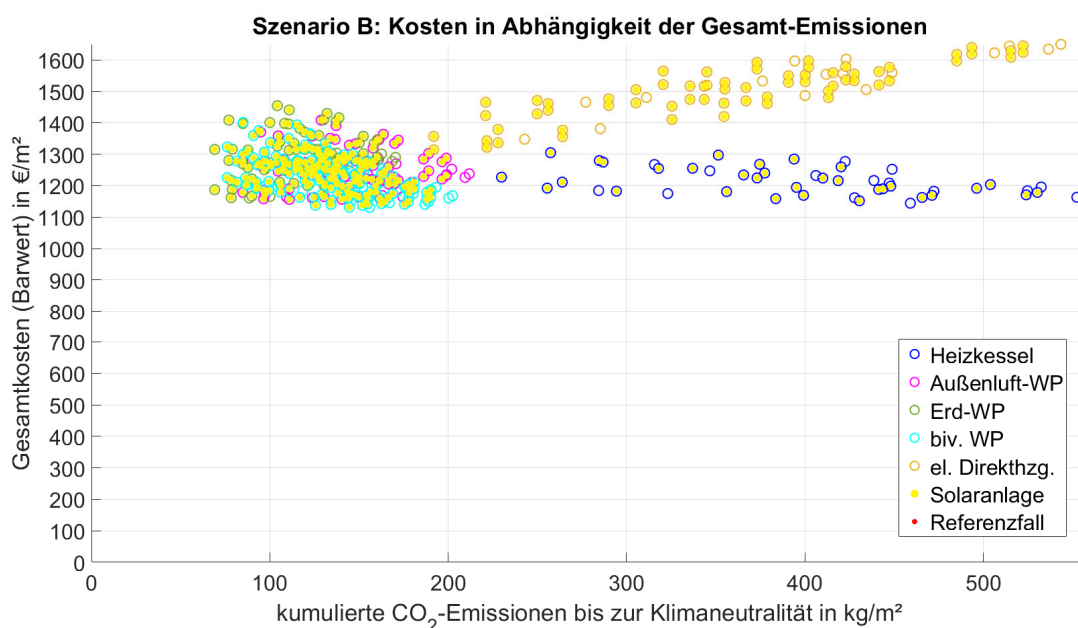


Abbildung 4: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Abbildung 4 zeigt demgegenüber für Szenario B ein deutlich verändertes Bild: Die wirtschaftlich günstigsten Fälle liegen hier im Bereich der bivalenten Wärmepumpen. Der Kostenabstand zu den nächstliegenden Heizkessel-Systemen und zu den monovalenten Wärmepumpen ist dabei allerdings nicht groß. Direktelektrische Systeme weisen sowohl bei den Kosten als auch den Emissionen gegenüber Szenario A noch einmal deutlich ungünstigere Werte auf.

Abbildung 5 zeigt die Ergebnisse von Szenario A und Szenario B im direkten Vergleich.

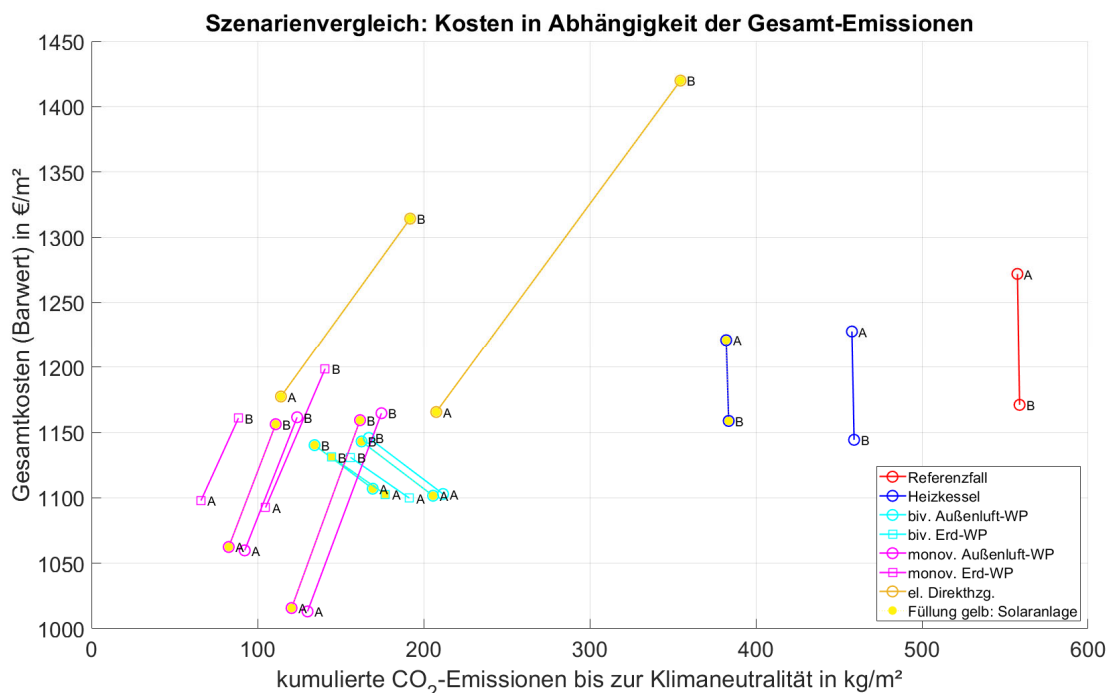


Abbildung 5: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die Darstellung auf ausgewählte Fälle im Bereich der niedrigsten Kosten innerhalb der jeweiligen Heizsystem-Typen beschränkt. Miteinander verbundene Punkte stehen für das jeweils gleiche Maßnahmenpaket im Szenario A bzw. Szenario B. Die Zugehörigkeit zum jeweiligen Szenario ist anhand der eingetragenen Buchstaben abzulesen.

Wenn man annimmt, dass die Zukunftsentwicklung einerseits zwar unbekannt ist, andererseits aber mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit und Plausibilität innerhalb des durch die Szenarien A und B aufgespannten Korridors verlaufen wird, so markieren die jeweils verbundenen Punkte den mit der jeweiligen Modernisierungsentscheidung verknüpften „Unsicherheitsbereich“ bezüglich der zu erwartenden Emissionen und Kosten. Hier zeigt sich, dass im Fall der monovalenten Außenluft-Wärmepumpen der Kostenvorteil im Szenario A besonders groß ist, im möglichen Übergang zu Szenario B allerdings ein vergleichsweise großes Kostenrisiko zu sehen wäre. Demgegenüber zeigen sich die bivalenten Wärmepumpen im Szenario A zwar merklich ungünstiger, aber insgesamt „kostenstabiler“.

In der Abbildung wird auch deutlich, dass sich die Szenarien nicht nur bei den Kosten, sondern auch bei den CO₂-Emissionen unterscheiden. Aufgrund der differenzierten Ansätze im Hinblick auf den jeweiligen Strombezug aus brennstoffbetriebenen Kraftwerken in Szenario B liegen dort die Emissionswerte für die bivalenten Wärmepumpe insgesamt merklich günstiger, für die monovalenten Wärmepumpen und vor allem die direkt elektrischen Heizsysteme dagegen ungünstiger als in Szenario A.

Ausgehend von dem oben dargestellten Fall des gasbeheizten Einfamilienhauses mit umfassendem Sanierungsbedarf wurden verschiedene weitere Konfigurationen untersucht. Dabei wurde die Ausgangssituation verändert (öl- statt gasbeheizt, nur Heizungserneuerung notwendig bzw. gar kein Erneuerungsbedarf, notwendiger Heizkörperaustausch bei Wärmepumpeninstallation) und es wurden Variationen in den allgemeinen Randbedingungen betrachtet (Verzicht auf Förderung, wirtschaftliche Amortisationszeit 15 statt 20 Jahre, Aussetzen der Forderung nach einem 65-prozentigen Anteil erneuerbarer Energien bei Heizungserneuerung, stärkerer Anstieg der Gasnetzentgelte um den Faktor 5, unterschiedliche Annahmen zu den CO₂-Emissionsfaktoren von Übergangsgasen aus Biomasse). Darüber hinaus wurden die Analysen auf das Mehrfamilienhaus übertragen.

Auch unter Berücksichtigung dieser Parametervariationen zeichnen sich in den Untersuchungen relativ stabile Ergebnisse bezüglich der verschiedenen Wärmeversorgungstypen ab:

- Im Szenario A stellt sich durchgehend die monovalente Außenluft-Wärmepumpe als das wirtschaftlich günstigste System heraus. Das gilt hier auch noch im Fall eines Verzichts auf Fördermittel oder eines verkürzten Betrachtungszeitraums.
- Im Szenario B ist der Kostenabstand zwischen den einzelnen Systemen, insbesondere den monovalenten Wärmepumpen, den bivalenten Wärmepumpen (ohne gravierende Unterschiede zwischen den Wärmequellen Außenluft und Erdreich) und den Heizkessel-Systemen, deutlich enger. Bivalente Wärmepumpensysteme liegen hier – wenn die Fördermittel mitberücksichtigt werden – wirtschaftlich häufig knapp an der ersten Stelle, in den anderen Fällen wird diese zumeist von den Heizkesseln eingenommen.
- Im Sinne einer Zusammenfassung der Analyse wurden in manchen Fällen die Durchschnittswerte der Szenarien A und B bezüglich Kosten und CO₂-Emissionen betrachtet. Dies entspricht einer Sichtweise, in der die gegenläufigen Szenarien A und B für gleich wahrscheinlich gelten oder von einer in der Mitte zwischen diesen beiden Szenarien verlaufenden Entwicklung ausgegangen wird. In dieser Perspektive erweisen sich durchgängig entweder monovalente Wärmepumpen (in den meisten Fällen beim Einfamilienhaus) oder bivalente Wärmepumpen (generell beim Mehrfamilienhaus) als die günstigsten Lösungen. Der Kostenabstand ist aber nicht sehr groß: Die Mehrkosten des jeweils anderen („zweitbesten“) Wärmepumpentyps liegen in der Regel nicht mehr als 5 % vom Kostenoptimum entfernt. In dem Fall, dass eine Erneuerung des bestehenden Heizkessels gar nicht erforderlich ist, stellt sich die Installation einer ergänzenden bivalenten Wärmepumpe günstiger dar als die Beibehaltung der reinen Kesselheizung.

- Elektrische Direktheizungen zeigen sich durchweg nicht im näheren Bereich der wirtschaftlich günstigsten Fälle und weisen deutlich höhere CO₂-Emissionen auf (insbesondere im Szenario B). Monovalente Erd-Wärmepumpen sind im Vergleich zu den Außenluft-Wärmepumpen zumeist mit höheren Gesamtkosten behaftet, wobei die Kostendifferenz in Einzelfällen nicht gravierend ausfällt. In der Nähe des kostenoptimalen Bereichs finden sich bei allen Heizsystemtypen in aller Regel sowohl Fälle mit als auch ohne ergänzende Solaranlage, so dass sich diesbezüglich keine eindeutige Präferenz abzeichnet.
- Bezüglich der CO₂-Emissionen weisen die Wärmepumpen-Systeme durchgängig die günstigsten Werte auf. Im Szenario A sind die monovalenten Systeme im Vorteil, im Szenario B liegen die bivalenten Systeme etwa gleichauf. Heizkessel und elektrische Direktheizungssysteme führen zu deutlich ungünstigeren Ergebnissen.

Entsprechende Untersuchungen wurden auch für die Beispielgebäude im Neubau durchgeführt. Im Hinblick auf den Wärmeschutz wurden dabei neben dem im Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) definierten Niveau des Referenzgebäudes noch zwei weitergehende Dämmstandards berücksichtigt. Anders als im Gebäudebestand wurde hier auch die Option der Installation einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung betrachtet. Aufgrund der im Neubaubereich deutlich besseren Dämmstandards und entsprechend geringerer Heizleistungen wurden im Fall von Wärmepumpen nur monovalente Systeme berücksichtigt.

Wie im Bestand zeigt sich auch in den Neubauten im Szenario A eine starke wirtschaftliche Präferenz für die monovalente Außenluft-Wärmepumpe. Im Szenario B gilt dies ebenfalls, und zwar immer noch deutlich beim Mehrfamilienhaus, während der Kostenabstand zum Heizkessel beim Einfamilienhaus nur noch gering ausfällt. Direktelektrische Heizsysteme erweisen sich in den Analysen bezüglich Kosten und CO₂-Emissionen generell als ungünstig. Auch für die Heizkessel zeigen sich gegenüber den Wärmepumpen deutlich höhere Emissionswerte - trotz teils hoher Anteile von grünem Übergangsgas (Biomethan), die hier zur Einhaltung der Neubauanforderungen im Gebäude-Energie-Gesetz erforderlich sind und unter der Annahme, dass der Einsatz von Biomethan nicht vollständig klimaneutral realisiert werden kann.

1.3.2 Untersuchung von Wärmeschutzmaßnahmen im Bestand

Bei den bisher dokumentierten Analysen von Maßnahmenpaketen an Beispielgebäuden stand der Vergleich der unterschiedlichen Wärmeversorgungssysteme im Mittelpunkt. Für die nähere Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Wärmeschutz-Modernisierungsmaßnahmen wurden demgegenüber separate Betrachtungen für die einzelnen Gebäudebauteile durchgeführt. Unterschiedliche Situationen und Maßnahmen bezüglich der Wärmeversorgung sind dabei durch unterschiedliche Wärmepreise berücksichtigt. Dabei gilt für die flächenbezogene jährliche Energiekosteneinsparung Δk_E aufgrund der verbesserten Wärmedämmung:

$$\Delta k_E = \Delta q_H \cdot p_W$$

mit:

Δq_H : Heizwärmeeinsparung aufgrund der Wärmeschutzmaßnahme in kWh/m²a bezogen auf die Bauteilfläche
 p_W : „eigentlicher“ Wärmepreis in Cent/kWh

Der Wärmepreis p_W wird hier als „eigentlicher“ Wärmepreis bezeichnet – in Abgrenzung zum später eingeführten „äquivalenten“ Wärmepreis $p_{W, \text{aequi}}$. Er gibt die Energiekostenreduktion pro eingesparter Kilowattstunde Heizwärme an und lässt sich wie folgt berechnen:

$$p_W = p_E \cdot e_H$$

p_E : mittlerer realer Arbeitspreis des verwendeten Heizenergieträgers im Betrachtungszeitraum in Ct/kWh

e_H : Aufwandszahl des Wärmeerzeugers für die Heizwärmebereitstellung (dimensionslos)

Im Fall eines Heizkessels ist die Aufwandszahl der Kehrwert des Jahresnutzungsgrads, im Fall einer Wärmepumpe der Kehrwert der Jahresarbeitszahl für die Heizwärmeerzeugung.

Die Einsparung von Heizwärme kann aber insbesondere im Fall von Wärmepumpen neben einer proportionalen Reduzierung der eigentlichen Heizkosten noch weitere positive wirtschaftliche Effekte haben:

- Wenn die Wärmeschutzmaßnahmen gemeinsam mit der Installation der Wärmepumpe oder vorher durchgeführt werden, lässt sich die Wärmepumpe auf eine entsprechend kleinere Heizleistung auslegen, so dass die Investitionskosten günstiger ausfallen. Für Heizkessel gilt dies zwar grundsätzlich ebenfalls, bei diesen besteht aber anders als bei Wärmepumpen nur eine schwache Abhängigkeit der Installationskosten von der Anlagenleistung.
- Wenn außerdem für die Installation der Wärmepumpe eine Erneuerung von Heizkörpern notwendig ist (um die Heizfläche zu vergrößern und die für die Wärmepumpeneffizienz wichtige Heizungsvorlauftemperatur abzusenken), so lassen sich durch die vorherige bzw. gleichzeitige Wärmedämmung in diesem Fall auch noch die Kosten für den Heizkörpertausch reduzieren.
- Im Szenario B wird angenommen, dass bei monovalenten Wärmepumpen im Rahmen der Netzentgelte eine zusätzliche leistungsabhängige Komponente erhoben wird. Diese reduziert sich im Fall einer Wärmedämmung des Gebäudes, und zwar unabhängig davon, ob die Wärmepumpe neu installiert wird oder zum Dämmzeitpunkt bereits vorhanden war.
- In dem Fall, dass die Wärmepumpe bereits vor der Wärmedämmung eingebaut wurde, ergibt sich aufgrund der Reduzierung des Wärmeleistungsbedarfs die Möglichkeit einer Absenkung der Heizungsvorlauftemperatur, so dass im Gegenzug die Effizienz der Wärmepumpe ansteigt. Dieser Mechanismus führt, wenn er auch tatsächlich nicht sehr groß ausfällt, zu einer (im Vergleich mit der ursprünglichen Wärmepumpeneffizienz) nochmals erhöhten Einsparung von Heizenergie und Heizkosten durch die Wärmedämmung.

Die in den vorangehenden Punkten genannten Effekte lassen sich in der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Wärmedämmung dadurch berücksichtigen, dass statt des „eigentlichen“ Wärmepreises p_W ein höherer „äquivalenter“ Wärmepreis $p_{W,aequi}$ angesetzt wird, der zusätzlich zu p_W auch noch die weiteren Kosteneinsparungen aufgrund eines reduzierten Wärmeleistungsbedarfs des Gebäudes berücksichtigt. Die in der Wirtschaftlichkeitsrechnung anzusetzenden jährlichen Kosteneinsparungen umfassen also nicht mehr nur die eigentlichen Energiekosteneinsparungen $\Delta q_H \cdot p_W$, sondern fallen mit $\Delta q_H \cdot p_{W,aequi}$ entsprechend höher aus – wobei der Effekt bei neu installierten Wärmepumpen und im Szenario B besonders deutlich zu Tage tritt.

Es ist dabei zu betonen, dass sich der hier definierte äquivalente Wärmepreis anders als der eigentliche Wärmepreis nicht direkt in den Energiekosten niederschlägt, die an einen Energielieferanten zu entrichten wären. Vielmehr handelt es sich um ein rechnerisches Konstrukt, das zusätzlich zu den eingesparten Energiekosten die Kostenvorteile der geringeren leistungsabhängigen Kosten im Fall von Wärmeschutzmaßnahmen mit abbildet. Es handelt sich dabei sozusagen um den insgesamt auftretenden Grenznutzen zusätzlicher Wärmeschutzmaßnahmen - angegeben in Euro pro Kilowattstunde eingesparter Heizwärme.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde der Gewinn in Form des Barwerts betrachtet. Dieser ergibt sich aus dem Barwert der im Betrachtungszeitraum eingesparten jährlichen Kosten (berechnet mit dem äquivalenten Wärmepreis) abzüglich der notwendigen Investitionskosten. Im Fall der Investitionskosten sind die „energetischen“ Mehrkosten gegenüber ohnehin notwendigen Sanierungsmaßnahmen am Bauteil zu betrachten, etwaige Förderzuschüsse werden subtrahiert.

Durch die Verwendung des äquivalenten Wärmepreises ergibt sich der Vorteil einer einfacheren und übersichtlicheren Fallunterscheidung und Ergebnisdarstellung. Statt einer Vielzahl möglicher Ausgangssituationen und Maßnahmen bei der Wärmeversorgung werden drei verschiedene Niveaus des äquivalenten Wärmepreises betrachtet (Realpreise inkl. MwSt.):

- „niedriger äquivalenter Wärmepreis“: 10 Cent/kWh
- „mittlerer äquivalenter Wärmepreis“: 15 Cent/kWh
- „hoher äquivalenter Wärmepreis“: 20 Cent/kWh

Nähere Analysen zeigen die Möglichkeit einer – wenn auch sehr groben – Zuordnung dieser drei Orientierungswerte zu den verschiedenen Betrachtungsfällen der Wärmeversorgung, die sich in Bezug auf das verwendete Heizsystem und das Vorhandensein einer Altanlage bzw. die Neuinstallation unterscheiden können. Tabelle 1 zeigt diese Zuordnung für die Szenarien A und B.

Äquivalenter Wärmepreis: Grobe Orientierungswerte niedrig: 10 Ct/kWh, mittel: 15 Ct/kWh, hoch: 20 Ct/kWh		
	Szenario A	Szenario B
neue Gas-/Ölheizung	hoch	mittel
bestehende Gas-/Ölheizung	mittel	mittel
neue monovalente Außenluft-Wärmepumpen	mittel	hoch
neue bivalente Außenluft-Wärmepumpen	mittel	mittel
bestehende Wärmepumpen (monovalent/bivalent)	niedrig	mittel

Tabelle 1: Orientierungswerte für den bei Wärmeschutzmaßnahmen relevanten äquivalenten Wärmepreis im Hinblick auf verschiedene Situationen bei der Wärmeversorgung

Vereinfacht gesprochen ist demnach im Fall von (bestehenden oder erneuerten) Gas- und Ölheizungen sowie bei neu installierten Wärmepumpen mit äquivalenten Wärmepreisen im Bereich „mittel“ bis „hoch“, also von rund 15 - 20 Cent/kWh zu rechnen. Wenn die Wärmeschutzmaßnahmen dagegen bei bestehender Wärmepumpenheizung durchgeführt werden, liegt der äquivalente Wärmepreis eher im Bereich von „niedrig“ bis „mittel“, also bei 10 - 15 Cent/kWh.

Speziell bezüglich Szenario A, das eher als Szenario B den aktuellen Rahmensetzungen entspricht, ist festzustellen, dass der hohe äquivalente Wärmepreis lediglich bei neuen Gas- und Ölkesselheizungen auftritt, während im Fall von Wärmepumpen maximal (nämlich bei Neuinstallation) das mittlere und bei vorhandenen Anlagen das niedrige Preisniveau anzusetzen ist.

Vor diesem Hintergrund wurden im Projekt Wärmedämmmaßnahmen für verschiedene Gebäudebauteile untersucht.

Abbildung 6 zeigt die Ergebnisse für die Dämmung der Außenwand. Dabei wird angenommen, dass ein Anstrich der Wand als Anlass für die Ankopplung einer Wärmedämmung dient, so dass für die Wirtschaftlichkeitsanalyse lediglich die Mehrkosten des Dämmsystems gegenüber dem ohnehin notwendigen Anstrich zu beachten sind. Dieser Fall erscheint im Hinblick auf das Ziel einer Steigerung der energetischen Modernisierungsrate besonders interessant, denn Anstriche ohne Dämmung sind im Bestand relativ häufig, während die kostenintensivere Putzerneuerung, bei der wirtschaftlich deutlich günstigere Voraussetzungen für die Ankopplung des Wärmeschutzes vorliegen, offenbar nur relativ selten allein (also ohne Dämmung) durchgeführt wird [Cischinsky / Diefenbach 2018, Kap. 3.2.12].

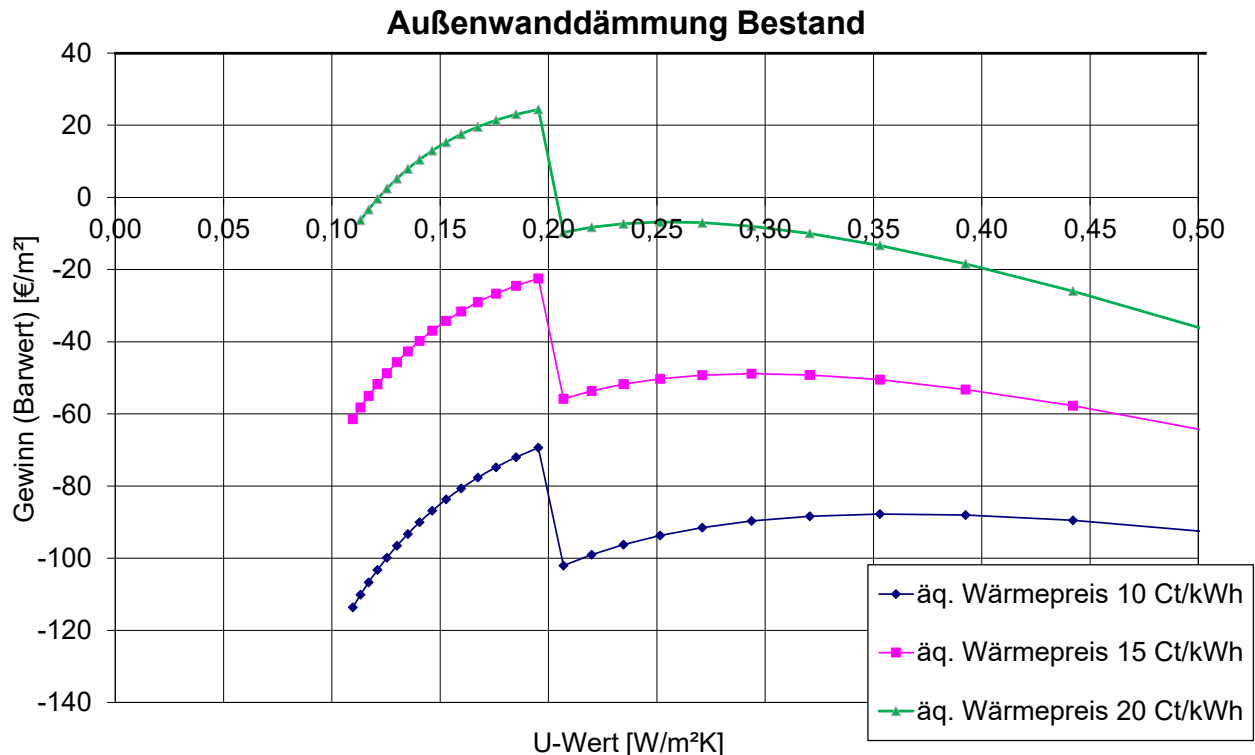


Abbildung 6: Dämmung der Außenwand im Gebäudebestand mit Wärmedämmverbundsystem (U-Wert der ungedämmten Wand: $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$), Kopplung an Wandanstrich: Gewinn (Barwert, auf die Bauteilfläche bezogen) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Die Darstellung zeigt auf der x-Achse den erreichten Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert) der Wand. Kleinere (weiter links liegende) Werte stehen dabei für höhere Dämmstoffdicken, also ein verbessertes Wärmeschutzniveau. Auf der y-Achse ist der wirtschaftliche Gewinn der Maßnahme als Barwert aufgetragen. Werte unter Null zeigen einen wirtschaftlichen Verlust gegenüber der Alternative „nur das Nötigste tun“ an, hier also gegenüber dem reinen Anstrich ohne Dämmung.

Es ist zu erkennen, dass die Kurvenverläufe weitgehend im negativen Bereich verlaufen. Die Verbindung eines notwendigen Wandanstrichs mit einer Wärmedämmung ist demnach in den meisten Fällen nicht attraktiv. Lediglich beim höchsten äquivalenten Wärmepreis von 20 Ct/kWh wird die Wirtschaftlichkeit ab U-Werten von $0,20 \text{ W/m}^2\text{K}$ hergestellt. Der Grund liegt in der Annahme eines Zuschusses mit einer Förderquote von 15 % der investiven Kosten bei Erreichung dieses Wärmeschutzstandards. Diese Förderung führt bei allen Kurven zu einem sprunghaften Anstieg der Gewinnkurve, erweist sich aber in den Fällen mit niedrigem und mittlerem Wärmepreis als nicht ausreichend, um die Maßnahme in den wirtschaftlichen Bereich zu heben.

Dabei ist zu beachten, dass die Erreichung der Wirtschaftlichkeit stark von den angenommenen Randbedingungen abhängt, so dass die hier durchgeführten Analysen lediglich exemplarische (wenn auch typische) Fälle innerhalb eines breiteren Spektrums abdecken. Insbesondere ist der Einfluss des U-Wertes der Wand im Ausgangszustand zu beachten: Der oben betrachtete Wert ($U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$) liegt im Bereich ungedämmter Altbauwände, allerdings sind auch noch höhere Werte (mit entsprechend höheren Einsparpotentialen) denkbar: So zeigt sich bei Annahme von $U_0 = 1,4 \text{ W/m}^2\text{K}$, dass durch die Förderung auch in der mittleren Kurve (also bei 15 Ct/kWh) ein Gewinn erzielt werden kann. Umgekehrt können aber auch ungünstigere Bedingungen vorliegen, etwa wenn die Hauseigentümer mit deutlich niedrigeren Ansätzen als den hier angenommenen 20 Jahren für den wirtschaftlichen Betrachtungszeitraum kalkulieren. Bei Annahme von 15 Jahren

verfehlt beim ursprünglichen Ansatz $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$ selbst die oberste Kurve deutlich den Sektor der Wirtschaftlichkeit.

In den Analysen wurden auch noch weitere Gebäudebauteile betrachtet. Im Hinblick auf das Ziel einer Steigerung der energetischen Modernisierungsrate sind insbesondere die Obergeschossdecken- und die Kellerdeckendämmung von Interesse. Diese sind in der Regel nicht an Sanierungsmaßnahmen gekoppelt, weisen aber gleichzeitig vergleichsweise niedrige Investitionskosten auf. In den meisten Fällen (Kellerdecke und begehbare Obergeschossdecke) erweisen sich diese Maßnahmen in der niedrigen und mittleren Variante des äquivalenten Wärmepreises (und teils auch noch in der hohen Variante) trotz Förderung als wirtschaftlich ungünstig. Im wirtschaftlichen Bereich liegen demgegenüber die Dämmung einer (bisher ungedämmten) nicht begehbaren Obergeschossdecke und die Steildachdämmung, wenn diese wie angenommen an eine ohnehin notwendige Neueindeckung gekoppelt wird.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Wärmeschutzmaßnahmen ergibt sich damit einerseits ein etwas uneinheitliches Bild, da die Bewertung stark vom betrachteten Bauteil, der Ausgangssituation und der angenommenen wirtschaftlichen Amortisationszeit abhängt. Andererseits wird deutlich, dass viele für die Steigerung der energetischen Modernisierungsrate relevante Maßnahmen voraussichtlich für die Eigentümer nicht ausreichend attraktiv erscheinen werden, wenn die allgemeinen Rahmenbedingungen im Hinblick auf Energiepreise und Fördermittel nicht entsprechend gesetzt werden. Diese Frage wird im folgenden Kapitel 1.4 noch einmal aufgegriffen.

1.4 Schlussfolgerungen aus Sicht der Klimaschutzstrategie

Zur Erreichung der Klimaschutzziele sind verschiedene politische Weichenstellungen erforderlich. Unter der Prämisse, bis zum Jahr 2045 die Klimaneutralität allgemein und damit auch bei der Wohngebäude-Wärmeversorgung herzustellen, wurden in den Analysen im vorliegenden Projekt Maßnahmen berücksichtigt, die insbesondere die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und nicht zuletzt die Energiepreise der jeweiligen Energieträger in den nächsten Jahren maßgeblich beeinflussen können.

CO₂-Bepreisung

Unter anderem wird dabei eine steigende CO₂-Bepreisung betrachtet. Konkret für die Preisszenarien zur Untersuchung der Beispielgebäude wird eine mittlere Variante (2045: 240 €/t) angesetzt, separate Analysen zeigen aber, dass selbst in der Preisvariante „hoch“ (2045: 300 €/t) mit einer Wirtschaftlichkeit nachhaltiger, aus Solar- bzw. Windstrom erzeugter synthetischer Brennstoffe wie Wasserstoff gegenüber Erdgas erst um das Jahr 2045 zu rechnen wäre, so dass der Anreiz der CO₂-Bepreisung für eine erfolgreiche frühzeitige Markteinführung dieser Brennstoffe für sich genommen nicht als ausreichend anzusehen ist. Es erscheinen also weitergehende Maßnahmen erforderlich, um Wasserstoff (H₂), synthetisches Erdgas (SNG) oder synthetische Flüssigbrennstoffe (E-Fuels) schnell genug allgemein verfügbar zu machen.

Im Projekt wurde diesbezüglich vorausgesetzt, dass Regelungen gefunden werden, die einen kontinuierlichen Anstieg des Anteils „grüner“ (d.h. klimaneutraler) Gase in einem längeren Übergangszeitraum (Annahme im Projekt: 2030 bis 2045) sicherstellen. Eine genauere Festlegung zu den konkreten Maßnahmen wurde dabei nicht getroffen, denkbar wäre hier beispielsweise eine Verpflichtung der Anbieter von Brennstoffen zur Erreichung grüner Mindestanteile und / oder die Förderung entsprechender klimaneutraler Brennstoffe (ähnlich der Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung im Erneuerbare-Energie-Gesetz EEG). Von diesem Anstieg des grünen Anteils bei der Verwendung in Gas- und Ölkesseln wären dann alle Hauseigentümer und Bewohner betroffen – anderes als in der aktuell gültigen Form des Gebäude-Energie-Gesetzes (GEG) also nicht nur diejenigen, bei denen eine Erneuerung der Heizwärmeerzeugers durchgeführt wird.

Biomasse

Der Rolle der Biomasse ist dabei generell eine besondere Aufmerksamkeit zu widmen: Nachhaltige Biomasse (beispielsweise als Restholz oder gasförmig als aus Gülle gewonnenes Biomethan) ist ein knappes Gut. Andere Formen der Biomassenutzung für die Energiegewinnung, insbesondere der gezielte Anbau von Energiepflanzen, können nicht zuletzt angesichts nationaler und globaler Flächenkonkurrenzen zu Problemen führen. Insbesondere sind sie gegebenenfalls mit erheblichen indirekten Treibhausgasemissionen behaftet. Die aktuelle Rahmensetzung sieht bestimmte Nachhaltigkeitszertifikate für biogene Brennstoffe vor und folgt im Übrigen einem Ansatz der weitgehenden „Technologieoffenheit“ bei der Gebäude-Wärmeversorgung, so dass etwa bei Bezug von entsprechend zertifiziertem Biomethan aus dem Erdgasnetz im Allgemeinen keine CO₂-Bepreisung anfällt und eine volle Anrechenbarkeit als erneuerbare Energie im Zuge des GEG möglich ist. Dieser Weg ist allerdings nicht ohne Risiken. Zum ersten ist die Treffgenauigkeit der Nachhaltigkeitsregeln in der Theorie und Praxis nicht einfach zu gewährleisten, da die Bewertung der Nachhaltigkeit eine komplexe Problematik darstellt und sich auch die Überprüfbarkeit insbesondere bei Biomasseimport womöglich als schwierig erweisen könnte. Zum zweiten ist zu erwarten, dass für eine gewisse Übergangszeit nachhaltige Biomasse sehr wohl noch im nationalen oder internationalen Rahmen verfügbar sein wird, so dass die Verknappung (verbunden mit einem den Verbrauch regulierenden Preisanstieg) womöglich erst zeitversetzt zum Tragen kommt und zwischenzeitlich noch die „Illusion“ dauerhaft kostengünstiger Biomasse bestehen könnte. Die weitere Entwicklung ist also genau zu beobachten. Gegebenenfalls könnten weitergehende Rahmensetzungen erforderlich werden, um eine zu starke Orientierung auf Biomasse-Brennstoffe bzw. (reine) Biomasse-Heizanlagen zu vermeiden und stattdessen die Markteinführung der aus Solar- und Windenergie gewonnenen wasserstoffbasierten Brennstoffe (H₂, SNG, E-Fuels) zu forcieren. Die Biomasse-Bepreisung kommt hier als mögliches zusätzliches Instrument infrage (vgl. [Cischinsky / Diefenbach 2024, Kap. 3]).

Förderung

Als wichtiges Klimaschutzinstrument ist auch die Förderung von Investitionen in Heizsysteme zur Nutzung erneuerbarer Energien oder in Wärmeschutzmaßnahmen zu betrachten. Die Förderung gilt oft als generell „teuer“ (für den Staatshaushalt), darüber hinaus als „sozial ungerecht“ (da sie von Hauseigentümern mit Investitionsspielraum in Anspruch genommen wird) und als ein „künstlicher Markteingriff“ (und daher ineffizient). Die nähere Betrachtung zeigt allerdings, dass derartige Instrumente nicht per se teuer oder billig und gerecht oder ungerecht sind, sondern dass immer ein – sinnvollerweise vorhandenes – Gesamtkonzept aus Klimaschutz- und Transferinstrumenten zu betrachten ist [Cischinsky / Diefenbach 2024, Kap. 1.2]. Wenn beispielsweise zur Gegenfinanzierung der Förderung vorrangig einkommensstarke Haushalte herangezogen werden, so ist sie weder für den Staat teuer (sondern kostenneutral) noch unbedingt für die Allgemeinheit ungerecht. Künstliche Eingriffe schließlich sind notwendiger Bestandteil der gestellten Transformationsaufgabe: Ohne Steuerung kein Klimaschutz. In den Projektanalysen wurde insbesondere deutlich, dass die Frage der zukünftigen Energiepreisentwicklung stark von einigen extern und häufig „politisch“ vorgegebenen Rahmensetzungen abhängt (von der Subventionierung der erneuerbaren Stromerzeugung im EEG über die Ausgestaltung der Strom- und Gasnetzentgelte bis hin zur CO₂-Bepreisung), so dass sich auch die Förderung vom Prinzip her in diese Instrumente einreihen lässt.

Bei den Untersuchungen im vorliegenden Projekt zeigte sich für die Förderung in verschiedener Hinsicht eine relevante Rolle:

- Im Neubau kann die aktuelle Förderung „klimafreundlicher“ Wohngebäude dazu beitragen, gegenüber den wirtschaftlich günstigsten nicht geförderten Gebäuden eine nochmals merkliche CO₂-Emissionsreduktion und einen deutlich verbesserten Wärmeschutz auf dem Niveau des Effizienzhaus-40-Standards zu erreichen.
- Durch die aktuell mit hohen Förderquoten durchgeführte Unterstützung insbesondere von Wärmepumpen im Gebäudebestand wird gewährleistet, dass diese (entweder als monovalente oder bivalente Systeme) in fast allen Untersuchungsvarianten wirtschaftliche Vorteile gegenüber reinen

Heizkessellösungen aufweisen. In Szenario A wäre dies für monovalente Wärmepumpen zwar ohnehin fast immer der Fall, aber es ist eben nicht unbedingt damit zu rechnen, dass sich die Hauseigentümer bei ihren Investitionsentscheidungen generell an diesem Szenario orientieren. Möglicherweise wird die Preisentwicklung für Brennstoffe oftmals viel günstiger eingeschätzt – etwa in der Hoffnung auf eine schnellere und ausreichende Verfügbarkeit grüner Brennstoffe wie in Szenario B oder aufgrund einer stärkeren Orientierung an aktuellen oder bisherigen Energiepreisen statt an theoretischen „klimaschutzorientierten“ Zukunftsprognosen.

- Die aktuell im Vergleich niedrigen Förderquoten für Wärmeschutzmaßnahmen im Bestand sind demgegenüber in vielen Untersuchungsfällen bei äquivalenten Wärmepreisen von rund 10 bis 15 Cent/kWh (s.o.) nicht in der Lage, relevante Impulse für eine Steigerung der energetischen Modernisierungsdynamik im baulichen Wärmeschutz zu geben. Hierfür wären deutlich höhere Förderquoten erforderlich, die insbesondere auf diejenigen Bauteile konzentriert werden sollten, bei denen eine Erhöhung der Umsetzungsraten am nötigsten und am ehesten zu erwarten ist (Außenwand, Obergeschossdecke, Kellerdecke). Auch die Herabsetzung der Förderschwelle in Kombination mit gestaffelten Förderquoten wäre zu erwägen – d.h. geringere Mindestanforderungen an den zu erreichenden Wärmeschutz bei gleichzeitig verstärkter Belohnung eines besonders guten Wärmeschutzniveaus.
- Bestehende wohnungsbezogene Obergrenzen für die Fördermittel können dazu führen, dass bei Übergang von Einzelmaßnahmen zu größeren Maßnahmenpaketen die ohnehin geringe Wärmeschutz-Förderquote weiter reduziert wird. Vor dem Hintergrund, dass die Förderung eigentlich zur Durchführung größerer Maßnahmenpakete anregen sollte (und zwar auch unterhalb der Schwelle einer umfassenden Gebäudeerneuerung mit Erreichung der separat geförderten Effizienzhausstandards), ist eine Überprüfung der bestehenden Bedingungen zu empfehlen.
- Die Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Wärmedämmmaßnahmen würde sich merklich verbessern, wenn die Hauseigentümer ihre Kalkulation nicht (wie hier angenommen) auf einen Amortisationszeitraum von 15 – 20 Jahren begrenzen, sondern die erwartete technische Lebensdauer von 30 Jahren und mehr in den Blick nehmen würden. Eine wichtige Aufgabe von Klimaschutzinstrumenten und insbesondere der Förderung ist also auch darin zu sehen, die verkürzte zeitliche Perspektive der handelnden Akteure im Sinne einer gesamtgesellschaftlichen Betrachtung nach oben zu korrigieren.

Energie- bzw. Wärmepreise

Das häufig formulierte Ziel, für eine erfolgreiche Markteinführung der Wärmepumpen ausreichend niedrige Energiepreise zu gewährleisten, so dass diese Systeme im laufenden Betrieb nicht teurer abschneiden als herkömmliche Heizkessel, ist einerseits nachvollziehbar. Andererseits hängt das Verfehlen der Wirtschaftlichkeit von Wärmeschutzmaßnahmen in vielen Untersuchungsfällen mit einem vergleichsweise geringen Energiepreisniveau zusammen. Insbesondere im Szenario A, das von einer starken Forcierung der monovalenten Wärmepumpen geprägt ist, bewegt sich der „äquivalente“ Wärmepreis für bereits installierte Wärmepumpen auf einem im Vergleich niedrigen Niveau von etwa 10 Ct/kWh, so dass die Bedingungen für die Durchführung von Wärmeschutzmaßnahmen sehr ungünstig werden. Eine Strategie, die die Einführung bestimmter Wärmeversorgungstechnologien primär durch niedrige Energiepreise für diese Systeme erreichen will, ist also zweischneidig, da sie gleichzeitig das Ziel der Energieeffizienz konterkariert.

Ein höherer äquivalenter Wärmepreis und damit etwas günstigere Bedingungen für den Wärmeschutz ergeben sich zwar in dem Fall, dass die energetische Modernisierung der Gebäudehülle vor der Installation der Wärmepumpe durchgeführt wird, so dass diese kleiner und kostengünstiger ausgeführt werden kann. Der Grundsatz „Erst der Wärmeschutz, dann die Wärmepumpe“ ist daher auf den ersten Blick zwar durchaus vernünftig, aber aufgrund der Kopplung des Wärmeschutzes an bauliche Sanierungsmaßnahmen in vielen Fällen nicht praxisgerecht: Für einen schnellen Markthochlauf der Wärmepumpen ist deren Installation auch in den sehr häufig auftretenden Fällen notwendig, in denen das Gebäude erst später gedämmt werden kann.

Im Zusammenhang mit der Energiepreisgestaltung ist noch zu beachten, dass der befürchtete Fall höherer laufender Kosten von Wärmepumpen gegenüber den Heizkesseln in keinem der beiden Untersuchungsszenarien auftritt. Im Szenario B wird dies eher knapp erreicht, im Szenario A ist der Kostenabstand dagegen deutlich: Der hier maßgebende „eigentliche“ Wärmepreis liegt dabei im Fall der monovalenten Wärmepumpen nur halb bis zwei Drittel so hoch wie bei den Heizkesseln. Es bestehen also Spielräume, auch im Fall einer stark auf die rein elektrische Wärmeversorgung mit Wärmepumpen ausgerichteten Strategie einen ausgewogenen Mix der verfügbaren Steuerungsinstrumente zu beachten und mit Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen nicht primär auf einen niedrigen Strompreis zu setzen.

Bivalente Wärmepumpen

Bivalente Wärmepumpen können im Zusammenspiel von elektrischem Energiesystem und Wohngebäude-Wärmeversorgung grundsätzlich ähnlich gute Ergebnisse im Hinblick auf die Reduzierung der CO₂-Emissionen und die wirtschaftliche Durchführbarkeit erreichen wie monovalente Anlagen. Dieses bereits in einem früheren Forschungsvorhaben des IWU gewonnene Ergebnis [Diefenbach et al. 2019] zeigt sich im Grundsatz auch in den Analysen des vorliegenden Projekts. Es ist daher zu empfehlen, die möglichen Potentiale von bivalenten Wärmepumpen im Rahmen der Klimaschutzstrategie stärker als bisher in den Blick zu nehmen. Die Vorteile liegen insbesondere in einer denkbaren Brückenfunktion zwischen den widerstreitenden Konzepten „rein elektrisch“ (mit monovalenten Wärmepumpen) und „grüne Brennstoffe“ (mit verbleibenden Gas- und Ölkesseln). Vor dem Hintergrund, dass der Weg der grünen Brennstoffe aus Sicht des Klimaschutzes und der entstehenden Kosten nicht ausreichend robust erscheint, da Wasserstoff und seine Derivate voraussichtlich erst sehr spät in ausreichender Menge und zu bezahlbaren Kosten verfügbar sein werden und grüne „Übergangsbrennstoffe“ (zunächst wohl primär aus Biomasse erzeugt) problembehaftet sind, erscheint es auf der einen Seite als sehr sicher, dass elektrischen Wärmepumpen die Schlüsselrolle beim Umbau der Wärmeversorgung zukommen muss. Auf der anderen Seite ist aber auch der Umstieg auf eine rein elektrische, ausschließlich auf monovalente Wärmepumpen setzende Wärmeversorgung mit Risiken verbunden: Diese liegen insbesondere in der Organisation der kompletten Abschaltung eines Großteils der Gasverteilnetze, der gleichzeitig notwendigen verstärkten Ertüchtigung des elektrischen Energiesystems (im Hinblick auf die elektrische Lastspitze durch den Wärmeleistungsbedarf an den kältesten Wintertagen) und dem im großen Maßstab notwendigen verfrühten Austausch noch funktionsfähiger Heizkessel. Die Schwierigkeiten erscheinen insofern gravierend, als dieser Prozess in einem engen Zeitrahmen von nur 20 Jahren bis 2045 abgeschlossen werden soll. Es ist mindestens sehr plausibel zu erwarten, dass ein solches Vorgehen nicht allgemein auf Zustimmung treffen wird, wenn es mit dem Anspruch der „Ausschließlichkeit“ verfolgt wird.

Die stärkere Einbeziehung bivalenter Wärmepumpen zur Modernisierung von Heizsystemen in ein solches Konzept (etwa durch Berücksichtigung einer besseren Netzdienlichkeit in Form reduzierter Stromnetzentgelte) könnte hier mehr Spielräume und eine größere Konsensfähigkeit schaffen: Der Druck für eine verstärkte und beschleunigte Ertüchtigung der elektrischen Verteilnetze und den Ausbau elektrischer Reservekraftwerke für die Winter-Lastspitze wird reduziert. Aufgrund der geringeren Investitionskosten ist der ergänzende Einbau in bestehende Heizkessel-Systeme denkbar – er erweist sich in den Projektanalysen sogar als wirtschaftlich potentiell vorteilhaft - so dass die Notwendigkeit des Komplett-Austauschs einer gegebenenfalls noch funktionstüchtigen Heizung entfällt und auch „späterschlossene“ Hauseigentümer, die zunächst wieder auf den Kesseltausch gesetzt haben, nachträglich noch zu einer Wärmepumpe kommen können. In manchen Fällen werden sich kurzfristig womöglich noch keine geeigneten monovalenten Lösungen im Gebäudebestand finden, so dass bivalente Systeme dann ohnehin den einzigen schnellen Weg zur Wärmepumpe darstellen. Insbesondere bei vor Ort begrenzten Erdwärmepotentialen können bivalente Systeme einen Weg zur Installation von besonders effizienten Erd-Wärmepumpen ebnen, der ansonsten versperrt wäre.

In bisher mit Heizöl versorgten Wohngebieten wäre eine Koexistenz der unterschiedlichen Konzepte „weiterhin Heizkessel“, „monovalente Wärmepumpe“ und „bivalente Wärmepumpe“ ohne weiteres denkbar: Mit der monovalenten Wärmepumpe ist man quasi auf der sicheren Seite, da aber langfristig auch die

Einführung von E-Fuels generell notwendig erscheint (wenn auch nicht primär für die Wärmeversorgung), sollte die Deckung des relativ geringen Bedarfs der bivalenten Systeme auch dann möglich und unproblematisch sein, wenn die Kosten für diese erneuerbaren Brennstoffe immer noch hoch sind. Hauseigentümer schließlich, die weiterhin auf die reine Kessellösung gesetzt haben, müssen diese hohen Kosten entweder tragen oder doch noch auf monovalente oder – in der Regel wohl einfacher – auf bivalente Systeme umsteigen. Wenn allerdings die E-Fuels wider Erwarten tatsächlich sehr frühzeitig sehr kostengünstig zu erhalten wären, dann hätte sich die Beibehaltung der reinen Heizkessel-Versorgung womöglich sogar ausgezahlt.

Gasnetze und Planungssicherheit

Besondere Probleme werden dagegen im Zusammenhang mit den gasversorgten Gebäuden aufgeworfen. Aus Sicht der einzelnen Hauseigentümer stellt sich die Frage, ob das vorhandene Gasnetz erhalten bleibt (und womöglich später die Umstellung auf Wasserstoff erfolgt) oder ob es abgeschaltet wird. Wenn die Erhaltung des Netzes über einen längeren Zeitraum (ca. 15 - 20 Jahre) sicher erscheint, können bivalente Wärmepumpen mit Gaskessel wahrscheinlich eine attraktive Option darstellen, andernfalls voraussichtlich nur dann, wenn der Abschaltzeitpunkt nicht schon kurz bevorsteht und ein schlüssiges Konzept für die Zeit danach vorliegt, bei dem das neu eingebaute bivalente Wärmepumpenaggregat längerfristig erhalten bleiben kann.

Tatsächlich sind für diesen Fall durchaus Ersatzlösungen denkbar: Die spätere Dämmung des Gebäudes mit dem Ziel, die bivalente in eine monovalente Wärmepumpe zu überführen, ist auch aus Sicht der Energieeffizienz besonders attraktiv, wird aber nicht immer möglich sein. Weitgehend universell umsetzbar erscheinen die Umstellung bzw. der Austausch des bisherigen Gaskessels in Richtung auf alternative Brennstoffe wie SNG-Flüssiggas, E-Fuels oder auch Biomasse. Diese fände hier in der Funktion der lediglich ergänzenden Wärmeerzeugung eine angemessene, nämlich die engen Potentialgrenzen schonende Einsatzform. Auch die spätere Ergänzung durch eine zweite Wärmepumpe wäre denkbar (gegebenenfalls auch in Form dezentraler Klimageräte mit Heizfunktion), so dass hier am Ende doch noch eine rein elektrische Lösung entstehen würde. Es ist vor diesem Hintergrund zu empfehlen, entsprechende flexible Konzepte für bivalente Wärmepumpenlösungen verstärkt zu untersuchen und zu entwickeln.

Eine entscheidende Frage der Hauseigentümer und Bewohner muss dabei aber wohl vielfach noch auf absehbare Zeit unbeantwortet bleiben: Wird das vorhandene Gasnetz eigentlich sicher abgeschaltet, und wenn ja: Wann? Durch den Prozess der kommunalen Wärmeplanung wird diesbezüglich zwar generell eine verstärkte Orientierung, aber zumeist keine endgültige Sicherheit gegeben. Denn die vielen komplexen und teils „global“ noch ungeklärten Fragen der zukünftigen Energieversorgung können auch durch eine genauere Kenntnis der lokalen Situation nicht vollständig aufgelöst werden. Es ist daher plausibel und folgerichtig, dass die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung nicht final bindend sind. Planungssicherheit wird vor allem dann gegeben werden können, wenn in den Wärmeplänen kurzfristig wirksame Maßnahmen beschrieben sind, beispielsweise Gebiete für die Ausweitung der kommunalen Fernwärmeversorgung in den nächsten ca. 5 Jahren ausgewiesen werden. Im Fall merklich längerer Zeiträume kann aber bei den Betroffenen Unsicherheit entstehen: Soll man in der Zwischenzeit noch in zukunftsweisende Wärmeversorgungssysteme wie Wärmepumpen investieren? Unscharfe Zukunftsperspektiven können also im ungünstigen Fall auch zu einem Attentismus führen, der sich als schädlich für den Klimaschutz herausstellen kann, wenn etwa die im Beispiel avisierte Fernwärme tatsächlich erst sehr spät oder überhaupt nicht kommt. Auch die in Wärmeplänen womöglich oftmals zu erwartende Einschätzung, dass Gasnetze zur Wärmeversorgung in der betroffenen Kommune langfristig keine Zukunft mehr haben, kann zwar einerseits einen verstärkten Anreiz schaffen, bei notwendiger Heizungserneuerung eher auf die monovalente Wärmepumpe als auf den Gaskessel (oder die bivalente Lösung) zu setzen. Ob dieser Impuls aber tatsächlich ausreicht, angesichts einer möglicherweise erheblichen Zahl von „Zweiflern“ und hoher Investitionskosten dieser Systeme den erwünschten allgemeinen Durchbruch zur monovalenten Wärmepumpe schnell genug zu erreichen und Heizungserneuerungen nicht vielmehr lieber verschoben werden, bleibt zumindest abzuwarten.

Es liegt also ein gewisses Dilemma darin, dass langfristige Planungssicherheit einerseits notwendig erscheint, andererseits aber aus aktueller Sicht zumeist nicht gegeben werden kann. Eine immer detailliertere und am

Ende wirklich verbindliche, dabei am besten noch über die Wärme hinausgehende allgemeine Energieplanung wäre theoretisch eine mögliche Lösung dieses Problems. Auch wenn eine weiter verbesserte Zukunftsplanung vom Grundsatz her natürlich immer vorteilhaft ist, stellt sich allerdings die Frage, wie schnell dies realisiert werden kann und ob die Erreichung von abschließender Sicherheit und langfristiger Verbindlichkeit tatsächlich ein realistisches Ziel darstellt. Möglicherweise ist ein praxisgerechter Ansatz eher darin zu sehen, im Fall der Netze generell mehr „auf Sicht“ zu fahren, d. h. die Frage der längerfristigen Neuerrichtung, des Fortbestands oder der Abschaltung auch von der Entwicklung in den kommenden Jahre abhängig zu machen und in der Zwischenzeit Regeln für einen geordneten Übergang zu erstellen.

Die konkrete Entscheidung zur Abschaltung eines Gasnetzes könnte also auch daran geknüpft werden, ob die Kunden hier tatsächlich in ausreichendem Maße zu anderen Systemen (also insbesondere monovalenten Wärmepumpen) überwechseln und ob die parallel notwendige Ertüchtigung der elektrischen Infrastruktur schnell genug vorankommt. Für die tatsächliche Abschaltung wären dann ohnehin ausreichende Übergangsfristen sowie Übergangs- und Härtefallregeln etwa zum Schutz der vorläufig noch verbleibenden Kunden vor zu stark steigenden Netzentgelten und zur Kompensation der Investitionen in nicht mehr nutzbare aber noch relativ junge und funktionsfähige Heizanlagen vorzusehen. Der letzte Fall betrifft nicht nur Investitionen in bivalente Wärmepumpen, sondern beispielsweise auch in neue Heizkessel, z. B. auch aufgrund eines Defekts der bestehenden Gasheizung. Speziell bei bivalenten Systemen könnten gezielte Hilfen für die Ablösung des bisherigen Kessels durch eine der weiter oben genannten Ersatzlösungen gegeben werden.

Eine solche zusätzliche Unterstützung der betroffenen Akteure würde auf der einen Seite den Fördermittelgeber und mithin den Staatshaushalt zusätzlich belasten. Auf der anderen Seite erscheint es aber plausibel, dass sich die Allgemeinheit an den besonderen Kostenrisiken beteiligt, die aus der Notwendigkeit einer sehr schnellen Klimaschutztransformation unter unsicheren Rahmenbedingungen erwachsen. Andernfalls wäre womöglich mit mangelnder Zustimmung bzw. einem Attentismus auf Seiten der Betroffenen zu rechnen. Ein möglichst breiter Konsens und eine möglichst große Investitions- und damit auch Risikobereitschaft der Akteure sind aber als wichtige Grundpfeiler einer erfolgreichen Transformation anzusehen.

2 Rahmenbedingungen für die künftige Wärmeversorgung

2.1 Im Spannungsfeld zwischen elektrischen Wärmepumpen und grünen Gasen

Die zukünftige Entwicklung der Energiepreise hat einerseits einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Investitionsentscheidungen in den Wärmeschutz und die Wärmeversorgung von Wohngebäuden, muss aber andererseits als relativ unsicher angesehen werden. Dies gilt auch dann, wenn man wie in der vorliegenden Studie voraussetzt, dass das Ziel einer Erreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 vorgezeichnet ist. Denn weder die Kosten noch die Geschwindigkeit des Übergangs zu einer komplett CO₂-freien Stromerzeugung und zu klimaneutralen Brennstoffen können genau vorhergesagt werden. Die Unsicherheiten sind dabei nicht allein durch äußere Einflüsse bedingt, wie etwa die technologische Entwicklung oder die Verfügbarkeit von Fachkräften. Vielmehr sind auch energiepolitische Weichenstellungen entscheidend: Der Energiemarkt ist insbesondere bei den leitungsgebundenen Energieträgern ohnehin stark reguliert. Der Übergang zur Klimaneutralität macht darüber hinaus weitere Entscheidungen in einem komplexen und schwer überschaubaren Problemfeld notwendig, die zwar zum Teil bereits diskutiert werden, in ihrer konkreten Ausgestaltung aber noch nicht vorhersagbar sind (vgl. z. B. unterschiedliche Prognosen zur CO₂-Bepreisung in Kap. 3.2 und unterschiedliche Konzepte für ein zukünftiges Strommarktdesign in [BMWK 2024]).

Im Kontext dieser gleichzeitigen Möglichkeit und Notwendigkeit zur politischen Rahmensetzung ergeben sich erhebliche Gestaltungsspielräume. Insbesondere können unterschiedliche und widerstreitende Strategien in Richtung auf die Klimaneutralität entweder befördert oder behindert werden. Dieser Umstand spiegelt sich auch bereits in der aktuellen Diskussion wider, in der – hier stark vereinfacht und zugespitzt dargestellt – bezüglich der zukünftigen Gebäude-Wärmeversorgung zwei strategische Konzepte A und B miteinander konkurrieren:

A: „Rein elektrisch“

Dieses Konzept setzt darauf, dass die zukünftige Wärmeversorgung weitgehend durch monovalente oder monoenergetische elektrische Wärmepumpen erfolgt, in bestimmten Fällen (und wegen der niedrigen Effizienz nur in geringem Umfang) auch direktelektrisch¹. Die bestehenden Erdgasverteilnetze zur Versorgung der Gebäudeheizungen in der Fläche werden gemäß diesem Konzept auf Dauer nicht mehr benötigt, sondern bis 2045 weitgehend vollständig stillgelegt². Der Einsatz von Brennstoffen für die Wärmeversorgung (zukünftig als klimaneutrale Gase, d. h. längerfristig Wasserstoff) ist zwar zum zeitlichen Ausgleich der volatilen Wind- und Solarstromproduktion auch in diesem Konzept noch notwendig, findet aber nicht mehr in den Gebäuden selbst, sondern in brennstoffbetriebenen Kraftwerken bei der Stromerzeugung statt.

B: „Grüne Brennstoffe“

Demgegenüber geht das zweite Konzept davon aus, dass „grüne“ (d.h. quasi klimaneutrale) Gase rechtzeitig in ausreichender Menge zu bezahlbaren Kosten verfügbar sein werden, so dass eine leitungsgebundene Wärmeversorgung mit Gasheizungen weiterhin sinnvoll ist. Zwar wird gesehen, dass nachhaltig aus Solar- und

¹ Die Dominanz der Wärmepumpen gilt im Wesentlichen auch für die Wärmeerzeugung in Nah- und Fernwärmenetzen, soweit keine anderen Wärmequellen (z. B. industrielle Abwärme) zur Verfügung stehen. Die Wärmeversorgung über Wärmenetze wird aber in der vorliegenden Studie von der Betrachtung ausgenommen.

² Vergleiche hierzu die Ergebnisse des Szenarios „T45-Strom“ in [Sensfuß et al. 2022, S. 38].

Windstrom produzierter Wasserstoff und seine Derivate³ erst in späteren Jahren zu akzeptablen Kosten verfügbar sein werden, für die Übergangszeit können aber andere grüne Gase, nämlich insbesondere Biomethan und „blauer“ Wasserstoff⁴ verwendet werden (vgl. [Gatzen / Reger 2022]). In Erweiterung des Konzepts auf Fälle ohne Erdgasnetz kommen auch grüne Flüssigbrennstoffe (als Ersatz für Heizöl)⁵ bzw. Biomasse für die Wärmeversorgung infrage.

Die Diskussion zwischen diesen beiden Positionen wird zurzeit intensiv geführt. Dabei wird auch die kommunale Wärmeplanung in den Blick genommen, denn durch die Pflicht der Städte und Gemeinden, gemäß dem Wärmeplanungsgesetz (WPG)⁶ entsprechende Pläne bis spätestens 2028 (größere Städte bereits bis 2026) aufzustellen, erscheint eine kurzfristige Klärung eigentlich wünschenswert.

Allerdings stellt sich die Frage, ob dies tatsächlich in kurzer Frist gelingen kann, denn wie eingangs erläutert erscheinen viele grundsätzliche Probleme noch ungelöst und die entsprechenden energiewirtschaftlichen Weichenstellungen (die im Übrigen auch noch zeitlich veränderbar sein können) sind vielfach noch nicht vorgenommen. Insofern ist die Annahme naheliegend, dass aus aktueller Sicht – trotz genauerer Kenntnis der jeweiligen Vor-Ort-Situation – den Kommunen ebenso wenig wie den einzelnen Gebäudeeigentümern die Rolle der endgültigen Klärung dieser Fragen zugeschrieben werden kann. Es erscheint daher plausibel, dass die kommunalen Wärmepläne im Gesetz auch gar nicht als verbindlich definiert worden sind (vgl. § 23(4) WPG). Sie werden also aller Voraussicht nach zwar einerseits mehr oder weniger konkrete Orientierungshilfen, aber im allgemeinen keine letzte Sicherheit bieten können – weder im Hinblick auf präzise Zeitpläne für einen zukünftigen Zu- oder Rückbau der betroffenen Fernwärme- und Gasnetze noch auf die unbedingte Gewährleistung der tatsächlichen Durchführung in der im Plan niedergelegten Form⁷.

Vor diesem Hintergrund ist für alle Akteure und insbesondere die hier im Mittelpunkt stehenden Hauseigentümer zu konstatieren: Aktuell und womöglich auch noch auf einige Jahre hinaus ist mit relativ unsicheren und gegebenenfalls veränderlichen Randbedingungen und Prognosen in Bezug auf die Entwicklung bei den Energiepreisen im Allgemeinen und bei der leitungsgebundenen Energieversorgung im Besonderen zu rechnen. Auch die vorliegende Studie kann diese Unsicherheiten nicht auflösen und muss ihnen Rechnung tragen.

Aus diesem Grund werden in der Untersuchung unterschiedliche Szenarien zur Entwicklung der Energiepreise betrachtet. Die Herleitung dieser Ansätze wird in den folgenden Kapiteln 3 und 4 noch näher erläutert. Es wird dabei deutlich werden, dass eine relevante Zahl einflussstarker Parameter zu beachten ist, die bei ausführlicher Berücksichtigung der vorliegenden Kombinationsmöglichkeiten zu einer schwer überschaubaren Fülle von Einzelszenarien führen würde. Um in dieser Situation eine übersichtliche Analyse und Ergebnisdarstellung zu erreichen, wurde die folgende Lösung gewählt: Die Betrachtung wird auf zwei Szenarien beschränkt, die im Spannungsfeld der beiden oben genannten strategischen Konzepte so ausgestaltet sind, dass im ersten Fall (Szenario A) die einzelnen Einflussparameter günstig für die „rein elektrische“ Lösung A ausfallen, während umgekehrt im zweiten Fall (Szenario B) optimistische Ansätze aus Sicht der grünen Brennstoffe angenommen werden.

³ Dabei handelt es sich insbesondere um künstliches Erdgas (SNG: Synthetic Natural Gas), das durch Anlagerung von Kohlenstoff an den Wasserstoff erzeugt wird und somit einer nachhaltigen Kohlenstoffquelle bedarf, wofür insbesondere die CO₂-Abscheidung aus der Luft (DAC: Direct Air Capture) infrage kommt.

⁴ Dieser wird aus Erdgas hergestellt, indem der darin enthaltene Kohlenstoff abgetrennt und als CO₂ geologisch (z. B. in den vorherigen Erdgas-Lagerstätten) gespeichert wird. Eine weitere Variante, die als „türkiser“ Wasserstoff bezeichnet wird, ist die Abtrennung und stoffliche Weiterverwendung (oder sichere Deponierung) von festem Kohlenstoff.

⁵ Flüssige Brennstoffe die mit (aus Solar- und Windstrom produziertem) Wasserstoff und Kohlenstoff hergestellt sind, werden hier als „E-Fuels“ bezeichnet.

⁶ Wärmeplanungsgesetz (WPG) vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394)

⁷ Insbesondere erscheinen Kontroversen auch im Anschluss an die Verabschiedung der Wärmeplanung nicht ausgeschlossen. Die öffentliche Diskussion im Jahr 2023 über das sogenannte Heizungsgesetz (d.h. die Änderung der für die Heizungsmodernisierung relevanten Teile des Gebäude-Energie-Gesetzes) hat gezeigt, dass die gesamte Thematik nicht zuletzt vor dem Hintergrund der teils sehr relevanten wirtschaftlichen Folgen für die Betroffenen als äußerst sensibel und umstritten anzusehen ist.

2.2 Diskussion der verschiedenen Optionen

Auch wenn also an dieser Stelle keine Entscheidung zwischen den beiden Konzepten A und B getroffen werden kann und soll, sind gewisse Wertungen dennoch erforderlich, um den in den Szenarien abgedeckten Ereignisraum eingrenzen zu können. Denn eine Berücksichtigung der jeweils äußersten denkbaren optimistischen oder pessimistischen Ränder der einzelnen Einflusswerte würde absehbar zu extremen Szenarien führen, die am Ende alle Fragen offen lassen müssten. Die weitere Analyse und Bewertung orientiert sich an den folgenden Prämissen:

Es wird davon ausgegangen, dass die politischen Weichenstellungen so erfolgen, dass die Entwicklung in jedem Fall innerhalb eines Korridors verlaufen wird, der bis zum Jahr 2045 tatsächlich zu einer klimaneutralen Energiewirtschaft führen wird⁸. Weiterhin wird angenommen, dass in der politischen Rahmensetzung Potentialgrenzen bei erneuerbaren Energieträgern berücksichtigt werden und dass Lösungen präferiert werden, die nicht nur in der nationalen Bilanz, sondern tatsächlich global betrachtet Treibhausgase einsparen und – angesichts einer als notwendig erachteten internationalen Vorreiterrolle von Industrieländern wie Deutschland beim Klimaschutz – darüber hinaus auch in großem Maßstab hochskalierbar und prinzipiell international übertragbar sind. Schließlich wird davon ausgegangen, dass robuste Lösungen zu bevorzugen sind: Ansätze, die auf eine optimistische Entwicklung bezüglich der Konzepte A bzw. B setzen, sollten auch dann nicht zu einer Verfehlung der Klimaschutzziele oder massiven Mehrkosten führen, wenn tatsächlich der jeweils entgegengesetzte Verlauf eintritt.

Ähnliche Fragen wurden bereits in einem früheren Forschungsprojekt zur Erreichung der Klimaschutzziele analysiert [Diefenbach et al. 2019]. Demnach wären insbesondere Lösungswege infrage zu stellen, die primär auf die knappe Ressource Biomasse im Allgemeinen und auf den Energiepflanzenanbau im Besonderen setzen. Denn bei diesem sind hohe indirekte Treibhausgasemissionen und weitere negative Auswirkungen im nationalen und internationalen Bereich insbesondere aufgrund von Landnutzungsänderungen und Einschränkung der globalen Flächenpotentiale zu beachten. Gleichzeitig erscheinen bei der Energieholz- und Reststoffnutzung keine großen Zuwächse mehr möglich, vielmehr könnte die bisherige Inanspruchnahme durch die Wärmeerzeugung aufgrund eines steigenden Biomasse-Bedarfs in anderen Sektoren sogar weiter eingeschränkt werden. Reine Biomasseheizungen, insbesondere auch Holz- und Holzpellettheizungen werden daher im vorliegenden Projekt von der Betrachtung ausgeklammert.

Als Schlüsseltechnologie für die zukünftige Wärmeversorgung wurde dagegen in [Diefenbach et al. 2019] die elektrische Wärmepumpe identifiziert, die eine effiziente direkte Nutzung von Solar- und (angesichts des hohen winterlichen Wärmebedarfs entscheidend) vor allem auch von Windstrom ermöglicht, wobei durch gleichzeitige Absenkung des Wärmebedarfs über Wärmeschutzmaßnahmen auch angenommene nationale Potentialgrenzen der Windstromnutzung eingehalten werden können. Bereits installierte Wärmepumpen würden auch dann noch ihren Klimaschutzbeitrag leisten, wenn früher und in größerem Umfang als erwartet grüne Brennstoffe verfügbar werden, während eine weiterhin primär auf Heizkessel setzende Wärmeversorgung sozusagen in die klimapolitische Sackgasse führen würde, wenn der Zulauf an bezahlbaren grünen Brennstoffen ausbliebe.

Auf den ersten Blick wäre nach diesen Ergebnissen eindeutig die Strategie A zu bevorzugen. Dies gilt insbesondere aufgrund der unsicheren Zeit- und Kostenperspektive für hochskalierbare grüne Brennstoffe wie insbesondere Wasserstoff und offener Probleme bei denkbaren Übergangslösungen: So stellt sich im Fall von

⁸ Natürlich wäre es vorstellbar, dass die vollständige Klimaneutralität trotz erheblicher Bemühungen noch nicht 2045, sondern erst einige Jahre später erreicht wird. Mit so einer Entwicklung ist grundsätzlich zu rechnen, so dass dementsprechend auch mit einer gewissen Flexibilität in den Zeitverläufen der angenommenen Modellparameter zu kalkulieren ist. Entscheidend ist aber, dass die vorliegende Untersuchung auf der Prämisse aufbaut, dass durch unterschiedliche politische Weichenstellungen eine Entwicklung zu einer tatsächlich CO₂-freien Energiewirtschaft schnell in Gang kommt und ungefähr um die Mitte des Jahrhunderts zumindest weitgehend abgeschlossen ist.

Biomethan und flüssigen Bio-Brennstoffen aufgrund von Ressourcengrenzen und des Rückgriffs auf Energiepflanzenanbau die Frage, ob sie überhaupt bei den klimaneutralen Brennstoffen eingereicht werden sollten. Beim „blauen“ Wasserstoff wiederum handelt es sich um ein noch kaum erprobtes und ebenfalls kontrovers diskutiertes Konzept. Vor diesem Hintergrund müsste also in dem Fall, dass die Handlungsmöglichkeiten ausschließlich in der Auswahl zwischen den beiden Konzepten A und B lägen, das Ergebnis aus aktueller Sicht wohl recht klar zu Gunsten von „A: rein elektrisch“ ausfallen.

Dementsprechend ist im allgemeinen Diskurs bei einigen Akteuren die Sorge zu beobachten, durch zu starke Betonung der Alternative „B: grüne Brennstoffe“ bestünde die Gefahr, dass die Hauseigentümer quasi in die Irre geleitet und von den für den Klimaschutz notwendigen Investitionen in Wärmepumpen und Wärmeschutz abgehalten werden.

Tatsächlich ist diese Sorge einerseits nicht von der Hand zu weisen, andererseits ergeben sich bei genauerer Betrachtung aber noch weitere zu berücksichtigende Aspekte:

- Aus Solar- und Windenergie erzeugter Wasserstoff und seine Derivate (SNG, E-Fuels) werden weltweit eine entscheidende Rolle zur Erreichung der Klimaschutzziele spielen müssen: Energieeinsparung und die direkte Nutzung von Solar- und Windenergie sind zwar vermutlich fast immer zunächst kosteneffizienter und schneller umsetzbar, aber alle verbleibenden Lücken werden am Ende durch geeignete klimaneutrale Brennstoffe geschlossen werden müssen. Je eher also nachhaltige und international hochskalierbare klimaneutrale Brennstoffe zu tragbaren Kosten verfügbar sind, desto eher wird eine Perspektive zur Klimaneutralität auch für solche Länder geschaffen, deren Zeitpläne bezüglich Effizienz und Solar-/Windenergie deutlich hinter Ländern wie Deutschland zurückfallen, die beim Klimaschutz vergleichsweise aktiv sind. Den wohlhabenden Industrieländern wird eine entscheidende Rolle bei der Markteinführung dieser Brennstoffe zukommen. Die richtige Erkenntnis, dass die Hoffnung auf Wasserstoff und seine Derivate nicht zur Tatenlosigkeit bei den kostengünstigeren und schneller realisierbaren Optionen von Energieeffizienz und direkter Solar- und Windstromnutzung (via Wärmepumpe) führen darf, sollte also nicht dazu führen, die Einführung der neuen Brennstoffe in irgendeiner Form grundsätzlich infrage zu stellen und abzubremesen: Maximales Tempo ist auch hier gefragt, für den Klimaschutz müssen sozusagen alle Register gleichzeitig gezogen werden.
- Eine ausschließliche Konzentration auf das Konzept A ist mit Schwierigkeiten behaftet, die aus heutiger Sicht nicht endgültig gelöst erscheinen. Insbesondere ist ein ehrgeiziger Zeitplan im Hinblick auf die Umstellung der leitungsgebundenen Energieversorgung zu konstatieren: Eine rein elektrische Lösung bis 2045 würde bedeuten, dass innerhalb der nächsten 20 Jahre die lokalen Gasverteilnetze zur Gebäudeversorgung weitgehend stillgelegt werden müssten. Ein solcher Umbau sehr langlebiger Infrastruktur in so kurzer Zeit (inklusive einem quasi flächendeckenden Ersatz der bisher installierten Heizkessel) erscheint, auch wenn er innerhalb des Entwicklungskorridors zum Klimaschutz theoretisch möglicherweise zum volkswirtschaftlichen Optimum führen würde, aus praktischen Erwägungen heraus zumindest als schwierig. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Vermutung, dass sich das Vorhaben als nicht allgemein zustimmungsfähig herausstellen könnte, da – wie die bereits oben erwähnte Diskussion über das „Heizungsgesetz“ gezeigt hat – ein breiter Konsens über die Notwendigkeit eines solchen Weges offenbar nicht ohne Weiteres zu erreichen ist. Es ist dabei zu konstatieren, dass das Konzept A gegenüber B den Nachteil einer weitgehenden „Unbedingtheit“ aufweist: Auch Gegner dieses Ansatzes können sich ihm kaum entziehen, während im Fall einer (längerfristigen) Beibehaltung der Gasnetze eine Wahlfreiheit zwischen Gasversorgung und elektrischer Wärmepumpe zunächst bestehen bliebe. Dieser Nachteil von Konzept A kann zwar von anderer Warte aus auch als Vorteil aufgefasst werden, da bei erfolgreicher Durchsetzung der generell als richtig erkannte Weg zur Wärmepumpe in bisher gasversorgten Gebieten quasi vorgezeichnet wäre. Allerdings ist diese Frage der Durchsetzung aktuell ebenfalls noch nicht umfassend geklärt: Der alleinige Anstoß einer (wie erwähnt nicht endgültig verbindlichen) kommunalen Wärmeplanung erscheint dabei noch nicht ausreichend, wie

beispielsweise die Analyse in [Herrndorf et al. 2023, Kap. 5] nahelegt: Neben weiteren Maßnahmen wird dort die Empfehlung des Übergangs zu einer gleichzeitig medienübergreifenden (d.h. nicht nur die Wärme, sondern alle Energieformen betreffenden) und verbindlichen Energieplanung gegeben. Die Einführung eines solchen neuen rechtlichen Rahmens würde aber ebenfalls Zeit benötigen und damit den ohnehin schon sehr anspruchsvollen Zeitplan des Konzepts A weiter infrage stellen.

- Es ist bei näherer Betrachtung gar nicht zutreffend, dass die Handlungsalternativen für die zukünftige Wärmeversorgung ausschließlich in der Auswahl zwischen den beiden zugespitzten Konzepten A (mit grünem Strom und Wärmepumpen) und B (mit grünen Brennstoffen und Heizkesseln) liegt. Zum Ersten wäre eine Sichtweise, nach der im Fall A aufgrund des ausschließlichen Strombezugs kein Wasserstoff oder andere Brennstoffe mehr für die Wärmeversorgung benötigt werden, nicht korrekt: Die fluktuierende Solar- und Windstromproduktion kann auch unter Hinzunahme von (Kurzzeit-) Stromspeichern die Stromnachfrage nicht zu jedem Zeitpunkt decken. Vielmehr ist der ergänzende Einsatz von brennstoffbetriebenen Kraftwerken notwendig, um den zeitlichen Ausgleich von Nachfrage und Angebot zu gewährleisten. Im Prinzip wird der Brennstoffverbrauch im Konzept A also ein Stück weit lediglich räumlich von den Gebäuden in die Kraftwerke verlagert. Zum Zweiten wäre die Auffassung, dass im Fall B mit Beibehaltung der Gasversorgung eine Vorentscheidung gegen eine vorrangige Wärmeversorgung durch Wärmepumpen getroffen würde, ebenfalls nicht zutreffend: Wie in [Diefenbach et al. 2019] beschrieben lassen sich mit bivalenten Wärmepumpen, also Hybridsystemen aus Heizkesseln und kleiner dimensionierten (und dementsprechend kostengünstigeren) Wärmepumpen im Gesamtsystem sehr ähnliche Ergebnisse für die Nutzung von Solar-/Windenergie zur Wärmeversorgung bei gleichzeitiger Beschränkung des Brennstoffeinsatzes auf ein notwendiges Minimum erreichen⁹. Die beiden bisher diskutierten Konzepte A und B sind also eigentlich um eine weitere Option „Koexistenz von Strom und Brennstoffen“ zu ergänzen.

Dieser zusätzliche Ansatz könnte es demnach ermöglichen, wenigstens in gewissem Umfang einen Ausgleich zwischen den widerstreitenden Konzepten A und B herzustellen: Der notwendige Übergang zu einer im Wesentlichen auf Wärmepumpen basierenden Wärmeerzeugung könnte mit bivalenten Wärmepumpen auch bei Beibehaltung der Gasversorgung gewährleistet werden. Ein möglicher Vorteil liegt hier noch darin, dass die kleinen (und daher perspektivisch deutlich kostengünstigeren¹⁰) Wärmepumpenaggregate prinzipiell auch nachträglich in eine bestehende Kesselheizung integriert werden können, so dass – ähnlich wie beim Nachrüsten einer Solaranlage in einer bestehenden Heizung – die Installation auch außerhalb des Sanierungszyklus des ursprünglichen Haupt-Wärmeerzeugers (also des Heizkessels) durchgeführt werden könnte. Auf diese Weise besteht – je nach gesetzten Anreizen – eine Perspektive, die Installationsrate von Wärmepumpen insgesamt noch einmal zu erhöhen. Darüber hinaus ist mindestens zu vermuten, dass ein relevanter Anteil derjenigen Hauseigentümer, die vielleicht eine rein elektrische Lösung ablehnen, mit einer solchen zweigleisigen Lösung unter Beibehaltung des „gewohnten“ Heizkessels einverstanden wären. Hauseigentümer, die sich dagegen einer Installation von Wärmepumpen (egal ob monovalent oder bivalent) dauerhaft verschließen, könnten zwar weiterhin eine Verzögerung bei der Klimaschutztransformation hervorrufen, allerdings nur dann, wenn diese Sichtweise tatsächlich bei einem großen Anteil der Eigentümer vorherrschend wäre. Wenn dagegen der Anteil gering bliebe, wäre die Dynamik des Umbaus der Wärmeerzeugung nicht

⁹ In den Untersuchungen war sowohl für monovalente als auch bivalente Wärmepumpen angenommen worden, dass ein Wärmespeicher zur Aufnahme von Solar- und Windstromüberschüsse aus dem allgemeinen Stromnetz zur Verfügung steht (mit Beladung durch die Wärmepumpe bzw. bei deren Leistungsüberschreitung noch durch einen ergänzenden elektrischen Heizstab).

¹⁰ Ein neues Hybridsystem mit kleiner Wärmepumpe und Heizkessel liegt nach den Kostenansätzen der vorliegenden Untersuchung bei den Investitionskosten in etwa in der Größenordnung einer monovalenten Wärmepumpe oder sogar noch etwas darunter. Bisher sind zwar speziell für Einfamilienhäuser kaum Wärmepumpen in kleinen Leistungsklassen am Markt verfügbar, wie sie für Hybridsysteme in diesen Gebäuden benötigt würden. Aber die Wärmepumpentechnologie unterscheidet sich hier nicht prinzipiell von größeren (über ca. 5 kW) oder kleineren (ca. 2 kW, für die Trinkwarmwassererwärmung) verfügbaren Systemen, so dass einer Schließung dieser „Marktlücke“ keine grundsätzlichen technologischen Hürden entgegenstehen sollten.

gefährdet: Auch diese Akteure wären durch die Möglichkeit, die Kesseltechnologie weiterzunutzen, zunächst befriedet und könnten die Klimaneutralität dann später ebenfalls erreichen, wenn fossile endgültig durch klimaneutrale Brennstoffe abgelöst werden.

Die Rolle der Gasinfrastruktur für die Gebäudewärmeversorgung würde sich bei Verwendung bivalenter Wärmepumpensysteme gleichwohl erheblich verändern: Es geht dann nicht mehr um eine Grundversorgung (die nun weitgehend flächendeckend durch die bivalenten Wärmepumpenaggregate übernommen würde), sondern im Wesentlichen nur noch um die Abdeckung von Spitzenlasten: Typischerweise vielleicht 20 % des Jahreswärmebedarfs wird in den Hybridsystemen noch durch den Heizkessel erzeugt. Die Kosten für die Beibehaltung der Gasverteilnetze bleiben also bestehen, obwohl der Erdgasverbrauch drastisch zurückgeht. Die spezifischen, auf die Kilowattstunde Gasverbrauch bezogenen Netzkosten steigen damit stark an. Es stellt sich somit die Frage, ob hierin ein prinzipielles Problem liegt. Die Antwort lautet: Nein, nicht unbedingt, denn die Versorgungskosten steigen in diesem Fall nicht absolut, sondern lediglich relativ zum sinkenden Energieverbrauch. Dass aber für die Wärmeversorgung bestimmte unvermeidbare Basiskosten entstehen, die unabhängig vom Energieverbrauchsniveau auftreten, ist zunächst nicht ungewöhnlich: Dies gilt etwa in ähnlicher Weise für die Installationskosten eines Heizkessels, die in weiten Leistungsbereichen annähernd konstant sind, also nur in geringem Maße von der Dämmung des Gebäudes und damit vom Energieverbrauch abhängen¹¹.

Darüber hinaus ist noch zu beachten, dass die Kosten der Gasnetzinfrastruktur im Fall A gegenüber der Heizkesselverwendung in B oder bei bivalenten Systemen zwar eingespart werden, nun aber auf der Stromseite aufgrund der monovalenten Wärmepumpen zusätzliche Kosten entstehen, und zwar sowohl aufgrund einer gegebenenfalls notwendigen Ertüchtigung des Verteilnetzes als auch in Bezug auf zusätzliche Kraftwerkskapazitäten, die die Wärmeversorgung der Gebäude an den kältesten Wintertagen übernehmen müssten, an denen die gebräuchlichen Außenluft-Wärmepumpen darüber hinaus ihre geringste Effizienz aufweisen. Diese Aufgabe der Spitzenlastdeckung würden demgegenüber beim bivalenten Ansatz weiterhin die Heizkessel übernehmen. Eine genaue Abwägung der Mehr- bzw. Minderkosten der jeweiligen Ansätze ist nicht einfach, partielle Abschätzungen hierzu werden im in Kap. 4.5 noch durchgeführt. Nach früheren Untersuchungen in [Diefenbach et al. 2019, Kap. 7.2] erscheint zwar keine Festlegung hinsichtlich der Frage möglich, ob letztlich der „rein elektrische“ Weg A oder der „bivalente“ Ansatz insgesamt gesehen kostengünstiger ausfallen würde. Zumindest aber liegen die Ergebnisse in einem relativ engen Bereich, der die Vermutung nahelegt, dass die Kostenunterschiede jedenfalls nicht so gravierend sind, dass sie weitere, nicht unmittelbar monetarisierbare Aspekte – also insbesondere die bereits angeschnittene Frage einer möglichst konfliktarmen Ausgestaltung der Transformation – vollständig überdecken würden.

Es gibt allerdings noch einen weiteren Problempunkt, der durch das Konzept der bivalenten Systeme nicht ausgeräumt werden kann: Unter der Annahme, dass bei den Hauseigentümern die volle Wahlfreiheit zwischen der Weiternutzung des Gasnetzes einerseits oder der Installation einer monovalenten elektrischen Wärmepumpe mit Abkopplung vom Gasnetz andererseits besteht, ist damit zu rechnen, dass sich in vielen Gasverteilnetzen die Anzahl der Kunden deutlich reduziert. Die jährlichen Kosten für den Weiterbetrieb werden dann auf einen immer kleiner werdende Nutzerzahl verteilt, so dass sie im Durchschnitt tatsächlich absolut (und nicht nur wie weiter oben beschrieben relativ zum Verbrauch) ansteigen. Je nachdem, wie stark

¹¹ Dies sei an einem Zahlenbeispiel verdeutlicht: Die Investitionskosten für den Heizkessel in einem mäßig gedämmten Einfamilienhaus mögen bei 10.000 € liegen. Unter Annahme eines kalkulatorischen Realzinssatzes von 2 % und einer Betrachtungsdauer von 20 Jahren ergeben sich daraus mit einem Annuitätsfaktor von rund 0,06 Jahres-„Infrastrukturkosten“ von 600 €/a. Unter Annahme eines Gasverbrauchs von 15.000 kWh/a sind dies umgerechnet 4 Cent/kWh. Nimmt man nun an, dass das Gebäude energetisch mit Passivhauskomponenten modernisiert und mit einer Solaranlage ausgestattet wird, so dass der Gasverbrauch auf z. B. 3.000 kWh/m²a (also ein Fünftel) absinkt, so bleiben die annuitätischen Investitionskosten des Heizkessels mit 600 €/a zwar absolut gleich. Bezogen auf den Erdgasverbrauch steigen sie aber um den Faktor fünf an und erreichen 20 Cent/kWh – also einen auf den ersten Blick erstaunlich hohen Wert, der aber durch den entsprechend gesunkenen Verbrauch relativiert wird. Würde der Kessel erst nach der energetischen Modernisierung eingebaut, so wäre aufgrund der nur wenig von der Leistung abhängigen Investitionskosten von Heizkesseln (vgl. Anhang A) mit nur etwas geringeren Investitionskosten von z. B. 9.000 € zu rechnen, so dass sich an der Betrachtung kaum etwas ändern würde.

das jeweilige Gasnetz in diesem Prozess ausgedünnt wird, ist also ein Weiterbetrieb gegebenenfalls tatsächlich nicht mehr wirtschaftlich sinnvoll. Auf lange Sicht könnte sich also – entweder in Einzelfällen lokal oder sogar generell – das Konzept A mit einer Stilllegung der Gasnetze womöglich doch noch als das bessere erweisen und entsprechend durchsetzen.

Allerdings ist diese Problematik der Netzausdünnung auch bereits im Ansatz A selbst vorhanden, und zwar von vornherein quasi flächendeckend: Da die Abschaltung der Gasverteilnetze hier Teil des Konzepts ist, wären alle Verbraucher, die bis kurz vor Ende noch angeschlossen sein wollen (oder müssen) von einem gravierenden Kostenanstieg der Netzentgelte betroffen, der in den letzten Jahren vor Abschaltung alle vernünftigen Grenzen sprengen könnte. Aus diesem Grunde ist davon auszugehen, dass es zukünftig ohnehin Sonder- und Übergangsregelungen geben muss, um den Kostenanstieg in solchen Fällen auf ein tragbares Maß zu begrenzen (vgl. [Herrndorf et al. 2023] und Kap. 3.4).

Im Fall der Verwendung bivalenter Wärmepumpen ist die Problematik aber in den betroffenen Netzen womöglich noch gravierender, da „Fehlinvestitionen“ der Hauseigentümer denkbar sind, die hier nicht mehr nur übliche Heizkessel, sondern auch die weitaus kostenintensiveren bivalenten Wärmepumpen betreffen könnten: Diese Systeme wären direkt nach Abschaltung des Gasnetzes und eventuell weit vor Ablauf ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer durch monovalente Wärmepumpen zu ersetzen. Allerdings gilt dies nicht in jedem Fall: Eine bivalente Wärmepumpe kann insbesondere durch zwischenzeitliche Wärmedämmung zu einer monovalenten oder monoenergetischen (bei vertretbar geringem Deckungsbeitrag eines elektrischen Heizstabes) werden. Ein Heizkessel kann gegebenenfalls mit bestimmten Modifikationen auch nach Abschaltung des Gasnetzes durch Nutzung von Flüssiggas oder als Neugerät mit erneuerbaren Flüssigbrennstoffen (E-Fuels) weiterbetrieben werden – da er weitgehend nur der Spitzenlastabdeckung dient, wäre lediglich ein relativ kleiner Flüssiggasspeicher bzw. Tank notwendig. Alternativ könnten beispielsweise auch Holzpelletöfen (die sich teils auch in die Zentralheizung einbinden lassen) oder in Mehrfamilienhäusern Holz- bzw. Holzpelletkessel zur Spitzenlast-Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Schließlich ist auch noch die spätere Ergänzung der bivalenten Wärmepumpe durch eine zweite Wärmepumpe in der Weise denkbar (als Ersatz des Heizkessels), dass sich in Summe der beiden Aggregate die einem monovalenten System entsprechende Heizleistung des Gebäudes ergibt. Die zweite Wärmepumpe hätte – wie vorher der Kessel – nur geringe Beiträge zur Jahres-Wärmeerzeugung zu leisten und könnte deswegen gegebenenfalls auch in besonders kostengünstiger Weise ausgeführt werden – eventuell in Form einer Luft-Luft-Wärmepumpe (d.h. in der für viele Klimageräte gängigen Bauweise, bei der die Wärme oder Kälte nicht an einen Wasserkreislauf, sondern direkt an die Raumluft abgegeben wird).

Allerdings können solche Ersatzmaßnahmen womöglich nicht in jedem Einzelfall zu einer befriedigenden Lösung führen. Sinnvoll erscheint daher, bei der Abschaltung von Gasnetzen generell einen ausreichenden zeitlichen Vorlauf und ein hohes Maß an Verbindlichkeit bezüglich des konkreten Zeitplans anzustreben, so dass aus Sicht der Hauseigentümer verlässliche Rahmenbedingungen für Investitionen erreicht werden. Aus aktueller Sicht können kommunale Wärmepläne diese Verbindlichkeit wie erläutert voraussichtlich vielfach noch nicht in dem erforderlichen Maße gewährleisten. Angesichts der noch offenen Frage bezüglich der Präferenz monovalenter oder bivalenter Wärmepumpen, auf die lokal jeweils unterschiedliche Antworten denkbar sind wäre also gegebenenfalls zu überprüfen, inwieweit der enge Zeitplan von Konzept A mit einer Abschaltung der meisten Gasverteilnetze für die Gebäudeversorgung innerhalb von ca. 20 Jahren praxisgerecht umsetzbar ist. Die Entscheidung für das Konzept muss dabei nicht immer durch zentrale Planung, sondern kann womöglich auch durch die freie Auswahl der Hauseigentümer vor Ort getroffen werden. Zumindest denkbar wäre es, dass dieser Prozess zwar tatsächlich stattfindet, aber womöglich einen längeren Zeitraum benötigt¹².

¹² Die Möglichkeit eines Verschiebens des Abschaltzeitpunkts von Gasnetzen auf den Zeitraum nach 2045 steht auf den ersten Blick mit dem Ziel einer vollständigen Klimaneutralität bis 2045 im Widerspruch, da man in den nicht dauerhaft verbleibenden Gasnetzen wohl nicht noch die Kosten für eine Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff in Kauf nehmen will. Die Situation entspannt sich allerdings dann, wenn man neben Wasserstoff (H₂) auch synthetisches Erdgas (SNG) als Parallel- und Übergangslösung in Betracht zieht. Dies erschiene auch schon allein aus dem Grund sinnvoll, dass ansonsten jede Verzögerung beim Abschalten von

Etwas einfacher erscheint dagegen die Situation bei Gebäuden und Gebieten, die bisher über Heizöl versorgt werden: Hier gibt es außer dem Stromnetz keine leitungsgebundene Infrastruktur (Fälle mit optionaler Fernwärmeversorgung sind in den Betrachtungen wie gesagt ausgeklammert) so dass die drei Konzepte A, B und „bivalent“ weitgehend frei miteinander konkurrieren und im Einzelfall (auch bei benachbarten Gebäuden) zu unterschiedlichen Lösungen führen könnten. Lediglich im Fall A sind dabei gegebenenfalls noch einschränkend die Kapazitäten des elektrischen Verteilnetzes zu beachten.

2.3 Schlussfolgerungen für die zu betrachtenden Energiepreisszenarien

Eine vollständige Klärung der in den Kapiteln 2.1 und 2.2 aufgeworfenen komplexen Fragen ist im vorliegenden Projekt nicht möglich und auch nicht der eigentliche Gegenstand. Alle Akteure und insbesondere auch die Hauseigentümer werden auf absehbare Zeit noch mit erheblichen Unsicherheiten rechnen müssen. Das Ziel der Diskussion und Bewertung in den vorangehenden Abschnitten lag dementsprechend vorrangig darin, den sehr breiten denkbaren Ereignisraum zukünftiger Entwicklungen auf ein sinnvolles Maß zu begrenzen: Für die aus Sicht des Hauseigentümers durchzuführenden Wirtschaftlichkeitsanalysen sollen weiterhin zwei Energiepreisszenarien A und B definiert werden, die einerseits aus Sicht der Grundkonzepte A und B jeweils optimistische bzw. pessimistische Rahmenbedingungen vorgeben, ohne dabei aber ins Extreme zu verfallen.

Vor diesem Hintergrund werden hier die folgenden Schlüsse gezogen:

- Angesichts der großen Bedeutung der elektrischen Wärmepumpen für Energiewende und Klimaschutz ist davon auszugehen, dass sich zukünftige politische Weichenstellungen möglicherweise sehr eng an dem Konzept A („rein elektrisch“) orientieren werden. Szenario A wird also danach ausgerichtet sein, dass die künftigen Rahmenbedingungen stark (aber nicht extrem) zugunsten monovalenter elektrischer Wärmepumpen und in Richtung eines allgemeinen Rückbaus der Gasverteilnetze wirken. Eine solche Tendenz ist bereits heute in Teilen zu beobachten, da beispielsweise die Strompreise von der Förderung erneuerbarer Energien gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz entlastet wurden (indem die Förderung nun aus dem Bundeshaushalt bestritten wird) oder bestimmte elektrische Wärmepumpen reduzierte Stromnetzentgelte in Anspruch nehmen können: Beide Maßnahmen können jedenfalls auf länger Sicht gesehen nicht als im eigentlichen Sinne verursachergerecht gelten¹³.
- Demgegenüber erscheint die Annahme weniger plausibel, dass das Konzept B in gleicher Weise begünstigt werden könnte: Die Perspektiven für nachhaltige grüne Brennstoffe, d.h. aus Solar- und Windenergie hergestelltes H₂ und SNG sowie flüssige E-Fuels, sind im Hinblick auf den Zeitplan der Einführung und die Kostenentwicklung zu unsicher und mögliche Übergangslösungen bisher mit Problemen behaftet. Allerdings erscheint die flächendeckende Abschaltung der Gasnetze wie bei Konzept A keineswegs vorprogrammiert, da bivalente Wärmepumpen mit ergänzenden Heizkesseln ebenfalls eine sinnvolle, den monovalenten Wärmepumpen quasi gleichwertige Lösung darstellen. Vor diesem Hintergrund werden zum einen in Szenario B gegenüber A optimistischere Kostenansätze für die Preisentwicklung grüner Brennstoffe angenommen, ohne dabei eine so weitgehende

Erdgasnetzen – unabhängig davon, ob diese geplant ist oder ungewollt eintritt – das Klimaneutralitätsziel gefährden könnte. Die Mehrkosten von SNG gegenüber H₂ sind zwar gemäß Prognosen aktuell und auf längere Zeit erheblich, in Richtung auf 2045 wird aber mit einer Annäherung der Beschaffungskosten gerechnet (vgl. Kap. 3.5). In der internationalen Klimaschutzperspektive ist auf eine gegebenenfalls relevante Bedeutung von SNG für diejenigen Länder mit Gasversorgung zu verweisen, die möglicherweise ohnehin keinen so schnellen Übergang zum Wasserstoff erreichen, wie er in Deutschland angestrebt wird.

¹³ Im Fall der steuerlichen Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung ist dies vor dem Hintergrund der Konkurrenzsituation von Strom und grünen Brennstoffen bei der Wärmeerzeugung offensichtlich. Im Fall der Wärmepumpen erscheint die Entlastung aufgrund der Möglichkeit einer flexiblen Ansteuerung zur Netzentlastung zwar aktuell noch durchaus plausibel. Auf lange Sicht wären aber wie oben beschrieben die durch die Wärmepumpen an den kältesten Wintertagen verursachten Zusatzkosten im Stromnetz und Kraftwerkspark zu berücksichtigen (vgl. Kap. 4.5)

Möglichkeit wie etwa die volle Übernahme der Mehrkosten wie beim EEG im Stromsektor anzusetzen¹⁴. Zum anderen wird davon ausgegangen, dass monovalente elektrische Wärmepumpen weniger stark privilegiert, sondern vielmehr annähernd mit den durch sie verursachten Zusatzkosten im elektrischen Energiesystem belastet werden.

Die Möglichkeit eines je nach lokalen Randbedingungen entweder Weiterbestands oder Auslaufens der Gasversorgung ist prinzipiell in beiden Szenarien möglich: In der Praxis ist wohl nicht zu erwarten, dass die hier „in Reinform“ dargestellten Konzepte A oder B jemals in dieser Konsequenz realisiert werden könnten, bei politischer Weichenstellung in Richtung auf Szenario A also ausnahmslos alle Gasnetze abgeschaltet würden oder im Szenario B demgegenüber ausnahmslos erhalten blieben. Tatsächlich werden in allen Szenarien alle Möglichkeiten bezüglich der Zukunft des jeweils betrachteten einzelnen Gasnetzes auftreten können.

Daher wird angenommen, dass in beiden Szenarien der einzelne Hauseigentümer, aus dessen Perspektive die Untersuchung jeweils durchgeführt wird, bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung entweder von einem noch längere Zeit verbleibenden oder einem in absehbarer Zeit nicht mehr bestehenden Gasnetz ausgehen wird. Ob diese Kenntnis sehr sicher ist (z. B. lokal eine verbindliche Wärmeplanung vorliegt) oder vielmehr nur eine Prognose des Eigentümers darstellt, wird dabei nicht näher unterschieden. Die in den Untersuchungen in Kap. 5 immer mitbetrachtete Option der Erneuerung eines Gaskessels bzw. des Einbaus einer Hybridwärmepumpe mit neuem Gaskessel konzentriert sich dann auf den Fall der verbleibenden Netze, während im Fall der mittelfristig nicht weiterbestehenden Netze die Vermutung naheliegt, dass der Hauseigentümer ohnehin nicht mehr sinnvoll in gasbetriebene Systeme investieren kann.

¹⁴ Angesichts der Notwendigkeit für die internationale Perspektive, aber auch für das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland einen ausreichend schnellen Hochlauf von grünen Brennstoffen zu gewährleisten, ist hier zwar zukünftig durchaus auch mit der Möglichkeit einer sehr weitgehenden Förderung und Privilegierung zu rechnen. Angesichts bestehender kostengünstiger Alternativen (nämlich der direkten Solar- und Windstromnutzung in monovalenten oder bivalenten Wärmepumpen) ist es aber weniger wahrscheinlich, dass dies in vollem Umfang auch den hier behandelten Wärmesektor betreffen wird.

3 Allgemeine Energiepreisentwicklung für die Wohngebäude-Wärmeversorgung

In diesem Kapitel werden die im Projekt getroffenen Annahmen zur Preisentwicklung bei den betrachteten Energieträgern dargestellt und begründet. Neben weiteren Quellen wurde dabei insbesondere auf Auswertungen zurückgegriffen, die vom Projektpartner BET durchgeführt bzw. aus einem existierenden Szenarienfundus zur Verfügung gestellt wurden. Es handelt sich dabei um übergreifende energiewirtschaftliche Analysen mit Berücksichtigung internationaler Entwicklungen, bei denen nicht nur die Wärmeversorgung, sondern der Gesamtenergieverbrauch aller Sektoren einbezogen wird. Je nach Ansatz wird von einer Erreichung der Klimaneutralität im Zeitraum 2045 – 2050 ausgegangen. Eine genauere Erläuterung der BET-Szenarien findet sich in Anhang C.

Bei der Definition der neu erstellten Projektszenarien dienten die BET-Szenarien häufig zur Orientierung, allerdings in der Regel nur grob, d. h. die Zahlenwerte wurden nicht direkt übernommen, sondern es wurden auf Grundlage eines Vergleichs mit weiteren Quellen und daran anschließender Überlegungen eigenständige Szenarien definiert. Ähnlich wie im vorliegenden Projekt werden auch in den BET-Ansätzen Entwicklungen berücksichtigt, die teils stärker und schneller und teils weniger schnell auf eine Elektrifizierung der Wärmeversorgung hinauslaufen. Der Ergebnisraum ist aber deutlich enger, d.h. die im vorliegenden Projekt definierten Szenarien A und B weisen eine insgesamt breitere Spanne der zukünftigen Energiepreise auf.

In den Projektszenarien wird weiterhin berücksichtigt, dass sich aus dem zeitlichen Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage in einer stark von volatilem Solar- und Windstrom geprägten elektrischen Energiewirtschaft auf längere Sicht besondere Fragen für die Ausgestaltung der elektrischen Energiepreise (insbesondere der Netzentgelte) ergeben, und zwar vor allem bei einer zukünftig stark zunehmenden elektrischen Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen. Aspekte dieser Art sind in den verfügbaren Quellen nicht explizit berücksichtigt, vielmehr wird im Allgemeinen von einer Fortschreibung der bisherigen Rahmenbedingungen ausgegangen. Auch im vorliegenden Kapitel 3 werden diese Fragen zunächst ausgeklammert. Im folgenden Kapitel 4 werden sie dagegen noch explizit behandelt werden: Auf Grundlage von Untersuchungen mit einem vom IWU entwickelten Simulationsmodell [Diefenbach et al. 2017] werden insbesondere für Szenario B die durch monovalente Wärmepumpen entstehenden zusätzlichen Kosten im elektrischen Energiesystem analysiert.

Die im Projekt angegebenen Preise bzw. Kosten, insbesondere die Endkundenpreise, werden (soweit nichts anderes beschrieben ist) inklusive Mehrwertsteuer angegeben. Bei einzelnen Preiskomponenten werden für den besseren Vergleich mit den Originalquellen auch Preise ohne Mehrwertsteuer genannt, dies ist jeweils entsprechend vermerkt. Es handelt sich bei allen Angaben um reale Preise, die ungefähr ein aktuelles Niveau zum Zeitpunkt der Projektbearbeitung (ca. 2023/24) widerspiegeln. Wenn sich in den ausgewerteten Quellen Kosten bzw. Preise auf frühere Jahre beziehen, so wurden sie mit entsprechenden Preisindizes des Statistischen Bundesamtes auf das Jahr 2023 umgerechnet. Die Preis- bzw. Kostenentwicklung wird bis zum Jahr 2050 betrachtet¹⁵.

3.1 Strompreise

Der Strompreis setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen, insbesondere kann die folgende Einteilung vorgenommen werden:

¹⁵ Für die konkreten Szenariennalysen im vorliegenden Projekt ab Kapitel 5 beschränkt sich der Betrachtungszeitraum allerdings auf die Periode bis 2045.

- Strombeschaffung (inklusive Vertrieb und Strukturierung¹⁶)
- Netzentgelte (inklusive Verbrauchsmessung¹⁷)
- Stromsteuer sowie weitere Abgaben und Entgelte
- CO₂-Bepreisung

Die letztgenannte Komponente, die CO₂-Bepreisung, ist besonders stark von Szenarienannahmen abhängig. Sie wird hier zunächst nicht mitbetrachtet, sondern stattdessen in Kap. 3.2 separat und übergreifend über alle Energieträger behandelt.

Als Startwerte für das Jahr 2025 werden im Projekt 13,1 Ct/kWh für Beschaffung, 6,1 Ct/kWh für Steuern/Abgaben/Umlagen und 11,6 Ct/kWh für Netzentgelte, in Summe also 30,8 Ct/kWh (inkl. MwSt., ohne CO₂-Preis) angenommen.

Für die weitere Entwicklung wurde neben den BET-Szenarien auch eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft mitberücksichtigt [Dossow et al. 2021]. Bei der Stromsteuer und den sonstigen Abgaben bzw. Umlagen wird in diesen Quellen generell ein gleichbleibendes Niveau bzw. ein leichter Anstieg bis 2030 und anschließend eine leichte Abnahme bis 2050 erwartet. Bei den Beschaffungskosten ist in den ersten Jahren bis 2028 zunächst ein Absinken auf ca. 70 % zu beobachten (als Folge der Normalisierung nach dem starken Preisanstieg ab 2022 aufgrund des Kriegs in der Ukraine), anschließend erfolgt ein allmählicher Anstieg bis 2045, der aber nicht oder kaum über das Anfangsniveau hinausführt.

Deutlich sensibler ist die Frage der Entwicklung der Netzentgelte: Generell wird von einem stark steigenden Investitionsbedarf in die elektrischen Netze ausgegangen, der aber angesichts gleichzeitig zunehmenden Stromverbrauchs wegen fortschreitender Elektrifizierung (etwa durch Elektroautos und elektrische Wärmepumpen) nicht unbedingt zu einem starken Anstieg der Netzentgelte (pro verbrauchter Kilowattstunde) führen muss. Bei sehr schneller Elektrifizierung erscheint gleichwohl ein merklicher Anstieg um deutlich mehr als die Hälfte des Ausgangswertes denkbar ist, während in anderen Szenarien mit geringerem Tempo der Elektrifizierung nur ein moderater Anstieg stattfindet.

Vor diesem Hintergrund werden im vorliegenden Projekt bezüglich des Haushaltsstrompreises vereinfachend die folgenden Annahmen für den Zeitraum bis 2050 getroffen:

- Für die Beschaffungskosten wird von 2025 bis 2028 zunächst ein linearer Kostenabfall auf 70 % des Ursprungsniveaus angenommen, anschließend ein linearer Anstieg bis 2045 auf 100 %, daran anschließend eine Konstanz der Beschaffungskosten.
- Bei der Stromsteuer und weiteren Abgaben/Umlagen wird bis 2030 ein leichter linearer Anstieg auf 110 %, danach ein linearer Abfall auf 90 % bis 2045 angenommen, anschließend Konstanz.
- Für die Netzentgelte wird von einem Verlauf innerhalb der von den BET-Szenarien aufgespannten Spannbreite ausgegangen: Die Netzentgelte steigen im Modell bis 2050 linear auf 140 % des Ausgangsniveaus 2025.

Die bisherigen Preisangaben sind als durchschnittliche Gesamtstromkosten pro verbrauchter Kilowattstunde zu verstehen. Tatsächlich aber wird in den Stromtarifen, mit denen die Endverbraucher konfrontiert sind,

¹⁶ Unter „Strukturierung“ versteht man die Anpassung der Energiebeschaffung (insbesondere bei Strom oder Gas) an die spezifischen Verbrauchsanforderungen eines Kunden oder einer Liefergruppe. Ziel ist es, die Differenz zwischen dem standardisierten, oft stündlich konstanten Lieferprofil der Großhandelsprodukte und dem tatsächlichen Verbrauchsprofil auszugleichen. Beim Strom spricht man auch vom „Bilanzausgleich“, d. h. von der kurzfristigen Anpassung des Lieferprofils an den tatsächlichen Kundenbedarf durch entsprechenden Einkauf von „Ausgleichsenergie“. Die Kosten für diese Dienstleistung nennt man „Strukturierungskosten“ bzw. „Ausgleichsenergiekosten“.

¹⁷ Den Kosten für Messtellenbetrieb/Verbrauchsmessung kommt dabei nur ein geringes Gewicht zu.

zwischen einem konstanten (jährlich fixen) Grundpreis und dem (verbrauchsabhängigen) Arbeitspreis unterschieden.

Eigene exemplarische Recherchen auf Internet-Strompreisportalen im Juli 2024 ergaben ein typisches Grundpreinsniveau in der Größenordnung von 120 €/a ohne MwSt. (umgerechnet 142,80 € mit MwSt.)¹⁸. Dieser Zahlenwert wird im Modell als Ausgangspunkt für das Jahr 2025 angesetzt. Bezüglich der weiteren Kostenentwicklung wird davon ausgegangen, dass der Grundpreis größtenteils (Modellannahme: zu zwei Dritteln) von den Netzentgelten bestimmt wird. Dementsprechend wird angenommen, dass ein Preisanteil von 40 € (o. MwSt.), d.h. ein Drittel des Grundpreises (real) konstant bleibt und die restlichen zwei Drittel (80 € o. MwSt.) sich entsprechend den mittleren Kosten der Netzentgelte entwickeln (s.o. dritter Punkt), so dass der Grundpreis insgesamt bis 2050 auf 152 € (o. MwSt.) bzw. 180,88 € (inkl. MwSt.) ansteigt. Bezüglich des Arbeitspreises wird die Annahme getroffen, dass bei einem Haushaltsstromverbrauch von 3000 kWh/a mit Grund- und Arbeitspreisanteilen genau das oben dargestellte mittlere Durchschnittspreisniveau von 36,6 Ct/kWh (inkl. MwSt.) erreicht wird¹⁹. Auf diese Weise ergibt sich der weiter unten in Abbildung 7 noch genauer dargestellte Verlauf des Arbeitspreises.

Wichtiger als der Haushaltsstrompreis ist im vorliegenden Projekt der Strompreis, der für die Heizung und speziell für den Betrieb von Wärmepumpen in Wohngebäuden anfällt. Dabei können häufig Sondertarife in Anspruch genommen werden. Sowohl in [Dossow et al. 2021] als auch in den Szenarien von BET wird davon ausgegangen, dass der Strompreis von Wärmepumpen auch zukünftig merklich unter dem Haushaltsstrompreis liegt. Geringere Beträge von Umlagen/Abgaben, geringere Strukturierungs-/Vertriebskosten, dazu noch seit Anfang 2024 verringerte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (vgl. [BNetzA 2023, BNetzA 2025]) sind die Gründe dafür. Grob gesprochen liegen die Durchschnittspreise für Wärmepumpenstrom in den betrachteten BET-Szenarien zumeist unterhalb von 70 % des Haushaltsstrompreises. Im vorliegenden Projekt wurde für das Szenario A ein etwas höherer Kostenansatz von genau 70 % des Niveaus des Durchschnitts-Haushaltsstrompreises gewählt. Darüber hinaus wurde vereinfachend angenommen, dass für Wärmepumpen kein zusätzlicher Grundpreisanteil anfällt, so dass sich dieses Kostenniveau also vollständig im Arbeitspreis widerspiegelt.

Diese Ansätze gelten hier allerdings nur für das im Hinblick auf rein elektrische Wärmeversorgungs-lösungen optimistische Szenario A. Denn bei einer genaueren Analyse der Effekte, die von einer verstärkten Wärmeerzeugung durch elektrische Wärmepumpen im Energiesystem ausgehen, zeigt sich, dass zusätzliche Kosten beim Netzausbau und bei der Inanspruchnahme des Lastausgleichs aus konventionellen Kraftwerken entstehen. Diese Aspekte und die daraus resultierenden Ansätze für das Szenario B werden später in Kapitel 4 beschrieben.

Die folgende Abbildung 7 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über die Modellannahmen zur allgemeinen Strompreisentwicklung der Haushalte und zu den Wärmepumpen-Arbeitspreisen im Szenario A. Wie generell in Kapitel 3.1 ist auch hier der Anteil der CO₂-Bepreisung weiterhin ausgeklammert.

¹⁸ Ausgewertet wurden insbesondere Preisangaben auf www.finanztip.de. Die Ansätze zum Grundpreis in [Pehnt et al. 2023, Tab. 10] liegen etwas niedriger, aber in einer ähnlichen Größenordnung.

¹⁹ Laut [Fronde et al. 2024] lag der Stromverbrauch der Haushalte 2023 bei 130,4 TWh, davon 5,9 % für Heizung. Bezogen auf eine Anzahl der Privathaushalte von rund 41 Mio. (laut Modellanalysen in [Cischinsky / Diefenbach 2024]) betrug der durchschnittliche Stromverbrauch pro Haushalt ca. 3.200 kWh (bzw. knapp 3.000 kWh ohne Anrechnung des Beitrags für die Gebäudeheizung).

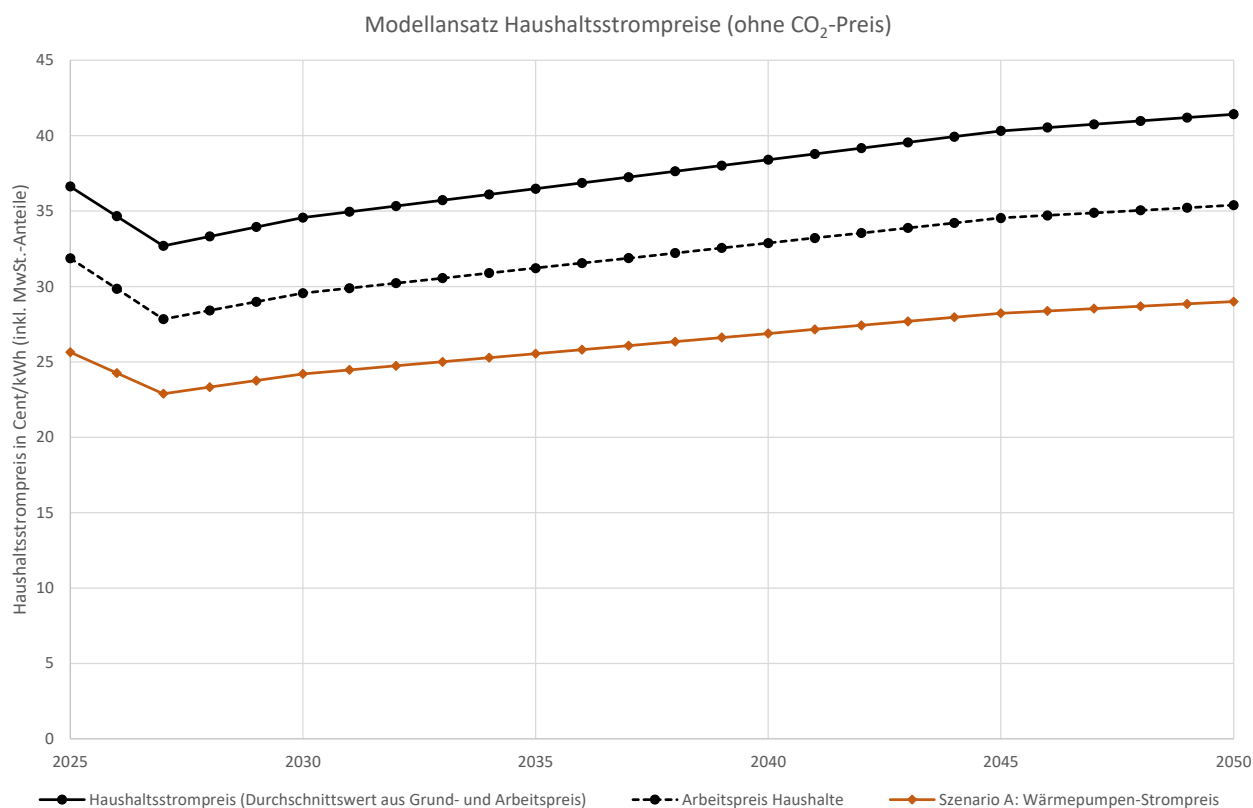


Abbildung 7: Modellansätze zur Strompreisentwicklung (Realwerte, ohne Anteil der CO₂-Bepreisung, inkl. MwSt.)

Die Kostenkurven zeigen einen ähnlichen Verlauf: Der Haushaltsstrompreis (mit Berücksichtigung von Grund- und Arbeitspreis) sinkt bis 2027 von rund 36,6 auf 32,7 Ct/kWh ab und steigt anschließend kontinuierlich bis 41,4 Ct/kWh im Jahr 2050 an (alle Angaben inkl. MwSt., ohne CO₂-Preis). Der Arbeitspreis liegt etwas niedriger: Er startet bei 31,9 Ct/kWh, sinkt auf 27,8 Ct/kWh und steigt langfristig auf 35,4 Ct/kWh. Nicht dargestellt ist der Grundpreis, der annahmegemäß im Gesamtzeitraum von 142,8 €/a auf 180,9 €/a anwächst (parallel zur Entwicklung der Netzentgelte und ohne zwischenzeitliches Absinken).

Der Strompreis für Wärmepumpen für Szenario A (im Modell wie beschrieben als reiner Arbeitspreis ohne zusätzlichen Grundpreisanteil aufgefasst) liegt immer bei 70 % des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises: Er startet mit 25,6 Ct/kWh im Jahr 2025, sinkt auf 23,3 Ct/kWh 2027 und steigt dann bis 29,0 Ct/kWh im Jahr 2050 an.

Insgesamt gesehen ist also laut diesen Szenarienannahmen mit langfristig real zwar signifikant aber nicht massiv steigenden Strompreisen (hier noch ohne CO₂-Anteil) zu rechnen.

3.2 CO₂-Preise

Mit dem Ziel einer besseren Vergleichbarkeit mit anderen Quellen ist die CO₂-Bepreisung (gemessen in € pro emittierter Tonne CO₂) im vorliegenden Kapitel in der Regel ohne Mehrwertsteuer angegeben²⁰. Für die vorliegende Studie sind zwei verschiedene Bereiche relevant:

²⁰ Es werden hier die direkten, bei der Verbrennung entstehenden CO₂-Emissionen ohne weitere Vorketten und ohne CO₂-Äquivalente weiterer Treibhausgas betrachtet.

- Für den Stromsektor und die Industrie wird der CO₂-Preis gemäß dem EU-Emissionshandelssystem festgelegt („EU-ETS“ bzw. „ETS I“). Gegenüber teils sehr niedrigen Werten in der weiteren Vergangenheit liegt er seit 2020 zumeist im Bereich von 60 - 100 €/t, im Sommer 2024 grob gesprochen im Bereich von 70 €/t [UBA 2024].
- Für fossile Brennstoffe, die bei der Gebäudeheizung und im Verkehr eingesetzt werden, wurde 2021 im Brennstoffemissionshandelsgesetz ebenfalls eine CO₂-Bepreisung eingeführt. Im Jahr 2024 liegt der Preis bei 45 €/t, in den kommenden Jahren soll er auf 55 €/t im Jahr 2025 bzw. auf 55 bis 65 €/t im Jahr 2026 ansteigen (laut zuletzt geänderter Gesetzesfassung vom 22.12.2023). Für die weitere Zukunft ist ebenfalls der Übergang zu einem europaweiten Emissionshandelssystem geplant („ETS II“) [UBA 2023]. Auf längere Sicht gesehen erscheint eine Vereinigung der beiden Emissionshandelsysteme zwar nicht sicher, aber zumindest denkbar.

Unterschiedliche Zukunftsprognosen bzw. -szenarien für die Entwicklung der CO₂-Bepreisung bis zum 2050 sind in Abbildung 8 dargestellt.

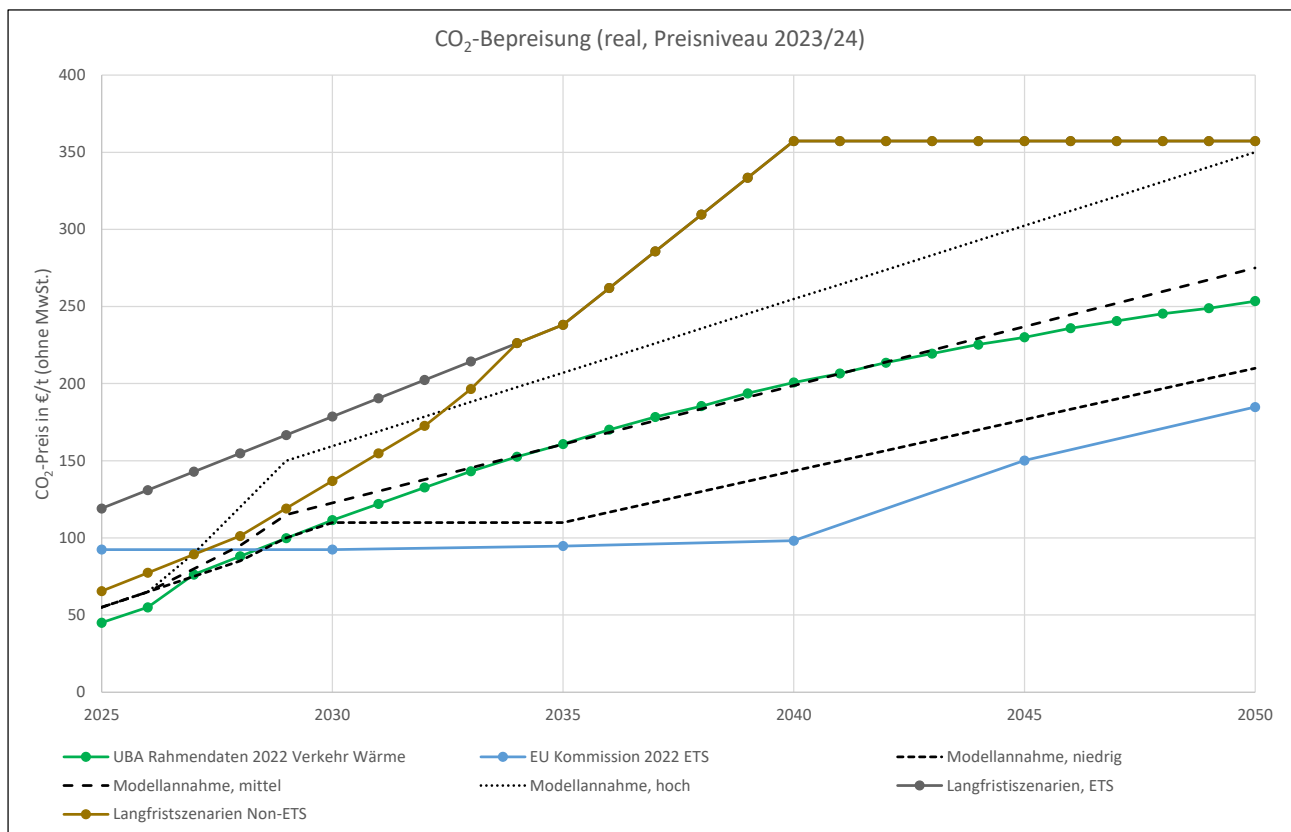


Abbildung 8: Prognosen bzw. Szenarien zur Entwicklung der CO₂-Bepreisung (Realwerte, ohne MwSt.)

Berücksichtigt wurden die Langfristszenarien des BMWK [Langfristszenarien 2024], Ansätze bzw. Rahmendaten des Umweltbundesamtes (UBA) [Mendelevitch et al. 2022, Harthan et al. 2023] sowie Ansätze der EU-Kommission zum ETS (dokumentiert in [Harthan et al. 2023, S. 83]). In den BET-Szenarien liegen die Werte innerhalb des durch die dargestellten Quellen aufgespannten Korridors.

Es ist zu erkennen, dass die Preisszenarien sehr deutlich voneinander abweichen, wobei die Ansätze der EU-Kommission ab ca. 2030 den unteren und die BMWK-Langfristszenarien den oberen Bereich des dargestellten Spektrums markieren. Eine besondere Unsicherheit stellt der Übergang von den festen CO₂-Preisgrenzen bis 2026 zum ETS II-System ab dem Jahr 2027 dar. Hier werden in einigen Quellen zum Teil deutlich stärkere

Preissprünge nach oben für möglich gehalten als in der vorliegenden Abbildung dargestellt (vgl. [Harthan et al. 2023, Nesselhauf / Müller 2023]).

Angesichts dieser erheblichen Preisspannen und Diskrepanzen wurden für die Modellrechnungen im Projekt drei unterschiedliche Preisszenarien „niedrig“, „mittel“ und „hoch“ definiert (dargestellt als gestrichelte Linien), die den Wertebereich der anderen Szenarien allerdings nicht ganz ausschöpfen. Zur Vereinfachung wird keine Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Bepreisungssystemen (ETS I bzw. ETS II) getroffen, und die Werte in den ersten beiden Jahren orientieren sich mit 55 €/t (2025) bzw. 65 €/t (2026) an dem im Brennstoffemissionshandelsgesetz gegebenen Rahmen.

Die Modellrechnungen im vorliegenden Projekt werden mit dem Szenario „mittel“ durchgeführt: Der CO₂-Preis wächst hier (real ohne MwSt.) bis 2029 merklich auf 115 €/t an, der weitere Anstieg verläuft dann linear mit etwas flacherer Steigung bis auf knapp 240 €/t im Jahr 2045 und 275 €/t im Jahr 2050. Da im vorliegenden Projekt ab 2045 eine Treibhausneutralität vorausgesetzt wird und der Zeitraum ab 2045 nicht mehr explizit betrachtet wird, ist nur die Preisentwicklung bis 2045 relevant. Die außen liegenden Szenarien „niedrig“ und „hoch“ werden für gesonderte Analysen zur Entwicklung der Brennstoffpreise in Kap. 3.5 und 3.6 verwendet. Im Fall „niedrig“ werden 2045 ca. 175 €/t, im Fall „hoch“ ca. 300 €/t erreicht.

3.3 CO₂-Emissionen im Stromsektor

Durch Zubau erneuerbarer Energien und entsprechend reduzierten Einsatz fossiler Energieträger (insbesondere Kohle) bei der Stromerzeugung sinkt der CO₂-Emissionsfaktor im Stromsektor deutlich. Dabei handelt es sich um die durchschnittlichen spezifischen CO₂-Emissionen (in kg bzw. t) bezogen auf den verbrauchten Strom (in kWh bzw. MWh). Im Jahr 2023 wurde laut [Icha / Lauf 2024] ein Wert von 0,38 kg/kWh erreicht, der Verlauf in den Jahren davor war mit 0,364 (2020), 0,407 (2021) und 0,429 (2022) etwas uneinheitlich, so dass auch für den Startwert 2025 der Modellrechnungen an dieser Stelle keine präzise Prognose möglich ist. Auch hinsichtlich des weiteren Verlaufs bestehen erhebliche Unsicherheiten, insbesondere bezüglich der beim Ausbau erneuerbarer Energien und beim Ausstieg aus der Kohleverstromung erreichten Dynamik.

Abbildung 9 zeigt die Modellannahmen zur zukünftigen Entwicklung des mittleren CO₂-Emissionsfaktors im Stromsektor für die Szenarien A und B. Lediglich zum Vergleich ist darüber hinaus eine lineare, im Jahr 2045 den Wert Null erreichende Emissionskurve dargestellt. Die Modellansätze verlaufen in der Anfangszeit deutlich steiler, später flacher, generell aber deutlich unterhalb des linearen Ansatzes. Sie orientieren sich sehr grob an dem Verlauf der verschiedenen BET-Szenarien, allerdings sind die Modellannahmen insgesamt etwas weniger optimistisch, indem höhere Ausgangswerte für das Emissionsniveau 2025 (insbesondere im Szenario B) und eine etwas weniger starke Emissionsreduktion insbesondere in den ersten Jahren angenommen wird.

Im Szenario B werden abhängig vom Heizsystem noch weitere Ab- bzw. Zuschläge angerechnet, deren Begründung später in Kapitel 4.3 erfolgt und die hier noch nicht berücksichtigt sind.

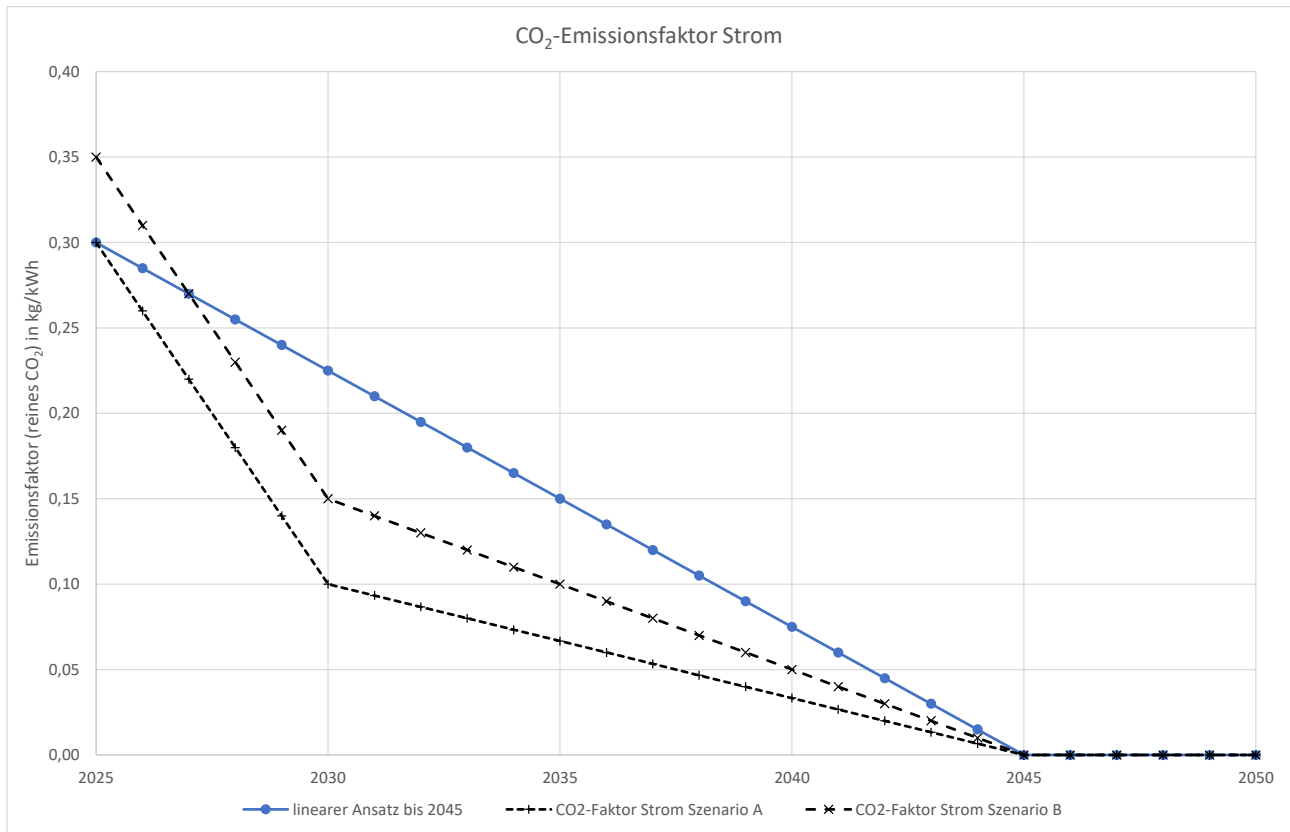


Abbildung 9: Modellansätze zur Entwicklung des mittleren CO₂-Emissionsfaktors im Stromsektor (hier noch ohne differenzierte Zu- und Abschläge in Szenario B gemäß Kap. 4.3)

Aus dem zeitlichen Verlauf des jeweiligen Emissionsfaktors und der CO₂-Bepreisung ergeben sich Zusatzkosten für den Strompreis, die in Kapitel 3.1 noch nicht mitberücksichtigt worden waren. Abbildung 10 zeigt die Ergebnisse für die Szenarien A und B unter Annahme des mittleren Modellszenarios für die CO₂-Bepreisung aus Abbildung 8.

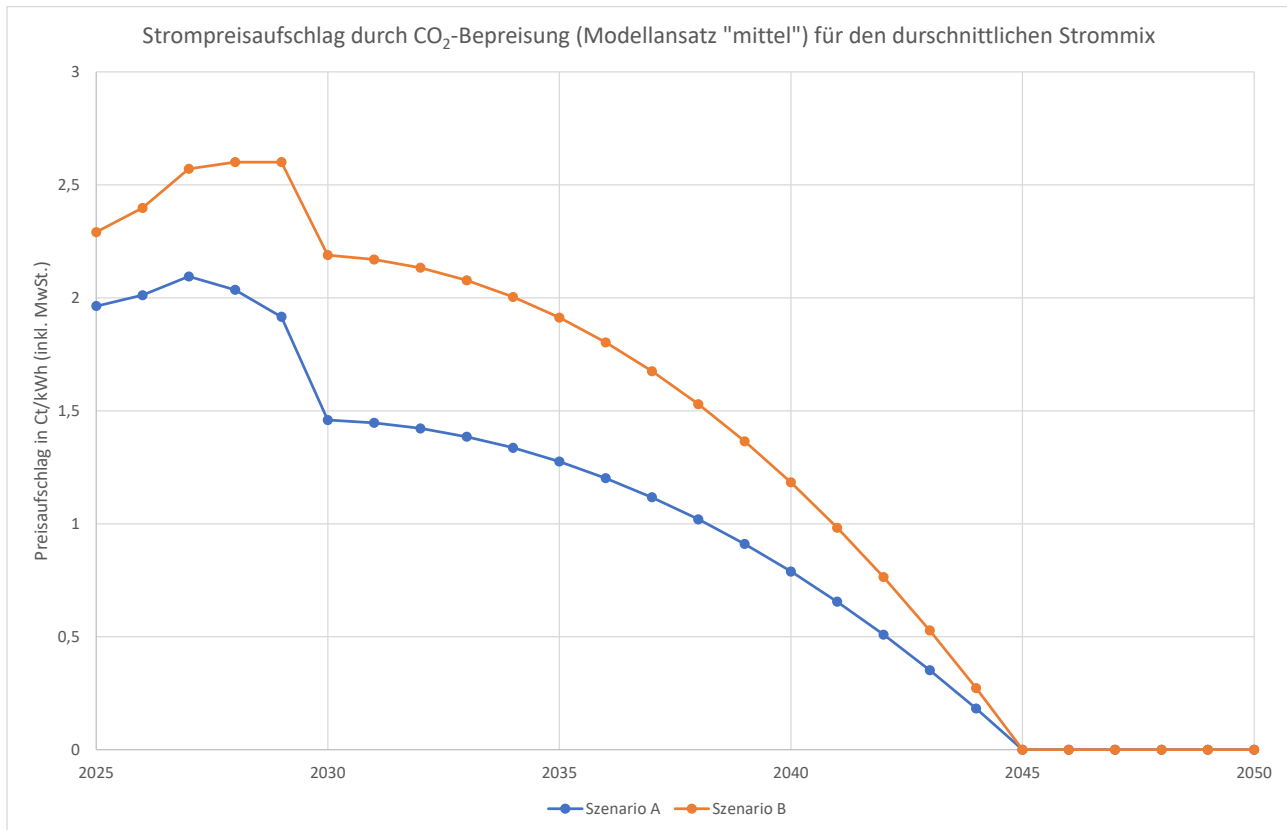


Abbildung 10: Aufschlag auf den Strompreis im mittleren Modellszenario der CO₂-Bepreisung (mit Ansatz durchschnittlicher CO₂-Emissionsfaktoren für den Stromsektor gemäß den Szenarien A bzw. B, noch ohne differenzierte Ansätze in Szenario B, Realpreise inkl. MwSt.)

Die Kurvenverläufe werden durch die gegenläufigen Effekte des steigenden CO₂-Preises und der fallenden Emissionsfaktoren bestimmt. Insgesamt hat der CO₂-Preis mit maximal rund 2 bis 2,5 Cent pro Kilowattstunde keinen entscheidenden Einfluss auf den Gesamtstrompreis (vgl. Abbildung 7) und zeigt bis auf einen kurzen Anstieg in den Anfangsjahren einen durchgehend fallenden Verlauf. Da der Emissionsfaktor im Stromsektor bis 2045 annahmegemäß auf null zurückgeht, treten ab diesem Jahr auch keine CO₂-Kosten mehr auf. In den Modellanalysen wird der CO₂-Preis vollständig dem Arbeitspreisanteil des elektrischen Stroms zugeschlagen.

Es ist wichtig zu beachten, dass hier als Emissionsfaktoren jährliche Durchschnittswerte angesetzt wurden. Für Szenario A wird diese Betrachtung generell beibehalten, dagegen wird für Szenario B in Kapitel 4.4 noch der Fall eines dynamischen Stromtarifs untersucht werden, bei dem neben den CO₂-Emissionen auch die Stromkosten der jeweiligen Heizsysteme von dem von ihnen beanspruchten, zeitlich veränderlichen „Kraftwerksmix“ aus Solar-/Windkraft und brennstoffbetriebenen Kraftwerken abhängen.

3.4 Preise für Erdgas und Gasversorgung

Für den Erdgaspreis wurden die folgenden Preiskomponenten betrachtet:

- Erdgasbeschaffung inklusive Strukturierungskosten
- Vertrieb, Gassteuer, Konzessionsabgabe
- Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb)
- CO₂-Bepreisung

Die gewählte Aufteilung ist also ähnlich wie beim Strom in Kapitel 3.1 mit dem Unterschied, dass dort die Vertriebskosten gemeinsam mit der Beschaffung analysiert worden waren. Der Anteil der CO₂-Bepreisung von Erdgas ergibt sich aus dem angenommenen CO₂-Preis laut Kapitel 3.2 und dem CO₂-Emissionsfaktor von Erdgas in Höhe von 0,202 kg/kWh. Ausgangspunkt für das vorliegende Projekt sind im Jahr 2025 4,3 Ct/kWh für Beschaffung / Strukturierung, 1,8 Ct/kWh für Vertrieb / Gassteuer / Konzessionsabgabe und 2,5 Ct/kWh für die Netzentgelte (hier jeweils ohne MwSt., bezogen auf den Heizwert).

Für den weiteren Verlauf erfolgt bei den ersten beiden Komponenten eine grobe Orientierung der Modellsätze an den BET-Szenarien. Demnach besteht hier insgesamt eine längerfristig fallende Tendenz. Die sinkenden Beschaffungspreise stehen dabei deutlich im Widerspruch zu der früher verbreiteten Sichtweise, dass die Preise von Erdgas (ebenso wie Erdöl) aufgrund zunehmender globaler Ressourcenknappheit irgendwann merklich steigen werden. Die entgegengesetzte Entwicklung sinkender Preise ist aber darin begründet und plausibel, dass bei zunehmenden Klimaschutzanstrengungen und damit stark sinkender Nachfrage nach fossilen Brennstoffen (so dass Ressourcengrenzen gar nicht mehr erreicht werden), die Angebotspreise nach marktwirtschaftlichen Gesetzen ebenfalls sinken werden.

Stark steigend, dabei aber mit gravierenden Unterschieden zwischen den jeweiligen Szenarien verhalten sich dagegen die Netzkosten: Je nach Betrachtungsfall wird hier bis 2050 von einer Steigerung auf rund 250 %, also mit einem „Faktor 2,5“ gerechnet, in anderen Szenarien liegen dagegen noch viel stärkere Anstiege in der Größenordnung eines „Faktor 10“ vor (vgl. hierzu auch [Herrndorf et al. 2023]).

Die Netzentgelte, denen aktuell mit rund 2,5 Ct/kWh (o. MwSt.) bereits ein relevanter Anteil am Gaspreis zukommt, könnten also je nach Entwicklung den Gaspreis zukünftig gravierend in die Höhe treiben. Für den Preisanstieg sind, wie bereits in Kap. 2.2 erläutert, vor allem zwei Ursachen als maßgeblich anzusehen:

- Zum Ersten führen allgemeine Effizienzmaßnahmen zu einer Absenkung des Endenergieverbrauchs insbesondere im Gebäudesektor. Auch bei Annahme gleichbleibender Kosten für die Gasnetzinfrastruktur steigen also die Kosten pro verbrauchter Kilowattstunde und damit die verbrauchsbezogenen Netzentgelte an.
- Zum Zweiten koppeln sich bei zunehmendem Einsatz rein elektrischer Wärmeversorgungssysteme (insbesondere monovalenter Wärmepumpen) verstärkt Nutzer von den Gasnetzen ab. Solange aber noch Nutzer verbleiben und die betroffenen Netzbereiche nicht komplett stillgelegt werden können, verteilen sich die Kosten für den Erhalt und Weiterbetrieb der Netze nun auf immer weniger Verbraucher, so dass deren Kosten für die Entrichtung der Netzentgelte nicht mehr nur verbrauchsbezogen wie im vorherigen Punkt, sondern auch in der Jahressumme absolut ansteigen.

Insbesondere der zweite Kosteneffekt kann von gravierender Bedeutung werden, wenn in einem Gasverteilnetz – z. B. in dem Fall, dass dessen längerfristige Stilllegung beschlossen ist – nur noch ein kleiner Kreis von Restkunden verbleibt, die aber zumindest für eine Übergangszeit weiterhin den Gasanschluss benötigen. Er ist die Hauptursache für den teils erheblichen Anstieg in den betreffenden BET-Szenarien.

Die Gesamthematik der Netzentgelte wurde in [Herrndorf et al. 2023] näher untersucht. Die Studie betrachtet insbesondere verschiedene Möglichkeiten, den Prozess der Gasnetztransformation möglichst effizient zu gestalten und im Fall des Netzurückbaus eine gravierende Kostenbelastung der verbleibenden Kunden durch entsprechende Absicherungsmaßnahmen verhindern. Neben anderen Optionen werden auch Fondslösungen und staatliche Zuschüsse in Erwägung gezogen [Herrndorf et al. 2023, Kap. 5.3]. Als erster Schritt zur längerfristigen Begrenzung der Netzentgelte ist eine bereits eingeführte Neuregelung zur Verkürzung der Abschreibungsdauern von Investitionen in die Gasnetzinfrastruktur zu werten, durch die heute entstehende Kosten schneller auf den (perspektivisch abschmelzenden) Kundenkreis umgelegt werden können [BNetzA 2024].

Vor dem Hintergrund dieser komplexen Fragen geht das vorliegende Projekt von den folgenden Prämissen aus:

- Die Entwicklung der Transformation und des (teilweisen) Rückbaus der Gasnetze ist aktuell noch nicht absehbar, wird aber wahrscheinlich noch weitgehende staatliche Eingriffe insbesondere bei der Regulierung der Netzentgelte erfordern. Es besteht hier also in hohem Maße die Möglichkeit und wohl auch Notwendigkeit für eine aktive politische Gestaltung, wobei aber der konkret eingeschlagene Weg noch nicht klar ist. Gleichwohl ist es als wahrscheinlich anzusehen, dass zur Vermeidung von Härtefällen drastische Anstiege von Netzkosten aus Sicht der Kunden (etwa mit dem Faktor 10) auf diese Weise vermieden werden können und daher in der Realität nicht auftreten werden.
- Grundsätzlich muss zwischen dauerhaft verbleibenden Netzen (die gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt von Methan auf Wasserstoff umgestellt werden) und rückzubauenden Netzen unterschieden werden. Es ist wahrscheinlich, dass in den verbleibenden Netzen generell günstigere Bedingungen für tragbare Netzentgelte vorliegen, allerdings müssen voraussichtlich auch hierfür die Regeln in einem Gesamtkonzept, das gleichzeitig einen drastischen Kostenanstieg in den langfristig stillgelegten Netzen vermeidet, neu festgelegt werden.
- Für die Analysen im vorliegenden Projekt sind primär die verbleibenden Netze interessant. In Fällen, in denen demgegenüber ein Rückbau absehbar ist, wird der betroffene Hauseigentümer kaum sinnvoll zu der Entscheidung gelangen können, noch einmal in einen neuen Erdgaskessel zu investieren, so dass also in diesen Fällen der leitungsbasierte Gasbezug als Option bei Heizungsmodernisierungen quasi von vornherein ausfällt. Allerdings wird, wie in Kap. 2.2 erläutert, die Frage des konkreten Zeitplans für die Stilllegung wahrscheinlich in vielen Fällen vorläufig erst einmal offenbleiben. Als verbleibende Netze werden daher im Projekt auch diejenigen Gasnetze aufgefasst, die noch über längere Zeit (nach Einschätzung der Hauseigentümer über den wirtschaftlichen Betrachtungszeitraum einer neuen Heizungsanlage hinaus) erhalten bleiben, auch wenn auf deutlich längere Sicht womöglich doch noch eine Stilllegung erfolgen könnte.

Für diese verbleibenden Gasnetze müssen im Projekt Annahmen über die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte getroffen werden. Angesichts der geschilderten komplexen Situation mit erheblichen Unsicherheiten kann es sich dabei nur um Ad-Hoc-Ansätze handeln. In den Modellrechnungen wird ein linearer Anstieg der Netzentgelte vom Ausgangsjahr 2025 bis 2045 angenommen, in den Folgejahren verbleiben die Entgelte auf diesem Niveau. In Szenario A (optimistisch für die elektrische und damit pessimistisch für die gasbasierte Wärmeversorgung) wird angenommen, dass die Netzentgelte bis 2045 auf das Dreifache des Wertes von 2025 ansteigen („Faktor 3“). Im Szenario B wird demgegenüber von der Annahme ausgegangen, dass sich die Netzentgelte in diesem Zeitraum lediglich verdoppeln („Faktor 2“)²¹.

Für die anderen Kostenkomponenten werden die folgenden Annahmen getroffen: Als Ausgangswerte im Jahr 2025 werden (immer bezogen auf den unteren Heizwert, hier zunächst ohne Mehrwertsteuer und ohne CO₂-Preis) wie bereits erwähnt 4,3 Ct/kWh für Beschaffung / Strukturierung angesetzt. In den Folgejahren sinkt der Preis in den Modellansätzen merklich ab (2026: 3,6 Ct/kWh 2027: 3,2 Ct/kWh), erreicht 3 Ct/kWh im Jahr 2028 und bleibt dann für die Folgejahre konstant. Die Preiskomponente für den Block „Vertrieb / Gassteuer / Konzessionsabgabe“ wird konstant zu 1,8 Ct/kWh angenommen. Für die Netzentgelte werden als Startwert 2025 2,5 Ct/kWh angenommen, der angenommene Preisanstieg ist oben beschrieben. In Summe (aber weiterhin noch ohne CO₂-Anteil) ergibt sich damit ein Startwert von 8,6 Ct/kWh (ohne MwSt.) bzw. 10,2 Ct/kWh (inkl. MwSt.) für den durchschnittlichen Erdgaspreis im Jahr 2025²².

²¹ Darüber hinaus wird in Kap. 5.4.3 die Möglichkeit eines noch erheblichen stärkeren Anstiegs der Gasnetzentgelte mit dem „Faktor 5“ untersucht.

²² Solange nicht anders vermerkt, sind die Preisangaben von Brennstoffen immer auf den Heizwert (bzw. den „unteren Heizwert“) bezogen. Der Heizwert ist die in der Energiewirtschaft übliche Bilanzierungsgröße. Kostenangaben für den Gaspreis sind dagegen sonst üblicherweise auf den Brennwert (bzw. den „oberen Heizwert“) bezogen. Für die Umrechnung Brennwert / Heizwert wird hier für Erdgas der Faktor 1,11 (später im Fall von Wasserstoff auch der Faktor 1,18) angesetzt. Demnach beträgt das Erdgas-Preisniveau 2025 bezogen auf den oberen Heizwert im Modell ca. 9,2 Ct/kWh (inkl. MwSt., ohne CO₂-Preisanteil).

Wie beim elektrischen Strom, so ist auch bei der Gasversorgung zu beachten, dass die Verbrauchertarife der Haushalte die Aufteilung in einen Grund- und Arbeitspreis vorsehen. Die Modellansätze wurden auch hier auf Basis vereinfachender Annahmen festgelegt. Recherchen auf Internet-Portalen für den Preisvergleich²³ ergaben für die Erdgasversorgung ein ähnliches Grundpreisniveau wie beim Strom, so dass im Modell auch hier als Startwert 2025 ein Grundpreis von 120 €/a (ohne MwSt.) bzw. 142,80 €/a (inkl. MwSt.) angenommen wurde. Ebenso wurde auch beim Gas die Annahme getroffen, dass in der weiteren Entwicklung zwei Drittel (also 80 €/a ohne MwSt.) parallel zur Preisentwicklung der Netzentgelte verläuft und ein Drittel (40 €/a) real konstant bleibt.

Der Erdgas-Arbeitspreisanteil (ohne CO₂-Anteil) wurde unter Annahme eines Jahresverbrauchs von 24.000 kWh/a aus dem o.g. Durchschnittspreis und dem Grundpreis bestimmt. Für 2025 ergeben sich 9,6 Ct/kWh (inkl. MwSt.), die sich annahmegemäß in die Komponenten Beschaffung / Strukturierung (5,1 ct/kWh), Vertrieb / Gassteuer / Konzessionsabgabe (2,1 ct/kWh) und Netzentgelte (2,4 ct/kWh) aufteilen²⁴. Die zeitliche Fortschreibung dieser drei Komponenten erfolgt proportional zu der oben beschriebenen Fortschreibung der jeweiligen Komponenten des Durchschnittspreises.

Das Resultat für die Einzelwerte und den Gesamt-Arbeitspreis inklusive CO₂-Bepreisung ist in Abbildung 11 dargestellt.

Der Arbeitspreis sinkt in den ersten Jahren auf etwas über 10 Ct/kWh ab und steigt anschließend bis auf über 19 Ct/kWh im Szenario A bzw. 17 Ct/kWh im Szenario B. Ausschlaggebend für den Anstieg sind neben der CO₂-Bepreisung (hier gemäß dem mittleren Modellansatz) die Netzentgelte, die sich in den Szenarien A und B unterschiedlich entwickeln.

²³ Auswertungen vorwiegend mit Angaben auf www.finanztip.de im Juli 2024

²⁴ Aus Analysen mit einem Simulationsmodell des IWU [Cischinsky / Diefenbach 2024] kann für das Jahr 2023 ein durchschnittlichen Energieverbrauch pro Wohngebäude von rund 24.000 kWh ermittelt werden. Unter Ansatz dieses Verbrauchswertes ergeben sich dann Jahreskosten (ohne CO₂-Preis) von 142,8 €/a + 24.000 kWh/a x 0,096 €/kWh = 2446,80 €/a (inkl. MwSt.). Das gleiche Ergebnis (abgesehen von Rundungsfehlern) erhält man bei Ansatz des Durchschnittspreises (24.000 kWh/a x 10,2). Generell zeigt sich auch hier, dass, ähnlich wie es beim Strom der Fall ist, der Arbeitspreis gegenüber dem Grundpreis die dominierende Rolle spielt.

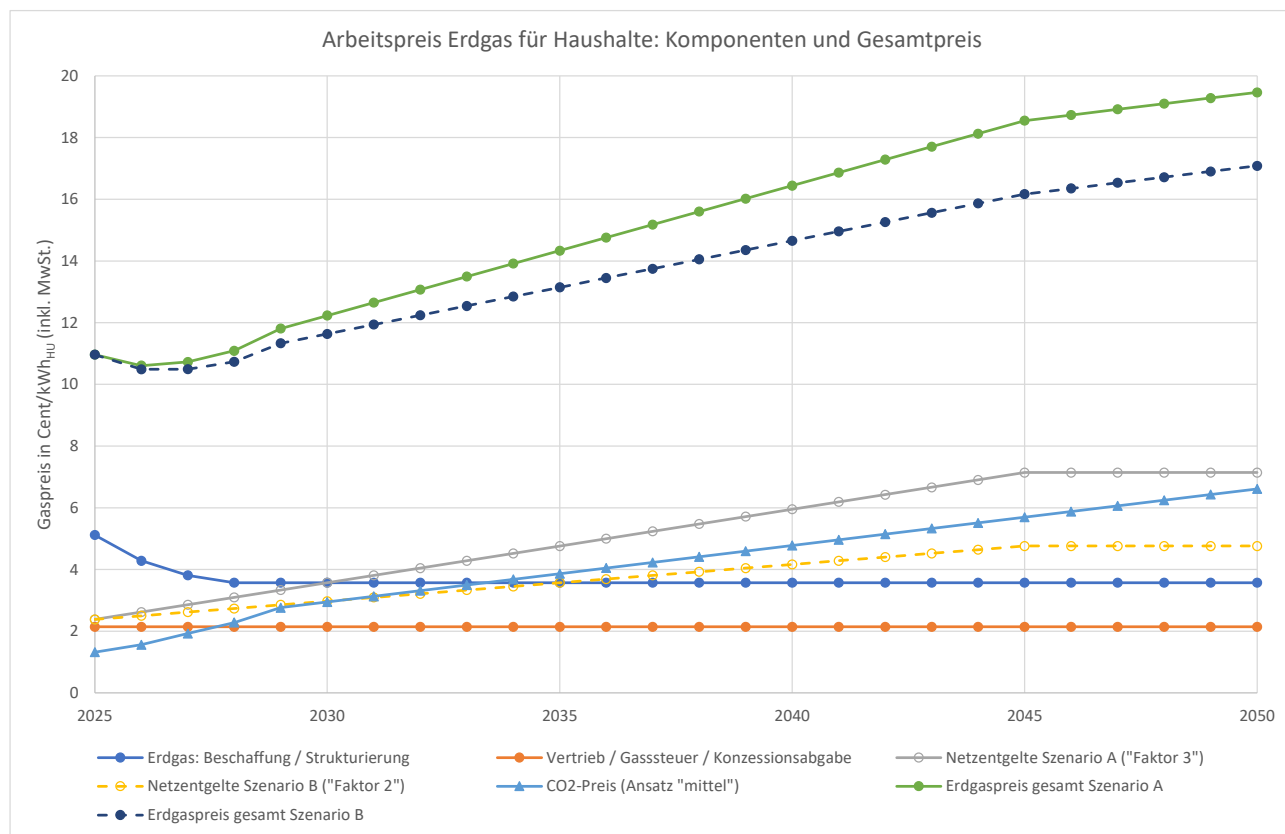


Abbildung 11: Modellansatz für die Entwicklung des Erdgas-Arbeitspreises der Haushalte: Einzelkomponenten und Gesamtwerte für die Szenarien A und B bei mittlerer Entwicklung der CO₂-Bepreisung (Realpreisangaben inkl. MwSt. und bezogen auf den Heizwert)

Nicht dargestellt ist der Grundpreis: Er startet mit 142,8 €/a im Jahr 2025. In den Folgejahren bleibt ein Drittel dieses Betrags konstant, während die verbleibenden zwei Drittel proportional zum Netzentgelt-Anteil des Arbeitspreises ansteigen. Der Grundpreis erreicht damit im Jahr 2045 ca. 333 €/a im Szenario A und 238 €/a im Szenario B (inkl. MwSt.).

3.5 Entwicklung der „grünen Gase“

Im vorangegangenen Kapitel wurde der Erdgaspreis zwar bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben, aber bei Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 könnte den Werten der späteren Jahre nur eine theoretische Bedeutung zukommen, denn fossiles Erdgas dürfte ab diesem Zeitpunkt gar nicht mehr verbraucht werden. Vielmehr sollte bis 2045 ein vollständiger Übergang zu klimaneutralen Gasen erreicht werden. Wie in Kap. 2 erläutert kommt hierfür nicht zuletzt aus Solar- und Windstrom erzeugter Wasserstoff (H₂) infrage – generell ist dies offenbar die präferierte Variante (vgl. [Bundesregierung 2023]). Notwendig für den Übergang zu Wasserstoff ist allerdings ein Umbau bzw. eine Umstellung der bisherigen Gasnetze, soweit sie überhaupt weitergenutzt werden. Aufgrund der erheblich geringeren Energiedichte von Wasserstoff ist darüber hinaus ein starker Ausbau der saisonalen Gasspeicher erforderlich, die in Form von Erdspeichern (vor allem Kavernenspeichern) realisiert werden (vgl. [Sensfuß et al. 2022, S. 20, Klaas et al. 2024]), sowie die Verwendung entsprechend angepasster Heizkessel.

Eine Alternative, die aber aktuell offenbar nicht mit gleichem Nachdruck verfolgt wird, ist die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu synthetischem Methan (SNG: „Synthetic Natural Gas“), welches chemisch weitgehend dem Erdgas entspricht, da dieses ebenfalls überwiegend aus Methan (CH₄) besteht. Ein erheblicher

Nachteil liegt in dem erforderlichen zusätzlichen Schritt der Gewinnung des für die SNG-Erzeugung notwendigen Kohlenstoffs, die auf Dauer nachhaltig wohl nur durch die aufwändige Abscheidung von CO₂ aus der Luft im Prozess des „Direct Air Capture“ (DAC) zu erreichen ist (vgl. [Deutsch et al. 2018, Viebahn et al. 2019]). Ein großer Vorteil ist dagegen in der weiteren Nutzbarkeit der Erdgasinfrastruktur zu sehen, und zwar inklusive der Weiternutzung der bei Beladung mit Methan bereits sehr erheblichen Kapazitäten der vorhandenen Gasspeicher, die bei mehr als 250 TWh (Mrd. kWh) liegen (vgl. [Klaas et al. 2024, S. 16]²⁵).

Auf kurze Sicht werden allerdings voraussichtlich weder Wasserstoff noch SNG in ausreichender Menge und zu bezahlbaren Kosten für die Wärmeversorgung zur Verfügung stehen. Insofern stellt sich die Frage nach Übergangslösungen, für die es mindestens durch die Novellierung des Gebäude-Energie-Gesetzes (GEG) im Jahr 2023 eine praktische Notwendigkeit gibt, da im Rahmen dieses Gesetzes im Fall der Heizungserneuerung zwar eine Installation von Gaskesseln bei der Modernisierung weiterhin zulässig ist, ab dem Vorliegen einer kommunalen Wärmeplanung und nach einem weiteren fünfjährigen Übergangszeitraum aber ein Anteil von 65 % erneuerbarer Energien erreicht und mithin (bei reiner Kesselversorgung) der entsprechende Anteil „grüner Gase“ per Liefervertrag zugekauft werden muss. Fossiles Erdgas darf also in diesem Fall nur noch etwa zu einem Drittel verwendet werden.²⁶

Als „grüne Gase“ werden hier neben Wasserstoff und SNG auch solche Gase bezeichnet, die als Übergangslösungen für die Erfüllung der Anforderungen des GEG infrage kommen. Insbesondere handelt es sich um (aus Biomasse gewonnenes) „Biomethan“ sowie den „blauen“ bzw. „türkisen“ Wasserstoff, der aus Erdgas unter Abscheidung und Speicherung des Kohlenstoffs erzeugt wird – in der „blauen“ Variante in gasförmiger Form als Kohlendioxid (CO₂) mit Verbringung in unterirdische Lagerstätten bzw. in der „türkisen“ Variante in fester Form als Kohlenstoff (C). Wie bereits oben erwähnt sind alle diese Varianten mit Problemen bzw. offenen Frage behaftet. Insbesondere steht – nicht zuletzt beim Biomethan – die generelle Frage des Nutzens für die Einsparung von CO₂-Emissionen im Raum, so dass diese Übergangsgase hier nicht als „klimaneutral“ im eigentlichen Sinne bezeichnet werden. Vielmehr soll der Begriff „grüne Gase“, der hier übergeordnet für H₂, SNG und die Übergangslösungen verwendet wird, den Charakter einer zwar formalen Bewertung als umweltfreundliche Alternativen verdeutlichen, die aber im Einzelnen nicht uneingeschränkt mit der tatsächlichen Bewertung der Umweltwirkung übereinstimmen muss.

Aus Sicht der mit dem Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) konfrontierten Hauseigentümer ist gleichwohl die Annahme plausibel, dass derartige grüne Gase in irgendeiner Form kurzfristig für die Erfüllung der Anforderungen zur Verfügung stehen werden²⁷. Aber auch für die generelle Entwicklung der Erdgaswirtschaft erscheint es sinnvoll davon auszugehen, dass der Übergang von Erdgas zu grünen Gasen frühzeitig und kontinuierlich erfolgen muss, um die langfristig notwendige Transformation in der Kürze der verbleibenden Zeit bis 2045 (oder bei Verzögerung auch einige Jahre später) tatsächlich erreichen zu können. Auch außerhalb der speziell beim Heizungstausch greifenden Regelungen erscheint es daher plausibel anzunehmen, dass nicht generell

²⁵ Die energetische Kapazität bei Umstellung geeigneter Erdgasspeicher in Deutschland auf Wasserstoff wäre aufgrund einer erheblich geringeren Energiedichte deutlich kleiner, sie wird in unterschiedlichen Quellen zu rund 30 - 33 TWh (vgl. [Klaas et al. 2024]) bzw. 35 - 50 TWh [Sensfuß et al. 2022] angegeben, so dass bei Übergang zu Wasserstoff längerfristig mit einem erheblichen Neubaubedarf von Gasspeichern zu rechnen ist.

²⁶ Für Kesselerneuerungen gibt es bereits jetzt (also vor dem Vorliegen der je nach Größe der Gemeinde im Allgemeinen zwischen 2026 und 2028 zu erwartenden Wärmeplanung) Übergangsregelungen, gemäß denen ab 2029 ebenfalls (zunächst geringere aber im Zeitverlauf wachsende) Anteile erneuerbarer Energien verwendet werden müssen. Ausnahmen, die einen Weiterbezug von fossilem Erdgas benötigen, bestehen weiterhin, wenn die Wärmeplanung perspektivisch den Übergang zu einem Wasserstoffnetz vorsieht und hierfür bestimmte (nach Einschätzung im vorliegenden Projekt aber schwierig zu gewährleistende) Garantien gegeben werden. Diese verschiedenen Sonderregeln werden im vorliegenden Projekt nicht näher berücksichtigt. Vereinfachend wird vielmehr davon ausgegangen, dass die Wärmeplanung bereits 2025 (also 1-3 Jahre früher) vorliegt und daher aufgrund einer allgemeinen 5jährigen Übergangsfrist (§71i GEG) im Fall einer aktuellen Kesselerneuerung (im Jahr 2025) der 65-prozentige Anteil erneuerbarer Energien bereits ab dem Jahr 2030 eingehalten wird. Für die hier angestrebte grundsätzliche wirtschaftliche Bewertung verschiedener Versorgungsalternativen sollte diese Vereinfachung angesichts ohnehin bestehender gravierender Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung keinen entscheidenden Einfluss haben.

²⁷ Szenarien mit einem aufgrund des GEG steigenden Bedarf an Biomethan für die Gebäude-Wärmeversorgung werden in [Reinholz 2024] vorgestellt.

weiter mit Erdgas geheizt werden kann, sondern auch hier ein allmählicher Übergang zu grünen Gasen stattfinden wird.

Vor diesem Hintergrund wird in den vorliegenden Analysen im Rahmen der ökonomischen Bewertung die Annahme getroffen, dass die grünen Gase (wie auch die im folgenden Kapitel behandelten grünen Flüssigbrennstoffe) von der CO₂-Bepreisung nicht betroffen sind. Dies entspricht auch der aktuellen Systematik der Bepreisung im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) unter der Voraussetzung, dass durch entsprechende Zertifikate ein Nachhaltigkeitsnachweis erfolgt (vgl. [VKU 2023, DEHS 2023]). Auf der anderen Seite erscheint aber im Hinblick auf die ökologische Bewertung der grünen Brennstoffe die Annahme von „Null-Emissionen“ angesichts der Knappheit tatsächlich nachhaltiger Übergangsbrennstoffe und der relevanten indirekten Emissionen als zu optimistisch. Insbesondere bei Übergang zu Energiepflanzenanbau können inklusive indirekter Effekte spezifische Treibhausgasemissionen entstehen, die auch an die Werte des fossilen Energieträgers Erdgas heranreichen können [Diefenbach et al. 2019, Anhang E.1]. In Ermangelung der Möglichkeit, im laufenden Projekt komplexe Szenarien zur Biomassenutzung erstellen oder analysieren zu können, wird vor diesem Hintergrund für die ökologische Bewertung ein Ad-Hoc-Ansatz verwendet: Es wird angenommen, dass der Emissionsfaktor der grünen Übergangsbrennstoffe (z. B. vorrangig als Biomethan) für eine Übergangszeit von 15 Jahren bei durchschnittlich 0,067 kg/kWh, also rund einem Drittel des Wertes von Erdgas liegt (0,202 kg/kWh, jeweils bezogen auf den Heizwert). Nach Ablauf der 15 Jahre (also ab dem Jahr 2040) wird dann die vollständige Ablösung durch einen tatsächlich emissionsfreien Brennstoff angenommen (z. B. klimaneutral erzeugten Wasserstoff oder E-Fuels im Fall der Flüssigbrennstoffe) und der Emissionsfaktor auf Null gesetzt. Daneben werden auch Parametervariationen mit einem auf 0,134 kg/kWh (also das Doppelte) erhöhten und einem tatsächlich auf Null heruntergesetzten Wert betrachtet (s. Kap. 5.4.4)

Abbildung 12 zeigt die im vorliegenden Projekt gewählten Modellansätze für die Preisentwicklung für die Beschaffung von Wasserstoff (Import- bzw. Großhandelspreise).

Vor der Festlegung der Modellkurven wurden Szenarien- und Prognosewerte aus verschiedenen Studien gesichtet, die allerdings eine erhebliche Bandbreite aufweisen: Laut einer Überblicksstudie [Merten / Scholz 2023] schwanken die Kostenangaben unterschiedlicher Quellen für das Jahr 2030 zwischen 5 und 20 Ct/kWh, für die Periode 2045 / 2050 zwischen 4 und 12 Ct/kWh. Generell ist hier also mit großen Unsicherheiten zu rechnen²⁸.

²⁸ Diese werden dadurch noch weiter vergrößert, dass sich in manchen Quellen nicht sicher nachvollziehen lässt, ob die Kostenangaben auf den Heizwert oder Brennwert bezogen sind. Bei den für die konkreten Modellansätze betrachteten Vergleichsszenarien (BET und Langfristszenarien) sind die verwendeten Bezugswerte dagegen eindeutig dokumentiert (s. hierzu auch die Detailergebnisse der Langfristszenarien auf <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/>).

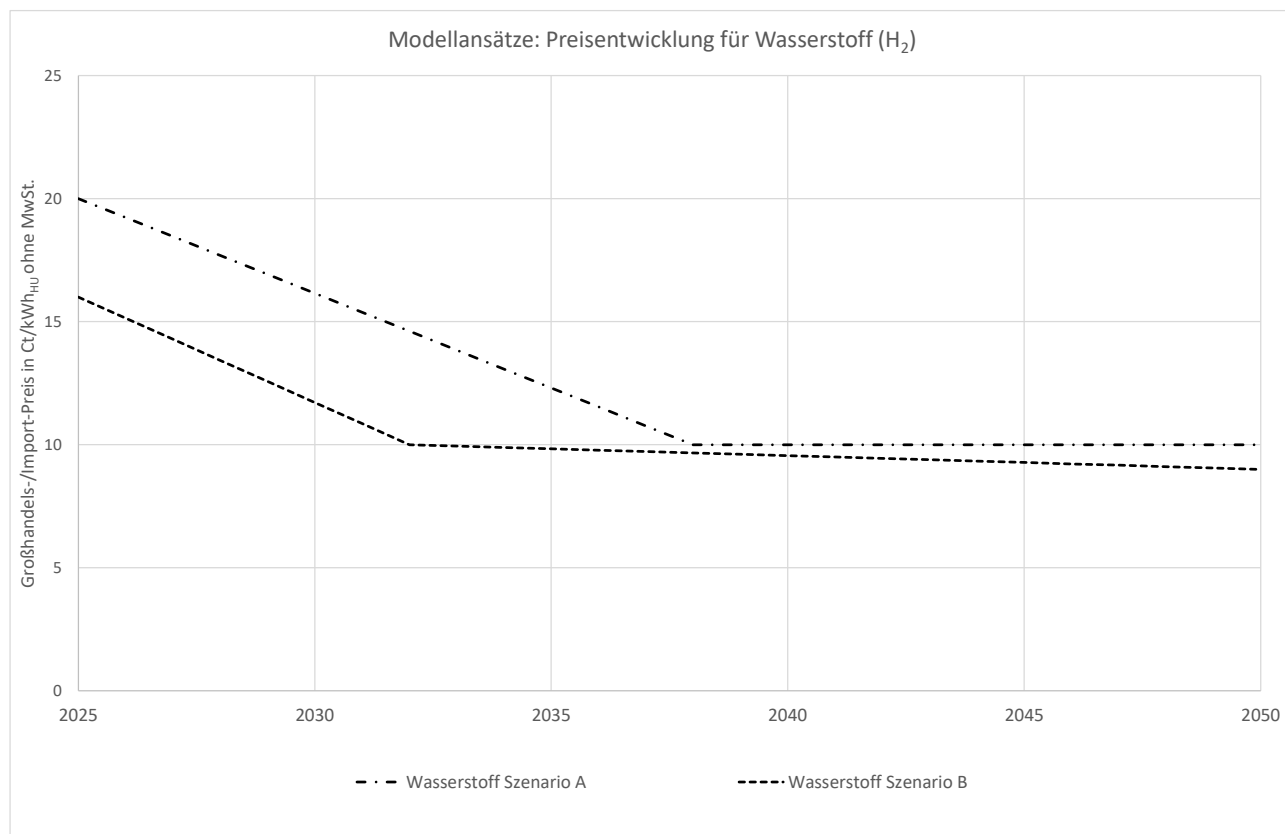


Abbildung 12: Modellansätze: Beschaffungskosten für Wasserstoff (Realwerte ohne MwSt. bezogen auf den Heizwert)

Die gewählten Modellansätze für den Wasserstoffpreis folgen im Szenario B (optimistisch für die gasbezogene Wärmeversorgung) in der Tendenz dem relativ schnellen Preisabfall in den BMWK-Langfristszenarien [Sensfuß et al. 2022, S. 20], in denen bereits 2030 ein Niveau von 10 Ct/kWh erreicht wird (das dann in den Folgejahren weitgehend konstant bleibt) – konkret im Szenario B wird hier allerdings eine um zwei Jahre verzögerte Entwicklung angenommen. Die darüberliegende Kurve für das Szenario A orientiert sich demgegenüber in der Periode bis 2040 grob an den deutlich höheren H₂-Preisen in verschiedenen BET-Szenarien, ohne diese allerdings insbesondere in den Anfangsjahren ganz zu erreichen.

Für die weiteren Analysen wurden die dargestellten Werte als Beschaffungs-/Strukturierungskosten gemäß Kapitel 3.4 (wie dort für Erdgas) interpretiert und inklusive einem entsprechenden Mehrwertsteuerzuschlag dem Arbeitspreis zugerechnet. Die weiteren Preiskomponenten für die Versorgung mit Wasserstoff und anderen grünen Gasen, d. h. die Arbeitspreisanteile von Vertrieb / Gassteuer / Konzessionsabgabe und Netzentgelten sowie die Grundpreiskomponenten wurden wie in Kapitel 3.4 angesetzt.

Für den langfristigen Übergang zu klimaneutralen Gasen wird heute wie beschrieben zumeist Wasserstoff die dominierende Rolle zugewiesen. Diese Prämisse wird dementsprechend auch für die Szenarienansätze zu den Brennstoffpreisen in der vorliegenden Studie übernommen. Sie erscheint einerseits plausibel, da z. B. laut BET-Szenarien die Kosten des konkurrierenden Energieträgers SNG insbesondere in den Anfangsjahren erheblich (um rund 9 Ct/kWh) über den Wasserstoffkosten liegen. Andererseits schließt sich die Kosten-schere in den betrachteten Szenarien aber auf längere Sicht merklich: Bis zum Jahr 2045 verringern sich die Mehrkosten von SNG gegenüber H₂ in den BET- bzw. BMWK-Langfrist-Szenarien auf ca. 4 - 5 Ct/kWh. Bis 2050 kann offenbar noch mit einem weiteren Rückgang der Kostendifferenz gerechnet werden (auf ca. 3 Ct/kWh), wobei die erhöhten Speicherkosten für H₂ (aufgrund des wegen der geringeren Energiedichte erheblichen Bedarfs an neuen Gasspeichern) und die Kosten der H₂-Netzumrüstung bei diesem Vergleich noch nicht mitberücksichtigt sind. Vor diesem Hintergrund könnte SNG durchaus noch eine relevante Rolle zur

Erreichung der Klimaneutralität in Methanetzen spielen, deren Abschaltung oder Umrüstung auf H₂ bis 2045 noch nicht erreicht werden kann. Auf eine genauere Analyse der möglichen Rolle von SNG muss im vorliegenden Projekt allerdings verzichtet werden, so dass dieser Energieträger in den späteren Modellrechnungen nicht weiter berücksichtigt wird und daher auch kein konkretes Preisszenario angesetzt wird.

Generell ist also mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit (aber nicht mit Sicherheit) damit zu rechnen, dass verbleibende Erdgasnetze (in denen bisher überwiegend Methan fließt) früher oder später auf Wasserstoff umgestellt werden. Durch die Umrüstung treten zusätzliche Kosten auf, und die Netzentgelte erhöhen sich. Über den genauen Zeitpunkt, die konkrete Höhe und die angewendeten Umlagemechanismen bestehen allerdings Unsicherheiten, so dass hier keine nähere Betrachtung dieser Kosten stattfindet und vereinfachend angenommen werden wird, dass sie in den ohnehin unsicheren Ansätzen zu den stark steigenden Netzentgelten (vgl. Kap. 3.4) bereits mit eingepreist sind²⁹.

Im Hinblick auf die Übergangslösung Biomethan wird in den BET-Szenarien ausgehend von ca. 11 Ct/kWh zunächst von einem deutlichen Preisanstieg ausgegangen, so dass sich zwischen 2030 und 2035 ein Preisniveau über 16 Ct/kWh einstellt. In den folgenden Jahren wird von einer Angleichung an den allmählich fallenden SNG-Preis ausgegangen. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass der anfängliche Preiszuwachs marktbedingt (durch eine generell steigende Nachfrage nach „grünem“ Methan insbesondere auch im Gewerbe- und Industriesektor) hervorgerufen wird, der Preis aber auf lange Sicht nicht höher liegen kann als bei dem allmählich mit sinkenden Preisen in den Markt hineinwachsenden SNG.

Weitere Quellen betrachten demgegenüber die Erzeugungskosten von Biomethan, die im Zeitverlauf weitgehend auf einem ähnlichen Niveau verbleiben: Je nach Verfahren ergibt sich aktuell eine breite Kosten-spanne von 6 – 12 Ct/kWh [Alberici et al. 2023], in [Gaatzten / Reger 2022] werden für die Jahre 2030 bis 2045 leicht sinkende Kosten (von ca. 8 auf 7 Ct/kWh) angenommen, in [Team Consult 2023] wird für die Jahre 2045 bis 2050 ein Kostenniveau von 5 bis 10 Ct/kWh angesetzt³⁰.

Je nach den staatlich oder durch den Markt gesetzten Rahmenbedingungen erscheinen für die Zukunft grundsätzlich beide Möglichkeiten denkbar: Ein starker nachfragebedingter Preisanstieg oder ein eher an den Erzeugungskosten orientierter flacher Verlauf. In den Modellrechnungen im vorliegenden Projekt wird der erste Fall für das Szenario A, der zweite Fall für das Szenario B zugrunde gelegt.

Ein Überblick über die insgesamt getroffenen Modellannahmen zu den Beschaffungskosten (inklusive Strukturierung) von Gasen (Erdgas und grüne Gase) wird in Abbildung 13 gegeben. Der CO₂-Preis beim Erdgas ist dabei mit eingerechnet. Für die grünen Gase wird generell angenommen, dass keine CO₂-Bepreisung stattfindet.

²⁹ Bei Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff ist hier eventuell die Annahme gerechtfertigt, dass die Anschlussdichte im Betrachtungszeitraum höher ist als bei herkömmlichen Erdgas-(Methan-)Netzen, die auf längere Sicht womöglich ganz abgeschaltet werden und die daher zwar nicht von den Umstellungskosten, aber im Gegenzug gegebenenfalls schneller und stärker von einem Kundenverlust und einem damit einhergehenden Anstieg der Netzentgelte betroffen sind.

In der vorliegenden Studie ist darüber hinaus zu beachten, dass – quasi spiegelbildlich zur Vernachlässigung der Umstellungskosten auf H₂ in den Gasnetzen (inklusive der dann notwendigen Umstellung der Gasheizkessel auf Wasserstoff) – auch die Ausbaukosten auf der Verteilnetzebene des elektrischen Energiesystems, die insbesondere durch monovalente elektrische Wärmepumpen entstehen, im Projekt vernachlässigt werden (s. Kap. 4.5).

³⁰ Bei einzelnen Quellen konnte nicht nachvollzogen werden, ob die Kostenwerte auf den Brennwert oder Heizwert bezogen waren. Für die hier intendierte Größenordnungsabschätzung ist diese zusätzliche Unsicherheit aber nicht entscheidend.

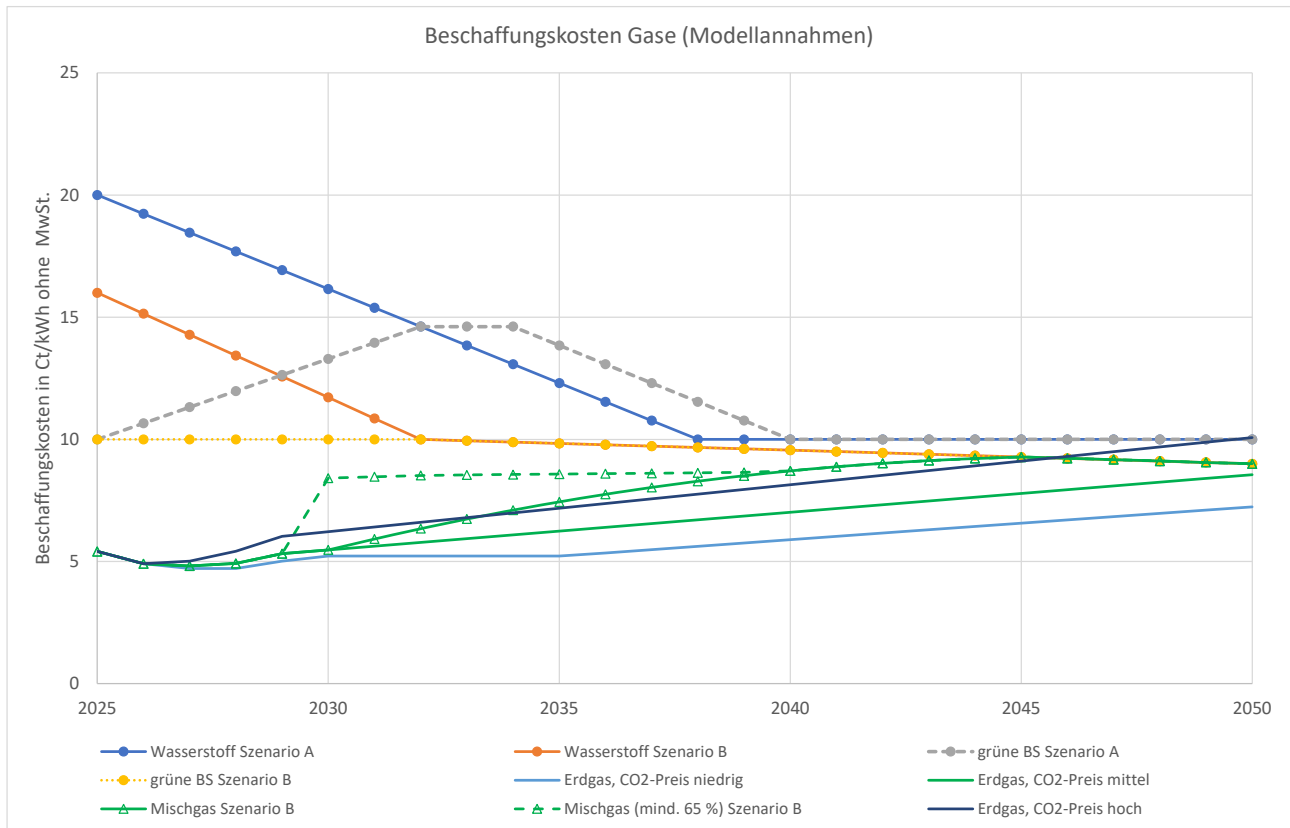


Abbildung 13: Modellansätze für die Beschaffungskosten von Erdgas und grünen Gasen (inklusive CO₂-Preisung beim Erdgas, Realpreis ohne MwSt. bezogen auf den Heizwert)

Die grünen Gase weisen mit Preisen von zunächst 10 Ct/kWh und mehr gegenüber dem Erdgas (mit ca. 5 Ct/kWh) deutlich höhere Beschaffungskosten auf und sind daher im oberen Teil der Abbildung zu finden. In den Modellanalysen wird angenommen, dass in den Anfangsjahren „grüne Übergangslösungen“ zum Zuge kommen, deren Preis sich am Biomethan (s.o.) orientiert. Der Beschaffungspreis startet bei 10 Ct/kWh, im Szenario A (graue gestrichelte Linie) wird wie oben beschrieben ein nachfragebedingter Preisanstieg angenommen, während in Szenario B (gelbe gepunktete Linie) aufgrund einer Orientierung an den Erzeugungskosten die Kurve weiterhin flach bei 10 Ct/kWh verläuft.

Für den weiteren Verlauf wird grundsätzlich die Annahme getroffen, dass die Kosten der grünen Gase ungefähr ab dem Zeitpunkt auf die jeweilige Kostenkurve von Wasserstoff übergehen, ab dem sich Wasserstoff als kostengünstiger erweist (vgl. hierzu die Wasserstoffkosten für die Szenarien A und B aus Abbildung 12, in der vorliegenden Abbildung 13 nun in blau bzw. orange eingetragen).

Insbesondere im Szenario A wird allerdings davon ausgegangen, dass dabei eine gewisse zeitliche Verschiebung eintritt: Die im Modell angesetzten Kosten für grüne Gase folgen der Wasserstoff-Preisentwicklung nicht bereits ab dem Jahr 2032 (Schnittpunkt der beiden Kurven), sondern erst zeitlich verzögert ab dem Jahr 2035. Der Grund für diese Annahme liegt darin, dass in der Realität eine unmittelbare Umstellung von Methan auf Wasserstoff nicht überall sofort stattfinden kann. Vielmehr wird insbesondere im Fall einer späteren Umstellung die Situation eintreten, dass von den Kunden bis dahin noch der (in diesem Zeitraum als deutlich höher angenommene) Biomethanpreis gezahlt werden müsste. Im Fall einer sehr späten Umstellung (z. B. ab 2040) wäre dann gegebenenfalls auch noch länger als hier angenommen mit Preisaufschlägen gegenüber dem Wasserstoff zu rechnen. Allerdings kann das vorliegende vereinfachte Modell zum einen nicht in so differenzierter Weise auf mögliche Entwicklungen eingehen: Die ohnehin sehr groben und pauschalen Szenariannahmen dürfen in diesem Sinne nicht „überstrapaziert“ werden. Und zum anderen erscheint es innerhalb des komplexen Transformationsprozesses zumindest denkbar und nicht unwahrscheinlich, dass durch

Setzung der allgemeinen Rahmenbedingungen einem über längere Zeiträume stattfindenden starken Auseinanderklaffen der Beschaffungskosten für grüne Gase in Methan- und H₂-Netzen entgegengewirkt wird, um eine zu starke Abhängigkeit der Energiekosten von der „Zufälligkeit“ des Umstellungszeitpunkts auf H₂ zu vermeiden.

Ohnehin ist zu erkennen, dass der Bezug grüner Gase auf lange Sicht nach den getroffenen Annahmen erheblich teurer sein wird als von fossilem Erdgas. Die entsprechenden Erdgaspreise (inklusive CO₂-Preisanteil) sind in der Abbildung als durchgezogene Linien ohne Markierung eingezeichnet. Dabei sind alle drei Modellszenarien aus Kap. 3.2 berücksichtigt („niedrig“, „mittel“ und „hoch“). Es ist zu erkennen, dass der Preisabstand zwischen Erdgas und grünen Gasen zu Beginn 5 Ct/kWh beträgt und sich lediglich im Szenario B kontinuierlich über den langen Zeitraum reduziert, während in Szenario A die Preisdifferenz noch erheblich zunimmt, und zwar auf ca. 8 – 9,5 ct/kWh um das Jahr 2031 und erst danach merklich abnimmt. Weiterhin wird deutlich, dass der Erdgaspreis erst sehr spät (nach 2045) und auch lediglich im CO₂-Preisszenario „hoch“ das Preisniveau der grünen Gase erreicht. Es wäre also unter diesen Bedingungen davon auszugehen, dass ein Umsteuern von fossilem Erdgas auf grüne Alternativen auch auf lange Sicht nicht allein durch Marktkräfte, sondern nur durch zusätzliche äußere (also staatliche) Vorgaben für den Gasbezug erreicht werden kann.

Vor diesem Hintergrund wird in den Modellanalysen angenommen, dass Regelungen eingeführt werden, die einen Mindestanteil von grünen Gasen im allgemeinen Gasnetz vorsehen, der von 0 % im Jahr 2030 linear auf 100 % im Jahr 2045 (Klimaneutralität) anwächst. Zwischenstufen für dieses „Mischgas“ sind demnach Anteile von 33,3 % im Jahr 2035 und 66,6 % im Jahr 2040.

Im Fall der Erneuerung von Heizungsanlagen im Jahr 2025 ist daneben noch zu berücksichtigen, dass ein Mindestanteil von 65 % grüner Gase gemäß Gebäude-Energie-Gesetz nach den Modellansätzen ab dem Jahr 2030 einzuhalten ist (s. Fußnote 26 auf S. 40). Auf diese Weise entsteht ein weiteres „Mischgas (mind. 65 %)“, das die strengeren Vorgaben bei Heizungsmodernisierung widerspiegelt.

In Abbildung 13 sind diese beiden Mischgasansätze für das Szenario B wie folgt dargestellt³¹:

- Die Preisentwicklung für das allgemeine Mischgas mit linearem Anstieg des Anteils grüner Gase von 0 % auf 100 % zwischen 2030 und 2045 ist in Abbildung 13 als durchgezogene grüne Linie mit Dreiecksmarkierung eingetragen („Mischgas Szenario B“). Hinsichtlich der CO₂-Kosten ist dabei der mittlere Preispfad aus Kap. 3.2 (Standardansatz der Modellrechnungen) angesetzt.
- Die entsprechende Preiskurve für das speziell bei aktueller Heizungsmodernisierung ab 2030 zu berücksichtigende „Mischgas (mind. 65 %) Szenario B“ ist als gestrichelte grüne Linie mit Dreieckssymbolen eingezeichnet. Die Kurve geht ab dem Jahr 2040 in die allgemeine Mischgaskurve über, die ab diesem Zeitpunkt den Anteil von 65 % überschreitet.

Die beiden Ansätze für Mischgas (ohne bzw. mit Mindestanteil) werden in den Modellanalysen als die Gasbeschaffungskosten der privaten Hauseigentümer (ohne bzw. mit Durchführung einer Heizungserneuerung) zugrunde gelegt. Zur Ermittlung des gesamten Gaspreises müssen aber noch die weiteren Kostenanteile, nämlich für Vertrieb / Gassteuer / Konzessionsabgabe sowie für die Netzentgelte mitberücksichtigt werden.

Die resultierenden Endkundenpreise (Arbeitspreise) der Haushaltskunden inklusive Mehrwertsteuer, die in den Modellanalysen verwendet wurden, sind in Abbildung 14 dargestellt.

³¹ Um die Zahl der Kurven in der Abbildung zu begrenzen, wird auf eine entsprechende Darstellung für Szenario A verzichtet. Siehe hierzu aber die Darstellung der Endkundenpreise für beide Szenarien in der folgenden Abbildung 14.

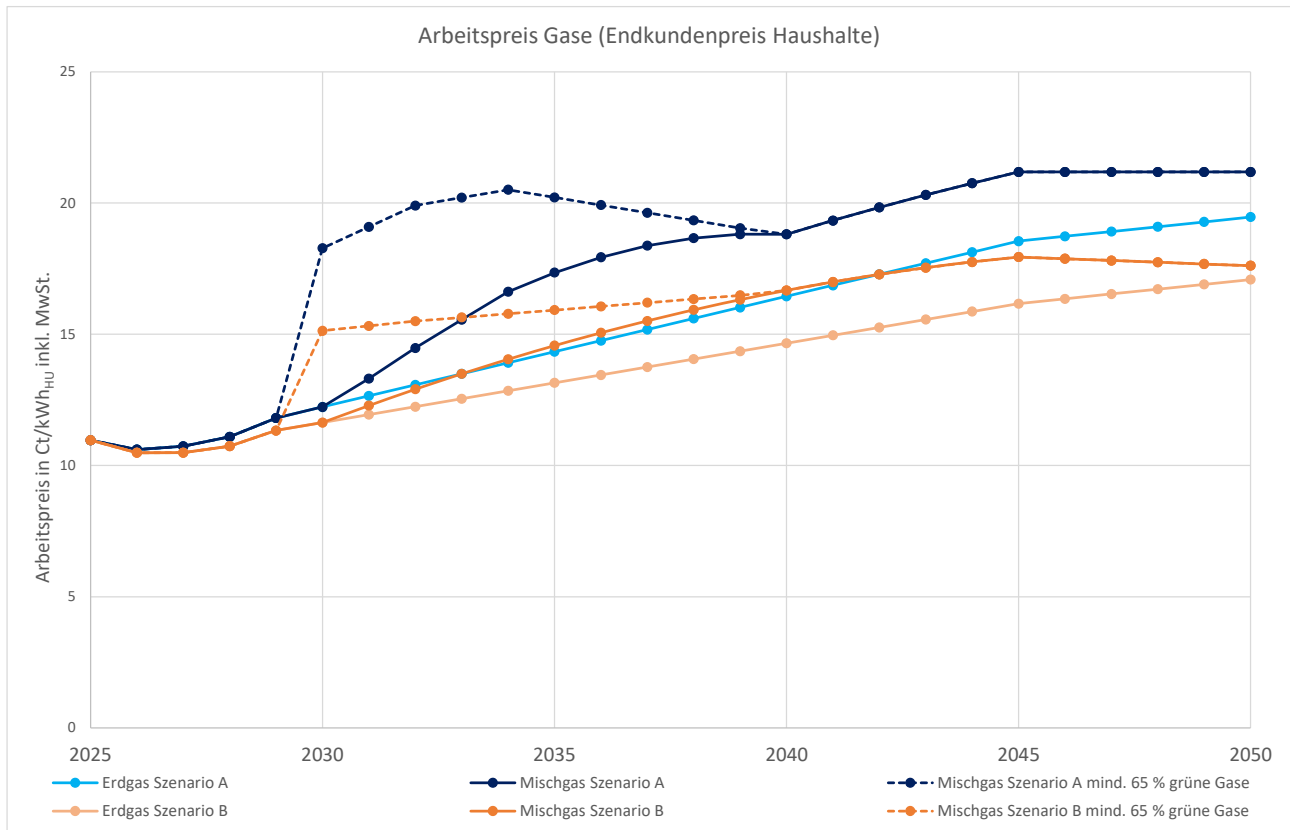


Abbildung 14: Modellansätze für die Endkundenpreise (Arbeitspreisanteil) der Gasversorgung von Haushaltskunden (Realpreise inkl. MwSt. bezogen auf den Heizwert)

Je nachdem ob in den späteren Modellanalysen der Fall ohne oder mit Heizungserneuerung betrachtet wird, wird entweder der Mischpreis oder der „Mischpreis mit mindestens 65 % Anteil grüner Gase“ angesetzt („mind. 65 %“). Die Preise für reines fossiles Erdgas sind hier lediglich zum Vergleich mit eingetragen, sie beruhen ebenfalls auf dem Ansatz des mittleren Pfades für die CO₂-Bepreisung.

Es wird deutlich, dass die Gaskunden in allen Modellszenarien mit einem merklichen Preisanstieg zu rechnen haben. Anders als bei den reinen Beschaffungskosten in Abbildung 13 hält dieser aufgrund der steigenden Netzentgelte bis 2045 an. Besonders gravierend fällt er in Szenario A aus, und zwar sowohl in der reinen Mischgasvariante als auch in der Variante mit 65 % „grünem“ Anteil. Im Szenario B ist der Anstieg insgesamt moderater, insbesondere in der 65 %-Variante sind im Szenario B zwar ab 2030 hohe, allerdings im Zeitverlauf nicht mehr sehr stark steigende Preise zu verzeichnen.

Bei den Preisangaben ist zu beachten, dass der (in energiewirtschaftlichen Betrachtungen gängige) Heizwert der Brennstoffe als Bemessungsgrundlage genommen wurde, während Gaspreise sonst üblicherweise auf den Brennwert bezogen werden. Die heizwertbezogenen Preise fallen hier bei Erdgas um den Faktor 1,11 und bei Wasserstoff um den Faktor 1,18 höher aus als die brennwertbezogenen Preise, im Fall der Mischgase läge der entsprechende Faktor je nach H₂-Anteil zwischen diesen beiden Werten.

Die Grundpreisannteile sind in der Abbildung nicht dargestellt, sie sind mit den Ansätzen in Kapitel 3.4 identisch (Anstieg von 142,8 €/a inkl. MwSt. im Jahr 2025 auf 333 €/a im Szenario A bzw. 238 €/a im Szenario B).

3.6 Entwicklung der flüssigen Brennstoffe

Wie beim Erdgas wird auch bei den für die Wärmeversorgung verwendeten flüssigen Brennstoffen ein Übergang zu klimaneutralen bzw. „grünen“ Alternativen notwendig – jedenfalls solange kein kompletter Umstieg auf eine rein elektrische Wärmeversorgung durch Wärmepumpen stattfindet. Die Situation ist auch insofern ähnlich wie beim Erdgas, als für eine auf Dauer nachhaltige Lösung synthetische, aus Solar- und Windstrom hergestellte Brennstoffe, sogenannte E-Fuels, benötigt werden. Diese werden in der Regel in zwei Schritten durch Wasserstofferzeugung und anschließende Zufuhr von Kohlenstoff hergestellt und sind daher in dieser Hinsicht mit dem synthetischen Erdgas verwandt, was sich auch in einem ähnlichen zeitlichen Verlauf der Produktionskosten in den jeweiligen BET-Szenarien widerspiegelt. Wasserstoff steht dagegen in flüssiger Form nicht als praktikable Alternative zur Verfügung.

Als „grüne“ Übergangslösung kommen wiederum aus Biomasse gewonnene Brennstoffe infrage, wobei für den Preisansatz im vorliegenden Modell der in der Landwirtschaft als Treibstoff verwendete Biodiesel betrachtet wird (hier für die Wärmeversorgung unter Annahme einer Energiebesteuerung wie beim Heizöl). Das grundsätzliche Problem der Fragwürdigkeit von Biomasse-Lösungen (insbesondere aus Energiepflanzenanbau) bezüglich der Nachhaltigkeit und des Nutzens für den Klimaschutz stellt sich auch hier, wie bei den Gasen wird aber wiederum vorausgesetzt, dass angesichts der Vorgaben des GEG aus Verbrauchersicht eine zumindest formal als „grün“ behandelte Übergangslösung in irgendeiner Form geschaffen wird.

Beim Heizöl wird ohne Anteil der CO₂-Bepreisung im Modell vereinfachend von einem real dauerhaft konstanten Preisniveau von 6 Ct/kWh ohne MwSt. (bzw. 7,14 Ct/kWh mit MwSt.) ausgegangen. Wie bei der Erdgasbeschaffung wird trotz endlicher Ölressourcen kein Preisanstieg angenommen, da aufgrund unterstellter Klimaschutzmaßnahmen die Nachfrage generell sinkt. Unter Hinzunahme der CO₂-Bepreisung steigt der Heizölpreis allerdings merklich an (vgl. Abbildung 15 weiter unten).

Der Preisansatz für die grünen Brennstoffe orientiert sich zunächst am ungefähren Preisniveau von Biodiesel gemäß [UFOP 2024]. Als Ausgangswert 2025 werden gerundet 13 Ct/kWh angenommen (ohne MwSt.). Für den weiteren Verlauf werden Ad-hoc-Annahmen zur Preisentwicklung getroffen, wobei nun auch im Szenario B aufgrund der (im Vergleich zum H₂) erst verspätet eintretenden Alternative der E-Fuels ein merklicher Preisanstieg vorausgesetzt wird. Sobald der grüne Übergangsbrennstoff das Niveau der fallenden E-Fuel-Preise erreicht (im Modell relativ eng bei den BET-Ansätzen aber mit Blick auf ein 2045 höheres Preisniveau in den BMWK-Langfristszenarien auf Dauer etwas oberhalb angesetzt), bestimmen diese das weitere Preisniveau der grünen Brennstoffe: Gemäß den Modellannahmen trifft dies ab dem Jahr 2033 (Szenario A) bzw. 2038 (Szenario B) zu.

Die resultierenden Endkundenpreise mit Mehrwertsteuer sind in Abbildung 15 dargestellt. Wie bei den Gasen wurde auch hier die Annahme getroffen, dass ab 2030 generell ein „Mischöl“ aus Heizöl und grünen Flüssigbrennstoffen verwendet wird, wobei der „grüne“ Anteil linear von 0 % im Jahr 2030 auf 100 % im Jahr 2045 ansteigt (mit den Zwischenwerten 33,3 % im Jahr 2035 und 66,5 % im Jahr 2040). Daneben wird auch der Fall betrachtet, dass gemäß Modellansätzen bei aktueller Heizkesselerneuerung in Anlehnung an die GEG-Regelungen ab 2030 ein mindestens 65prozentiger Anteil grüner Brennstoffe einzuhalten ist.

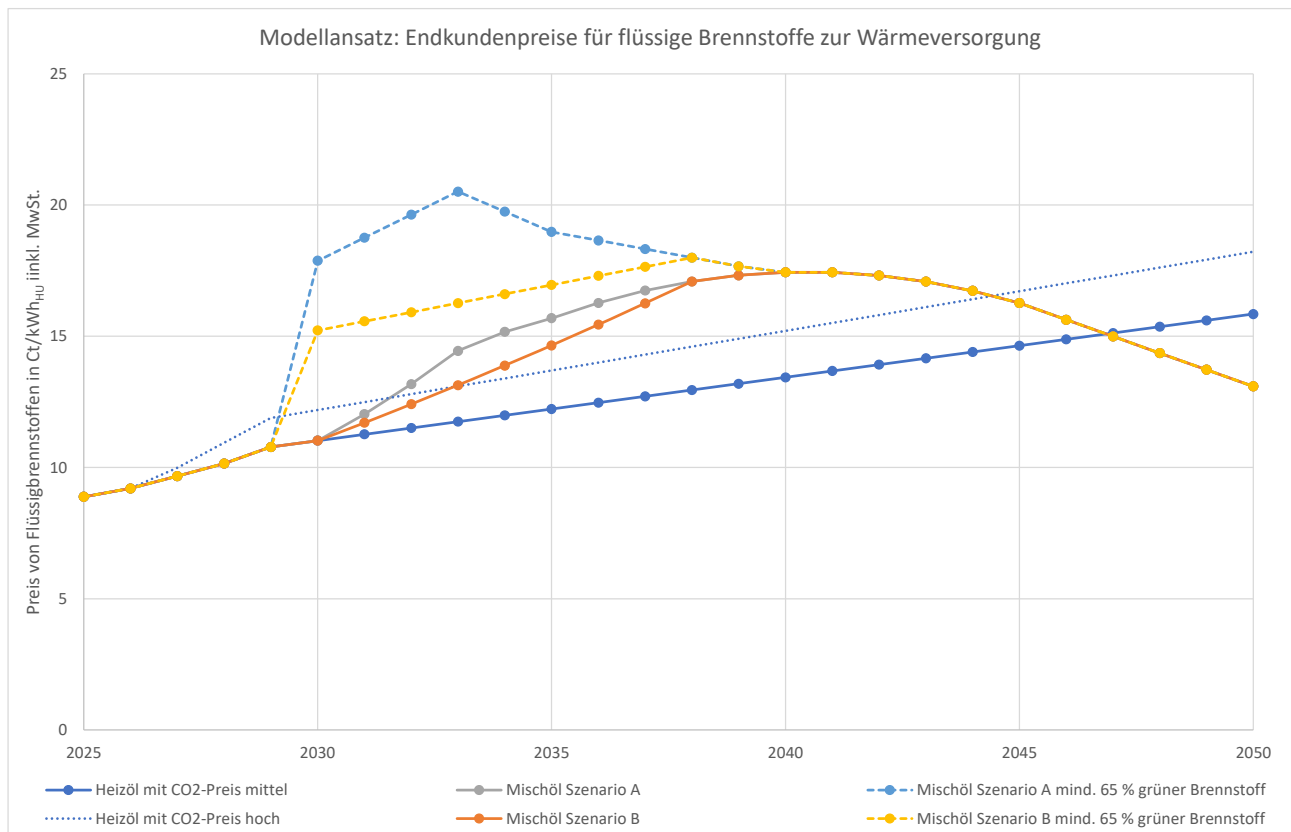


Abbildung 15: Modellansätze für die Endkundenpreise flüssiger Brennstoffe (Realpreise inkl. MwSt. bezogen auf den Heizwert)

Zum Vergleich ist auch der Verlauf des Heizölpreises (ohne „grüne“ Anteile) im Diagramm eingetragen, und zwar zum einen mit dem Standard-Modellansatz des mittleren CO₂-Preispfades (dunkelblaue Kurve unten) als auch unter Annahme der hohen Modellvariante für den CO₂-Preis (gepunktete Linie). Ähnlich wie beim Erdgas zeigt sich auch hier, dass selbst bei der hohen Variante des CO₂-Preises der Schnittpunkt mit dem Mischöl erst circa 2045 (also in dem Jahr, in dem das Mischöl vollständig „grün“ wird) stattfindet. Auch hier gilt also, dass unter diesen Randbedingungen der CO₂-Preis für sich genommen auf Dauer keinen ausreichenden ökonomischen Anreiz für den Übergang zu klimaneutralen Brennstoffen darstellen würde – die beschriebene exogene Vorgabe eines steigenden grünen Anteils zur Erreichung der Klimaschutzziele also auch hier plausibel erscheint.

Das auf diese Weise definierte Mischöl wird bis 2030 noch durch den Heizölpreis bestimmt (in diesem Jahr ca. 11 Ct/kWh inklusive CO₂-Preis) und steigt dann in beiden Entwicklungslinien (im Szenario schneller als in Szenario B) merklich an, so dass etwa ab 2035 Werte über 15 ct/kWh erreicht werden, wobei das noch später erreichte Maximum in beiden Szenarien etwa 17,5 ct/kWh beträgt. Erst nach 2040 sinkt der Preis allmählich ab.

Im Fall eines 65prozentigen Mindestanteils grüner Flüssigbrennstoffe liegen in der Periode 2030 - 2040 noch deutlich höhere Preise vor. Im Szenario B werden 2030 15 Ct/kWh erreicht, im Szenario A wird dieser Wert noch deutlich überschritten.

4 Ansätze für differenzierte Strompreise bei der Wärmeversorgung in einer zukünftigen Energiewirtschaft

4.1 Überblick über die Problemstellung

In einer zukünftigen Energieversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien basieren soll, kommt der Solar- und Windstromerzeugung die Schlüsselrolle zu (vgl. z. B. [Sensfuß et al. 2022]). Für deren umfassende Nutzung ist gleichzeitig eine „Elektrifizierung“ der Energieverbrauchssektoren notwendig, d.h. elektrischer Strom wird zunehmend auch in Anwendungsbereichen genutzt, in denen bisher der direkte Brennstoffeinsatz dominierend war (etwa im Autoverkehr oder bei der Gebäudeheizung). Anders als bei konventionellen Kraftwerken ist die Stromproduktion aus Sonne und Wind aber wetterabhängig und daher kaum steuerbar. Der Übergang zu einer solchen volatilen Stromerzeugung in einer gleichzeitig im Volumen wachsenden elektrischen Energiewirtschaft stellt eine erhebliche Herausforderung dar und wirft viele zum Teil noch ungeklärte Fragen auf. Ein Überblick über aktuelle Herausforderungen und verschiedene Lösungsansätze aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums wird in [BMWK 2024] gegeben. Insbesondere sind die folgenden Aspekte betroffen:

- die zukünftige finanzielle Förderung der Stromproduktion aus erneuerbarer Energie (Reform der bestehenden Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)
- die Begrenzung bzw. Steuerung der Lasten in elektrischen Netzen bzw. der Netzausbau auf verschiedenen Ebenen (im großräumigen Transport- bzw. Übertragungsnetzen ebenso wie in kleinräumigen Verteilnetzen)
- die Einführung dynamischer (zeitlich variabler, von der aktuellen Höhe des Angebots und der Nachfrage abhängiger) Stromtarife zur bestmöglichen Ausnutzung des volatilen Energieangebots und der vorhandenen Netzkapazitäten
- die Gewährleistung des Zubaus von Reservekraftwerken, die bei nicht ausreichender Solar- und Windstromproduktion den Restbedarf an elektrischer Leistung bereitstellen

Es ist zu erwarten, dass zur Erreichung der jeweiligen Ziele entsprechende Maßnahmen und Regelungen getroffen werden müssen, die nicht zuletzt Auswirkungen auf die Ausgestaltung und Höhe der Stromtarife haben werden: Entweder werden unmittelbar in der Strompreisgestaltung vorausschauende finanzielle Anreize gesetzt, oder es entstehen bei Nutzung anderer Instrumente dennoch Kosten (insbesondere für notwendige Investitionen), die – sofern man keine komplette Gegenfinanzierung z. B. aus Steuermitteln unterstellt – in geeigneter Weise auf die Stromverbraucher umgelegt werden müssen.

Die konkret zu erwartenden Maßnahmen und die Auswirkungen auf die Endverbraucher, insbesondere die privaten Haushalte, lassen sich aktuell aber noch nicht verlässlich voraussagen. Insbesondere gilt dies für den hier besonders interessierenden Strombezug zur Wärmeerzeugung (in erster Linie also für elektrische Wärmepumpen), denn in diesem Bereich werden durch den erhöhten Energie- und Leistungsbedarf im Winter und an den kältesten Tagen noch weitergehende Fragen aufgeworfen, die in existierenden Konzepten (vgl. [BMWK 2024]) noch nicht vollständig beantwortet werden.

Das vorliegende Projekt kann vor diesem Hintergrund nicht den Anspruch erheben, die vielschichtigen offenen Probleme bezüglich zukünftiger Wärmepumpen-Stromtarife zu lösen. Das Ziel liegt aber darin, den Ansätzen des aus Wärmepumpensicht eher optimistischen Szenarios A, die sich weitgehend an der bisherigen Tarifstruktur orientieren, im Szenario B eine andere denkbare Entwicklung gegenüberzustellen, die die Auswirkungen der elektrischen Wärmeerzeugung im zukünftigen Energiesystem zumindest in Grundzügen berücksichtigt und damit (wie sich zeigen wird) zu vergleichsweise höheren Stromkosten führt.

Zur Durchführung der dafür notwendigen Untersuchungen steht ein Simulationsprogramm zur Verfügung, das vom IWU in einem früheren Projekt zur Analyse des zeitlichen Zusammenspiels von Energieangebot und -nachfrage im elektrischen Energiesystem im Kontext der Wohngebäude-Wärmeversorgung entwickelt wurde [Diefenbach et al. 2017 / 2019].

4.2 Simulationsansatz

In der Simulationsanalyse soll die Situation zu einem Zeitpunkt in absehbarer Zukunft nach dem Jahr 2030 betrachtet werden, der nicht exakt definiert ist, zu dem aber bereits relevante Fortschritte auf dem Weg zu einer klimaneutralen Energiewirtschaft erreicht wurden, so dass die Herausforderung der volatilen Stromerzeugung für das Energiesystem bereits deutlich zu Tage tritt. Die Analyse baut auf einer entsprechenden Untersuchung in [Großklos et al. 2023] auf, bei der der Einfluss eines Zubaus elektrischer Wärmepumpen im Gebäudebestand im Hinblick auf die Treibhausgasemissionen im Gesamtsystem, d. h. unter Mitberücksichtigung der elektrischen Energieversorgung, untersucht wurde.

Rahmendaten für die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland aus den BMWK-Langfristszenarien (T45-Szenarien, insbesondere „T-45-Strom“) im Zeitraum 2030-2035 dienen als grobe Orientierung. Für das Jahr 2030 wurde in diesen Szenarien bereits eine Stromproduktion aus Photovoltaik- und Windstrom in Höhe von fast 200 TWh bzw. 380 TWh, zusammen also 580 TWh angenommen (79 % der gesamten Brutto-Stromproduktion zu diesem Zeitpunkt)³². Da sich Stromangebot und -nachfrage bei der volatilen Erzeugung nicht vollständig in Einklang bringen lassen, gehen hiervon rund 4 % durch Abregelung verloren.

Für die Ausgangsvariante im vorliegenden Projekt wurden diese Werte des Szenarios „T45“ Strom übernommen, d.h. die Solarstromerzeugung wurde ebenfalls zu 200 TWh/a, die Windstromerzeugung zu 380 TWh/a angesetzt. Der Anteil der nutzbaren Solar- und Windstromerzeugung an der gesamten Stromproduktion ergibt sich auch in der vorliegenden Modellsimulation zu ca. 79 % (nach Abregelung ca. 75 %) und ist damit deutlich höher als der heutige Wert von rund 43 % (vgl. [AGEB 2025]).

Zurzeit liegt Stromerzeugung aus Sonnen- und Windenergie noch in der Größenordnung von 60 bzw. 130 TWh/a und wird nach aktuellen Trendprognosen bis 2029 lediglich auf 165 bzw. 180 TWh/a anwachsen [Arnold et al. 2024]³³. Es ist also wahrscheinlich davon auszugehen, dass der in den T45-Szenarien für 2030 angesetzte Umfang der Photovoltaik- und Windstromausbaus erst einige Jahre später tatsächlich erreicht werden wird. Die Untersuchung im vorliegenden Projekt ist aber wie erläutert nicht auf einen konkreten Zeitpunkt festgelegt, sondern will lediglich einen plausiblen Zwischenstand auf dem Weg zur Klimaneutralität abbilden.

Für den deutschlandweiten Netto-Stromverbrauch wurde im Projekt ohne den Verbrauch zur Wohngebäude-Wärmeversorgung, der von den jeweils betrachteten Heizsystemen abhängt, ein Sockelbetrag von 690 TWh/a angenommen, so dass sich bei der Untersuchung in der Regel ein Gesamtverbrauch inklusive Beitrag zur Wärmeversorgung deutlich oberhalb 700 TWh/a ergab. In den T45-Szenarien wird ein solches Verbrauchsniveau im Zuge der zunehmenden Elektrifizierung ca. 2035 erreicht, aktuell liegt der Stromverbrauch noch deutlich unter 500 TWh/a und wird in [Arnold et al. 2024] für 2029 zu 535 TWh prognostiziert,

³² Bis 2045 soll nach diesem Szenario eine Solar- und Windstromerzeugung in Deutschland von mehr als 380 bzw. 640 TWh/a, zusammen also mehr als 1000 TWh/a erreicht werden.

Die Zahlenwerte zu den BMWK-Langfristszenarien wurden durch eigene Auswertungen mit den Ergebnistabellen gewonnen, die im „Szenario-Explorer“ des Projekts dokumentiert sind, siehe: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>.

³³ Die Zahlen beziehen sich auf das Trendszenario aus [Arnold et al. 2024]. Im oberen Szenario dieser Studie wächst der Photovoltaikstrom auf ca. 190 TWh/a an, der für die Produktion im Winter und damit für die Wärmepumpen entscheidende Windstrom bleibt auch in diesem Szenario unter 220 TWh/a.

so dass der Untersuchungsfall also auch in dieser Hinsicht einen Zustand widerspiegelt, der voraussichtlich erst in den Jahren nach 2030 erreicht werden kann³⁴.

Das Simulationsprogramm des IWU, das für die Untersuchung verwendet wurde, betrachtet den Strom- und Wärmeverbrauch sowie die Strom- und Wärmeerzeugung in Stundenschritten für ein Jahr. Dabei wird insbesondere der zeitliche Verlauf des Sonnen- und Windenergieangebots sowie des Energiebedarfs berücksichtigt. In den vorliegenden Analysen werden die Wetterdaten des Jahres 2012 (mit einem eher kälteren Winter) zugrunde gelegt. Der deutsche Wohngebäudebestand wird durch unterschiedliche Gebäude mit unterschiedlichen Wärmeschutzstandards und Heizsystemen an verschiedenen Standorten abgebildet. Für den elektrischen Energieverbrauch in den anderen Sektoren wird ein Pauschalansatz zum stündlichen Jahresverlauf verwendet. Brennstoffbetriebene Kraftwerke und Wärmeversorgungssysteme mit flexibler Stromnutzung (insbesondere bivalente Wärmepumpen) werden so geregelt, dass der Brennstoffverbrauch im Gesamtsystem in jedem Zeitschritt minimiert wird. Der dabei verwendete Algorithmus lehnt sich an das „Merit-Order-Prinzip“ an, das auch zur Erklärung von Börsenstrompreisen verwendet wird: Abhängig vom Brennstoffeinsatz und daraus resultierenden laufenden Kosten der jeweiligen Stromerzeugungsanlagen wird eine Einsatzreihenfolge gebildet, so dass die Kraftwerke mit den geringsten Kosten jeweils vorrangig die Erzeugung übernehmen³⁵. Da die laufenden Kosten von Solar- und Windstromanlagen quasi bei Null liegen, kommen diese als erste zum Zuge. Wärmeversorgungssysteme mit flexiblem Strombedarf – insbesondere bivalente Wärmepumpensysteme, die wahlweise statt der Wärmepumpe auch den begleitenden Heizkessel einsetzen können und in diesem Betriebszustand wie „Einspar-Kraftwerke“ betrachtet werden können, werden innerhalb des Merit-Order-Verfahrens mitberücksichtigt. Weiterhin werden Strom- und Wärmespeicher eingesetzt, um überschüssige Mengen fluktuierender Solar- und Windenergie aufnehmen und zu günstigeren Zeitpunkten wieder abgeben zu können. Es wird also davon ausgegangen, dass in Zukunft die notwendigen regelungstechnischen Möglichkeiten und dynamischen Tarifierungen (vgl. Kap. 4.4) geschaffen werden, um so einen Prozess tatsächlich zu realisieren. Verbleibende Überschüsse verlassen ungenutzt (ohne Gutschrift) die Bilanzgrenze, in der Energiebilanz ist dies gleichwertig mit einer Abregelung der Photovoltaik- und Windkraftanlagen (s.o.)³⁶.

Das verwendete Simulationsprogramm ist einerseits auf eine differenzierte Analyse der Sektorkopplung zwischen dem elektrischen Energiesystem und der Wohngebäude-Wärmeversorgung ausgerichtet, kann aber andererseits die komplexen Ansätze und Ergebnisse eines so umfassenden sektorübergreifenden Szenarienansatzes (inklusive internationaler Vernetzung) wie z. B. in den BMWK-Langfristszenarien nicht reproduzieren. Dies gilt insbesondere für die Flexibilität in den anderen Sektoren (neben dem explizit betrachteten Wohngebäude-Wärmeverbrauch) zum Ausgleich von volatilen Stromangebot und -nachfrage. Vor diesem Hintergrund waren vereinfachende Ansätze notwendig. Insbesondere wurde hier das Volumen der verfügbaren elektrischen Energiespeicher nicht nach Vorgaben aus anderen Szenarien ausgewählt, sondern so bemessen, dass der abgeregelte Anteil der Solar- und Windstromproduktion die Größenordnung der T45-Szenarien (also etwa 4 % der produzierten Menge, s.o.) erreichte³⁷.

³⁴ In der Relation ergibt sich gemäß dem Trendszenario in [Arnold et al. 2024] für 2029 ein Anteil der PV-/Windstromerzeugung von 64 %, also ebenfalls deutlich weniger als in den T45-Szenarien für das Folgejahr 2030.

³⁵ Bei Verwendung unterschiedlicher Brennstoffe können in der Simulation statt der Kosten auch andere verbrauchsabhängige Bewertungsgrößen, z. B. die CO₂-Emissionen oder der Primärenergieverbrauch betrachtet werden. In der vorliegenden Untersuchung wird aber ausschließlich Gas als Brennstoff betrachtet, so dass sich unabhängig von der Bewertungsgröße nach dem Prinzip der Minimierung des Gasverbrauchs immer die gleiche Einsatzreihenfolge ergibt.

³⁶ Nähere Angaben zu den grundlegenden Modellansätzen finden sich in [Diefenbach et al. 2017]. Die Anwendung für den deutschen Wohngebäudesektor ist in [Diefenbach et al. 2019] näher beschrieben, dort insbesondere in Kapitel 6 auch das Vorgehen bei der Erweiterung des Bilanzraums auf den gesamten Stromsektor. Weitere Einzelheiten (ergänzend zu den noch folgenden Erläuterungen) über die Festlegung der konkreten Untersuchungskonfiguration sind bei der Beschreibung des entsprechenden Ansatzes in [Großklos et al. 2023, Kap. 4] zu finden.

³⁷ Auf diese Weise ergab sich eine Gesamtkapazität der Stromspeicher von 300 GWh, die wie erläutert als Mischung tatsächlicher und virtueller (als Ersatz für Flexibilität in anderen Sektoren dienender) Speicher zu verstehen sind.

Mit dem Ziel, keine differenzierte Vorhersage einer zukünftigen Situation im deutschen Gebäudebestand und Energiesystem zu erstellen, sondern lediglich die prinzipiellen Auswirkungen einer verstärkten Elektrifizierung der Wärmeversorgung herauszuarbeiten, wurde auch die Beheizungsstruktur und die Struktur der Stromerzeugung vereinfacht abgebildet. Bei der Beheizung werden ausschließlich brennstoffbetriebene Heizkessel (hier: als Gaskessel angenommen), monovalente Wärmepumpen, bivalente Wärmepumpen (auf 35 % der Gebäudeheizleistung ausgelegt, mit begleitendem Heizkessel) und direktelektrische Systeme betrachtet. Die Wärmepumpen und direktelektrischen Systeme sind mit einem Wärmespeicher kombiniert, der insbesondere die Aufnahme von aus überschüssigem Solar- und Windstrom produzierter Wärme ermöglicht³⁸.

In den Analysen wird für 15 % der Bestandswohngebäude eine Modernisierung des Wärmeerzeugers angenommen, dabei wird in vier Varianten die jeweils ausschließliche Verwendung eines der vier genannten Heizsysteme unterstellt³⁹. Für die verbleibenden 85 % wird eine „traditionelle“ Heizkessel-Wärmeversorgung unterstellt⁴⁰. Bei Einsatz von (monovalenten oder bivalenten) Wärmepumpensystemen werden hier Außenluft-Wärmepumpen betrachtet. Für diese liegt die angenommene Effizienz in der Mitte der in [Großklos et al. 2023] betrachteten „effizienten“ bzw. „ineffizienten“ Wärmepumpen. In der Ausgangsvariante mit monovalenten Wärmepumpen bei der Bestandsmodernisierung wird auf diese Weise eine Jahresarbeitszahl von 2,9 erreicht.

Die Stromerzeugung wird ebenfalls in stark vereinfachter Weise abgebildet, indem neben der Photovoltaik- und Windstromerzeugung (letzte zu knapp 30 % „offshore“) lediglich mit Gas befeuerte Kraftwerke für die Deckung der „Residuallast“ (Restlast) eingesetzt werden⁴¹. Die Art (und die Bezugspreise) des Brennstoffs folgen den Ansätzen zur Ablösung von Erdgas durch ein Mischgas mit ab 2030 kontinuierlich steigenden „grünen“ Anteilen (vgl. Kap. 3.5). Für die bei der Stromerzeugung erreichten Wirkungsgrade werden (bezogen auf den Heizwert) konstant 57 % für ein Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerk und 37 % für ein

³⁸ Durch die Wärmepumpen erfolgt eine Speicherbeladung bis 60 °C. Durch begleitende direktelektrische Heizelemente, deren Vorhandensein sowohl bei monovalenten als auch bivalenten Wärmepumpen vorausgesetzt wird, ist bei weiterhin bestehenden Solar- und Windstromüberschüssen eine Beladung bis 80 °C möglich.

Die rein direktelektrischen Heizsysteme (ohne Wärmepumpeneinsatz) werden in idealisierter Weise abgebildet, indem einerseits (im Gegensatz zu den anderen Heizsystemen) eine dezentrale Wärmeerzeugung innerhalb der Gebäude ohne Ansatz von Verteilverlusten bei Heizung und Warmwasserbereitung angenommen wird, andererseits aber die gleiche Art der Wärmespeicherung wie bei den anderen (zentralen) Wärmeversorgungssystemen angesetzt wird. In der Praxis wäre dies nicht direkt realisierbar, ersatzweise müsste man sich in diesem Fall die Energiespeicherung durch (entsprechend aufwändigere) zusätzliche Stromspeicher realisiert denken. Trotz dieses optimistischen Ansatzes werden sich die direktelektrischen Heizsysteme aber in den weiteren Untersuchungen als vergleichsweise ungünstig erweisen.

³⁹ Da typische Erneuerungsraten beim Wärmeerzeuger der Heizung in der Vergangenheit in der Größenordnung von 3 %/a lagen [Cischinsky / Diefenbach 2018], entspricht dies z. B. im Fall der monovalenten Wärmepumpe einem Modernisierungszeitraum von 5 Jahren, wenn bei der Modernisierung ausschließlich Wärmepumpen eingesetzt werden. Wenn – wie heute noch Realität – neben der Wärmepumpeninstallation auch noch in erheblichem Umfang ein Austausch von Heizkesseln stattfindet, würde ein entsprechend längerer Zeitraum benötigt, um die genannten 15 % Wärmepumpenanteil zu erreichen.

⁴⁰ Betrachtet wird ein Wohngebäudebestand mit einer Wohnfläche von insgesamt ca. 3,5 Mrd. m². Der Wärmeschutz-Modernisierungsfortschritt ist gegenüber heute etwas erhöht angesetzt [Großklos et al. 2024, Kap. 4]. Von diesen Bestandsgebäuden sind annahmegemäß ca. 0,53 Mrd. m² (15 %) von einer Heizungsmodernisierung betroffen.

Neben diesen (älteren) Bestandswohngebäuden wird in den Modellanalysen auch ein jüngerer bzw. bis zum Untersuchungszeitpunkt teils noch entstehender „Neubau“ von knapp 0,5 Mrd. m² berücksichtigt. Die Neubauten werden in den Modellanalysen immer zu 85 % mit monovalenten Wärmepumpen und 15 % mit Gaskesseln beheizt. Da hier also keine Veränderung zwischen den Untersuchungsvarianten stattfindet, sind die Neubauten für den Vergleich der einzelnen Varianten nicht weiter von Bedeutung und können daher in der ebenfalls unveränderten Gruppe der „sonstigen Stromverbraucher“ subsummiert werden.

⁴¹ Unter der Voraussetzung eines erfolgreichen Kohleausstiegs bis 2030 oder kurz danach wird der Energieträger Kohle hier nicht mehr berücksichtigt. Der Einsatz von Biomasse wäre denkbar, ist aber mit Potentialproblemen behaftet und im Mischgasansatz gedanklich als Übergangslösung bereits enthalten. Wasserkraft aus Laufwasserkraftwerken ist für den zeitlichen Lastausgleich wenig geeignet und daher eher der Versorgung von Verbrauchern mit gleichmäßigem zeitlichem Bedarfsprofil zuzurechnen. Import von grünem Strom ist denkbar, würde aber voraussetzen, dass bereits zum Betrachtungszeitraum (2030 bzw. Folgejahre) in den betroffenen europäischen Partnerländern ein ausreichender Überschuss an grünem Strom zu den in Deutschland nachgefragten Zeiten vorhanden wäre.

Gasturbinen(GT)-Kraftwerk angenommen (vgl. [Diefenbach et al. 2019]). Die gesamte GuD-Kraftwerksleistung wird in den Analysen konstant zu 65 GW angenommen, die Leistung der ergänzenden Gasturbinen-Kraftwerke muss die verbleibende Residuallast abdecken und variiert daher je nach Untersuchungsvariante. Die Stromverteilungsverluste, die durch Photovoltaik, Windkraft und Kraftwerke erzeugte elektrische Energie auf dem Weg zum Endverbraucher entsprechend reduzieren, werden pauschal zu 6 % angesetzt.

4.3 Simulationsvarianten und Gesamtbilanz

Zur Untersuchung der verschiedenen Optionen für die Erneuerung der Heizsysteme im Wohngebäudebestand werden wie erwähnt vier Varianten betrachtet, bei denen die modernisierten Gebäude (15 % des Bestands) jeweils komplett mit einem der folgenden vier Systeme beheizt werden:

- monovalente Außenluft-Wärmepumpen⁴² („Ausgangsvariante“)
- Heizkessel (bisheriges Standardsystem: „Referenzfall“)
- bivalente Außenluft-Wärmepumpen
- direktelektrische Systeme (idealisiert betrachtet)

Bezüglich der weiteren Randbedingungen ist allerdings noch eine Entscheidung darüber zu treffen, ob der Ausbau der Solar- und Windstromerzeugung entweder völlig unabhängig von einer zunehmenden Elektrifizierung im Wärmesektor anzunehmen ist („Perspektive I“) oder andererseits davon ausgegangen werden sollte, dass beide Entwicklungen quasi „Hand-in-Hand“ gehen, d.h. eine stärkere Nutzung elektrischer Energie bei der Gebäudeheizung einen stärkeren Zubau von Solar- und Windkraftanlagen bedingt („Perspektive II“).

Für beide Sichtweisen lassen sich Argumente finden: Perspektive I stellt auf generelle Potentialgrenzen ab, die womöglich vor allem bei der Windenergienutzung relevant werden könnten und die daher in Bezug auf die Wärmeerzeugung (mit ihrem Hauptbedarf im Winter, wenn die Solarenergie ohnehin kaum eine Rolle spielt) eine besondere Bedeutung haben⁴³. Andererseits erscheint es gerade in einer Übergangsphase, in der wie im vorliegenden Untersuchungsfall der Endzustand des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Klimaneutralität noch nicht erreicht ist, plausibel anzunehmen, dass noch Spielräume bestehen, um das Solar- und Windstromangebot an eine steigende Nachfrage anzupassen. Vor diesem Hintergrund werden beide Perspektiven in den Untersuchungen berücksichtigt.

Im Fall der Perspektive II ist dabei noch die Frage zu beantworten, in welchem Umfang der Ausbau der „erneuerbaren“ Stromerzeugung bei wachsendem Strombedarf angesetzt werden soll, um wieviel höher also bei Einsatz von Wärmepumpen bzw. elektrischen Direktheizungen der Photovoltaik- und Windstromzubau gegenüber der Variante mit Heizkesseln (die hier generell als Referenzfall dient) ausfällt. Im Projekt wird der folgende Maßstab verwendet: Der Beitrag der Solar- und Windstromerzeugung wird in allen Varianten so eingestellt, dass sich annähernd der gleiche prozentuale Anteil für die notwendige Abregelung der volatilen Stromerzeugung ergibt. Die Nutzungseffizienz der volatilen Stromproduktion ist also in der Perspektive II immer gleich groß. In der Variante mit monovalenten Wärmepumpen sowie 200 TWh/a Solar- und 380 TWh/a Windstromproduktion (die hier unabhängig von der Betrachtungsperspektive immer identisch als Ausgangsvariante gewählt wird) ergibt sich ein Abregelungsanteil von 4,4 %, der dementsprechend auch als Zielwert für die weiteren Varianten der Perspektive II verwendet wird. Es wird also immer ein nutzbarer Anteil von ca. 95,6 % der volatilen Stromerzeugung erreicht.

⁴² Außenluft-Wärmepumpen (die Außenluft als Wärmequelle werden) werden hier teils auch abgekürzt als „Luft-Wärmepumpen“ bezeichnet. Abluft- und Kellerluft-Wärmepumpen werden im vorliegenden Bericht nicht betrachtet.

⁴³ Vergleiche hierzu die Überlegungen und Analysen zu begrenzten Windstrompotentialen in [Diefenbach et al. 2019].

Innerhalb der Perspektive II werden noch einmal zwei Fälle unterschieden: Im Fall IIa wird angenommen, dass der Zubau der erneuerbaren Stromerzeugung ausschließlich durch Windkraft erfolgt. Dieser Ansatz ist einerseits aufgrund des jahreszeitlichen Zusammentreffens von Windenergieproduktion und Wärmestrombedarf⁴⁴ günstig für das Zubaupotential, andererseits führt eine solche „exklusive“ Inanspruchnahme der Windenergie zu einer schnelleren Ausschöpfung ihrer Potentialgrenzen. Demgegenüber findet im Fall IIb der Zubau (gemessen an der produzierten Energie) jeweils zu zwei Dritteln in Form von Windkraft und zu einem Drittel in Form Photovoltaik statt. Die drei Perspektiven sind hier noch einmal zusammengefasst:

- Perspektive I: Konstante Solar- und Windstromerzeugung in allen Untersuchungsvarianten.
- Perspektive IIa: Windstromerzeugung wächst mit dem Strombedarf. Konstanter Anteil der Abregelung von Solar- und Windstrom in allen Untersuchungsvarianten (4,4 %).
- Perspektive IIb: Wind- und Solarstromerzeugung wächst mit dem Strombedarf in der Relation 2/3 Wind zu 1/3 Solar. Konstanter Anteil der Abregelung von Solar- und Windstrom in allen Untersuchungsvarianten (4,4 %).

Abbildung 16 zeigt noch einmal eine Veranschaulichung der drei Perspektiven I, IIa und IIb.

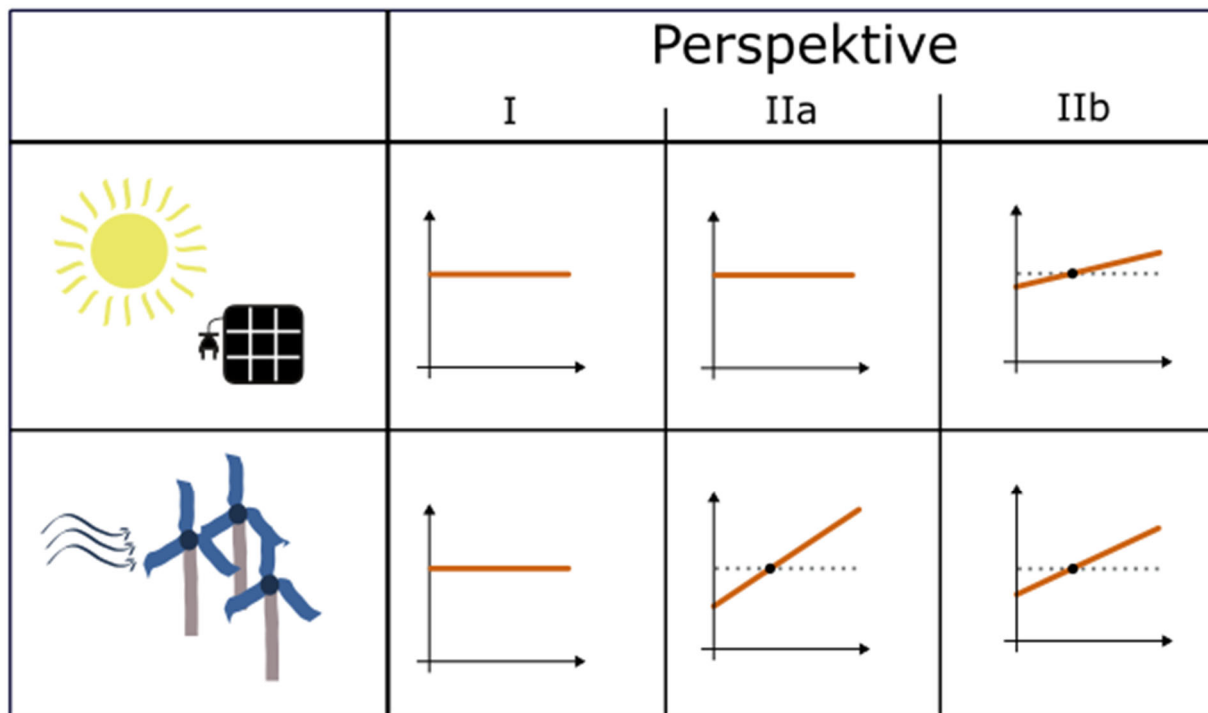


Abbildung 16: Schematische Darstellung der drei Perspektiven I, IIa und IIb für den Zuwachs der Solar- und Windstromerzeugung abhängig vom elektrischen Energieverbrauch der untersuchten Wärmeversorgungsvarianten

Die Darstellung ist rein qualitativ zu betrachten. Während in Perspektive I die Solar- und Windstromerzeugung unabhängig von der Höhe des elektrischen Energieverbrauchs in allen untersuchten Wärmeversorgungsvarianten gleich bleibt, steigt in der Perspektive IIa die Windstromerzeugung mit wachsendem

⁴⁴ Als „Wärmestrom“ wird im vorliegenden Text die für die Wärmeerzeugung in Wärmepumpen oder elektrischen Heizsystemen verwendete elektrische Energie bezeichnet. Alle weiteren Formen des Strombedarfs werden pauschal als „Allgemeinstrom“ bezeichnet.

elektrischen Energieverbrauch an. In Perspektive II b nehmen Solar- und Windstromerzeugung mit dem Stromverbrauch zu. Der schwarz markierte Punkt steht für die Ausgangsvariante, also die Wärmeerzeugung mit monovalenten Luft-Wärmepumpen. In dieser Variante ist die deutschlandweite Solar- und Windstromerzeugung in allen Perspektiven identisch, sie beträgt 200 TWh Photovoltaik- und 380 TWh Windstrom (wie in Kap. 4.2 beschrieben).

In Abbildung 14 wird noch einmal eine Übersicht über die Untersuchungen in Kapitel 4 gegeben, die vor dem Hintergrund einer zukünftigen, durch erhöhte volatile Solar- und Windstrombeiträge geprägten elektrischen Energiewirtschaft durchgeführt werden.

Überblick: Analyse von Brennstoffverbrauch und Strompreisen für verschiedene Heizsysteme in einer zukünftigen elektrischen Energiewirtschaft
Ansatz: zukünftige Stromwirtschaft mit bereits deutlich erhöhtem Anteil von Solar-/Windstrom (79 % insgesamt, davon ca. 4 % Abregelung, 75 % nutzbar)
Ziel: Vergleich von vier Varianten für den Einbau neuer Heizsysteme in 15 % der Bestandsgebäude: • monovalente Außenluft-Wärmepumpen: „Ausgangsvariante“ • Heizkessel (bisheriges Standardsystem): „Referenzfall“ • bivalente Außenluft-Wärmepumpen • elektrische Direktheizung
Perspektiven für den Solar-/Windstromzubau: • Perspektive I: identische Solar-/Windstromproduktion in allen vier Heizsystemvarianten • Perspektive II: Anpassung der Solar-/Windstromproduktion an den elektrischen Energiebedarf je nach Heizsystemvariante => identische prozentuale Abregelung (ca. 4 %) in allen vier Varianten, dabei Fallunterscheidung: - Perspektive IIa: Anpassung der Windstromproduktion - Perspektive IIb: Anpassung der Wind- und Solarstromproduktion in der Relation zwei Drittel zu einem Drittel
Gegenstand des Heizsystemvergleichs: • Brennstoffverbrauch der verschiedenen Heizsysteme (Kap. 4.3) • Strom-Arbeitspreise der verschiedenen Heizsysteme (Kap. 4.4) • elektrischer Leistungsbedarf und leistungsbezogene Netzentgelte der verschiedenen Heizsysteme (Kap. 4.5)

Abbildung 17: Überblick über die Analysen im Kapitel 4

Tabelle 2 zeigt die Ansätze und Ergebnisse der einzelnen Untersuchungsvarianten im Überblick. Die ersten vier Ergebnisspalten stehen für die vier unterschiedlichen Heizsystemtypen in der Perspektive I, anschließend folgenden die entsprechenden vier Spalten für Perspektive IIa und Perspektive IIb. Betroffen von der Heizungsmodernisierung ist jeweils eine Wohnfläche von 0,53 Mrd. m² (15 % der Bestands-Wohngebäude). Während die vier Heizungstypen in allen drei Perspektiven gleichermaßen nacheinander „durchgespielt“ werden, ist die jeweils unterschiedliche Behandlung des Wind- und Solarstromzubaus zu beachten. In der Perspektive I sind die Ertragswerte hier auf 380 bzw. 200 TWh/a festgelegt, während in den Perspektiven IIa und IIb der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung vom Verbrauch abhängt.

Heizsystem bei Modernisierung	Mrd. m ²	Perspektive I: Solar-/Windstrom konstant				Perspektive IIa: Zubau Windkraft				Perspektive IIb: Zubau 2/3 Wind, 1/3 Solar			
		mon.WP*	Kessel**	biv. WP	el. direkt	mon.WP*	Kessel**	biv. WP	el. direkt	mon.WP*	Kessel**	biv. WP	el. direkt
Wohnfläche mod. Heizsysteme		0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Energiebilanz im Gesamtsystem													
Windstromerzeugung	TWh/a	380	380	380	380	380	350	386	394	380	361	383	389
Solarstromerzeugung	TWh/a	200	200	200	200	200	200	200	200	200	191	202	204
Wind-/Solarstromerzeugung gesamt	TWh/a	580	580	580	580	580	550	586	594	580	552	585	593
davon: Verlust durch Abregelung		4,4%	6,0%	4,2%	3,8%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%	4,4%
Stromverbrauch gesamt	TWh/a	735,3	706,8	730,3	767,8	735,3	705,4	731,0	768,4	735,3	705,1	730,9	768,6
Strom-Mehrverbrauch gg. Referenz	TWh/a	28,5	0,0	23,5	61,0	29,9	0,0	25,6	63,0	30,2	0,0	25,8	63,4
Brennstoffverbrauch gesamt (Kraftwerke / Kessel)	TWh/a	850,7	882,1	851,5	915,3	850,7	914,7	844,9	898,1	850,7	910,5	846,4	900,6
Brennstoff-Mehrverbrauch gg. Referenz	TWh/a	-31,4	0,0	-30,6	33,2	-64,0	0,0	-69,8	-16,6	-59,8	0,0	-64,1	-9,9
Brennstoffverbrauch der modernisierten Wärmeversorgungssysteme: Bewertung aus der Gesamtbilanz													
Referenzfall: Brennstoffverbrauch mod. Kessel	kWh/m ² a	-	143,4	-	-	-	143,4	-	-	-	143,4	-	-
Brennstoff-Mehrverbrauch pro mod. Wfl	kWh/m ² a	-59,7	0,0	-58,2	63,1	-121,6	0,0	-132,5	-31,5	-113,5	0,0	-121,7	-18,8
bewerteter Brennstoffverbrauch mod. Systeme	kWh/m²a	83,7	143,4	85,2	206,4	21,8	143,4	10,8	111,9	29,8	143,4	21,7	124,5

* Ausgangsvariante: monovalente Wärmepumpen, ** Referenzfall: Gaskessel, weitere Varianten: bivalente Wärmepumpen und elektr. Direktheizung (idealisiert)

Tabelle 2: Übersicht über die Untersuchungsvarianten für die Analyse des Zusammenwirkens der Wohngebäude-Wärmeversorgung mit dem elektrischen Energiesystem

Als „Ausgangsvariante“ wird dabei jeweils der Fall mit Einsatz monovalenter Außenluft-Wärmepumpen bezeichnet: Diese Ausgangsvariante ist in allen drei Perspektiven identisch und als jeweils erste Spalte eingetragen, entsprechend unterscheiden sich auch die Energiebilanzwerte nicht bzw. nur im Vergleich zum jeweiligen Referenzfall. Diese Referenzfälle, also die Fälle mit Heizkesseln bei der Bestandmodernisierung, sind demgegenüber je nach Betrachtungsperspektive verschieden, da hier von der immer gleichen Ausgangsvariante auf einen jeweils anderen Ausbaustand bei Windkraft und Photovoltaik „zurückgerechnet“ werden muss: In der Perspektive I bleibt der Wind- und Solarstrombeitrag definitionsgemäß konstant, so dass sich in diesem Fall aber (wegen des geringeren Stromverbrauchs im Gesamtsystem) im Referenzfall eine höhere prozentuale Abregelung von 6% ergibt. In den Perspektiven IIa und b ist der Anteil der abgeregelten Energie dagegen definitionsgemäß immer konstant bei 4,4 % wie in der Ausgangsvariante. Daher ist der angenommene Ausbaugrad der Solar- und Windenergie im Referenzfall mit Kesselheizung entsprechend geringer als in der Ausgangsvariante: In der Perspektive IIa, in der lediglich die Windstromerzeugung verändert wird, liegt dieser bei 350 statt vorher 380 TWh/a: Der Ausbaustand der erneuerbaren Stromerzeugung wächst also bei Einsatz monovalenter Wärmepumpen im Vergleich zum Referenzfall um 30 TWh/a. In der Perspektive IIb mit gemeinsamer Variation des Mehrertrags von Wind- und Solarstrom, liegt der Ausbaustand im Referenzfall bei 361 TWh/a Windstrom und 191 TWh/a Solarstrom. Der Zuwachs bei Einsatz monovalenter Wärmepumpen gegenüber dem Referenzfall beträgt hier also insgesamt 28 TWh/a und liegt damit etwas geringer als in der Variante IIa, die sich aufgrund des ausschließlichen Windstromzubaues generell günstiger für die Elektrifizierung der Wärmeversorgung darstellt.

Für die weiteren Varianten mit bivalenten Außenluft-Wärmepumpen oder elektrischen Direktheizungen ergeben sich in Perspektive II entsprechend abweichende Werte – jeweils unter Annahme des gleichen Abregelungsanteils von 4,4 %. Der hohe Strombedarf der direktelektrischen Varianten führt dabei immer auch zum höchsten Ausbaugrad der Solar- und Windstromerzeugung: Im Gesamtsystem (Gesamtstromverbrauch in Deutschland) erhöht sich der Verbrauch in allen „direktelektrischen“ Varianten um mehr als 60 TWh/a gegenüber dem Referenzfall. Bei der Heizungsmodernisierung mit monovalenten Luftwärmepumpen beträgt der Strommehrbedarf gegenüber der Kesselheizung rund 30 TWh/a, bei den bivalenten Wärmepumpen sind es etwa 25 TWh/a – mit jeweils relativ geringen Differenzen zwischen den drei Betrachtungsperspektiven.

Bezüglich des Brennstoffverbrauchs (Summe aller Verbräuche für Heizkessel und Kraftwerke im Gesamtsystem⁴⁵) sind dagegen deutlich stärkere Unterschiede zu verzeichnen: Für die monovalente und bivalente

⁴⁵ Es werden hier ausschließlich die Heizkessel für die Bestandswohngebäude-Wärmeversorgung berücksichtigt. Dagegen wird das elektrische Energiesystem – aufgrund der Beeinflussung durch die Wohngebäude-Wärmeversorgung – zwar vereinfacht aber vollständig betrachtet (mit der kompletten Stromproduktion und dem vollständigen Brennstoffeinsatz in den Kraftwerken). Beim „Gesamtsystem“ der vorliegenden Simulationsanalysen handelt es sich also quasi um die Summe aus der Wohngebäude-Wärmeversorgung und dem elektrischen Energiesystem. Weitere nicht-elektrische Energieverbraucher (in den Bereichen Gewerbe,

Versorgung der modernisierten Gebäude mit Wärmepumpen liegen die Einsparungen gegenüber dem Referenzfall im direkten Vergleich ähnlich hoch, unterscheiden sich aber zwischen den Perspektiven I und II sehr deutlich: Bei konstant angenommener Solar- und Windstromproduktion in Perspektive I ergeben sich für die Wärmepumpen Brennstoffeinsparungen von rund 30 TWh/a, in der Perspektive II sind es 60 bis 70 TWh/a. In der Tabelle sind diese Einsparungen jeweils als negative Werte für den „Brennstoff-Mehrverbrauch gg. Referenz“ eingetragen.

Bei der direktelektrischen Wärmeerzeugung fällt das Ergebnis gegenüber den Wärmepumpen deutlich ungünstiger aus: In Perspektive I gibt es hier sogar einen Zuwachs beim Brennstoffverbrauch in Höhe von mehr als 30 TWh/a gegenüber dem jeweiligen Referenzfall mit Kesselheizung. In der Perspektive II treten zwar Einsparungen auf, die aber mit nur rund 10-15 TWh/a deutlich unter den Ergebnissen der (monovalenten oder bivalenten) Wärmepumpenvarianten liegen.

Diese Analyse des Effekts der verschiedenen Wärmeversorgungsoptionen im Gesamtsystem lässt sich, wie in [Großklos et al. 2023, Kap. 4] näher beschrieben, als Grundlage für eine Zuordnung des Brennstoffverbrauchs zu den einzelnen Beheizungsvarianten verwenden. Da in der vorliegenden Untersuchung ausschließlich Gas als Brennstoff für die Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigt wird, ergeben sich bei Betrachtung anderer Bewertungsgrößen wie etwa des Primärenergieverbrauchs oder der CO₂- bzw. Treibhausgasemissionen die gleichen Relationen wie für den Brennstoffverbrauch⁴⁶. Das Ergebnis des Vergleichs ist in Tabelle 2 im Abschnitt „Brennstoffverbrauch der modernisierten Wärmeversorgungssysteme“ sowie grafisch in Abbildung 18 dargestellt. Ausgangspunkt ist der Brennstoffverbrauch von 143,4 kWh/m²a, der in den Bestandsgebäuden im Durchschnitt bei Modernisierung der Heizkessel erreicht wird und der sich – da das elektrische Energiesystem in diesem Fall keinen Einfluss hat – ohne Rückgriff auf weitere Bewertungsmaßstäbe eindeutig bestimmen lässt. In allen anderen Varianten ist wie beschrieben die Wechselwirkung mit dem Gesamtsystem entscheidend für die Zuordnung des Brennstoffverbrauchs: So ist in der Ausgangsvariante durch Einsatz der monovalenten Wärmepumpen in der Perspektive I eine Brennstoffeinsparung von 31,4 TWh/a gegenüber dem Referenzfall zu verzeichnen. Umgerechnet auf die Wohnfläche der mit diesem Heizsystem versorgten Gebäude ergibt sich im Durchschnitt eine Einsparung von 59,7 kWh/m²a. Der Brennstoffverbrauch für die Wärmeversorgung in den modernisierten Gebäuden liegt demnach rechnerisch um diesen Betrag unterhalb des Referenzwerts von 143,4 kWh/m²a, als Ergebnis erhält man $(143,4 - 59,7) \text{ kWh/m}^2\text{a} = 83,7 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Auf die gleiche Weise wurden auch die weiteren Werte für den flächenbezogenen Brennstoffverbrauch der jeweiligen Wärmeversorgungssysteme ermittelt (in Tabelle 2 fett gedruckt).

Abbildung 18 veranschaulicht die Ergebnisse in den verschiedenen Sichtweisen: Während der Brennstoffverbrauch im Referenzfall mit Gaskessel-Wärmeversorgung immer identisch ist, hängen die Ergebnisse für die Systeme mit elektrischer Wärmeerzeugung von der Perspektive ab: Diese Systeme schneiden bei konstanter Solar- und Windstromerzeugung in Perspektive I deutlich ungünstiger ab als bei Anpassung der Erzeugung an den Verbrauch in Perspektive II.

Industrie und Verkehr) werden als unabhängig von der hier behandelten Fragestellung angesehen und nicht mitbetrachtet, da sie – anders als das elektrische System – von der Auswahl der Wärmeversorgungsoptionen in den Wohngebäuden nicht direkt beeinflusst werden.

⁴⁶ Unter der Annahme, dass bei der Strom- und Wärmeversorgung das jeweils gleiche Mischgas (aus Erdgas und grünen Gasen) verwendet wird, wäre dann jeweils der Primärenergie- bzw. Emissionsfaktor dieses Mischgases anzusetzen.

In [Großklos et al. 2023] war der Ansatz, da sowohl Gas- als auch Ölheizungen betrachtet wurden, unmittelbar auf Grundlage der Treibhausgasemissionen erfolgt.

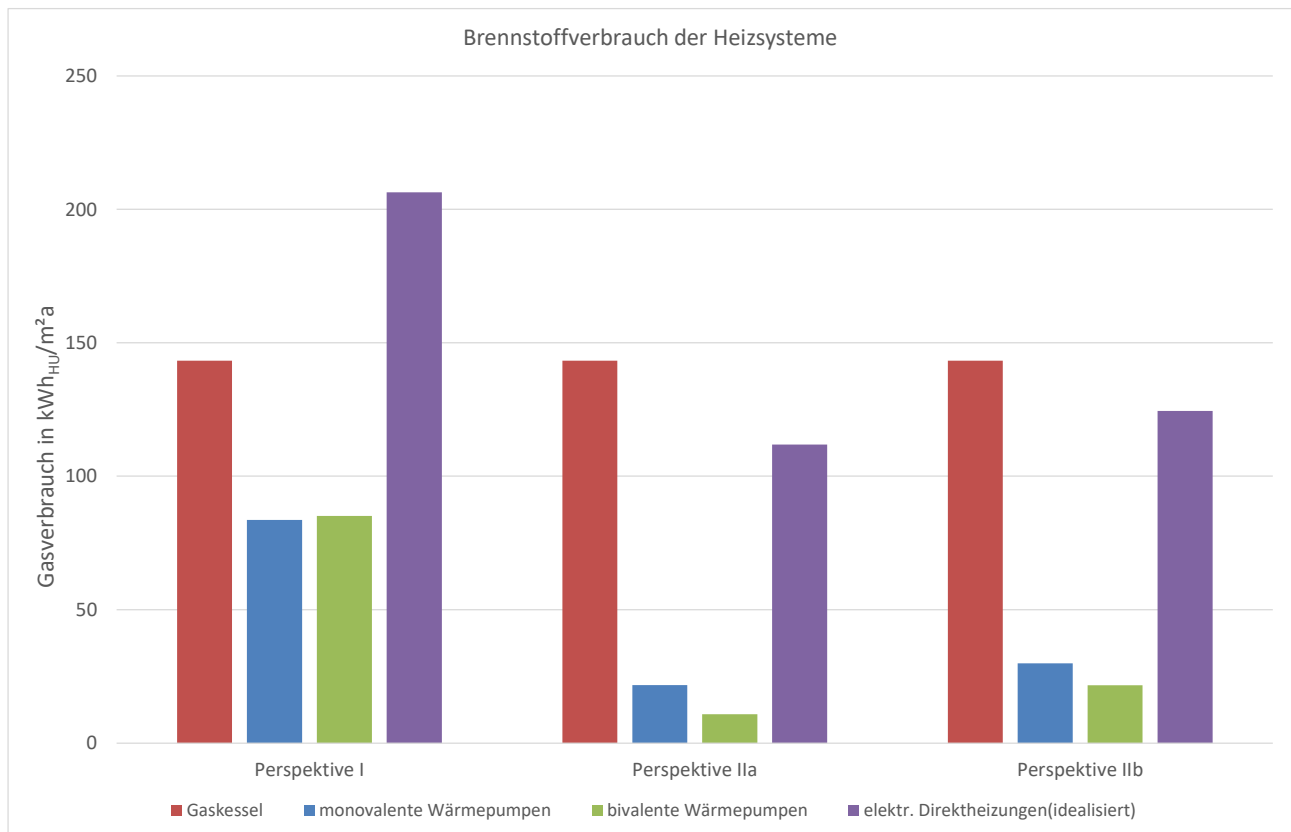


Abbildung 18: Brennstoffverbrauch der vier Wärmeversorgungsoptionen nach Bewertung im Gesamtsystem aus drei unterschiedlichen Perspektiven: Mit jeweils konstanter Solar-/Windstromerzeugung (Perspektive I) oder Zuwachs der Windstromproduktion (IIa) bzw. der Wind-/Solarstromproduktion (IIb) abhängig vom zusätzlichen Stromverbrauch

Gleichwohl weisen monovalente und bivalente Wärmepumpen, die im Übrigen annähernd gleichauf liegen, auch in Perspektive I deutliche Vorteile gegenüber dem Referenzfall auf. In Perspektive II wird eine sehr weitgehende Reduzierung des Brennstoffverbrauchs auf nur noch einen geringen Bruchteil des Referenzwerts erreicht. Demgegenüber schneidet die direktelektrische Wärmeerzeugung (obwohl idealisiert ohne Verteilverluste aber mit gleicher Speicherkapazität behandelt) deutlich ungünstiger ab: In Perspektive I weist sie einen erheblich höheren Brennstoffverbrauch als das Referenzsystem Heizkessel auf und erreicht auch in Perspektive II keine sehr weitgehenden Brennstoffeinsparungen⁴⁷.

Für die Übertragung der dargestellten Simulationsergebnisse auf den bewerteten Brennstoffverbrauch in den späteren Szenarienuntersuchungen von Einzelgebäuden in Kap. 5 ist ein vereinfachter Ansatz notwendig. Da in diesen späteren Untersuchungen anders als in den hier betrachteten Simulationen keine definierte Teilmenge des Wohngebäudebestandes (mit jeweils unterschiedlichen Heizsystemen, aber konstantem

⁴⁷ Im Vergleich mit der Analyse der Treibhausgasemissionen in [Großklos et al. 2023, Kap. 4] ist zu beachten, dass dort nur Varianten mit entweder konstanter Solar- und Windstromerzeugung (wie in Perspektive I) oder mit reduzierter Solar-/Windstromerzeugung im Referenzfall (ähnlich wie Perspektive II b mit Heizkessel) betrachtet wurde. Für die elektrischen Systeme (Wärmepumpen und elektrische Direktheizung) waren dagegen jeweils feste Solar-/Windstrommengen angesetzt worden. Außerdem war die elektrische Wärmeerzeugung nicht in idealisierter dezentraler Weise (ohne Verteilverluste mit Wärmespeicher) sondern als zentrales Erzeugungssystem (mit Verteilverlusten, mit Wärmespeicher) angenommen worden. Im Großen und Ganzen kommt der Vergleich der Treibhausgasemissionen in der früheren Untersuchung aber zu ähnlichen Ergebnissen wie die Analyse des Brennstoffverbrauchs im vorliegenden Projekt: Mono- und bivalente Wärmepumpen liegen im Ergebnis ähnlich und weisen gegenüber den Heizkesseln starke bis sehr starke Vorteile auf, während sich für direktelektrische Systeme nur geringe Vorteile bzw. je nach Perspektive sogar erhebliche Nachteile zeigen.

mittleren Wärmebedarf), sondern vielmehr Einzelgebäude mit sehr unterschiedlichen Dämmstandards und Energieverbräuchen betrachtet werden, ist die direkte Verwendung der flächenbezogenen Werte für den Brennstoffverbrauch aus Abbildung 18 nicht möglich. Stattdessen wird der Brennstoffverbrauch pro Kilowattstunde Strom für die verschiedenen Heizsysteme analysiert und als Eingabegröße für die späteren Einzelgebäudeszenarien angesetzt.

Die entsprechenden Kennwerte sind in Tabelle 3 dokumentiert. Diese orientiert sich in ihrer Spaltenstruktur an Tabelle 2, und auch die erste Ergebniszeile zum bewerteten Brennstoffverbrauch ist direkt aus Tabelle 2 übertragen (fett gedruckt).

		Perspektive I: Solar-/Windstrom konstant				Perspektive IIa: Zubau Windkraft				Perspektive IIb: Zubau 2/3 Wind, 1/3 Solar			
Heizsysteme bei Modernisierung		mon.WP*	Kessel**	biv. WP	el. direkt	mon.WP*	Kessel**	biv. WP	el. direkt	mon.WP*	Kessel**	biv. WP	el. direkt
bewerteter Brennstoffverbrauch mod. Systeme	kWh_{Br}/m²a	83,7	143,4	85,2	206,4	21,8	143,4	10,8	111,9	29,8	143,4	21,7	124,5
daraus abgeleiteter Brennstoffeinsatz für den verwendeten Strom													
Vor-Ort-Brennstoffverbrauch der mod. Heizsysteme	kWh _{Br} /m ² a	0,0	143,4	33,5	0,0	0,0	143,4	33,2	0,0	0,0	143,4	33,3	0,0
bewerteter Brennstoffanteil für den Stromverbrauch	kWh _{Br} /m ² a	83,7	0,0	51,7	206,4	21,8	0,0	-22,4	111,9	29,8	0,0	-11,6	124,5
Stromverbrauch der modernisierten Heizsysteme	kWh _{el} /m ² a	55,9	0,0	46,7	119,8	55,9	0,0	47,5	119,8	55,9	0,0	47,2	119,9
Brennstoffeinsatz bezogen auf den Stromverbrauch	kWh_{Br}/kWh_{el}	1,5	-	1,1	1,7	0,4	-	-0,5	0,9	0,5	-	-0,2	1,0
zum Vergleich: Brennstoffeinsatz für Allgemeinstrom	kWh _{Br} /kWh _{el}	0,5	0,5	0,5	0,4	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,5
Differenz zu monovalenten Wärmepumpen	kWh _{Br} /kWh _{el}	-	-	-0,4	0,2	-	-	-0,9	0,5	-	-	-0,8	0,5

* Ausgangsvariante: monovalente Wärmepumpen, ** Referenzfall: Gaskessel, weitere Varianten: bivalente Wärmepumpen und elektr. Direktheizung (idealisiert)

Tabelle 3: Ermittlung von Kennwerten für den Brennstoffeinsatz pro Kilowattstunde Stromverbrauch bei den modernisierten Wärmeversorgungssystemen

In der ersten Spalte von Tabelle 3 (Perspektive I, monovalente Wärmepumpen) beträgt der Brennstoffverbrauch der Wärmeerzeugung 83,7 kWh_{Br}/m²a. Der Stromverbrauch der Wärmepumpen beläuft sich auf dabei auf 55,9 kWh_{el}/m²a, so dass sich rechnerisch pro Kilowattstunde elektrischer Energie ein Brennstoffeinsatz von $83,7 \text{ kWh}_{Br} / 55,9 \text{ kWh}_{el} = 1,5 \text{ kWh}_{Br} / \text{kWh}_{el}$ ergibt.

Im Fall der bivalenten Systeme ist zusätzlich zu beachten, dass ein Teil des Brennstoffverbrauchs vor Ort in den Heizkesseln stattfindet und bereits dort bilanziert wird. Dieser Vor-Ort-Brennstoffverbrauch beläuft sich in der Perspektive I (3. Spalte) auf 33,5 kWh_{Br}/m²a. Angesichts eines Gesamt-Brennstoffverbrauchs der Wärmeversorgung von 85,2 kWh/m² ergeben sich also $(85,2 - 33,5) = 51,7 \text{ kWh}_{Br} / \text{m}^2$, die hiervon rechnerisch auf den Stromverbrauch der Wärmepumpe entfallen. Bezogen auf die Höhe des Stromverbrauchs (46,7 kWh_{el}) erhält man somit $51,7 \text{ kWh}_{Br} / 46,7 \text{ kWh}_{el} = 1,1 \text{ kWh}_{Br} / \text{kWh}_{el}$ für die Perspektive I. Im Fall der direktelektrischen Heizung ergibt sich mit $1,7 \text{ kWh}_{Br} / \text{kWh}_{el}$ der höchste Wert. In den anderen Perspektiven (IIa und IIb) liegen die Kennwerte insgesamt niedriger, im Fall der bivalenten Systeme erhält man, da hier der Vor-Ort-Verbrauch der Heizkessel höher liegt als der bewertete Gesamt-Brennstoffverbrauch, sogar negative Ergebnisse.

Betrachtet man die Differenzen zwischen den einzelnen Heizsystemen (s. letzte Tabellenzeile), so ist festzustellen, dass die Kennwerte für bivalente Wärmepumpen je nach Perspektive um 0,4 bis 0,9 kWh_{Br}/kWh_{el} unter den Werten der monovalenten Wärmepumpe liegen (z. B. Perspektive I: 1,1 gegenüber 1,5 kWh_{Br}/kWh_{el}). Für die direktelektrischen Heizsysteme ergibt sich gegenüber den monovalenten Wärmepumpen ein Zuschlag von 0,2 bis 0,5 kWh_{Br}/kWh_{el} (z. B. Perspektive I: 1,7 gegenüber 1,5 kWh_{Br}/kWh_{el}).

Als Vergleichskennwert ist noch der Brennstoffeinsatz pro Stromverbrauch für den Allgemeinstrom, also den restlichen Stromsektor (ohne den betrachteten Wärmestrom) von Interesse: Hier liegen die Ergebnisse für alle Untersuchungsvarianten in einem engen Bereich nahe 0,5 kWh_{Br}/kWh_{el} (vorletzte Zeile der Tabelle). Im Fall der Perspektive II stimmen die Kennwerte für die monovalenten Wärmepumpen ungefähr mit den Werten des Allgemeinstroms überein.

Vor diesem Hintergrund werden in den weiteren Analysen im Projekt für Szenario B die folgenden Ansätze gewählt:

- Für monovalente Wärmepumpen wird angenommen, dass sich der Quotient aus Brennstoffeinsatz und Stromverbrauch nicht wesentlich vom Allgemeinstrom unterscheidet, so dass hier also

insbesondere (ohne Zu- oder Abschläge) die allgemeinen CO₂-Emissionsfaktoren für Strom aus Kap. 3.3 angesetzt werden können. Die Annahme entspricht den Ergebnissen der Perspektive II (insbesondere IIb), in der keine konstanten, sondern mit dem Strombedarf wachsende Wind-/Solarstrombeiträge angenommen werden. Da die Simulationen wie beschrieben einen zeitlichen Zwischenstand vor dem Erreichen der Klimaneutralität und der maximalen Potentialausschöpfung betrachten, erscheint eine solche Annahme angemessen.

- Für bivalente Wärmepumpen wird demgegenüber ein Abschlag von 0,6 kWh_{Br}/kWh_{el} angenommen. Bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen wird dieser Abschlag entsprechend dem jeweiligen jährlichen CO₂-Emissionsfaktor des angesetzten „Mischgases“ (s. Kap. 3.5) mitberücksichtigt, so dass sich für bivalente Wärmepumpen pro Kilowattstunde Stromverbrauch geringere CO₂-Emissionen ergeben als bei monovalenten Systemen⁴⁸. Gemäß Perspektive II erschienen gegebenenfalls noch höhere Abschläge von ca. 0,8 - 0,9 kWh_{Br}/kWh_{el} angemessen. Im Sinne einer vorsichtigen Handhabung dieses sehr pauschalen Korrekturansatzes wird hier ein etwas geringerer Wert im Bereich zwischen Perspektive I mit 0,4 kWh_{Br}/kWh_{el} und Perspektive II mit 0,8 - 0,9 kWh_{Br}/kWh_{el} angenommen.
- Für die direktelektrische Wärmeversorgung wäre laut den durchgeführten Analysen kein Abschlag, sondern ein entsprechender Zuschlag zwischen 0,2 bis 0,5 kWh_{Br}/kWh_{el} anzunehmen. Vereinfachend wird hier ein Pauschalwert von 0,3 kWh_{Br}/kWh_{el} angesetzt.

Der auf diese Weise definierte, mit der unterschiedlichen Wirkung der jeweiligen Wärmeversorgungstechnologien im Gesamtsystem begründete Abschlag bzw. Zuschlag für bivalente bzw. direktelektrische Systeme bei Brennstoffeinsatz und CO₂-Emissionen im Strommix wird wie gesagt nur im Szenario B berücksichtigt. Im Szenario A, welches eine optimistische Sicht auf die rein elektrische Wärmeerzeugung (durch monovalente Wärmepumpen oder direktelektrische Heizung) einnimmt, wird der zugrundeliegende Effekt dagegen vernachlässigt, und es werden kein Ab- bzw. Zuschläge berücksichtigt. Dies lässt sich auf zwei Wegen begründen:

Zum Ersten ist die Zuordnung von Effekten im Gesamtsystem auf einzelne Einflussfaktoren immer auch von Modellannahmen und Bewertungsmaßstäben abhängig. Insbesondere ist denkbar, dass aus Vereinfachungsgründen die CO₂-Emissionen der Beheizung (oder je nach Sichtweise der Brennstoff- oder Primärenergiebedarf) auch zukünftig mit pauschalen Mittelwerten für den Strommix erfolgt, die Hauseigentümer mit bivalenten Wärmepumpen also damit rechnen müssen, dass die ökologische Bewertung ihrer Systeme (etwa im Zusammenhang von Gebäude-Energie-Gesetz oder zukünftigen Förderprogrammen) auch weiterhin nach diesem pauschalen Maßstab durchgeführt wird.

Zum Zweiten ist zu beachten, dass in den Simulationsanalysen der Einsatz von Gas im Stromsektor und im Haushaltssektor (in den Heizkesseln vor Ort) gleichbehandelt wird, d. h. es wird von einem einheitlichen Mischgas ausgegangen. Demgegenüber wäre es aber ebenfalls denkbar, dass die Einführung grüner Gase im Stromsektor schneller gelingt als im Haushaltssektor - insbesondere weil die Umstellung auf Wasserstoff bei zentralen Anlagen möglicherweise schneller als bei dezentral verteilten Verbrauchern vorankommt. In diesem Fall wäre aber der Vor-Ort-Brennstoffeinsatz in Heizkesseln – anders als in den Simulationen angenommen – mit höheren CO₂-Emissionen verbunden als der entsprechende Brennstoffeinsatz in Kraftwerken, so dass sich der Emissionsabschlag der bivalenten Systeme entsprechend reduzieren würde.

Im Kontext des vorliegenden Projekts geht es allerdings ohnehin gar nicht ausschließlich oder primär um die Bewertung der Heizsysteme hinsichtlich Energieeffizienz oder CO₂-Emissionen. Vielmehr steht die

⁴⁸ Zur Erinnerung: Bis 2030 wird die Verwendung von Erdgas angenommen, anschließend steigen im Mischgas die Anteile grüner (CO₂-emissionsfreier) Brennstoffe linear bis auf 100 % im Jahr 2045 an. Der CO₂-Faktor des Mischgases nimmt in diesem Zeitraum also linear bis auf Null ab, so dass sich auch der bei den bivalenten Systemen angenommene Emissions-Abschlag im Zeitverlauf entsprechend reduziert.

ökonomische Bewertung aus Sicht der Hauseigentümer im Mittelpunkt. Diese Fragestellung wird in den folgenden Abschnitten behandelt.

4.4 Einfluss von dynamischen Stromtarifen und EEG-Förderung im Szenario B

Dynamische Stromtarife werden als zentrale Maßnahme für die Abstimmung von Energieangebot und -nachfrage angesichts einer zunehmend volatilen, zeitlich fluktuierenden Stromerzeugung angesehen. Es ist also damit zu rechnen, dass die Kosten des Strombezugs zukünftig zeitlich veränderlich sein werden: Wenn viel Solar- und Windstrom im Netz zur Verfügung steht, wird der Strompreis niedriger, zu anderen Zeiten entsprechend höher sein. Im Hinblick auf das Szenario B im vorliegenden Projekt wird im Folgenden eine Abschätzung über die Auswirkungen insbesondere auf den Strombezug von elektrischen Wärmeversorgungssystemen, primär also Wärmepumpen, getroffen.

Dabei erscheint die Annahme plausibel, dass sich zukünftige dynamische Stromtarife an dem gleichen Mechanismus orientieren werden, der bereits heute den Börsenstrompreis bestimmt. Gemeint ist hier insbesondere der „Day-Ahead“-Handel am Vortag, der auf bereits vergleichsweise guten Prognosen über den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs sowie des Ertrags aus Solar- und Windstromanlagen aufbauen kann. Die Preisgestaltung an der Strombörse lässt sich mit dem bereits erwähnten Merit-Order-Prinzip erklären: Die Stromerzeuger bieten entsprechend den Grenzkosten der Stromerzeugung an: Diese Grenzkosten liegen bei Solar- und Windstrom annähernd bei Null, im Fall brennstoffbetriebener Kraftwerke werden sie maßgeblich von den Kosten des Brennstoffeinsatzes (Brennstoff-Bezugspreis dividiert durch den Kraftwerkswirkungsgrad) bestimmt. Bei der Stromlieferung kommen die billigsten Anbieter (also die Solar- und Windstromproduzenten) immer als erste zum Zuge. Weitere Anbieter mit den jeweils nächsthöheren Grenzkosten kommen so lange noch hinzu, bis am Ende die Nachfrage gedeckt ist. Der höchste Strompreis, der bei der Lieferung im betrachteten Zeitintervall am Ende die letzte Lücke zwischen Nachfrage und Angebot schließt, bestimmt dann den Strompreis für alle Stromlieferungen zu diesem Zeitpunkt, d.h. auch die Anbieter mit geringeren Grenzkosten können ihre Strommenge zu diesem Preis veräußern. Durch diesen Mechanismus wird offensichtlich gewährleistet, dass die Stromerzeugung gesamtwirtschaftlich betrachtet immer zu den zum jeweiligen Zeitpunkt geringsten Grenzkosten erfolgt. Gleichzeitig wird eine auch aus ökologischer Sicht wünschenswerte bevorzugte Nutzung von Solar- und Windstrom erreicht.

Vor diesem Hintergrund liegt die Annahme nahe, dass der zeitliche Verlauf des Börsenstrompreises auch für die Höhe zukünftiger dynamischer Tarife maßgebend sein wird (vgl. [BMWK 2024]). Bereits heute existieren Stromtarifangebote für Haushaltsstromkunden mit einem vom zeitlichen Verlauf des Börsenstrompreises beeinflussten Arbeitspreis⁴⁹. Dementsprechend wird auch im vorliegenden Projekt von dieser Annahme ausgegangen. Da das Merit-Order-Prinzip wie in Kap. 4.2 dargelegt im Simulationsmodell ohnehin bereits für die Einsatzreihenfolge der Stromerzeugungssysteme angewendet wird, ist die Nutzung des Modells auch für die Preisanalyse möglich und naheliegend. Aus Sicht des Wärmepumpen-Strombezugs stellt sich nun insbesondere die Frage, ob die erwarteten Strompreise höher oder niedriger ausfallen als für die sonstigen Stromkunden.

Dazu wird in den verschiedenen Simulationsvarianten die folgende Untersuchung durchgeführt: Getrennt für den Bezug von Strom für die Wärmeversorgung einerseits (für elektrische Wärmepumpen bzw. direktelektrische Systeme) und für die sonstigen Stromverbraucher andererseits wird untersucht, zu welchen Zeitpunkten (in Stundenschritten) die jeweils benötigten Strommengen bezogen werden und welcher Kraftwerkstyp dabei jeweils zum Zuge kommt. Der Kraftwerkstyp mit den höchsten Grenzkosten bestimmt dann nach dem Merit-Order-Prinzip den Strompreis zu diesem Zeitpunkt. Die Differenzkosten zwischen dem Wärmestrom einerseits und dem Allgemeinstrom andererseits, die sich in dieser dynamischen Betrachtung im

⁴⁹ z. B. beim Stromanbieter Tibber, s. www.tibber.com.

Jahresdurchschnitt ergeben, werden am Ende für die Ermittlung von Strompreisz- bzw. abschlägen für die verschiedenen Wärmeversorgungssysteme verwendet.

In der vereinfachten Modellanalyse werden zwei brennstoffbetriebene Kraftwerkstypen betrachtet: GuD-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 57 % und Gasturbinen-Kraftwerke mit einem Wirkungsgrad von 37 % (bezogen auf den Heizwert des eingesetzten Gases). Für diese lässt sich grob die folgende Abschätzung treffen:

Grenzkosten der Stromerzeugung = Brennstoffkosten / Kraftwerkswirkungsgrad

Die angenommenen Brennstoffpreise (als Arbeitspreise) orientieren sich hier vereinfachend an den Gas-Beschaffungskosten in Abbildung 13 (Kap. 3.5). Diese liegen in den Anfangsjahren in der Größenordnung von 5 Ct/kWh und steigen bei Ansatz von Mischgas im Szenario B im Zeitverlauf bis auf ein Niveau von etwa 10 Ct/kWh an (ohne MwSt., bezogen auf den Heizwert).

Die weiteren Betrachtungen werden zunächst unter Ansatz von Gas-Beschaffungskosten in Höhe von 5 Ct/kWh durchgeführt, bei abweichenden Beschaffungskosten ändern sich die Preise entsprechend proportional. Die geschätzten Grenzkosten der Stromerzeugung liegen dann im Fall der GuD-Kraftwerken bei 5 Ct/kWh / 0,57 = 8,77 Ct/kWh, im Fall der Gasturbinen-Kraftwerke sind es 5 Ct/kWh / 0,37 = 13,51 Ct/kWh. Aufgrund der günstigeren Brennstoffeffizienz und der damit einhergehenden geringeren Grenzkosten werden also die GuD-Kraftwerke immer bevorzugt eingesetzt, d. h. die Gasturbinen-Kraftwerke kommen immer erst dann zum Zuge, wenn nach Ausschöpfung der Erzeugungskapazitäten der GuD-Anlagen noch ein Restbedarf für die Stromerzeugung besteht.

Das Ergebnis für den Einsatz der jeweiligen Kraftwerke beim Strombezug (getrennt für den „Wärmestrom“ der Haushalte im Gebäudebestand und den restlichen „Allgemeinstrombedarf“) ist im oberen Teil von Tabelle 4 dargestellt. Der untere Teil zeigt die Mehrkosten für den Strompreis bei Brennstoff-Bezugskosten in den Kraftwerken von 5 bzw. 10 Ct/kWh.

		Perspektive I: Solar-/Windstrom konstant				Perspektive IIa: Zubau Windkraft				Perspektive IIb: Zubau 2/3 Wind, 1/3 Solar				
		mon.WP	Kessel	biv. WP	el. direkt	mon.WP	Kessel	biv. WP	el. direkt	mon.WP	Kessel	biv. WP	el. direkt	
		Anteil des Strombezugs zu Zeiten, in denen der jeweilige Kraftwerkstyp den Börsenstrompreis bestimmt												
Allgemeinstrom: Anteil GuD-Kraftwerke		44,2%	44,6%	46,1%	42,6%	44,2%	47,3%	45,5%	41,7%	44,2%	47,7%	45,6%	41,6%	
Allgemeinstrom: Anteil GT-Kraftwerke		15,2%	12,3%	13,7%	19,2%	15,2%	13,3%	13,4%	18,4%	15,2%	13,0%	13,5%	18,5%	
Allgemeinstrom: Anteil Gaskraftwerke gesamt		59,4%	56,9%	59,8%	61,8%	59,4%	60,6%	58,9%	60,1%	59,4%	60,7%	59,1%	60,1%	
Wärmestrom Bestand: Anteil GuD-Kraftwerke		35,9%	-	37,5%	39,8%	35,9%	-	36,5%	39,1%	35,9%	-	36,7%	39,1%	
Wärmestrom Bestand: Anteil GT-Kraftwerke		26,6%	-	9,5%	33,2%	26,6%	-	9,1%	32,0%	26,6%	-	9,2%	32,2%	
Wärmestrom Bestand: Anteil Gaskraftwerke gesamt		62,5%	-	47,0%	73,0%	62,5%	-	45,6%	71,1%	62,5%	-	45,9%	71,3%	
		Mehrkosten Wärmestrom (für Wärmepumpen / direkter Wärmeherzeugung) gegenüber sonst. Strombezug (Allgemeinstrom)												
Mehrkosten Wärmestrom (Gaskosten: 5 Ct/kWh)		Ct/kWh	0,81	-	-1,32	1,65	0,81	-	-1,37	1,61	0,81	-	-1,36	1,63
Mehrkosten Wärmestrom (Gaskosten: 10 Ct/kWh)		Ct/kWh	1,62	-	-2,64	3,29	1,62	-	-2,74	3,22	1,62	-	-2,72	3,26

Tabelle 4: Anteilige Strombezugsmengen in Abhängigkeit von den die Grenzkosten bestimmenden Kraftwerkstypen sowie daraus resultierende Mehrkosten des „Wärmestrom“-Bezugs von Wärmepumpen bzw. direktelektrischen Heizsystemen im Fall dynamischer Stromtarife (Realwerte ohne MwSt.)

Die Tabelleneinträge werden am Beispiel der Ausgangsvariante mit monovalenten Luft-Wärmepumpen näher erläutert: In dieser Variante wird zunächst der Allgemeinstrom (d.h. der Strombezug außerhalb der Wohngebäude-Wärmeerzeugung) im Jahresverlauf näher analysiert. Dabei zeigt sich, dass 44,2 % dieses Strombezugs zu Zeiten erfolgt, in denen GuD-Kraftwerke zur elektrischen Energieversorgung beitragen (ohne dass gleichzeitig Gas-Turbinen-Kraftwerke mit ihren höheren Grenzkosten benötigt werden). Für diesen Teil des Strombezugs bestimmen also die Grenzkosten der GuD-Kraftwerke (8,8 Ct/kWh bei einem Brennstoffpreis von 5 Ct/kWh, ohne MwSt.) den Strompreis. Weitere 15,2 % des Strombezugs erfolgen zu Zeiten, in denen die Gasturbinen-Kraftwerke zusätzlich zu den GuD-Kraftwerken benötigt werden, so dass hier mit Grenzkosten von 13,5 Ct/kWh zu rechnen ist. Insgesamt erfolgen 59,4 % des Strombezugs zu Zeiten, in denen Gaskraftwerke eingesetzt werden, die restlichen 40,6 % dementsprechend zu Zeiten, in denen der Bedarf vollständig durch Solar- und Windkraft (ohne entstehende Grenzkosten) gedeckt wird. Der als die

Grenzkosten des jeweils teuersten Kraftwerkstyps angenommene Börsenstrompreis ergibt sich damit für den „Allgemeinstrom“ im Jahresdurchschnitt zu $0,442 \times 8,77 \text{ Ct/kWh} + 0,152 \times 13,51 \text{ Ct/kWh} = 5,93 \text{ Ct/kWh}$.

Im Fall des von den Wärmepumpen bezogenen „Wärmestroms“ liegt der Anteil des Strombezugs in Zeiten, zu denen Gaskraftwerke benötigt werden, mit 62,5 % insgesamt höher als beim Allgemeinstrom. Unter Berücksichtigung der Aufteilung auf die Kraftwerkstypen ergibt sich der Modell-Börsenstrompreis im Durchschnitt zu einem Betrag von $0,359 \times 8,77 \text{ Ct/kWh} + 0,266 \times 13,51 \text{ Ct/kWh} = 6,74 \text{ Ct/kWh}$.

Die Mehrkosten gegenüber dem Allgemeinstrom liegen damit bei $(6,74 - 5,93) \text{ Ct/kWh} = 0,81 \text{ Ct/kWh}$ im Jahresdurchschnitt. Dieser Mehrkostenbetrag ist im unteren Tabellenteil ausgewiesen. Unter Annahme eines Brennstoffbezugspreises von 10 statt 5 Ct/kWh ergeben sich die doppelten Mehrkosten in Höhe von 1,62 Ct/kWh.

Entsprechend sind auch die Zahlen für die weiteren Untersuchungsvarianten zu interpretieren. Der Referenzfall mit Heizkesseln ist für die vorliegende Betrachtung mangels Wärmestrombezug weitgehend irrelevant. Betrachtet man stattdessen die dritte Wärmeversorgungsvariante mit bivalenten Wärmepumpen, so ist festzustellen, dass der Anteil des Strombezugs zu Zeiten, in denen brennstoffbetriebene Kraftwerke benötigt werden, mit etwas mehr als 45 % deutlich niedriger liegt als bei den monovalenten Systemen und selbst niedriger als beim Allgemeinstrom. Bivalente Systeme können den doppelten Vorteil nutzen, erstens anders als monovalente Systeme an kalten Tagen einen ineffizienten Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung durch Einschalten des begleitenden Heizkessels zu vermeiden (und zwar offenbar auch zu Zeiten, in denen ein relevanter Allgemeinstrombedarf besteht), und zweitens anders als Heizkessel zu geeigneten Zeiten auch Solar- und Windstrom zur Wärmeversorgung zu nutzen. Insgesamt ergeben sich im Fall der bivalenten Systeme keine Mehr-, sondern sogar Minderkosten für den Wärmepumpen-Strombezug gegenüber dem Allgemeinstrom. Diese liegen weitgehend unabhängig von der Betrachtungsperspektive (I, IIa oder IIb) im Bereich von etwa 1,35 Ct/kWh (bei einem Brennstoffpreis von 5 Ct/kWh für den Einsatz bei der Stromerzeugung).

In der vierten Wärmeversorgungsvariante mit elektrischen Heizsystemen treten dagegen wiederum Mehrkosten für den Wärmestrombezug auf, auch hier weitgehend unabhängig von der Untersuchungsperspektive und mit ca. 1,6 Ct/kWh (bei 5 Ct/kWh Brennstoffpreis) etwa doppelt so hoch wie bei den monovalenten Wärmepumpen. Entsprechend hoch ist mit deutlich mehr als 70 % der zugrundeliegende Anteil des Strombezugs, der zu Zeiten mit Einsatz von Gaskraftwerken stattfindet.

Der durchschnittliche Arbeitspreis des Strombezugs für Wärmepumpen bzw. elektrische Heizsysteme wird auf Grundlage dieser Analysen für das Szenario B wie folgt abgeschätzt: Ausgehend vom Arbeitspreis für Haushaltsstromkunden wird abhängig vom Gas-Beschaffungspreis (Mischgas gemäß Szenario B) ein entsprechender Zuschlag (bei monovalenten Wärmepumpen und direktelektrischen Heizsystemen) bzw. Abschlag (bei bivalenten Systemen) angesetzt. Bei Gas-Beschaffungskosten in Höhe von 5 Ct/kWh beträgt der angenommene Zuschlag 0,8 Ct/kWh für monovalente Wärmepumpen und 1,6 Ct/kWh für direktelektrische Systeme, der Abschlag für bivalente Wärmepumpenanlagen beträgt 1,3 Ct/kWh (Angaben ohne MwSt.). Bei anderen Gasbeschaffungskosten werden diese Zu- und Abschläge proportional angepasst.

Neben der Einführung dynamischer Stromtarife stellt sich auch die Frage der zukünftigen Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) geregelt ist und aktuell in Form erhöhter Beträge bzw. garantierter Mindestwerte für Einspeisevergütungen erfolgt. In der Vergangenheit waren die Fördersummen – unter Beachtung verschiedener Sonderregeln – auf die Stromverbraucher umgelegt worden. Im Verlauf des Jahres 2022 wurde die Finanzierung umgestellt: Die Mittel werden seitdem aus dem Bundeshaushalt bereitgestellt. Eine weitere Änderung dieses Verfahrens ist zwar aktuell nicht absehbar, im Sinne des für „rein elektrische“ Lösungen weniger optimistischen Projektszenarios B wäre es allerdings plausibel anzunehmen, dass gemäß Verursacherprinzip eine Umlage auf den Stromverbrauch zukünftig wieder stattfinden könnte.

Die Höhe der staatlichen Aufwendungen für die EEG-Förderung wird in [Arnold et al. 2024] untersucht. Sie bewegt sich aktuell und voraussichtlich in der gesamten Periode bis 2029 in einer Größenordnung von rund 20 Mrd. €/a, und zwar bei einer Stromnachfrage in Deutschland, die (wenn auch mit steigender Tendenz) in

diesem Zeitraum grob gesprochen im Bereich von etwa 500 TWh/a liegt. Bildet man den Quotienten dieser beiden Zahlen, so ergibt sich ein Anhaltswert für die aktuelle staatliche Subvention des Strompreises im Rahmen des EEG von rund 4 Ct/kWh.

Für die weitere Zukunft lässt sich der Verlauf schwer (bzw. nur unter sehr vielen unsicheren Annahmen insbesondere zum Strommarktdesign) prognostizieren. Stattdessen soll hier eine vereinfachte Abschätzung auf Grundlage von Stromgestehungskosten durchgeführt werden: Die künftigen durchschnittlichen Beschaffungskosten für elektrischen Strom (in Ct/kWh) müssten ohne staatliche Zuschüsse mindestens so hoch sein, wie die Stromgestehungskosten im zukünftigen Strommix (ohne Förderung).

Diese aktuellen und zukünftigen Stromgestehungskosten werden mit der Perspektive bis 2045 in [Kost et al. 2024] analysiert. Aus dieser Studie lässt sich ableiten (hier sehr grob und pauschalisierend), dass im Jahr 2045 die Gestehungskosten für Photovoltaik- und Windstrom im Bereich von etwa 5 – 10 Ct/kWh und für Strom aus gasgefeuerten Kraftwerken (mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben) im Bereich von etwa 20 – 40 Ct/kWh liegen werden. Nimmt man mittlere Werte an (7,5 Ct/kWh für Solar-/Windstrom und 30 Ct/kWh für gasbetriebene Kraftwerke) und geht weiterhin davon aus, dass in einer zukünftigen Stromwirtschaft im Jahr 2045 80 % - 90 % der elektrischen Energie aus Solar- und Windstrom und die restlichen 10 - 20 % aus Gaskraftwerken bereitgestellt werden, so erhält man Stromgestehungskosten von 10 - 12 Ct/kWh, d.h. im Mittel 11 Ct/kWh.

Vergleicht man diesen Wert mit den Modellannahmen zu den Preisen der Strombeschaffung inklusive Strukturierung im vorliegenden Projekt⁵⁰, die sich im Jahr 2045 ebenfalls auf rund 11 Ct/kWh belaufen, so zeigt sich, auch wenn die abgeschätzten Werte mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind, dass auf längere Sicht zumindest die sehr plausible Möglichkeit besteht, auf finanzielle Zuschüsse für die Förderung von Solar- und Windstrom vollständig verzichten zu können.

Vor diesem Hintergrund geht Szenario B davon aus, dass die Mehrkosten der regenerativen Energieerzeugung zukünftig nicht mehr vom Staat, sondern wieder von den Stromverbrauchern getragen werden. Der entsprechende Zuschlag auf den Arbeitspreis für elektrische Energie wird im Zeitraum 2025 – 2030 auf 3 Ct/kWh (inkl. MwSt.) angesetzt⁵¹, in den Folgejahren sinkt er bis 2045 linear auf null ab.

Die folgende Abbildung 19 zeigt die insgesamt resultierenden Arbeitspreise für den allgemeinen Haushaltsstrom sowie für den Strombezug von Wärmepumpen bzw. direktelektrischen Wärmeversorgungssystemen in den Szenarien A und B (inkl. MwSt. und inkl. CO₂-Kosten)⁵².

⁵⁰ Hier ohne die in Kap. 3.1 mitberücksichtigten Vertriebskosten, aber inklusive CO₂-Bepreisung.

⁵¹ Der Zuschlag wird mit 3 Ct/kWh (inkl. MwSt.) etwas niedriger als die genannten 4 Ct/kWh (o. MwSt.) angesetzt, um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass diese zusätzliche Belastung im Szenario B zwar vereinfachend direkt ab dem Anfangsjahr 2025 angesetzt wird, eine tatsächliche Reform des Finanzierungsmechanismus aber – wenn überhaupt – so kurzfristig noch nicht realistisch erscheint.

⁵² Der Strompreis für Wärmepumpen wird im Szenario A auch für direktelektrische Systeme angesetzt. Im Gegensatz zu Abbildung 7 in 3.1 ist hier nun auch der Anteil der CO₂-Bepreisung aus Abbildung 10 in Kap. 3.3 mitberücksichtigt.

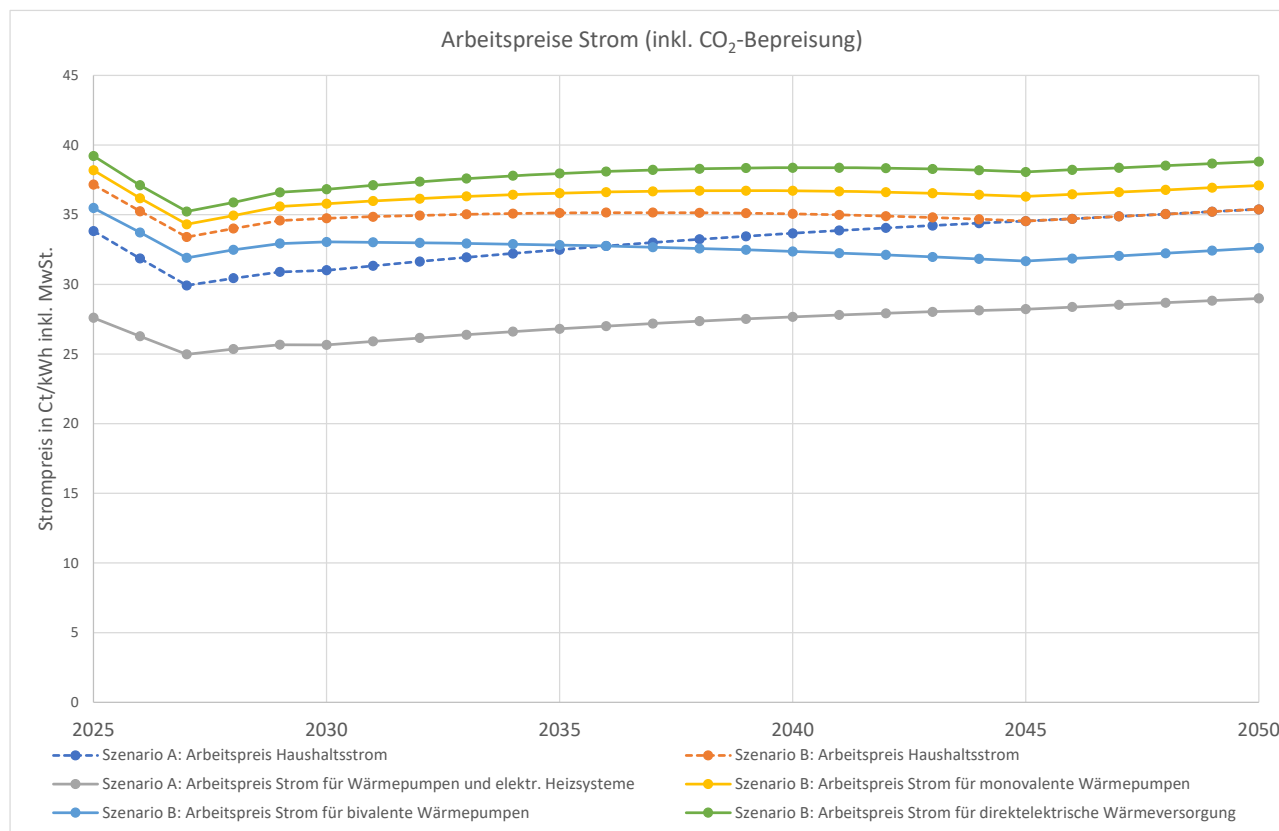


Abbildung 19: Arbeitspreise für elektrischen Strom zur Wärmeerzeugung sowie (zum Vergleich) für den sonstigen Haushaltsstrom in den Szenarien A und B (Realwerte inkl. MwSt. und Anteil der CO₂-Bepreisung)

Aufgrund der verschiedenen Zu- und Abschläge für die jeweiligen Heizsysteme gegenüber dem Haushaltsstrompreis sind die Stromkosten im Szenario B von Anfang an merklich ausdifferenziert. Wegen der steigenden Gasbeschaffungskosten für das Mischgas in Szenario B (vgl. Abbildung 13 in Kap. 3.5) und der dadurch erhöhten Kostenausschläge bei dynamischen Stromtarifen nehmen diese Differenzen im Zeitverlauf noch zu. Gegenüber dem Szenario A ergeben sich je nach Wärmeversorgungssystem im Szenario B relevante Mehrkosten: Im Fall der monovalenten Wärmepumpe liegen diese in den Anfangsjahren im Bereich von etwa 10 Ct/kWh, langfristig bis 2045 sinken sie auf etwa 8 Ct/kWh (Differenz der gelben und der grauen Kurve).

4.5 Einfluss des Leistungsbedarfs der Wärmeversorgung im Szenario B

Die Heizsysteme der Wohngebäude müssen darauf ausgelegt sein, auch in einer sehr kalten Winterperiode (d. h. bei Außentemperaturen im Bereich von ca. -10 °C) die Wärmeversorgung aufrechtzuerhalten und Raumtemperaturen von ca. 20 °C in den Innenräumen zu gewährleisten. Dies wird in den bisher üblichen Systemen durch eine entsprechende Auslegung der Heizkessel erreicht, und auch bei bivalenten Wärmepumpen kann diese Aufgabe durch die begleitenden Kessel übernommen werden⁵³.

⁵³ Aus diesem Grund und angesichts der relativ geringen Abhängigkeit der Investitionskosten von der Kesselleistung erscheint bei Hybridsystemen generell eine Auslegung des Kessels auf die maximale Heizlast sinnvoll. In den Simulationsanalysen wurde von einer solchen Auslegung ausgegangen.

Wenn die Wärmeerzeugung dagegen wie bei monovalenten Wärmepumpen und direktelektrischen Systemen ausschließlich auf elektrische Energie zurückgreift, müssen die entsprechenden Leistungskapazitäten für die kältesten Wintertage vom elektrischen Energiesystem bereitgestellt werden. Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass das Maximum des Wärmebedarfs immer mit Zeiten eines besonders hohen Wind- oder Solarstromangebots zusammenfällt, müssen insbesondere ausreichende Erzeugungskapazitäten in Form von brennstoffbetriebenen Kraftwerken zur Verfügung stehen. Vor dem Hintergrund, dass es um die Deckung von Spitzenlasten in (gemessen an der Jahresperiode) relativ kurzen Zeiträumen geht, kommen hierfür in erster Linie Gasturbinen-Kraftwerke infrage.

Eine Abschätzung der aufgrund der elektrischen Wärmeerzeugung erforderlichen zusätzlichen Kraftwerksleistung (hier zunächst die an den Gebäuden abgerufene Netto-Leistung ohne Stromverteilungsverluste) lässt sich relativ einfach durchführen: Bei direktelektrischen Wärmeerzeugungssystemen entspricht die elektrische Leistung der thermischen Leistung des Gebäudes, bei monovalenten Wärmepumpen ist die thermische Leistung durch die Wärmepumpen-Leistungszahl (den Quotienten der Momentanwerte von Wärmeerzeugung und Stromverbrauch) zu dividieren und fällt entsprechend geringer aus. Insbesondere bei den am häufigsten eingesetzten Luftwärmepumpe ist dabei noch zu beachten, dass die Leistungszahl in Richtung auf niedrigere Außentemperaturen hin absinkt, in diesem Fall also nicht der Jahresdurchschnittswert (d. h. die Arbeitszahl), sondern ein entsprechend reduzierter Wert angesetzt werden muss. Nach Abschätzungen in einem laufenden IWU-Projekt zu Wärmepumpen im Bestand⁵⁴ (unter Berücksichtigungen von Teststandsmessungen) ist bei Temperaturen von -10 °C für Luftwärmepumpen mit Leistungszahlen im Bereich von 1,5 bis 2,0 zu rechnen. Im Sinne einer vorsichtigen Abschätzung wird im Folgenden der Wert 1,5 angenommen. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass monovalente Wärmepumpen oft so ausgelegt werden, dass sie die thermische Leistung nicht vollständig allein abdecken können, sondern an den kältesten Tagen zusätzlich ein ergänzendes elektrisches Heizelement einspringt⁵⁵. Selbst wenn der Anteil dieser ergänzenden Elektro-Direktheizung in der Jahresenergiebilanz vernachlässigbar gering ist, kann der Anteil zur Wärmebereitstellung am kältesten Tag relevant sein und damit zu diesem Zeitpunkt einen merklichen Einfluss auf die Arbeitszahl des Gesamtsystems ausüben (die dann entsprechend geringer ausfällt, siehe dazu auch die Simulationsergebnisse weiter unten).

Unter Annahme eines Wirkungsgrads von 94 % bei der elektrischen Energieverteilung ergeben sich als erste vorläufige Schätzwerte für den elektrischen Kraftwerks-Leistungsbedarf bezogen auf die thermische Gebäude-Heizleistung: $1/(1,5 \times 0,94) = 0,71 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$ für monovalente elektrische Luft-Wärmepumpen und $1/0,94 = 1,06 \text{ kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$ für direktelektrische Heizsysteme.

Dieser elektrische Leistungsbedarf wurde auch in den Simulationsrechnungen untersucht. Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse.

⁵⁴ „Wärmepumpen-Praxis im hessischen Wohngebäudebestand“, s. <https://www.iwu.de/forschung/energie/wp-hessen/>

⁵⁵ Elektrische Wärmepumpensysteme, bei denen die Wärmepumpe die Versorgung aufgrund einer zu geringen Leistungsauslegung nicht allein übernehmen kann, sondern zusätzlich ein direktelektrisches Heizelement (z. B. Heizstab) zur Leistungsbereitstellung eingesetzt werden muss, werden im Allgemeinen nicht als monovalente, sondern als monoenergetische Wärmepumpen bezeichnet. Davon abweichend spricht der vorliegende Text bei kleinen energetischen Heizstabanteilen immer noch von monovalenten Wärmepumpen. Mit monoenergetischen Systemen wären hier dagegen Anlagen gemeint, bei denen der Heizstab einen merklichen Anteil zur erforderlichen Jahreswärmeerzeugung leisten muss – vergleichbar dem Kessel bei bivalenten Systemen und jedenfalls typischerweise oberhalb von vielleicht 1-2 % (wobei eine allgemeinverbindliche Definition an dieser Stelle nicht gegeben werden soll). Systeme dieser Art werden in dem zuvor genannten noch laufenden Forschungsprojekt des IWU „Wärmepumpen-Praxis im hessischen Wohngebäudebestand“ mitberücksichtigt.

Das vorliegende Projekt beschränkt sich demgegenüber auf die Betrachtung monovalenter Systeme mit keinen oder nur minimalen direktelektrischen Beiträgen zur Gewährleistung der erforderlichen Wärmebereitstellung (gemessen am Jahres-Wärmebedarf). Davon abgesehen leistet der ergänzende Heizstab in den hier durchgeführten Analysen allerdings auch bei rein monovalenten Anlagen mit vollständig ausreichender Wärmepumpenleistung einen relevanten energetischen Beitrag, indem er nämlich die besondere Aufgabe der Einspeisung zusätzlicher Solar- und Windstromüberschüsse in den Gebäudewärmespeicher zu Zeiten erlaubt, zu denen die Leistung der Wärmepumpe bereits ausgeschöpft ist bzw. der Speicher auf Temperaturen oberhalb der für die Wärmepumpen angenommenen Grenze von 60 °C beladen werden soll. Aufgrund dieser zusätzlichen Aufgabe werden dann auch energetische Beiträge oberhalb von 1-2 % erreicht.

		Perspektive I: Solar-/Windstrom konstant				Perspektive IIa: Zubau Windkraft				Perspektive IIb: Zubau 2/3 Wind, 1/3 Solar			
		mon.WP	Kessel	biv. WP	el. direkt	mon.WP	Kessel	biv. WP	el. direkt	mon.WP	Kessel	biv. WP	el. direkt
Leistung Gas-Kraftwerke (Stundenwert)	GW _{el}	136,5	108,2	108,3	141,6	136,5	109,6	108,0	141,0	136,5	109,0	108,1	141,2
Leistung Gas-Kraftwerke (6-Stundenwert)	GW _{el}	121,2	97,8	100,6	128,5	121,2	98,6	100,5	128,0	121,2	98,3	100,6	128,1
Mehrleistungsbedarf gg. Referenzfall (Stundenwert)	GW _{el}	28,3	-	0,1	33,4	26,9	-	-1,6	31,4	27,4	-	-1,0	32,1
Mehrleistungsbedarf gg. Referenzfall (6-Std.-Wert)	GW _{el}	23,4	-	2,9	30,7	22,6	-	1,9	29,4	22,9	-	2,3	29,8
Mehrleistungsbedarf pro therm. Leistung (Std.-Wert)	kW _{el} /kW _{th}	0,68	-	0,00	0,95	0,65	-	-0,04	0,89	0,66	-	-0,02	0,92
Mehrleistungsbedarf pr therm. Leistung (6-Std.-Wert)	kW _{el} /kW _{th}	0,57	-	0,07	0,88	0,55	-	0,05	0,84	0,55	-	0,06	0,85

Tabelle 5: Elektrischer Leistungsbedarf und Leistungs-Mehrbedarf (gegenüber dem Referenzfall) aus brennstoffbetriebenen Kraftwerken für die verschiedenen Untersuchungsvarianten.

Die ersten beiden Zeilen geben für die einzelnen Untersuchungsvarianten den Leistungsbedarf der brennstoffbetriebenen Kraftwerke im Gesamtsystem an. Der oberste Wert bezieht sich auf den maximalen Stundenwert innerhalb der Jahressimulation: In der Ausgangsvariante mit monovalenten Wärmepumpen beläuft sich dieser auf 136,5 GW. Für den Wert darunter wurden keine Stunden, sondern 6-Stunden-Intervalle betrachtet und innerhalb dieser der maximale Leistungswert (als Durchschnittswert über die 6 Stunden) ermittelt. Dies erfolgte vor dem Hintergrund der Überlegung, dass man von einer ausreichenden Beheizung gegebenenfalls auch dann noch sprechen kann, wenn die erforderliche Heizleistung zwar womöglich nicht komplett in jeder Stunde, wohl aber über einen solchen mehrstündigen Zeitraum immer in ausreichender Höhe zur Verfügung steht. Die entsprechende Leistung fällt hier mit 121,2 GW allerdings nur um rund 10 % geringer aus als der Stundenwert, in einer ähnlichen Größenordnung liegen die Relationen in den anderen Varianten⁵⁶. In den folgenden beiden Tabellenzeilen ist der Mehrleistungsbedarf gegenüber dem Referenzfall (also der Kesselheizung) dargestellt. Hier lässt sich ablesen, um wieviel höher der elektrische Leistungsbedarf ausfällt, wenn der für die Heizungsmodernisierung betrachtete Anteil von 15 % des Gebäudebestands nicht mehr mit Heizkesseln, sondern mit (teilweise) elektrischen Wärmeerzeugern ausgestattet wird. Da die Leistung der GuD-Kraftwerke in den Analysen mit 65 GW als konstant angenommen wurde, entspricht diese Mehrleistung dem notwendigen Zubau von Gasturbinen-Kraftwerken. Die Ergebnisse unterscheiden sich nicht wesentlich zwischen den drei Untersuchungsperspektiven I, IIa und IIb. Im Fall der monovalenten Wärmepumpen⁵⁷ entsteht (bei Betrachtung der Stundenwerte) ein zusätzlicher Leistungsbedarf von etwa 27 GW, im Fall der elektrischen Direktbeheizung sind es mit ca. 32 GW noch einmal deutlich mehr – trotz des geringeren thermischen Leistungsbedarfs im Zuge der Betrachtung einer (teils idealisierten) dezentralen Beheizung. Im Fall der bivalenten Wärmepumpen entsteht dagegen kein bzw. nur ein geringer zusätzlicher Leistungsbedarf: Statt

⁵⁶ Die beiden Leistungsmaxima (Stundenwert und 6-Stunden-Wert) treten am gleichen Tag im Februar auf. Die Außentemperaturen liegen an diesem Tag an den untersuchten Standorten im Mittel bei ca. -11,5 °C. Die maximale elektrische Leistung fällt also erwartungsgemäß tatsächlich in eine starke Kälteperiode.

⁵⁷ Die monovalenten Wärmepumpensysteme weisen zum Zeitpunkt des höchsten Leistungsbedarfs (Stundenwert) eine Leistungszahl von ca. 1,5 auf – übereinstimmend mit dem weiter oben genannten Schätzwert. Es wird damit aufgrund der niedrigen Außentemperaturen zu diesem Zeitpunkt nur wenig mehr als die Hälfte der Arbeitszahl (Jahresdurchschnittswert der Leistungszahl) erreicht, die bei 2,9 liegt. Eine genauere Betrachtung zeigt, dass zum Zeitpunkt der Höchstlast den ergänzenden elektrischen Heizelementen ein relevanter Beitrag zukommt: Die elektrischen Wärmepumpenaggregate für sich genommen erreichen zu diesem Zeitpunkt eine etwas höhere Leistungszahl von etwa 1,9.

Dennoch handelt es sich hier um monovalente Wärmepumpe im Sinne der oben gegebenen Definition (s. Fußnote 55), denn der erforderliche direktelektrische Beitrag zur Jahreswärmeerzeugung ist minimal: In einer separaten Simulationsanalyse ohne Solar- und Windstrombeiträge liegt der Anteil der direktelektrischen Wärmeerzeugung bei weniger als 1 %, den Wärmepumpen kommt also ein Anteil von über 99 % zu.

In den eigentlichen Simulationsvarianten mit Solar- und Windstromnutzung nehmen die direktelektrischen Heizelemente allerdings ergänzend zu den Wärmepumpen die weitere Rolle einer zusätzlichen Nutzung überschüssiger Solar- und Windstrommen gen wahr (insbesondere zur Erreichung von Temperaturen oberhalb 60 °C in den Wärmespeichern). Daher liegt der direktelektrische Beitrag zur jährlichen Wärmeerzeugung in diesen Simulationen deutlich höher, nämlich bei rund 10 %. Es handelt sich dabei also um einen durch die optimale Nutzung erneuerbarer Energien entstehenden erhöhten Beitrag und nicht um den für die Gewährleistung der Gebäudebeheizung „erforderlichen“ Beitrag im Sinne des vorangehenden Absatzes.

mit Hilfe der Wärmepumpen kann die thermische Leistung wie beschrieben auch vollständig durch die begleitenden Heizkessel zur Verfügung gestellt werden.

In den letzten beiden Zeilen ist die Darstellung des elektrischen Mehrleistungsbedarfs auf die maximale thermische Leistung des betrachteten Gebäudebestands (15 % mit Heizungsmodernisierung) bezogen. Je nach Betrachtung der Stundenwerte oder der 6-Stundenwerte für die elektrische Leistung⁵⁸ bewegt sich der Mehrbedarf im Fall der monovalenten Wärmepumpen zwischen 0,55 und 0,68 kW_{el}/kW_{th}, im Fall der elektrischen Direktheizung sind es zwischen 0,84 und 0,95 kW_{el}/kW_{th}. Diese durch Simulation des Gesamtsystems berechneten Werte liegen also etwas (allerdings nicht erheblich) niedriger als die weiter oben ermittelten ersten Schätzwerte in Höhe von 0,71 bzw. 1,06 kW_{el}/kW_{th}. Generell ist es üblich, bei der Leistungsauslegung auch Sicherheitszuschläge zu berücksichtigen, so dass eine Orientierung nicht unbedingt bei der Untergrenze der genannten Werte ansetzen sollte. Für die weitere Abschätzung werden im Fall der monovalenten Wärmepumpen bzw. der elektrischen Direktheizungen Anhaltswerte von 0,65 bzw. 0,95 kW_{el}/kW_{th} zugrunde gelegt. Davon ausgehend lassen sich die durch die Gebäudeheizung verursachten zusätzlichen Kosten für die elektrische Leistungsbereitstellung ermitteln. Die Investitionskosten für Gasturbinen-Kraftwerke betragen etwa 900 €/kW_{el} (Erdgas-Kraftwerk) bzw. 1.100 €/kW_{el} (zukünftiges H₂-Kraftwerk, ohne MwSt.), vgl. Anhang C. Für die weitere Analyse werden pauschal 1.000 €/kW_{el} angesetzt. Die elektrische Beheizung bringt demnach im Fall von monovalenten Wärmepumpen Investitionsmehrkosten von etwa 0,65 kW_{el}/kW_{th} x 1.000 €/kW_{el} = 650 €/kW_{th} mit sich, im Fall der elektrischen Direktheizung sind es dementsprechend ungefähr 950 €/kW_{th} (ohne MwSt.) Bei einer Gebäude-Heizleistung von beispielsweise 10 kW_{th} belaufen sich damit die durch die Wärmeversorgung verursachten Mehrkosten für die Bereitstellung von zusätzlicher Kraftwerksleistung im elektrischen Energiesystem auf 6.500 € bzw. 9.500 € (ohne MwSt.).

Im vorliegenden Projekt wird für das Szenario B angenommen, dass diese Mehrkosten in Form von Leistungspreisen zusätzlich auf die jährlich zu entrichtenden elektrischen Netzentgelte umgelegt werden. Unter Annahme einer rechnerischen Nutzungsdauer der Gasturbinen-Kraftwerke von 20 Jahren und eines realen Kalkulationszinssatzes von 2 % ergibt sich ein Annuitätsfaktor von 0,061 (pro Jahr) und somit ein jährlicher Leistungspreis von 1.000 €/kW_{el} x 0,061 a⁻¹ = 61 €/(kW_{el} a) ohne Mehrwertsteuer. Bezogen auf die thermische Leistung der in der Untersuchung betrachteten Gebäude und inklusive Mehrwertsteuer erhält man ca. 40 €/(kW_{th} a) für monovalente Außenluft-Wärmepumpen und 58 €/(kW_{th} a)⁵⁹ für die direktelektrische Wärmeversorgung. Bei den weiteren betrachteten Heizsystemen (Kesseln und bivalenten Wärmepumpen) fallen diese Zusatzkosten nicht an.

Vom zusätzlichen elektrischen Leistungsbedarf durch Wärmepumpen bzw. Stromdirektheizungen sind nicht nur die bis hierhin betrachteten Kraftwerkskapazitäten, sondern auch die Stromnetze betroffen. Dies gilt im Prinzip auf allen räumlichen Ebenen, d.h. sowohl bei der Fernverteilung des Stroms in den Übertragungsnetzen als auch bei der lokalen Versorgung der Endverbraucher in den Verteilnetzen.

Diese Aspekte wurden in [Diefenbach et al. 2019, Kap. 8] näher untersucht. Durch die Transformation des Energiesystems entsteht ein Ausbaubedarf im weiträumigen Übertragungsnetz vor allem dadurch, dass die

⁵⁸ Bei der thermischen Bezugsleistung wurde in beiden Fällen der in den Simulationen ermittelte maximale Stundenwert zugrunde gelegt.

⁵⁹ Die entsprechenden Werte für Erd-Wärmepumpen können wie folgt abgeschätzt werden: Da Erdoberflächentemperaturen weniger starken Veränderungen ausgesetzt sind als die Außenlufttemperaturen und mit diesen Systemen daher generell höhere Leistungszahlen erreicht werden, wird hier überschlägig von einer Leistungszahl von 3,0 an den kältesten Tagen ausgegangen (gegenüber 1,5 bei Luft-Wärmepumpen). Damit ergibt sich für Erdwärmepumpen der halbe Leistungspreis, also 20 €/(kW_{th} a) gegenüber 40 €/(kW_{th} a) bei den Luft-Wärmepumpen.

Die genauere Simulation mit monovalenten Erd-Wärmepumpen (im Austausch für die Luft-Wärmepumpen in der Ausgangsvariante) ergab eine noch etwas deutlichere Reduzierung des Kraftwerks-Mehrleistungsbedarfs auf nicht nur die Hälfte, sondern sogar nur noch 40 % des Wertes im Vergleich zur Luft-Wärmepumpe. Im Jahresmittel wurde eine Arbeitszahl von 4,05 erreicht, zum Zeitpunkt des maximalen Leistungsbedarfs betrug die Leistungszahl des Gesamtsystems (inklusive direktelektrischem Heizelement) 2,5. Die Erd-Wärmepumpe für sich genommen erreichte zu diesem Zeitpunkt eine Leistungszahl von 3,2. Im Sinne einer vorsichtigen Abschätzung (auch mit Blick auf Unsicherheiten im Hinblick auf praxisgerechte Ansätze für direktelektrische Leistungsanteile bei Erdwärmepumpen) wird in den Projektanalysen der zuvor genannte Schätzwert des Leistungspreises für Erd-Wärmepumpen von 50 % (bezogen auf den Leistungspreis für Luft-Wärmepumpen) beibehalten und nicht auf 40 % reduziert.

Windkraft stark ausgebaut wird und daher in zunehmendem Maße ein Transport elektrischer Energie von den windreichen Standorten in Norddeutschland bis nach Süddeutschland erfolgen muss. Die elektrischen Wärmepumpen haben insofern einen Anteil an diesem Ausbaubedarf, als sie ebenfalls zum wachsenden Windstrombedarf beitragen.

Bei den kleinräumigen Verteilnetzen kann der Zubau der Wärmepumpen je nach lokaler Situation zukünftig zu Leistungsengpässen führen und einen Ausbau der Netze erforderlich machen. Auch hier ist, wie bei der Kraftwerkskapazität, die Periode mit den kältesten Tagen und dem höchsten Heizleistungsbedarf (bei gleichzeitig niedrigster Effizienz von Luftwärmepumpen) ausschlaggebend. Es ist gleichzeitig damit zu rechnen, dass in diesen Zeiten gegebenenfalls keine relevanten solaren Beiträge auftreten, so dass dann Photovoltaikanlagen auf den Gebäuden nicht zur Leistungsbereitstellung und zur Entlastung der örtlichen Stromleitungen und Transformatoren beitragen können. Vielmehr muss nun der gesamte Leistungs- und Energiebedarf von Erzeugern außerhalb des lokalen Verteilnetzes bereitgestellt und durch das Netz zu den Endverbrauchern transportiert werden. Eine zeitweise Abschaltung der Verbraucher zur Vermeidung von Leistungsengpässen erscheint in dem Fall, dass die Kälteperiode über viele Stunden oder sogar Tage anhält, nicht sinnvoll durchführbar, da auf diese Weise die Beheizung der Gebäude nicht mehr gewährleistet wäre. Der besondere Vorteil der elektrischen Wärmepumpen, in Kombination mit Wärmespeichern zu anderen Zeiten eine solche Entlastung zu ermöglichen (indem die Wärmepumpe z. B. durch ein Steuersignal vom Energieversorger für wenige Stunden außer Betrieb gesetzt wird), kommt in diesem für die Netzauslegung sehr relevanten Fall also nicht zum Tragen.

Eine Quantifizierung des speziell durch die Wärmepumpen verursachten Netzausbaus und der damit zusammenhängenden Kosten wird allerdings dadurch erschwert, dass im Zuge der Transformation des Energiesystems gleichzeitig auch weitere Verursacher für den Netzausbau auf der Verteilnetzebene auftreten. Insbesondere sind die Elektromobilität und die dezentralen regenerativen Stromerzeuger zu nennen: Außer durch Wärmepumpen kann ein Netzausbau in Wohngebieten also beispielsweise auch dadurch notwendig werden, dass immer mehr Bewohner ihre Elektroautos laden oder die Photovoltaikanlagen auf den Gebäudedächern Überschüsse produzieren, die zu anderen Verbrauchern außerhalb des Ortsnetzes transportiert werden müssen.

Die Frage des Ausbaubedarfs der Stromverteilnetze und der entstehenden Kosten wird in [Godron et al. 2023] näher untersucht. Auch diese Studie kommt zu dem Ergebnis, dass ein Mindest-Ausbaubedarf in bestimmten Verteilnetzen einerseits maßgeblich durch den Leistungsbedarf der elektrischen Wärmepumpen an den kältesten Wintertagen hervorgerufen wird. Bei zunehmenden Ausbau der Solar- und Windstromerzeugung und zunehmender Notwendigkeit, mit zeitlich flexiblen Verbrauchern die Erzeugungsspitzen nutzbar zu machen, werden dann andererseits aber andere Verbraucher zum Treiber des Netzausbaus – insbesondere Elektroautos aufgrund ihrer hohen elektrischen Ladeleistung. Durch geeignete Gegenmaßnahmen – insbesondere dynamische Netzentgelte⁶⁰ – lässt sich dieser Zusatzbedarf für den Netzausbau merklich reduzieren, wobei allerdings der erstgenannte, durch den statischen (nicht verschiebbaren) Leistungsbedarf der

⁶⁰ Es wäre zukünftig also gegebenenfalls damit zu rechnen, dass die in Kap. 4.4 untersuchten dynamischen Stromtarife, die (im gesamten Strommarkt) zu einer möglichst guten Ausnutzung der volatilen Energieangebots führen sollten, durch (lokal definierte) dynamische Netzentgelte überlagert werden, die je nach Situation vor Ort zu bestimmten Zeiten einen gegenläufigen Kostenimpuls auslösen können, insbesondere also zu Zeiten besonders hohen Solar- und Windstromangebots (und entsprechend niedriger Tarife für den Strombezug) bei drohenden lokalen Netzengpässen besonders hoch ausfallen können. Eine Quantifizierung dieser Effekte ist im vorliegenden Projekt nicht möglich. Es ist allerdings die Annahme naheliegend, dass dem Ziel einer möglichst guten Ausnutzung der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung bei der Transformation des Energiesystems die übergeordnete Bedeutung zukommt und die Struktur der Stromnetze dieser Aufgabe entsprechend ausgestaltet werden muss, insbesondere auch wenn notwendig durch Ertüchtigung der Netzinfrastruktur: Eine durch hohe Preise getriebene Abregelung des Stromverbrauchs aufgrund von erzeugungsbedingten Netzengpässen kann demnach kaum zum Normalfall werden, vielmehr ist davon auszugehen, dass die dynamischen Tarife für den Strombezug (mit niedrigen Verbraucherpreisen bei hoher Solar- und Windstromerzeugung) insgesamt gesehen die dominierende Rolle spielen werden.

Wärmepumpen gesetzte Wert für den Mindest-Ausbaubedarf offenbar nicht mehr erreicht oder gar unterschritten werden kann.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass die zunehmende elektrische Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen bzw. direktelektrische Heizsysteme zwar zum einen als eine wesentliche Ursache des Ausbaubedarfs elektrischer Verteilnetze und der damit verbundenen Kosten gelten muss. Zum anderen erscheint vor dem Hintergrund der lokal unterschiedlichen Bedingungen und weiterer Gründe für den Netzausbau eine Quantifizierung der Mehrkosten inklusive des notwendigen Herunterbrechens auf die einzelnen Verursacher schwierig und im Zuge des vorliegenden Projekts nicht leistbar. Auf eine Berücksichtigung der durch die elektrische Wärmeversorgung verursachten Netzkosten in Form zusätzlicher Zuschläge auf die Netzentgelte für Wärmepumpen bzw. elektrische Direktheizungen muss daher an dieser Stelle verzichtet werden⁶¹.

⁶¹ Eine ähnliche Vereinfachung findet auch bei der konkurrierenden Wärmeversorgung durch Gase statt: Hier wird wie in Kap. 3.4 beschrieben auf eine explizite Berücksichtigung der schwer zu quantifizierenden Zusatzkosten für eine Umstellung von Methan auf Wasserstoff verzichtet.

5 Maßnahmenanalysen für Bestandsgebäude

5.1 Einführung in die Untersuchung

Auf Grundlage der in den vorangehenden Kapiteln definierten Szenarien A und B werden nun energetische Maßnahmen an Wohngebäuden untersucht. Das vorliegende Kapitel 5 betrachtet Bestandsgebäude, das folgende Kapitel 6 Neubauten. Die Untersuchungen werden mit vier Beispielgebäuden (je einem Ein- und Mehrfamilienhaus im Neubau und Bestand) durchgeführt. Nähere Angaben zu den Gebäuden, den Maßnahmenkosten und den Berechnungsansätzen finden sich in Anhang A und Anhang B. In Kapitel 7 werden dann die unterschiedlichen Wärmeschutzmaßnahmen im Bestand noch einmal detaillierter betrachtet.

Im Gebäudebestand ist die jeweilige Ausgangssituation des Gebäudes mitentscheidend für die Wirtschaftlichkeit von energetischen Modernisierungsmaßnahmen. Für die Untersuchung wird von Altbauten mit Baujahr vor der ersten Wärmeschutzverordnung (also bis 1978) ausgegangen, bei denen außer dem Einbau von 2-Scheiben-Isolierverglasung noch keine weiteren Wärmeschutzmaßnahmen an der Gebäudehülle stattgefunden haben. Als vorhandener Wärmeerzeuger wird ein Erdgaskessel, später in einer Variantenuntersuchung auch ein Ölkessel betrachtet. Für die Ausgangssituation ist neben der baulichen Substanz und dem vorliegenden Heizsystem auch die Frage anstehender Sanierungsmaßnahmen ausschlaggebend, denn für verschiedene energetische Maßnahmen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit, wenn ohnehin bestimmte Erneuerungsmaßnahmen an dem jeweiligen Bauteil bzw. System durchgeführt werden müssen. Für die folgenden Analysen wird im Standardfall davon ausgegangen, dass bei den Bestandsgebäuden ein Austausch des Heizkessels ohnehin geplant ist, weiterhin ein Anstrich der Außenwand, ein Austausch der Fenster und beim Einfamilienhaus eine Neueindeckung des Daches. Beim Mehrfamilienhaus wird die thermische Hülle durch die Obergeschossdecke gebildet, so dass hier etwaige Maßnahmen am Dach nicht relevant sind. Andere Ausgangssituationen bezüglich erforderlicher Erneuerungsmaßnahmen werden separat untersucht.

Der Umstand, dass im Fall eines vorhandenen Gaskessels der Austausch durch ein neues Gerät in Betracht gezogen wird (gegebenenfalls auch in Verbindung mit der zusätzlichen Installation einer bivalenten Wärmepumpe und einer Solaranlage), weist darauf hin, dass in den Analysen von dem Fall eines weiteren Fortbestands des Gasnetzes innerhalb des Betrachtungszeitraums ausgegangen wird. Bei absehbarer Abschaltung des Gasnetzes würden die Optionen mit neuem Gaskessel dagegen im Allgemeinen entfallen (vgl. die Ausführungen am Ende von Kap. 2.3), so dass unter diesen Voraussetzungen die Fälle mit Heizkesseln bzw. bivalenten Wärmepumpen quasi gedanklich aus den im folgenden dokumentierten Untersuchungsergebnissen und Diagrammen zu streichen wären⁶².

Startjahr der Betrachtung ist das Jahr 2025. Zu Beginn dieses Jahres befindet sich das Gebäude in seiner Ausgangssituation, und in diesem Jahr finden (etwaige) Sanierungs- und Modernisierungsmaßnahmen statt. Als wirtschaftlicher Betrachtungshorizont sind 20 Jahre angenommen: Über diesen Zeitraum werden die jährlichen Energiekosten gemäß den Szenarien A bzw. B sowie überschlägig ermittelte jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten betrachtet und in den Barwert aus Perspektive des Ausgangsjahres umgerechnet. Es werden reale Kosten und Preise und ein Realzinssatz von 2 % angenommen. Aus dem Barwert der jährlichen Kosten und den Gesamt-Investitionskosten ergeben sich die Gesamtkosten der betrachteten Maßnahmenkombination. Das Maßnahmenpaket mit den niedrigsten Gesamtkosten stellt dann annahmegemäß die aus Sicht des jeweiligen Hauseigentümers günstigste Investitionsentscheidung dar.

Neben den Gesamtkosten werden auch die CO₂-Emissionen betrachtet, die durch die Wärmeversorgung des Gebäudes (Heizung und Warmwasser) kumuliert vom Startjahr bis zum Erreichen der Klimaneutralität im Jahr

⁶² Diese eingeschränkte Variante wird im Folgenden nicht explizit untersucht. Bereits an dieser Stelle sei daher darauf hingewiesen, dass die monovalenten Wärmepumpenvarianten quasi durchgängig sowohl aus wirtschaftlicher Perspektive als auch hinsichtlich der CO₂-Emissionen günstiger abschneiden als die direktelektrischen Varianten. Der ebenfalls denkbare Umstieg von einem Gaskessel auf andere flüssige Brennstoffe oder Holz-/Holzpellets kann im Rahmen des Projekts dagegen nicht näher betrachtet werden.

2045 (also ebenfalls innerhalb von insgesamt 20 Jahren) noch entstehen. Diese Gesamt-Emissionen werden als „ökologische“ Bewertungsgröße den Gesamtkosten (als „ökonomischer“ Bewertungsgröße) gegenübergestellt.

Bei den CO₂-Emissionen werden diejenigen Emissionen betrachtet, die direkt für die Beheizung in den Gebäuden oder zur Erzeugung des für die Beheizung notwendigen, in Wärmepumpen oder elektrischen Wärmeerzeugern verbrauchten Stroms in Kraftwerken verbraucht werden. Vorgelagerte Emissionen (etwa zur Gewinnung der verwendeten Brennstoffe) oder die CO₂-Äquivalente anderer Treibhausgase werden nicht mitbetrachtet. Im Fall der Verwendung von „grünen“ Übergangsbrennstoffen und Biomasse wird davon ausgegangen, dass keine CO₂-Bepreisung stattfindet, allerdings werden bei der ökologischen Bewertung (geringe) Emissionen angenommen (vgl. Kap. 3.5).

Wenn man die einzelnen Optionen betrachtet, die dem Hauseigentümer im Anfangsjahr zur Verfügung stehen, so ergibt sich eine große Vielzahl von Maßnahmen, die einzeln oder kombiniert durchgeführt werden können: Berücksichtigt wird die Dämmung der Außenwände (mit einem Wärmedämmverbundsystem), des Daches (bzw. der Obergeschossdecke), der Kellerdecke sowie der Austausch der Fenster. Für diese Maßnahmen werden jeweils zwei Qualitätsniveaus (d.h. unterschiedlich weitgehende Wärmeschutzmaßnahmen) angenommen, wobei zur Vereinfachung die Annahme getroffen wird, dass alle Wärmeschutzmaßnahmen entweder gemeinsam das Niveau 1 oder das Niveau 2 erreichen. Auf Seiten der Wärmeversorgung kommt bezüglich des Haupt-Wärmeerzeugers neben dem Austausch des Heizkessels auch der Einbau einer elektrischen Außenluft- oder Erdreich-Wärmepumpe oder einer direktelektrischen Heizung (in diesem Fall mit dezentraler elektrischer Warmwasserbereitung) infrage. Ergänzend zum Heizkessel können bivalente Außenluft- oder Erd-Wärmepumpen kleinerer Leistung eingesetzt werden. Darüber hinaus ist die Installation einer „kleinen“ Solaranlage zur reinen Warmwasserbereitung möglich oder der Einsatz einer „großen“ Solaranlage, die darüber hinaus zur Heizungsunterstützung beiträgt. Die Solaranlagen können generell als solarthermische Anlage ausgeführt werden, im Fall elektrischer Wärmepumpen oder direktelektrischer Wärmeerzeuger ist darüber hinaus die Ausführung als entsprechend groß dimensionierte Photovoltaikanlage möglich (die darüber hinaus auch für die allgemeine Stromerzeugung insbesondere zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs ausgelegt ist).

Die programmier- und softwaretechnische Umsetzung der Simulations- bzw. Szenarienuntersuchungen erfolgte zunächst – für die Betrachtung einzelner Maßnahmenvarianten – in einer Excel-Anwendung. Angesichts der Vielzahl möglicher Maßnahmenkombinationen war ein solches Tabellenkalkulationsprogramm allerdings für umfassende Vergleichsanalysen nicht gut geeignet. Aus diesem Grund wurde für weitergehende Variantenuntersuchungen ein entsprechendes Analyseprogramm in der Software MATLAB erstellt. Die im folgenden dargestellten Grafiken und Untersuchungsergebnisse basieren auf der Anwendung dieses Analyseinstruments.

In den Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass bei Erneuerung der Heizung die im Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) festgelegte Pflicht zur Nutzung eines 65-prozentigen Anteils erneuerbarer Energien einzuhalten ist. Bei den betrachteten monovalenten und bivalenten Wärmepumpen ist die Einhaltung erfüllt, bei Erneuerung des Gas- oder Ölkessel (ohne ergänzende Wärmepumpe) muss dagegen unter Annahme einer fünfjährigen Übergangsfrist ein entsprechender Anteil grüner Brennstoffe (vgl. Abbildung 14 in Kapitel 3.5) bezogen werden, dessen Höhe durch parallelen Einsatz einer Solaranlage entsprechend reduziert werden kann. Die Möglichkeit einer direktelektrischen Heizung wird in den Untersuchungen unabhängig vom Wärmeschutzstandard ebenfalls als Option betrachtet, obwohl diese sehr ineffiziente Form der Wärmeerzeugung grundsätzlich als ungünstig anzusehen ist und die Maßnahme wohl nicht zuletzt vor diesem Hintergrund im GEG nur bei sehr gutem Wärmeschutz als Erfüllungsoption für die Einhaltung des „erneuerbaren“ Anteils vorgesehen ist (§71d GEG). Die Berücksichtigung in den Modellrechnungen auch bei geringeren Wärmeschutzstandards erfolgt vor dem Hintergrund, dass angesichts steigender Beiträge erneuerbarer Energien bei der

Stromerzeugung womöglich in Zukunft eine Diskussion entstehen könnte, auch diese Maßnahme verstärkt zur Erfüllung der GEG-Anforderungen zuzulassen⁶³.

Bei den Analysen wird im Allgemeinen eine Inanspruchnahme von Fördermitteln mit heute üblichen Förderquoten angenommen. Die teils relativ komplexen Förderbedingungen werden hier in vereinfachter Form abgebildet. Bei Wärmeschutzmaßnahmen wird (im Fall der Einhaltung des höheren Qualitätsniveaus 2) generell ein Investitionszuschuss von 15 % angenommen, der dem Basisansatz in der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) entspricht. Insbesondere bei der steuerlichen Förderung von selbstgenutzten Gebäuden ist zwar auch eine Förderquote von 20 % (verteilt über drei Jahre) möglich, durch existierende Kappungsgrenzen für die förderfähigen Kosten ist diese aber bei umfangreicheren Maßnahmen nicht vollständig realisierbar. Entsprechende Kappungsgrenzen gelten auch für die BEG-Förderung, allerdings können diese (sowie die Förderquote) durch Erstellung eines gebäudeindividuellen Sanierungsfahrplans erhöht werden bzw. es kann gegebenenfalls der Übergang zu einer Effizienzhausförderung stattfinden⁶⁴. Vor diesem Hintergrund erscheint der Ansatz einer Förderquote von 15 % als ein sinnvoller übergreifender Anhaltswert für heutige Standard-Wärmeschutzmaßnahmen bei Ein- und Mehrfamilienhäusern im Gebäudebestand.

Im Fall der Erneuerung von Wärmeerzeugern sind bei Nutzung erneuerbarer Energien im Rahmen der BEG-Förderung deutlich höhere Förderquoten im Bereich von 30 – 70 % möglich. In der vorliegenden Studie werden für Wärmepumpen und solarthermische Anlagen pauschal 50 % angenommen. Anders als beim Wärmeschutz werden hier auch die vorgesehenen Kappungsgrenzen für die förderfähigen Kosten explizit mitberücksichtigt. Diese sind insbesondere für die vergleichsweise kostenintensiven Erd-Wärmepumpen relevant und führen bei diesen zu effektiv geringeren Förderquoten⁶⁵. Für Photovoltaikanlagen, die wie oben beschrieben bei Einsatz von Wärmepumpen und direktelektrischen Systemen zur Wärmeversorgung beitragen können, wird keine investive Förderung angesetzt. Die indirekte Förderung durch Einspeisevergütungen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist hier schon in den im Modell angesetzten „äquivalenten Kosten“ dieser Systeme berücksichtigt. Dabei zeigt sich, dass die Photovoltaiksysteme unter diesen Bedingungen und Annahmen auch ohne weitere Förderung wirtschaftlich günstiger abschneiden als die Solarthermieanlagen (vgl. Anhang A).

Im Fall von Mehrfamilienhäusern handelt es sich zumeist um Mietwohngebäude, so dass sich die Frage stellt, inwieweit aufgrund der unterschiedlichen Rollen der Vermieter (als Hauseigentümer, die über die Modernisierung entscheiden) und der Mieter (die weitgehend die Energiekosten tragen) gesonderte Ansätze für die Analyse der Wirtschaftlichkeit von energetischen Modernisierungsmaßnahmen notwendig sind. Diese Problematik wurde in [Cischinsky /Diefenbach 2024, Kap. 1.3.4] ausführlich diskutiert. Im Ergebnis wurde

⁶³ Die im Folgenden dargestellten Untersuchungsergebnisse fallen allerdings aus ökonomischer Sicht ungünstig für die direktelektrische Heizung aus, so dass die Berücksichtigung dieser zusätzlichen, über die GEG-Bedingungen hinausgehenden Fälle, auch aus rein wirtschaftlicher Sicht nicht zu sinnvollen neuen Wärmeversorgungsoptionen führt.

⁶⁴ Nach Abschätzungen des IWU werden nach den aktuellen Bedingungen für die Kreditförderungen (April 2025) umgerechnet Förderquoten von etwa 10 % für das Effizienzhaus 85 und 15 % für das Effizienzhaus 70 erreicht (hier zu verstehen als Summe des Barwerts der Zinsverbilligung plus Tilgungszuschuss). Unter bestimmten Bedingungen, beispielsweise für „Worst Performing Buildings“ (also weitgehend unsanierte Altbauten mit besonderem schlechtem Wärmeschutz) oder bei Erreichung noch weitergehender Modernisierungsstandards gelten nochmals erhöhte Tilgungszuschüsse.

Generell ist anzumerken, dass trotz solcher Ausweichmöglichkeiten auf die Kreditförderung, die aber womöglich nicht für jeden attraktiv und gangbar sind, die genannten Kappungsgrenzen ein gravierendes Hemmnis für umfangreiche Dämmmaßnahmen darstellen können: Ziel der Förderung sollte es eigentlich sein, niederschwellig besondere Anreize dafür zu setzen, anstehende Wärmeschutzmaßnahmen nicht einzeln durchzuführen, sondern die Gelegenheit zu nutzen, weitere Bauteile ebenfalls energetisch zu verbessern [Diefenbach 2021]. Durch die festen Kappungsgrenzen kann dieses Ziel dagegen je nach Situation konterkariert werden. Dieser Aspekt verdient eine genauere Analyse, die aber über den Gegenstand des vorliegenden Forschungsprojekts hinausgehen würde.

⁶⁵ Die Kappungsgrenzen liegen bei 30.000 € für die erste, 15.000 € für die zweite bis sechste und 8.000 € für die siebte und weitere Wohnungen im Gebäude [BEG 2023].

Durch die Kappung kann beispielsweise der Fall eintreten, dass im Einfamilienhaus eine Außenluft-Wärmepumpe mit annähernd genau 30.000 € Investitionskosten die volle Förderquote (hier: 50 %, also 15.000 €) gerade noch beanspruchen kann, während eine merklich teurere (aber in der Regel auch effizientere) Erd-Wärmepumpe ebenfalls nur den gleichen absoluten Förderbetrag, und eine entsprechend erheblich geringere Förderquote erreicht. Auch hier wäre wie beim Wärmeschutz – und ebenfalls jenseits der Reichweite des vorliegenden Projekts – eine Überprüfung der Ansätze für die Kappungsgrenzen grundsätzlich zu empfehlen.

festgestellt, dass im Allgemeinen und auf Dauer gesehen aus Sicht der Vermieter keine grundsätzlich anderen Bedingungen für die wirtschaftliche Durchführung von energetischen Modernisierungsmaßnahmen bestehen als aus Sicht von selbstnutzenden Gebäudeeigentümern. Vereinfacht lassen sich die Ergebnisse wie folgt zusammenfassen: Zwar tragen die Vermieter die Modernisierungskosten und die Mieter profitieren von den Energiekosteneinsparungen. Gleichzeitig aber besteht für die Vermieter die Möglichkeit einer entsprechenden Anpassung der Kaltmiete. Unter marktwirtschaftlichen Bedingungen (die im Mietmarkt insbesondere wegen der Besonderheiten von Bestandsmietverhältnissen nicht in idealer Form vorliegen, aber auf Dauer gesehen näherungsweise plausibel angenommen werden können) sollte dies dazu führen, dass Vermieter ihre Modernisierungsentscheidung sehr stark auch nach den Bedürfnissen ihrer „Kunden“ (der Mieter) ausrichten werden, also in ähnlicher Weise die Modernisierungskosten gegenüber den eingesparten Energiekosten abwägen müssen, als wären sie selbst die Bewohner. Auch bestimmte Sonderregeln wie die anteilige Beteiligung der Vermieter an der CO₂-Bepreisung im Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz (CO₂-KostAufG) und besondere steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten sollten hierbei jedenfalls in längeren Zeiträumen betrachtet keine grundsätzliche Veränderung dieses marktwirtschaftlichen Interessenausgleichs bewirken [Diefenbach / Cischinsky 2024, Kap. 1.3.5 und Anhang E]. Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Projekt auf eine separate Analyse der Vermieterrolle verzichtet, d.h. die Gesamtkosten werden beim Mehrfamilienhaus in gleicher Weise auf Grundlage der entstehenden Investitionskosten und der eingesparten Energiekosten kalkuliert wie beim (typischerweise selbstgenutzten) Einfamilienhaus.

5.2 Maßnahmenanalysen für das Einfamilienhaus (EFH) im Bestand

5.2.1 Einfamilienhaus mit Gasheizung und weitreichendem Sanierungsbedarf

Als erster Fall wird hier das Bestands-Einfamilienhaus mit Gasheizung betrachtet. Die Ausgangssituation im Startjahr der Betrachtung 2025 ist durch einen sehr weitreichenden Sanierungsbedarf gekennzeichnet: Es wird angenommen, dass der Haupt-Wärmeerzeuger (also der vorhandene Erdgaskessel) erneuerungsbedürftig ist und dass im Hinblick auf die Gebäudehülle ein Anstrich der Außenwände⁶⁶, eine Neueindeckung des Daches und eine Erneuerung der Fenster durchgeführt werden. Diese Sanierungsmaßnahmen werden also in den Untersuchungsvarianten auf jeden Fall durchgeführt, teils ohne Ankopplung einer Wärmedämmung (so dass nur die eigentlichen Sanierungskosten entstehen), teils mit Dämmung (so dass die Investitionskosten entsprechend höher ausfallen). Wie in Kap. 5.1 beschrieben werden alle Kombinationen der möglichen Einzelmaßnahmen an den Bauteilen und bei der Wärmeversorgung berücksichtigt, so dass eine Vielzahl von Untersuchungsfällen entsteht.

Die folgenden Diagramme weisen eine entsprechend große Zahl von Ergebnispunkten auf. Sie zeigen auf der y-Achse (Ordinate) die wohnflächenbezogenen Gesamtkosten der einzelnen Maßnahmen, die dem Hauseigentümer zur Verfügung stehen (Investitionskosten plus Barwert der Energie- sowie Wartungs-/Instandsetzungskosten des Heizsystems über den gesamten Betrachtungszeitraum von 20 Jahren). Auf der x-Achse (Abszisse) sind, ebenfalls auf die Wohnfläche bezogen, die kumulierten CO₂-Emissionen im gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Erreichen der Klimaneutralität dargestellt. Unterschiedliche farbliche Markierungen der Ergebnispunkte stehen für unterschiedliche Heizsystemtypen. Bei Einsatz einer Solaranlage (Solarthermie oder Photovoltaik) sind die kreisförmigen Markierungen gelb ausgefüllt. Unterschiedliche Punkte

⁶⁶ Eine Putzerneuerung der Außenwand wäre – aufgrund der im Vergleich höheren „Ohnehin-Kosten“ und entsprechend geringerer „energetischer Mehrkosten“ für die Ankopplung einer Wärmedämmung noch günstiger. Der Fall ist aber bei weitem nicht so häufig wie der Anstrich und wird – zumindest laut Beobachtung in der Vergangenheit und in Übereinstimmung mit entsprechenden Regeln im GEG – offenbar ohnehin zumeist schon für eine gleichzeitig Durchführung der Dämmung genutzt – jedenfalls tritt die Putzerneuerung ohne Dämmung deutlich seltener auf als der Wandanstrich [Diefenbach et al. 2010, Kap. 4.10; Cischinsky / Diefenbach 2018, Kap. 3.2.12]. Der Fall „neuer Anstrich“ ist daher von größerem Interesse im Hinblick auf die Frage, wie sich die wirtschaftlichen Bedingungen für die Ankopplung der Dämmung in Zukunft entwickeln.

mit gleicher Markierungsart entstehen dadurch, dass bei gleicher Art der Wärmeversorgung unterschiedlich weitgehende Wärmeschutzmaßnahmen ergriffen wurden oder unterschiedliche Typen von Solaranlagen (groß/klein, Solarthermie/Photovoltaik) bzw. bivalenten Wärmepumpen (Luft- bzw. Erd-Wärmepumpe) eingesetzt werden.

Der Referenzfall ist als der Fall mit – aus Sicht der Investitionskosten – minimalem Maßnahmenumfang definiert und in den Diagrammen separat mit einer roten Füllung markiert. In der vorliegenden Situation bedeutet dies, dass (wie als erforderlich angenommen) zwar ein neuer Gaskessel eingebaut wird und die Fenster ausgetauscht werden, auf die Durchführung weitergehender energetischer Maßnahmen (Wärmedämmung weiterer Bauteile, Einbau ergänzende Solaranlage oder bivalente Wärmepumpe) aber verzichtet wird.

Die ersten beiden Diagramme zeigen die Situation unter der Annahme, dass keine Fördermöglichkeiten bestehen bzw. keine Förderung in Anspruch genommen wird: Abbildung 20 für Szenario A und Abbildung 21 für Szenario B. Sowohl die Emissionen als auch die Kosten sind hier und in allen folgenden Abbildungen auf die Wohnfläche des betrachteten Gebäudes bezogen.

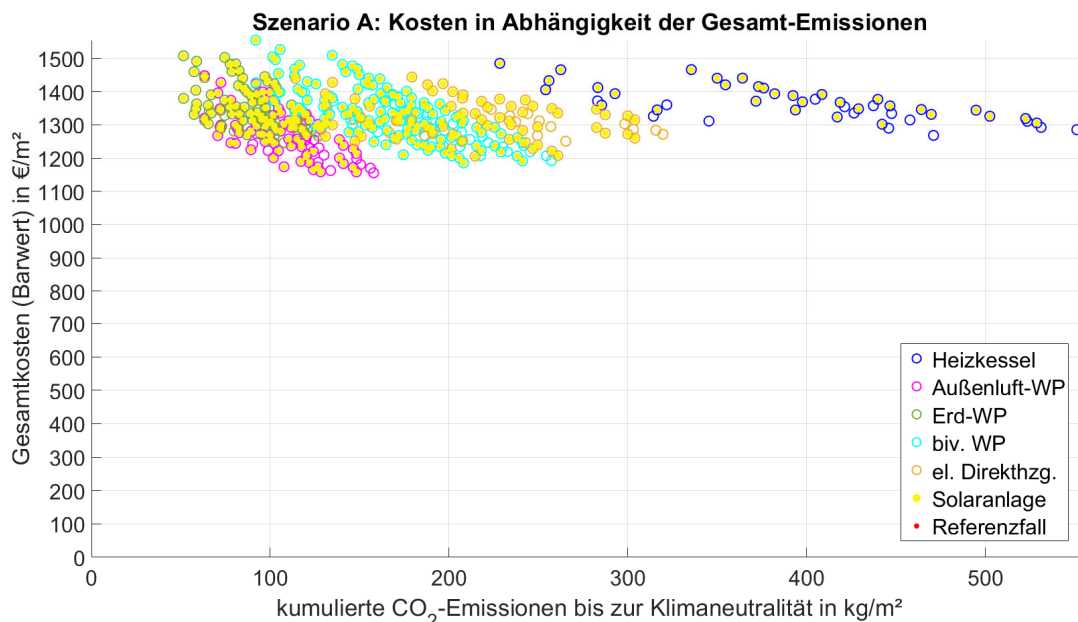


Abbildung 20: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen (Angaben hier und im Folgenden auf die Wohnfläche bezogen, Kostenangaben inkl. MwSt.)

In Abbildung 20 ist für das aus Sicht von Wärmepumpen und elektrischen Heizsystemen günstige Szenario A (hier ohne Förderung) zu erkennen, dass die verschiedenen Heizsysteme größtenteils voneinander abgetrennte Teilbereiche des Diagramms einnehmen. Die Heizkessel (blaue Markierungen, hier: Gaskessel) liegen am weitesten rechts, also bei den höchsten CO₂-Emissionen. Hierzu gehört auch (ganz außen im Diagramm) der rot markierte Referenzfall. Nach links in Richtung auf geringere Emissionen schließen sich die direkt elektrischen Systeme (dunkelgelb), die bivalenten Wärmepumpen (hellblau-türkis, Kombination von Gaskesseln und Wärmepumpen) sowie die Außenluft-Wärmepumpen (violett) und – mit diesen stärker überlappend – die Erd-Wärmepumpen an.

Aus Sicht der Hauseigentümer werden aber wohl im Allgemeinen die in vertikaler Richtung aufgetragenen Kosten die Hauptrolle spielen: Hier zeigt sich, dass innerhalb der einzelnen Gruppen von Heizsystemen eine große Spannbreite besteht. In der Tendenz liegen die wirtschaftlich günstigeren Varianten bei gleichem Heizsystem weiter rechts im Diagramm, d.h. bei weniger weitgehenden Wärmeschutzmaßnahmen (nähere

Analysen zum Wärmeschutz s. Kap. 7). Hinsichtlich des Einsatzes ergänzender Solaranlagen ergibt sich kein eindeutiges Bild: Sowohl Fälle ohne als auch mit Solaranlagen (ohne bzw. mit gelber Markierung im Inneren) sind innerhalb der einzelnen Heizsystemgruppen im jeweils unteren Kostenbereich zu finden.

Insgesamt gesehen schneidet aber die Option der Außenluft-Wärmepumpe am besten ab: Hier finden sich verschiedene Varianten im Bereich des Kostenminimums, das knapp oberhalb von 1150 €/m² liegt. Der Abstand zu bivalenten Systemen und einzelnen Elektrodirektheizungen ist aber nicht sehr groß: Auch hier finden sich Fälle unterhalb bzw. nahe von 1200 €/m². Die günstigsten Varianten mit reiner Gaskesselheizung rechts im Diagramm liegen demgegenüber bereits über 1250 €/m². Entsprechendes gilt für die Fälle mit Erd-Wärmepumpen (im linken Bereich, überlappend mit den im oberen Kostenspektrum liegenden Luft-Wärmepumpen).

In Abbildung 21 ist die gleiche Analyse für Szenario B durchgeführt, das aus Sicht von Wärmepumpen und elektrischen Heizsystemen weniger günstig, dafür aber optimistischer bezüglich der Verwendung von Brennstoffen ausfällt.

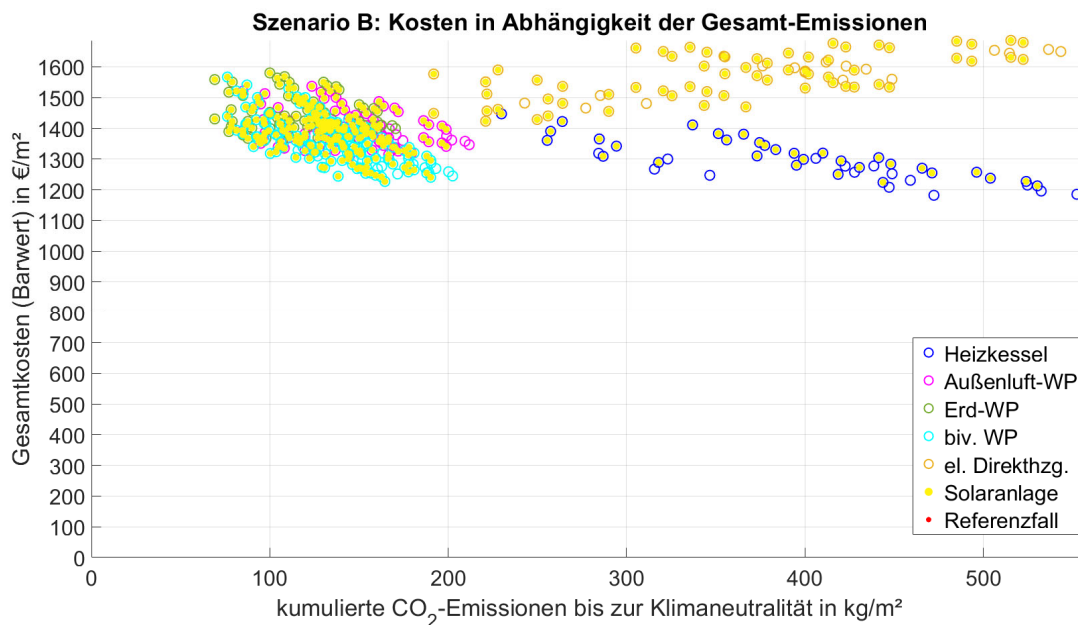


Abbildung 21: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Es zeigt sich hier ein deutlich verändertes Bild: Die kostengünstigsten Varianten fallen nun in den Bereich der reinen Gasheizungen. Das Kostenoptimum liegt mit etwa 1170 €/m² beim Referenzfall, wird also von der energetischen „Minimalvariante“ gebildet. Als zweitgünstigster Systemtyp stellen sich nun die bivalenten Wärmepumpensysteme dar. Diese sind in den Kosten nur leicht angestiegen, während die ausschließlich mit elektrischer Energie betriebenen Heizsysteme, d.h. die monovalenten Außenluft- und Erd-Wärmepumpen und vor allem die direktelektrischen Systeme aufgrund der höheren Strom-Arbeitspreise und des zusätzlich angenommenen Leistungspreise erhebliche Mehrkosten gegenüber Szenario A aufweisen. Deutliche Verschiebungen gegenüber Szenario A sind aber nicht nur in vertikaler Richtung, also bei den Kosten, sondern auch horizontal, also bei den CO₂-Emissionen, zu verzeichnen. Dies trifft vor allem auf die bivalenten Wärmepumpen zu, die hier nun ähnlich günstig liegen wie die monovalenten Systeme, außerdem auf die direktelektrischen Systeme, die sich umgekehrt in der ökologischen Perspektive erheblich verschlechtert haben. Der Grund hierfür liegt (ähnlich wie bei den Kosten) in einer gegenüber Szenario A differenzierteren Berücksichtigung der tatsächlichen Nutzung des volatilen Solar- und Windstroms einerseits und der

Inanspruchnahme brennstoffbetriebener (Spitzenlast-)Kraftwerke andererseits im Szenario B (s. Kap. 4.3, insbesondere auch Abbildung 18).

Insgesamt lässt sich feststellen, dass sich ohne Berücksichtigung von Fördermitteln und unter der Voraussetzung weitgehender Unsicherheit bezüglich der Frage, ob die zukünftige Entwicklung entlang Szenario A oder Szenario B verlaufen wird, keine eindeutige Präferenz für bestimmte Heizsystemtypen ergibt. Anders ausgedrückt: Wer allein auf Szenario A vertraut, wird sich am besten für eine monovalente Außenluft-Wärmepumpe entscheiden. Wer dagegen auf Szenario B setzt (und gleichzeitig mit einem Fortbestand des Gasnetzes rechnet), wird bei der reinen Kesselerneuerung bleiben. Im Fall von Szenario B ergibt sich hier wie gezeigt sogar das Resultat, dass die Minimalvariante, der Referenzfall, wirtschaftlich am günstigsten dasteht.

Bisher wurde aber lediglich die Situation ohne Einsatz von Fördermitteln betrachtet. Auf den ersten Blick erscheint dies als die quasi „natürliche“ Situation, gegenüber der die Fördermittel einen scheinbar „künstlichen“ Eingriff bedeuten. Die Ausführungen der vorangehenden Kapitel haben aber demgegenüber deutlich gemacht, dass auch ohne Betrachtung von Fördermitteln die allgemeinen Randbedingungen und die sich daraus ergebenden Energiepreise keineswegs einen „natürlichen“ oder rein „objektiven“ Charakter haben, sondern stark von den vorgenommenen Rahmensetzungen abhängen, deren Festlegung teils nach fachlichen, teils aber auch politischen Vorgaben bzw. Bewertungskriterien erfolgt, ohne dass ein eindeutiger und „richtiger“ Weg a priori vorgezeichnet wäre. Daher können sich je nach Annahmen sehr divergierende Ergebnisse einstellen, wie nicht zuletzt durch die erheblichen Unterschiede zwischen den Resultaten der Szenarien A und B deutlich wird.

Insofern erscheint es folgerichtig, genauso wie die Regulierung der Netzentgelte, die CO₂-Bepreisung oder die Privilegierung der erneuerbaren Stromerzeugung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz auch die investive Förderung von Wärmeschutzmaßnahmen oder der erneuerbaren Wärmeversorgung durch Wärmepumpen und Solarthermie als eine „normalen“ Rahmensetzung in einer Zeit der Transformation zur Klimaneutralität anzusehen. Dementsprechend wird die Förderung in den folgenden Untersuchungen in der Regel mitberücksichtigt, auch ohne dass dies später jeweils explizit erwähnt wird. Wie eingangs geschildert wird hier von einem Förderniveau ausgegangen, das – wenn auch vereinfacht – ungefähr der heutigen Situation entspricht. Die Frage nach einer möglicherweise verbesserten Ausgestaltung der Förderbedingungen ist dagegen nicht der eigentliche Gegenstand des vorliegenden Projektes und muss hier, mit Ausnahme einiger näherer Betrachtungen zur Wärmeschutzförderung in Kapitel 7, weitgehend ausgeklammert werden⁶⁷.

Die folgenden beiden Diagramme zeigen das gleiche Einfamilienhaus in der gleichen Situation wie vorher, nun aber mit Inanspruchnahme der Förderung. Das Resultat für Szenario A ist in Abbildung 22 dargestellt.

⁶⁷ Diese Frage betrifft nicht allein die weiter oben erwähnten „Kappungsgrenzen“ für die anrechenbaren Investitionskosten, sondern auch und vor allem die Höhe und Ausdifferenzierung der Förderquoten. Generelle Hinweise und auch Modellrechnungen für eine diesbezüglich verbesserte Ausgestaltung der Förderung mit erhöhter Zielgenauigkeit für den Klimaschutz finden sich insbesondere in [Cischinsky et al. 2019, Diefenbach 2021, Diefenbach / Cischinsky 2024].

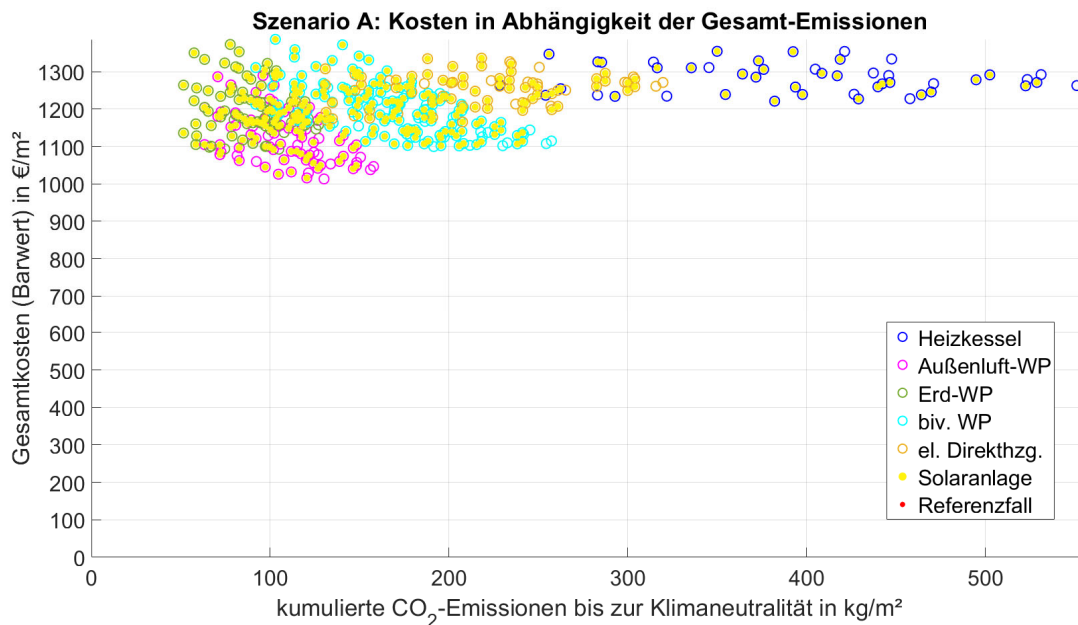


Abbildung 22: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A (hier und im Folgenden mit Förderung): Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Es ist zu erkennen, dass die Kostenvorteile der Außenluft-Wärmepumpen insbesondere gegenüber der reinen Kesselheizung durch die Förderung noch einmal erheblich verstärkt werden. Darüber hinaus schneiden nun bei allen Heizsystemgruppen auch weiter links liegende Punkte (mit verbessertem Wärmeschutz) im Vergleich merklich besser ab als vorher.

Abbildung 23 zeigt die entsprechenden Ergebnisse für das Szenario B.

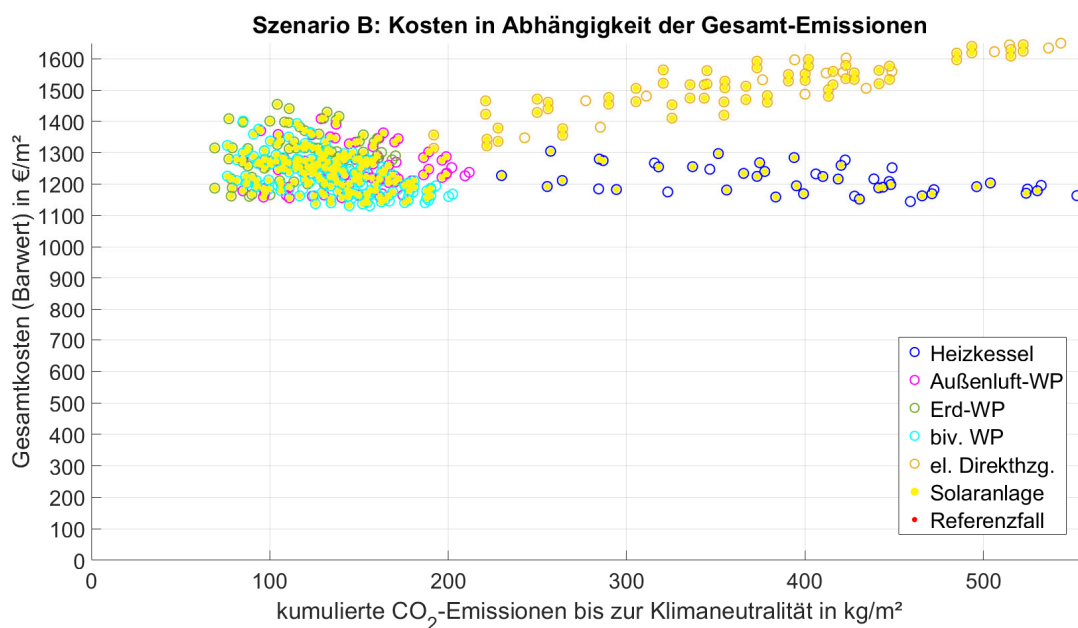


Abbildung 23: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Gegenüber der Situation ohne Förderung in Abbildung 21 ist die Situation merklich verändert: Der Referenzfall („nur das Nötigste tun“) führt nicht mehr auf das wirtschaftlich beste Ergebnis. Bereits innerhalb der reinen Kesselheizung zeigen sich kostengünstigere Varianten mit geringeren Emissionen (mithin auch höherem Wärmeschutz, teils auch mit ergänzender Solaranlage). Das Kostenoptimum im Gesamtbereich liegt nun aber ohnehin nicht mehr bei den Heizkesseln, sondern bei den bivalenten Wärmepumpen (ebenfalls mit mehr als minimalem Wärmeschutz). Der Kostenvorteil gegenüber den günstigsten Heizkesseln ist allerdings gering. Immerhin finden sich nun auch Fälle mit monovalenten Wärmepumpen in größerer Nähe zum Kostenoptimum, als es vorher in Abbildung 21 ohne Förderung der Fall war.

In der folgenden Abbildung 24 werden die Ergebnisse für Szenario A und B im gleichen Diagramm dargestellt. Um dies zu erreichen wird hier (und den folgenden Abbildungen) die Anzahl der dargestellten Varianten auf wenige, besonders interessant erscheinende Fälle reduziert. Betrachtet werden der Referenzfall (weiterhin rot), die beiden jeweils kostengünstigsten Fälle (getrennt für Szenario A und B ermittelt, maximal also 4 Fälle), die jeweils kostengünstigsten Fälle innerhalb jedes der Systemtypen Heizkessel, Außenluft-/Erd-Wärmepumpe und bivalente Wärmepumpe und elektrische Direktheizung sowie für die drei Systeme Kessel, Außenluft-Wärmepumpe und bivalente Wärmepumpe nochmal die jeweiligen Optima ohne Solaranlage⁶⁸. Da in aller Regel Überschneidungen zwischen den genannten Bedingungen auftreten, ist die Zahl der dargestellten Fälle dann kleiner als die Anzahl der aufgelisteten Bedingungen.

Die Darstellung weist noch die Besonderheit auf, dass die Punkte paarweise miteinander verbunden sind: Hier handelt es sich um die jeweils gleichen Maßnahmenpakete in den beiden unterschiedlichen Szenarien A und B. Der jeweilige Szenarienbuchstabe ist in der Abbildung neben den Punkten vermerkt. Etwas unterhalb ist jeweils ein Zahlenwert eingetragen, der den wohnflächenbezogenen Wärmebedarf des Gebäudes für Heizung und Warmwasser (inklusive Verteilverlusten) in kWh/m²a angibt⁶⁹. Im Referenzfall liegt der Wert hier bei 227 kWh/m²a. Geringere Werte zeigen an, dass neben dem ohnehin unterstellten Fensteraustausch noch weitergehende Wärmeschutzmaßnahmen durchgeführt wurden. Erd-Wärmepumpen sind in der Abbildung mit quadratischen Markierungen dargestellt (und zwar in der gleichen Farbe wie die entsprechenden rund markierten Außenluft-Wärmepumpen, d. h. violett als monovalente und türkis als bivalente Wärmepumpe). Das Vorhandensein einer Solaranlage (Solarthermie oder Photovoltaik) ist wiederum als gelbe Füllung der Markierung dargestellt. Schließlich ist noch darauf hinzuweisen, dass mit dem Ziel einer besseren Erkennbarkeit von Differenzen die Nullpunkte auf der x- und y- Achse nun unterdrückt sind, gegenüber den vorherigen Abbildungen also ein engerer Ausschnitt vergrößert dargestellt wird.

⁶⁸ Diese letzten Fälle sollen aufgrund der stark von den angesetzten Randbedingungen abhängigen Kostenbewertung von Photovoltaikanlagen (vgl. Anhang A) gewährleisten, dass die Darstellung nicht allein auf Varianten mit Solaranlagen beruht.

⁶⁹ Zur besseren Lesbarkeit sind diese Zahlenwerte teils auch weggelassen bzw. auf einen der beiden Punkte (A oder B) beschränkt.

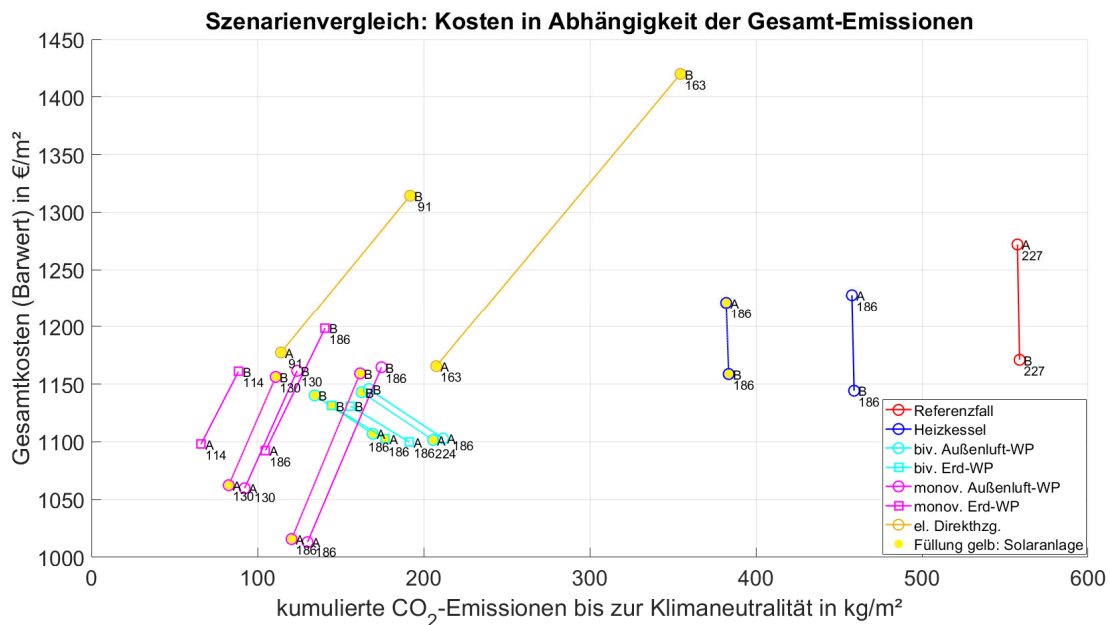


Abbildung 24: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

In Abbildung 24 wird durch die verbundenen Punkte insbesondere die Spannbreite der Kosten und Emissionen deutlich, die sich für die verschiedenen Maßnahmenkombinationen in dem von den Szenarien A und B definierten Korridor ergibt. Unter der Annahme, dass die Entwicklung tatsächlich innerhalb dieses Korridors liegen wird, der tatsächliche Verlauf aber weitgehend unbekannt ist, wird die Unsicherheit und somit sozusagen auch das „Risiko“ dargestellt, das mit den verschiedenen Optionen einhergeht.

Es ist zu erkennen, dass monovalente Außenluft-Wärmepumpen zwar insgesamt gesehen die niedrigsten Kosten besetzen. Dies gilt aber nur für Szenario A, während sich in Szenario B für die gleichen Maßnahmen eine ziemlich deutliche Verschiebung hin zu höheren Kosten und auch Emissionen ergibt. Die reinen Gaskesselvarianten liegen im Mittel bei deutlich höheren Kosten, weisen aber eine geringere Spannbreite auf. Relativ günstig stellen sich im Gesamtbild auch die bivalenten Wärmepumpensysteme dar, die insgesamt nur eine geringe Kosten- und damit (interpretationsgemäß) auch eine geringe Risikospanne aufweisen. In einem ähnlichen Kosten-Bereich liegen hier auch die monovalenten Erd-Wärmepumpen, die allerdings je nach Vor-Ort-Situation nicht immer einsetzbar sind und daher nicht im Mittelpunkt der Untersuchungen stehen. Besonders hoch ist der Kostenzuwachs der im Szenario A noch akzeptabel abschneidenden direktelektrischen Heizsysteme bei Übergang zu Szenario B.

Für einen genaueren Vergleich innerhalb der Szenarien A bzw. B sind die Punkte aus Abbildung 24 in den folgenden beiden Diagrammen noch einmal getrennt dargestellt, zunächst in Abbildung 25 für Szenario A.

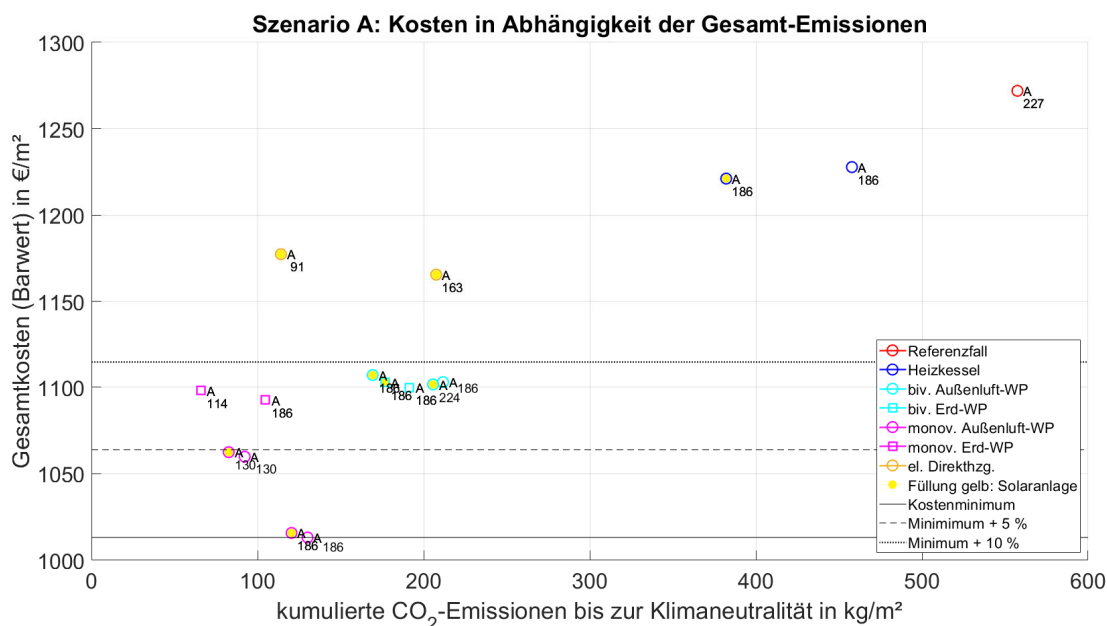


Abbildung 25: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A, Einzelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Zusätzlich sind hier horizontale Linien eingetragen, die das Kostenminimum sowie den Kostenbereich 5 Prozent bzw. 10 Prozent oberhalb dieses Minimums markieren. Diese Darstellung erfolgt vor dem Hintergrund, dass alle Kostenannahmen mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind, so dass relativ geringe Unsicherheiten in der Kostenhöhe oder in der Kostenrelation zwischen den einzelnen Maßnahmen (die gegebenenfalls auch an die individuelle Situation des Gebäudes geknüpft sein können), die Kostenreihenfolge der einzelnen Technologien gegebenenfalls verändern könnten. Für das Szenario A ist festzustellen, dass im 5-Prozent-Bereich lediglich monovalente Außenluft-Wärmepumpen, im 10-Prozent-Bereich dagegen auch bivalente Wärmepumpen und monovalente Erd-Wärmepumpen eine Rolle spielen.

Abbildung 26 zeigt die gleiche Darstellung für Szenario B.

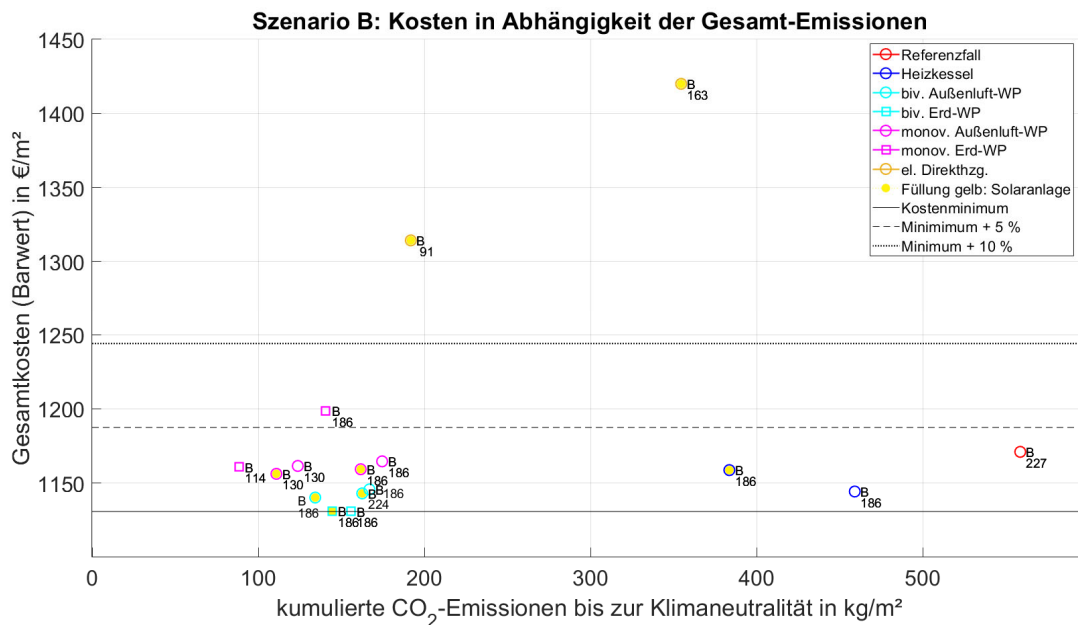


Abbildung 26: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B, Einzelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Es zeigt sich, dass mehrere Technologien (monovalente und bivalente Wärmepumpen ebenso wie Heizkessel) innerhalb des 5-Prozent-Intervalls liegen. Als Besonderheit ist anzumerken, dass das absolute Kostenminimum hier durch eine bivalente Erd-Wärmepumpe markiert wird, wobei allerdings die bivalenten Luft-Wärmepumpen nicht weit entfernt liegen. In diesem Zusammenhang ist noch einmal darauf hinzuweisen, dass die kleineren (und damit kostengünstigeren) bivalenten Erd-Wärmepumpen weniger stark durch die bei den Heizsystemen angenommene Kappungsgrenze der anrechenbaren förderfähigen Investitionskosten betroffen sind als die monovalenten Erd-Wärmepumpen.

In der folgenden Abbildung 27 ist der Szenarienvergleich aus Abbildung 24 in vereinfachter Weise zusammengefasst, indem nämlich für alle dargestellten Untersuchungsfälle die Mittelwerte der Szenarien A und B bezüglich Kosten und Emissionen gezeigt werden: Ein neuer Punkt in Abbildung 27 (mit „M“ für „Mittelwert“ gekennzeichnet) entsteht also dadurch, dass für zwei verbundene Punkte A und B aus Abbildung 24 die Durchschnittswerte der Kosten und der CO₂-Emissionen gebildet werden. Unter der Annahme, dass die tatsächliche Entwicklung irgendwo in der Mitte innerhalb des von A und B aufgespannten Korridors liegt, ließe sich so möglicherweise eine Endbewertung über die Rangfolge der Maßnahmenkombinationen begründen. Die in Abbildung 24 dargestellte „Unsicherheitsbandbreite“, die ebenfalls ein wesentliches Entscheidungskriterium bildet, geht in dieser Darstellung allerdings verloren. Ebenso ist es denkbar, dass man die Wahrscheinlichkeit des Eintretens von Szenario A und B unterschiedlich bewerten könnte, beispielsweise auf Grundlage der aktuellen Rahmenbedingungen vielleicht Szenario A in der Gesamtbewertung höher gewichten wollte. Vor diesem Hintergrund gibt es also verschiedene Bewertungsmöglichkeiten, die in der vorliegenden Studie nicht im Detail berücksichtigt werden können.

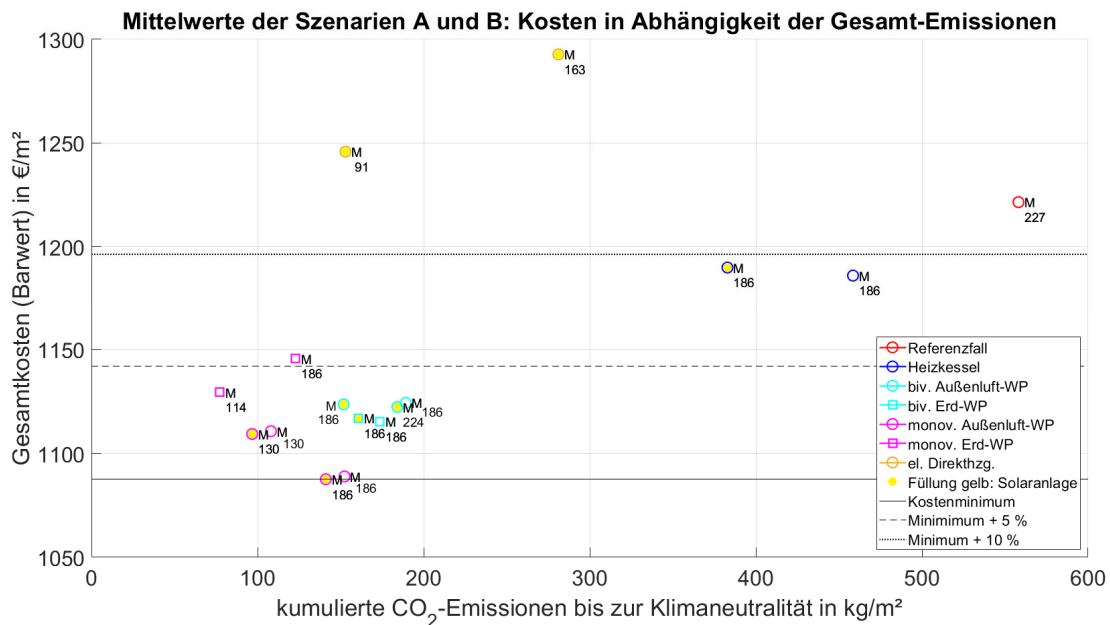


Abbildung 27: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Unter der in Abbildung 27 getroffenen Annahme der Gleichgewichtung der Szenarien A und B stellen sich die monovalenten Außenluft-Wärmepumpen als die günstigste Option heraus. Der Abstand zu den bivalenten Wärmepumpen, die gegenüber dem Optimum deutlich innerhalb des 5%-Kostenintervalls liegen, ist aber gering. Einzelne Heizkesselvarianten (nicht aber der Referenzfall) befinden sich noch innerhalb des 10%-Intervalls. Die direktelektrische Wärmeerzeugung stellt sich dagegen als erheblich ungünstiger dar.

Beim Kostenoptimum liegt mit 186 kWh/m²a ein gegenüber dem Referenzfall mit 227 kWh/m²a leicht reduzierter Wärmebedarf, also ein etwas verbesserter Wärmeschutz vor. Einige Gebäudevarianten mit monovalenter Wärmepumpenheizung und merklich verbessertem Wärmeschutz (mit einem auf 114 – 130 kWh/m²a reduzierten Wärmebedarf) finden sich innerhalb des 5 % - Intervalls.

5.2.2 Weitere Varianten für das Einfamilienhaus

Die folgenden beiden Diagramme zeigen das gleiche Einfamilienhaus, nun aber mit Öl- statt Gasheizung. Der Szenarienvergleich ist in Abbildung 28 dargestellt.

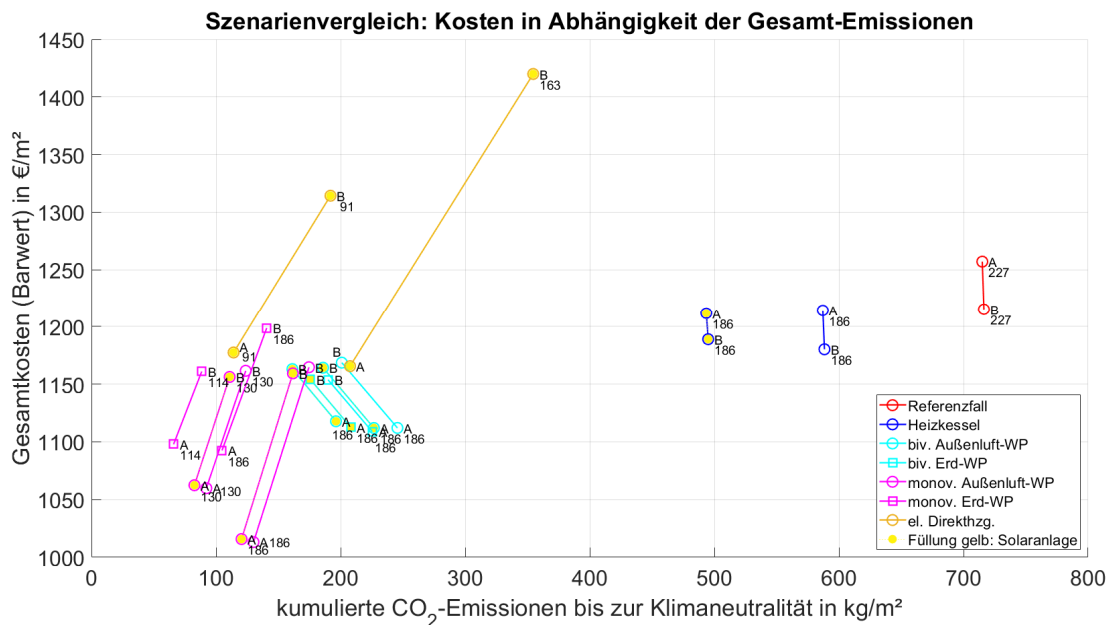


Abbildung 28: Einfamilienhaus im Bestand (bisher ölbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Das Bild ist ähnlich wie beim gasbeheizten Gebäude in Abbildung 24. Aufgrund des höheren CO₂-Emissionsfaktors von Heizöl gegenüber Erdgas und der höheren Investitionskosten des Ölkessels sind die Ergebnisse für die monovalenten Luft-Wärmepumpen vergleichsweise etwas günstiger, so dass sie sogar im Szenario B wirtschaftlich etwas besser als die reinen Kessellösungen abschneiden (allerdings nicht besser als die bivalenten Systeme). Die Spreizung der Kostenkennwerte zwischen den Szenarien ist auch hier für die monovalenten Luft-Wärmepumpen und vor allem die direktelektrischen Systeme am größten und für die Kessel, die bivalenten Systeme und die monovalenten Erd-Wärmepumpen deutlich geringer.

Abbildung 29 zeigt das Ergebnis für die Mittelwerte aus beiden Szenarien.

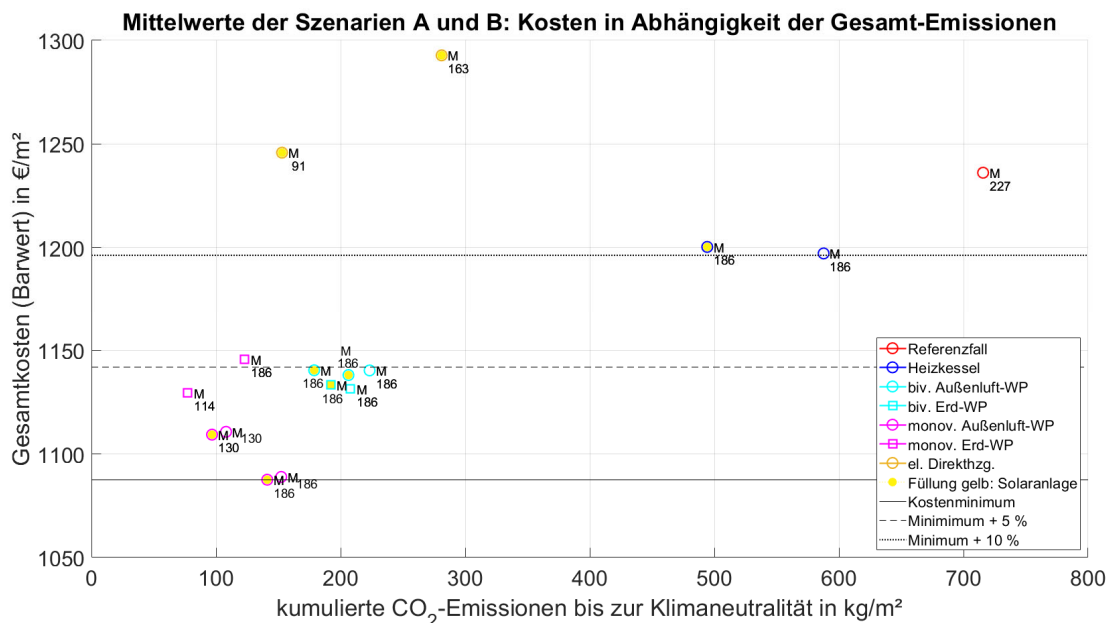


Abbildung 29: Einfamilienhaus im Bestand (bisher ölbeheizt, umfangreiche Sanierung), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

In diesem Schaubild wird der stärkere wirtschaftliche Vorteil der monovalenten Außenluft-Wärmepumpen ebenfalls deutlich. Die Mehrkosten der bivalenten Wärmepumpen liegen aber immer noch lediglich im Bereich von bis zu 5 %, während die reinen Kessellösungen nun mindestens ca. 10 % vom Kostenoptimum entfernt sind.

Die folgende Betrachtung geht wiederum vom gasbeheizten Einfamilienhaus aus. Hinsichtlich anstehender Sanierungsmaßnahmen wird nun allerdings angenommen, dass lediglich ein Heizungstausch erforderlich ist, während Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle (Wandanstrich, Dacheindeckung, Fenstertausch) nicht geplant sind. Abbildung 31 zeigt für diese Ausgangssituation den Szenarienvergleich.

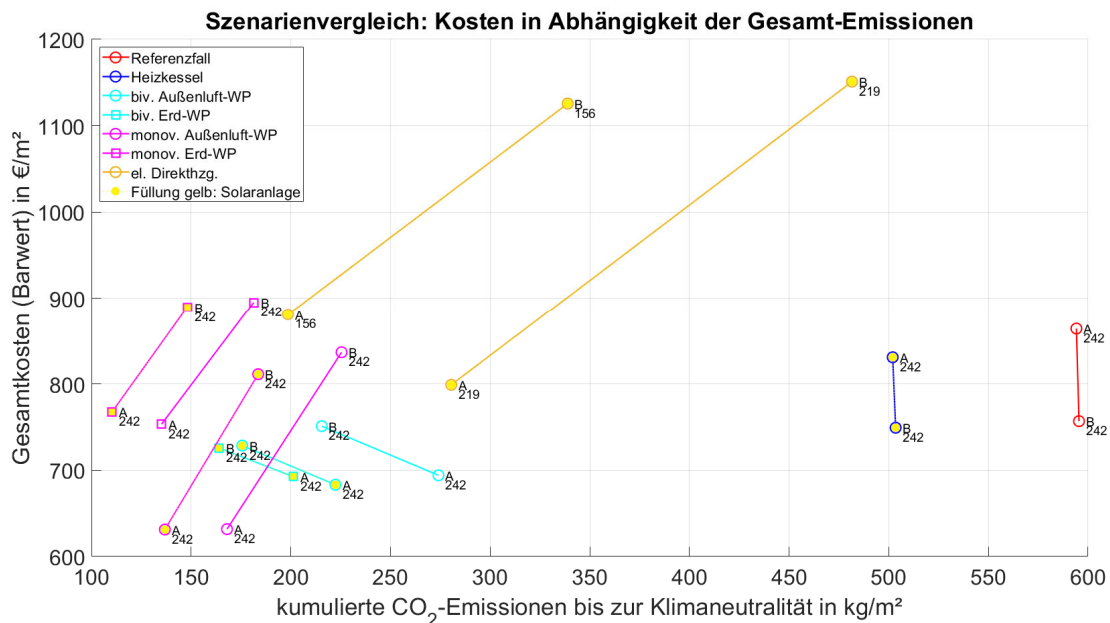


Abbildung 30: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, nur Heizungserneuerung anstehend), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Die Anordnung der verschiedenen Wärmeversorgungstechnologien ist wiederum ähnlich wie im Fall mit umfassenden Sanierungsbedarf aus Abbildung 24. Wärmeschutzmaßnahmen spielen aber im Rahmen der dargestellten Maßnahmenauswahl (nahe dem Kostenoptimum) kaum eine Rolle: Der Wärmeverbrauch liegt zu meist beim Maximalwert des Referenzfalls (242 kWh/m²a). Im Fall der direktelektrischen Heizung ist der Wärmeverbrauch aufgrund geringerer Verteilverluste immer etwas niedriger als beim zentral beheizten Gebäude.

In Abbildung 31 ist das Ergebnis für die Mittelwerte aus beiden Szenarien gezeigt.

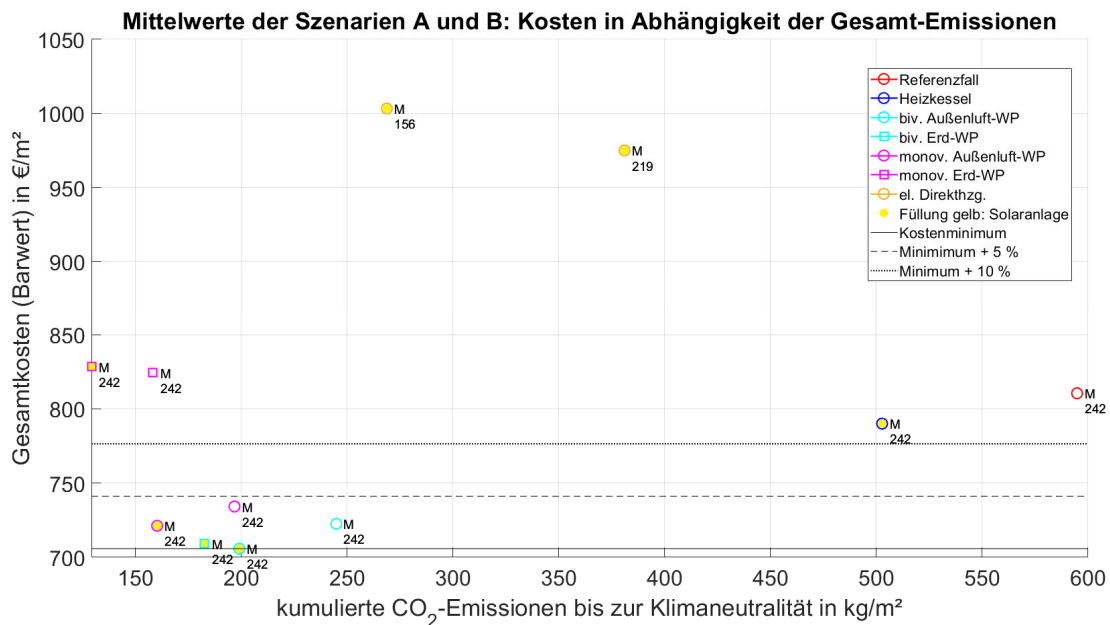


Abbildung 31: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, nur Heizungserneuerung anstehend), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Auch hier besteht eine große Ähnlichkeit zur entsprechenden Abbildung 27 (mit umfassendem Sanierungsbedarf). Monovalente und bivalente Wärmepumpen stellen sich insgesamt am günstigsten dar, wobei hier im Unterschied zu Abbildung 27 die bivalenten Systeme die geringfügig günstigeren sind.

In der folgenden Betrachtung wird davon ausgegangen, dass keinerlei Erneuerungsmaßnahmen anstehen und der Gaskessel daher nicht ausgetauscht wird. Untersucht werden aber verschiedene Wärmeschutzmaßnahmen und die Möglichkeit, ergänzend zum (alten) Gaskessel eine Solaranlage und/oder eine bivalente Wärmepumpe einzubauen. Abbildung 32 zeigt die Mittelwerte aus dem Szenarienvergleich.

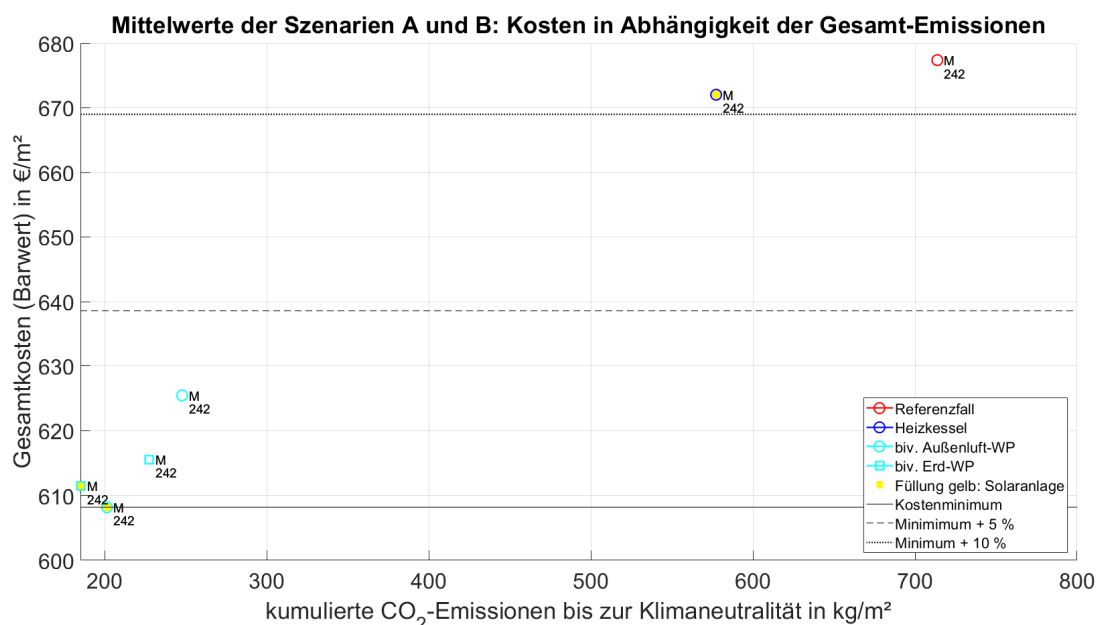


Abbildung 32: Einfamilienhaus im Bestand (gasbeheizt, ohne anstehende Erneuerungsmaßnahmen, ohne Heizkesselaustausch), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Es ist zu sehen, dass der Einbau einer bivalenten Wärmepumpe (inklusive Solaranlage) ergänzend zum bestehenden Heizkessel wirtschaftlich günstiger ausfällt als lediglich die Beibehaltung des alten Heizkessels. Der Referenzfall (rote Markierung) ist im vorliegenden Fall dadurch gekennzeichnet, dass am Gebäude überhaupt keine Maßnahme durchgeführt wird, die Gesamtkosten sind hier allein durch die Energiekosten und laufende Wartungskosten des Heizsystems bestimmt⁷⁰.

Auch wenn keine Erneuerung des Heizkessels notwendig ist, wäre es natürlich denkbar, dass ein Kesselaustausch oder der Einbau eines anderen Haupt-Wärmeerzeugers dennoch (ohne konkreten Anlass) durchgeführt wird. Die sich hieraus ergebenden Optionen sind bereits in der vorherigen Betrachtung, d. h. in Abbildung 31, erfasst, denn bei dieser Analyse war ja die Erneuerung des Kessels (als alleinige anstehende Maßnahme) mitberücksichtigt worden. Gedanklich ließen sich also die Punkte aus Abbildung 31 in Abbildung 32 mit einfügen, um alle möglichen Optionen nahe des Kostenoptimums in dem hier betrachteten Fall (also ohne jegliche anstehende Erneuerungsmaßnahmen) zu erfassen. Dabei zeigt sich allerdings, dass für alle Fälle die ursprünglichen Kosten aus Abbildung 32 günstiger ausfallen. Die Erneuerung des Haupt-Wärmeerzeugers ist hier also nicht nur nicht erforderlich, sie erscheint auch – anders als der ergänzende Einbau der bivalenten Wärmepumpe – im Mittel der Szenarien A und B als wirtschaftlich nicht günstig.

In Abbildung 33 ist das Ergebnis in der Situation ohne jeglichen Erneuerungsbedarf noch einmal für den Vergleich der Szenarien A und B angegeben. Für die Ergänzung der Optionen mit Austausch des Haupt-Wärmeerzeugers kann hier Abbildung 30 herangezogen werden.

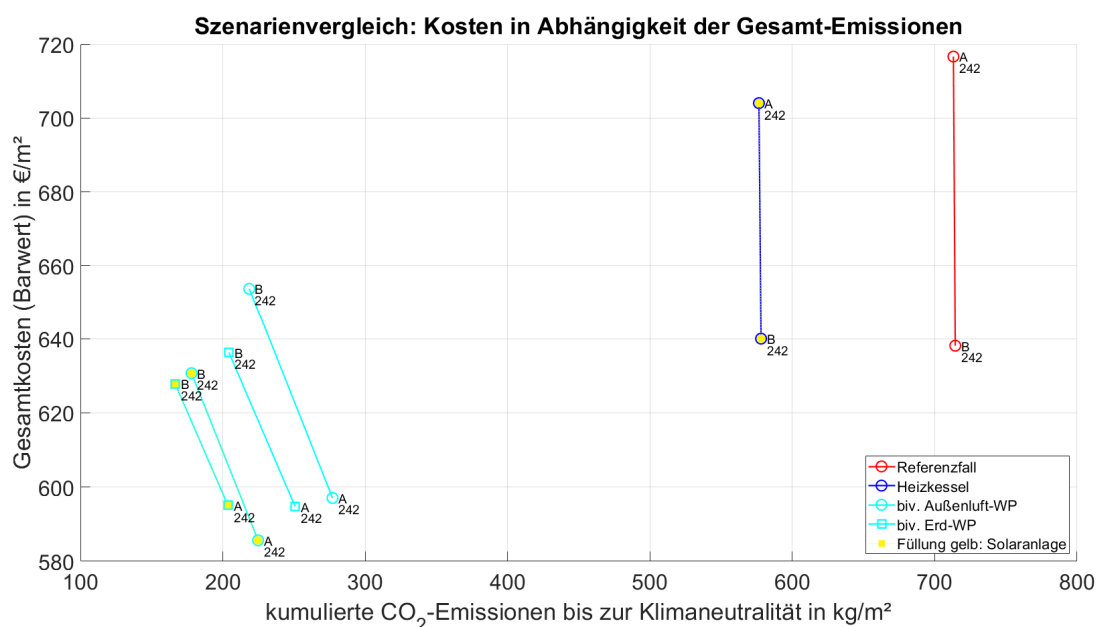


Abbildung 33: Einfamilienhaus im Bestand (gasbeheizt, ohne anstehende Erneuerungsmaßnahmen, ohne Heizkesselaustausch), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

In dieser Darstellung wird deutlich, dass der Vorteil des ergänzenden Einbaus bivalenter Anlagen besonders deutlich im Szenario A eintritt. Im Szenario B sind die Kosten der Optionen (alter Kessel mit bzw. ohne neue

⁷⁰ Es fällt dabei auf, dass der neue Referenzfall nicht nur bei geringeren Kosten, sondern gleichzeitig bei deutlich höheren CO₂-Emissionswerten liegt, obwohl der angenommene Unterschied im Jahresnutzungsgrad eines alten und neuen Kessels nicht so gravierend ist, dass er diese Zunahme der Emissionswerte allein erklären könnten. Der Grund liegt darin, dass ohne Heizkesselaustausch auch die Pflicht zur Nutzung erneuerbarer Energien laut GEG entfällt, so dass die kostengünstigere, aber gleichzeitig mit höheren CO₂-Emissionen behaftete allgemeine Mischgasvariante aus Abbildung 14 auf Seite 46 und nicht mehr die Variante mit 65-prozentigem Anteil erneuerbarer Energien für den Gasbezug maßgeblich ist.

bivalente Wärmepumpe) in einem engen Kostenbereich, wobei allerdings auch hier ein (geringer) Vorteil für eine Variante mit bivalenter Wärmepumpe besteht.

Auch wenn sich die Installation von bivalenten Wärmepumpen im Startjahr der Betrachtungen ohne Modernisierungsanlass im Maßnahmenvergleich als günstig erweist, wäre es natürlich dennoch denkbar, dass die Durchführung dieser oder anderer Maßnahmen zu einem späteren Zeitpunkt ebenfalls vorteilhaft und womöglich noch günstiger wäre. Diese Frage des idealen Zeitpunkts kann aber im Zuge der vorliegenden Untersuchung nicht näher analysiert werden. Sie wäre hier im Übrigen auch davon abhängig, ob eine Kesselerneuerung zu einem späteren Zeitpunkt (innerhalb des Betrachtungszeitraums) doch noch absehbar erforderlich würde.

Bisher wurde in allen Betrachtungen angenommen, dass im Fall des Einbaus einer Wärmepumpe keine zusätzlichen Kosten aufgrund einer Erneuerung der Heizkörper entstehen. In vielen Fällen ist eine solche Maßnahme auch nicht notwendig. In den anderen Fällen (sehr grob geschätzt gut der Hälfte der Fälle im Bestand) ist dagegen der Austausch von Heizköpern zur Vergrößerung der Heizfläche, Absenkung der Vorlauftemperatur und damit Effizienzverbesserung der Wärmepumpe in einzelnen oder mehreren Räumen sinnvoll oder notwendig, so dass hierfür in der folgenden Analyse überschlägige Zusatzkosten angesetzt werden (vgl. Abschätzungen in Anhang A). Es wird dabei wieder der ursprüngliche Fall einer umfangreichen Sanierung betrachtet. Abbildung 34 zeigt das Ergebnis für den Szenarienvergleich. Für den Vergleichsfall ohne Heizkörpererneuerung ist Abbildung 24 auf Seite 80 heranzuziehen.

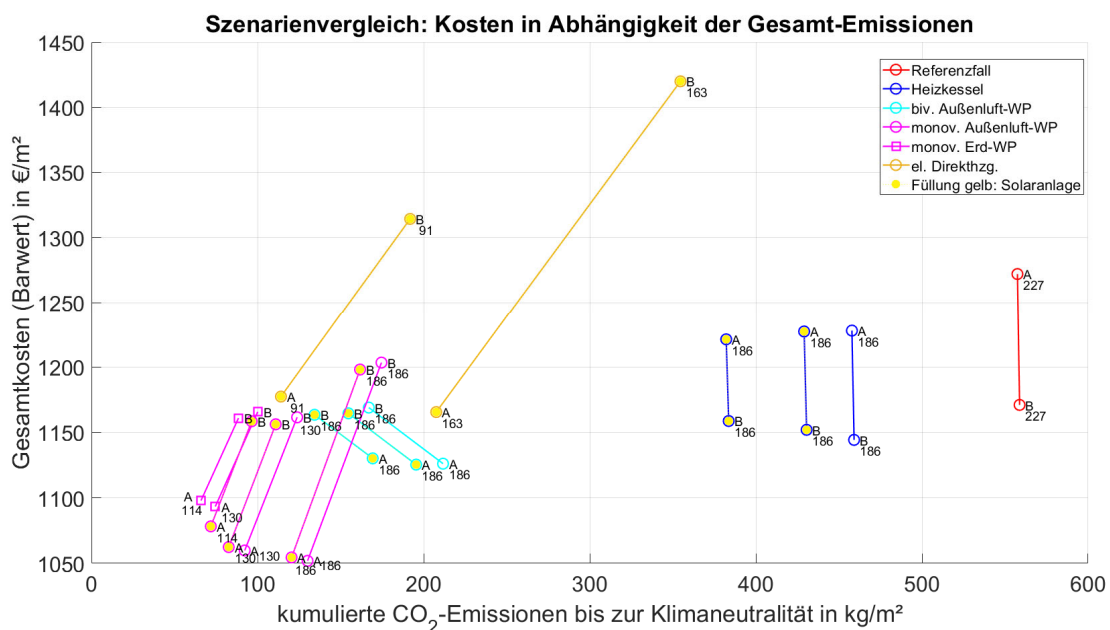


Abbildung 34: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung mit notwendigem Heizkörperaustausch), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Im Vergleich zu Abbildung 24 sind die Kosten der Wärmepumpenvarianten nun etwas erhöht. Der Kostenvorteil der monovalenten Außenluft-Wärmepumpen im Szenario A bleibt gleichwohl erhalten. Demgegenüber zeigt sich in Szenario B, dass der ursprüngliche (knappe) Kostenvorteil der bivalenten Wärmepumpen gegenüber den Heizkesseln (vgl. hierzu auch Abbildung 26) verloren gegangen ist: Diese bilden nun das Kostenoptimum im Szenario B, die Kostendifferenz gegenüber den bivalenten Anlagen (und gegenüber etwa kostengleichen monovalenten Systemen) ist aber auch hier wiederum gering.

Das Ergebnis für den Mittelwert beider Szenarien ist in Abbildung 35 abzulesen.

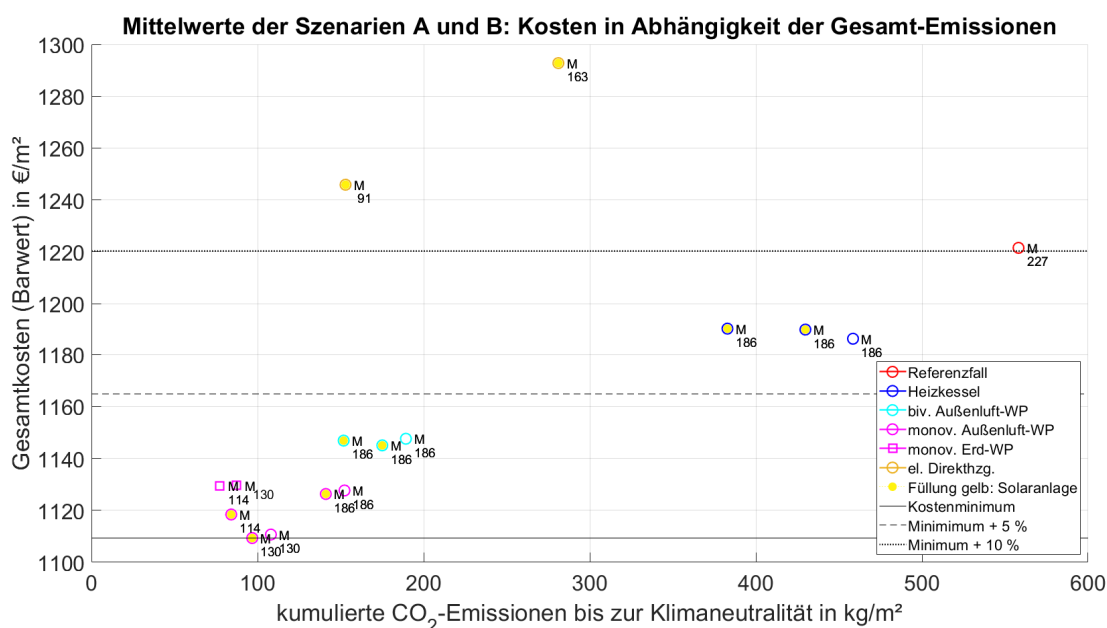


Abbildung 35: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung mit notwendigem Heizkörperaustausch), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Der Kostenvorteil der monovalenten Systeme gegenüber den anderen Wärmeerzeugern ist im Szenarienmittel auch bei Berücksichtigung des Heizkörperaustauschs weiterhin vorhanden und gegenüber den Heizkesseln weiterhin sehr deutlich. Insofern ergibt sich gegenüber Abbildung 27 (ohne Heizkörperaustausch) kein grundsätzlich anderes Bild. Allerdings sind nun Varianten mit besserem Wärmeschutz im Vorteil (Wärmebedarf 130 kWh/m²a bei den monovalenten Wärmepumpen gegenüber 186 kWh/m²a in Abbildung 27).

5.3 Maßnahmenanalysen für das Mehrfamilienhaus (MFH) im Bestand

5.3.1 Mehrfamilienhaus mit Gasheizung und weitreichendem Sanierungsbedarf

Das betrachtete Mehrfamilienhaus (8 Wohnungen, 603 m² Wohnfläche) wird hier zunächst ebenfalls für den Fall mit Gasheizung und weitreichendem Sanierungsbedarf untersucht. Anders als beim Einfamilienhaus wird die thermische Hülle oben durch die Obergeschossdecke zum unbeheizten Dachboden gebildet. Die Dämmung der Geschossdecke kann im Allgemeinen nicht mit einem besonderen Sanierungsanlass verbunden werden, die Notwendigkeit einer Dacherneuerung wird daher beim Mehrfamilienhaus nicht angenommen.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen zunächst wiederum den Fall ohne Förderung der Energieeffizienzmaßnahmen. In Abbildung 36 ist das Ergebnis für Szenario A dargestellt.

Es zeigt sich hier auch ohne Förderung ein Kostenvorteil für Wärmepumpenheizungen, wobei die monovalente Lösung (mit Außenluft-Wärmepumpen) hier nicht viel günstiger liegt als die bivalente Variante. Anders als beim Einfamilienhaus liegen direktelektrische Lösungen von vornherein deutlich über dem kostenoptimalen Bereich.

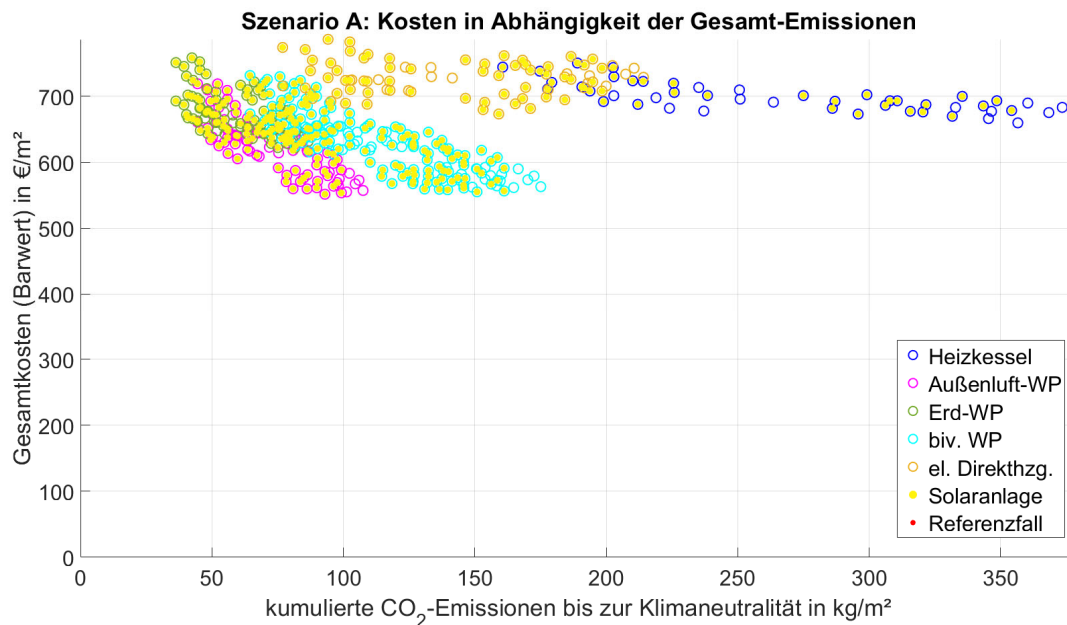


Abbildung 36: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Abbildung 37 zeigt die gleiche Konfiguration für Szenario B.

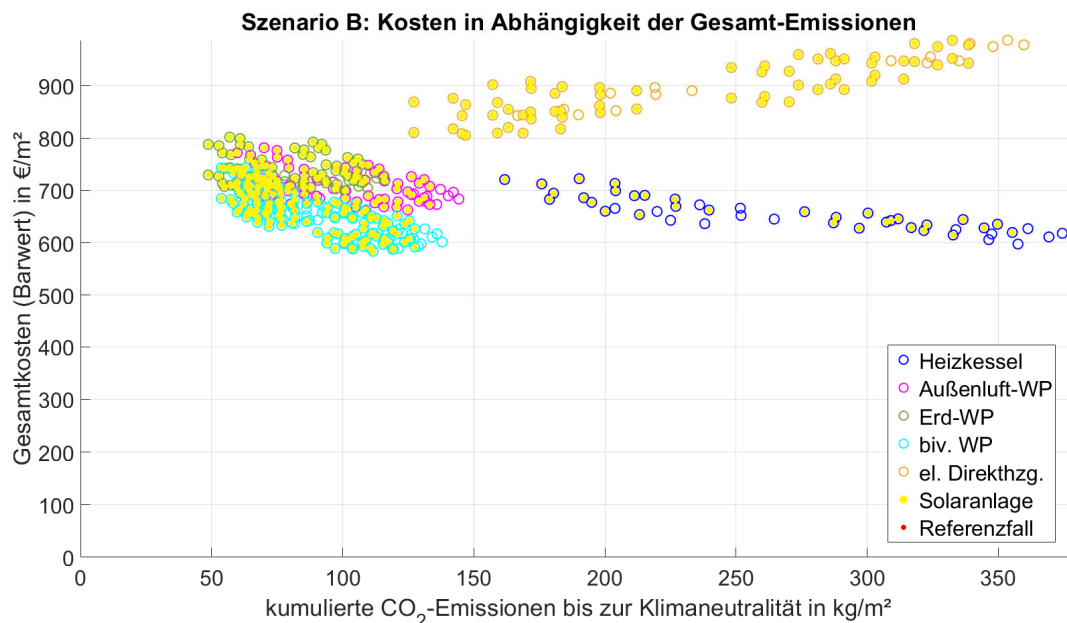


Abbildung 37: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Im Unterschied zum Einfamilienhaus (vgl. Abbildung 21 auf S. 76) ist hier der Referenzfall (roter Punkt: „Nur das Nötigste tun“) nicht mehr kostenoptimal. Vielmehr sind bivalente Wärmepumpenlösungen nun

günstiger, allerdings ist die Kostendifferenz zu den reinen Heizkesseln und insbesondere dem Referenzfall nicht groß.

In allen folgenden Darstellungen ist die Maßnahmenförderung beim Mehrfamilienhaus mitberücksichtigt. Abbildung 38 zeigt diesen Fall für das Szenario A.

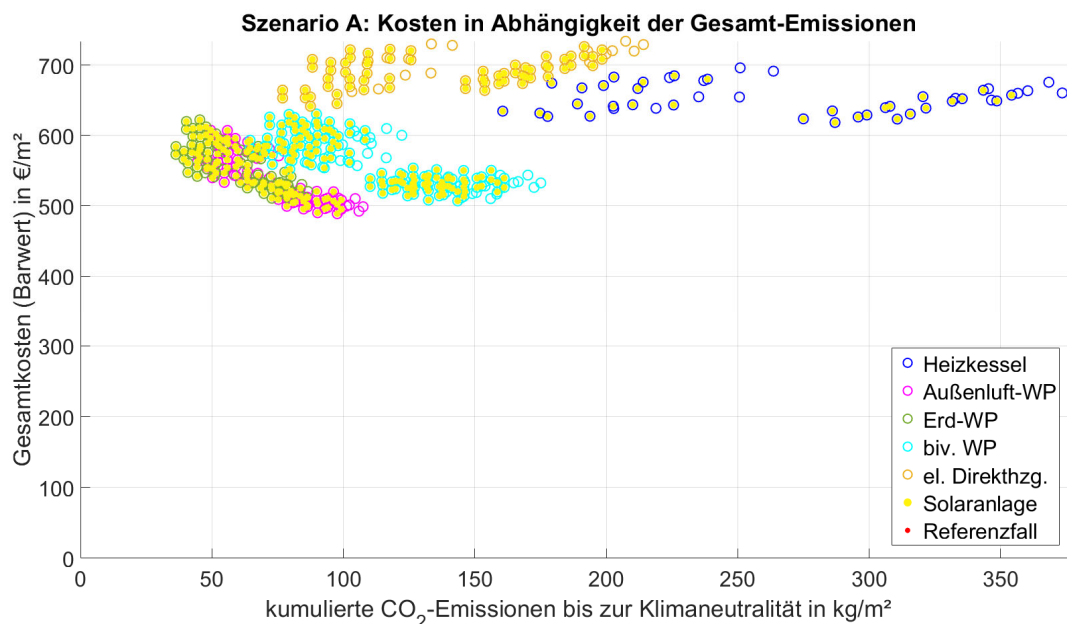


Abbildung 38: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A (hier und im Folgenden mit Förderung): Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Im Hinblick auf die wirtschaftlichsten Lösungen haben sich die Gewichte gegenüber der Situation ohne Förderung in Abbildung 37 stärker auf die monovalenten Luft-Wärmepumpen und auf (jeweils weiter links liegende) Fälle mit geringeren CO₂-Emissionen verschoben. Der letztgenannte Effekt ist allerdings bei den violett gefärbten monovalenten Luft-Wärmepumpen (im Vergleich zu den anderen Heizsystemen) weniger deutlich: Der äußerste rechte Punkt dieses Wärmepumpentyps mit den höchsten Emissionen liegt immer noch sehr nahe am Bereich des Kostenoptimums.

Die Situation für Szenario B mit Förderung ist aus Abbildung 39 ablesbar.

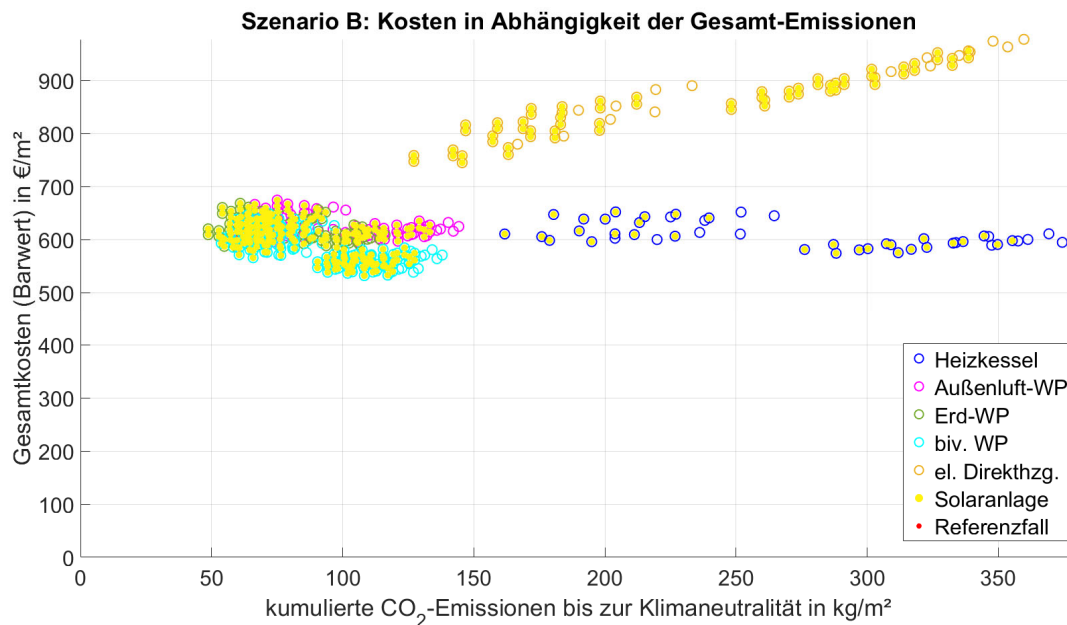


Abbildung 39: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Der Kostenvorteil der bivalenten Systeme gegenüber den reinen Kessellösungen hat sich hier gegenüber dem Fall ohne Förderung deutlich verstärkt. Monovalente Wärmepumpen finden sich weiterhin nicht in der Nähe des Kostenoptimums und weisen auch gegenüber den Heizkesseln immer noch Kostennachteile auf, die nun allerdings deutlich weniger stark ausfallen.

Der direkte Szenarienvergleich ist in Abbildung 40 dargestellt.

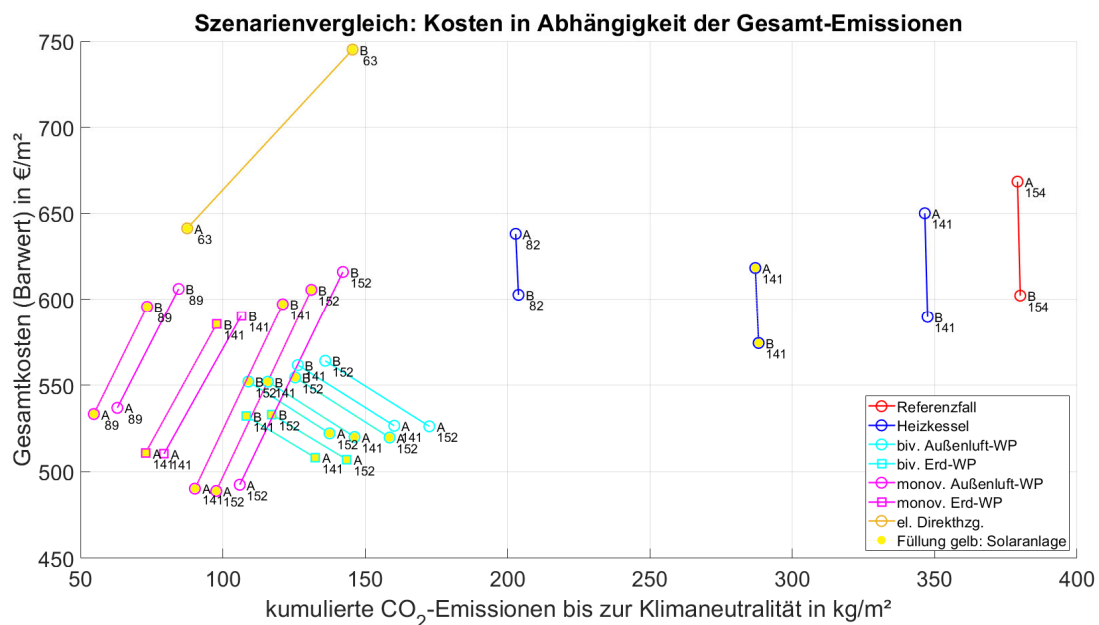


Abbildung 40: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Das Gesamtbild ist hier im Grundsatz ähnlich wie beim Einfamilienhaus: Monovalente Außenluft-Wärmepumpen weisen (im Szenario A) die geringsten Kosten auf, das „Kostenrisiko“ bei Übergang zu Szenario B ist aber relativ groß. Demgegenüber erweisen sich insbesondere die bivalenten Wärmepumpen als insgesamt deutlich stabiler.

Die Szenarienmittelwerte sind in Abbildung 41 abgebildet.

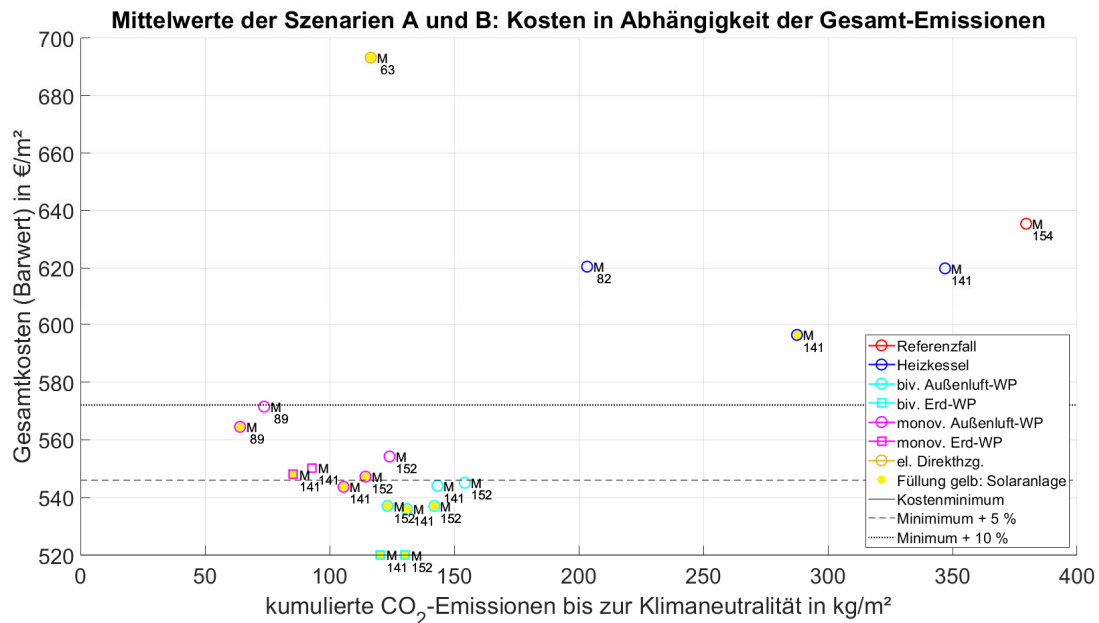


Abbildung 41: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Unterschiede zur entsprechenden Abbildung 27 beim Einfamilienhaus liegen insbesondere darin, dass sich hier beim Mehrfamilienhaus die bivalenten Wärmepumpen gegenüber den monovalenten als günstiger erweisen und alle reinen Heizkessel-Lösungen mehr als 10 % vom Kostenoptimum entfernt liegen.

Die als Zahlen eingetragenen Wärmebedarfswerte zeigen, dass Dämmmaßnahmen in der unmittelbaren Nähe des Kostenoptimums nur eine geringe Rolle spielen: Hier finden sich vor allem Werte von 154 kWh/m²a wie im Referenzfall und darüber hinaus noch 141 kWh/m²a (mit Dämmung der obersten Geschossdecke auf dem ersten Qualitätsniveau). Fälle mit geringeren CO₂-Emissionen innerhalb eines Heizsystems sind hier vor allem durch Vorhandensein von Solaranlagen und (bei den bivalenten Wärmepumpen) außerdem durch die Verwendung von Erd-Wärmepumpen charakterisiert, die sich hier als die kostengünstigste Option darstellen, (allerdings ohne sehr großen Kostenabstand zu den bivalenten Luft-Wärmepumpen). Etwas weiter entfernt vom Optimum, aber noch innerhalb der Grenze mit 10 % Mehrkosten finden sich einzelne noch deutlich besser gedämmte Varianten mit einem Wärmebedarf von 89 kWh/m²a.

5.3.2 Weitere Varianten für das Mehrfamilienhaus

Für das Mehrfamilienhaus mit Ölheizung und (weiterhin) umfassendem Sanierungsbedarf ist das Ergebnis der Szenarienmittelwerte in Abbildung 42 zu finden.

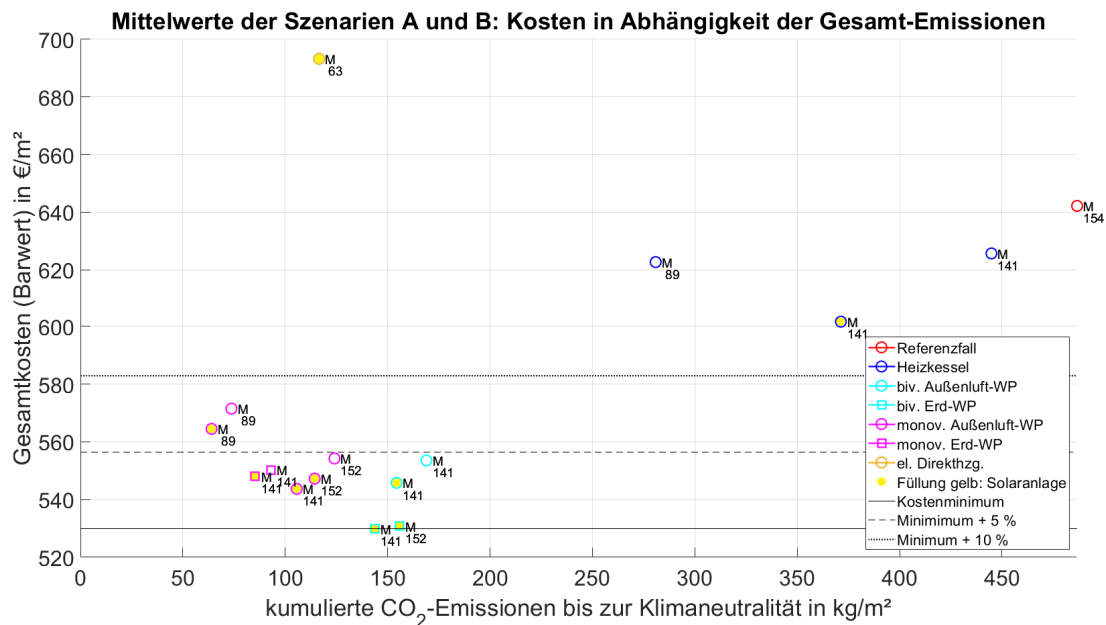


Abbildung 42: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher ölbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Das Kostenoptimum wird auch hier durch bivalente (Erd-)Wärmepumpen gebildet, bivalente Außenluft-Wärmepumpen und monovalente Lösungen liegen aber ebenfalls deutlich innerhalb der 5%-Kostengrenze (vom Optimum gerechnet).

Zurück zum Mehrfamilienhaus mit Gasheizung, nun aber mit der Heizungserneuerung als einziger anstehender Sanierungsmaßnahme, zeigt Abbildung 43 die Mittelwerte des Szenarienvergleichs.

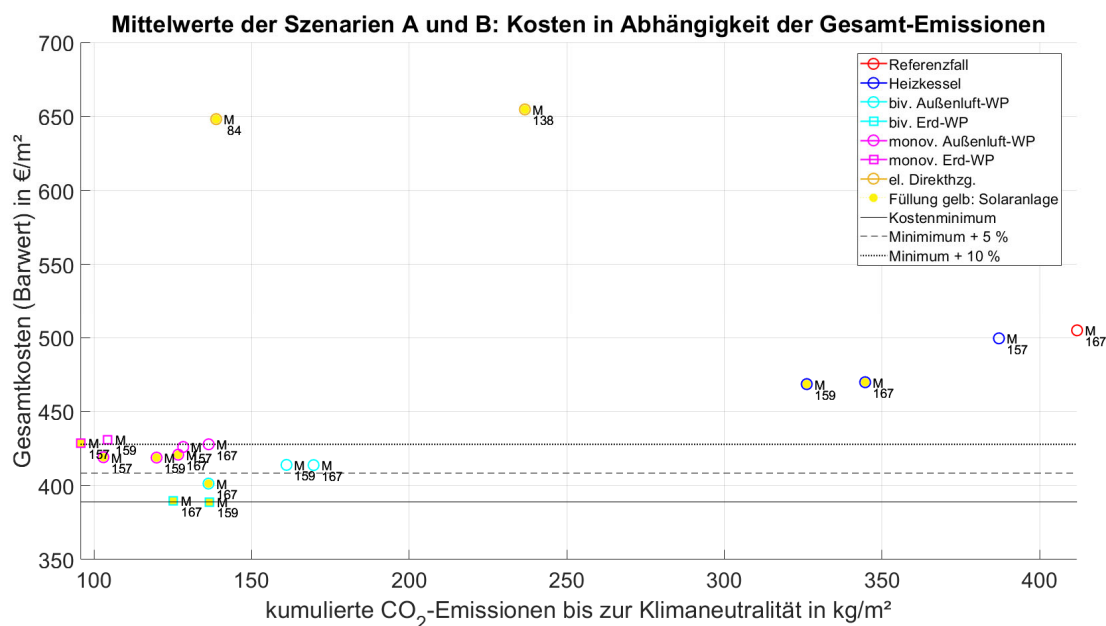


Abbildung 43: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, nur Heizungserneuerung anstehend), Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Hier ergibt sich ein sehr ähnliches Bild wie in Abbildung 41 mit einem Kostenoptimum im Bereich der bivalenten Wärmepumpen aber monovalenten Lösungen innerhalb der 10%-Kostengrenze. Die Zahlenwerte für den Wärmebedarf sind hier etwas höher und die Kosten deutlich niedriger, da nun kein Fensteraustausch mehr stattfindet.

Die nächste Variante in Abbildung 44 zeigt den Fall ohne anstehende Erneuerungsmaßnahmen und ohne Kesselaustausch. Wie beim Einfamilienhaus (dort in Abbildung 32 auf Seite 86) können auch hier die Fälle aus dem vorherigen Diagramm (also aus Abbildung 43) gedanklich ergänzt werden, um die Möglichkeit zu berücksichtigen, dass ein Austausch des Heizkessels (d. h. auch der Ersatz durch einen anderen Haupt-Wärmeerzeuger), selbst wenn er hier nicht notwendig ist, ebenfalls eine mögliche Option darstellt.

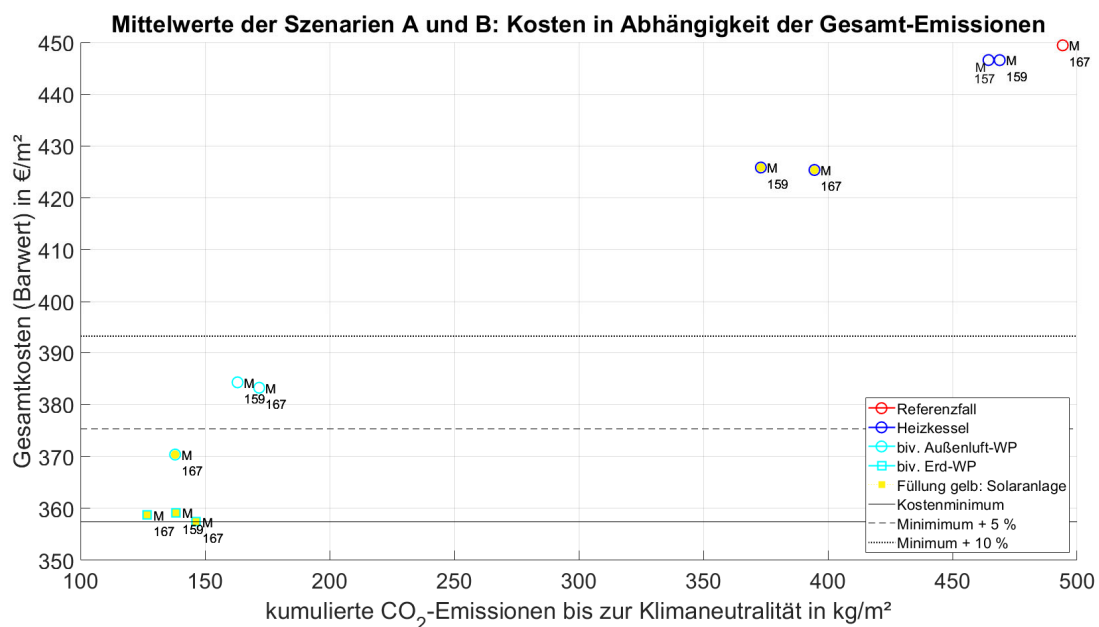


Abbildung 44: Mehrfamilienhaus im Bestand (gasbeheizt, ohne anstehende Erneuerungsmaßnahmen, ohne Heizkesselaustausch), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Das bereits vorher beim Mehrfamilienhaus im Mittel der Szenarien A und B generell sichtbare günstige wirtschaftliche Ergebnis für bivalente Wärmepumpensysteme tritt hier noch einmal verstärkt zu Tage. Wie beim Einfamilienhaus erweist sich der Einbau der bivalenten Wärmepumpe auch ohne Austausch des Heizkessels als vorteilhaft. Die günstigsten Varianten mit reiner Kesselheizung liegen hier bei Kosten von etwa 425 €/m² und damit sogar höher als die günstigsten bivalenten Systeme in Abbildung 43 mit Kesselaustausch und in etwa gleichauf mit dem Einbau monovalenter Wärmepumpen (was im vorliegenden Fall einer Erneuerung des Haupt-Wärmeerzeugers „außer der Reihe“ entspräche, also ohne dass eine Notwendigkeit hierfür vorliegt).

Der Fall des Mehrfamilienhauses mit umfangreicher Sanierung inklusive notwendigem Heizkörperaustausch wird in Abbildung 45 gezeigt.

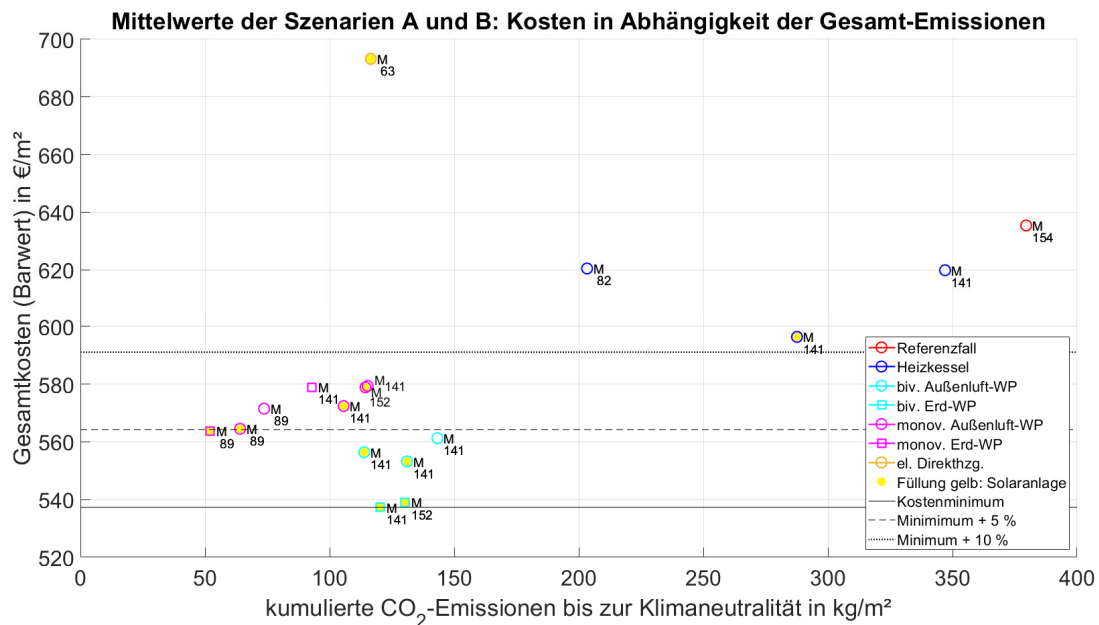


Abbildung 45: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung mit notwendigem Heizkörperaustausch), Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Der bereits in Abbildung 41 (Vergleichsfall ohne Heizkörpertausch) sichtbare Kostenvorteil der bivalenten Systeme tritt hier nochmals leicht verstärkt zu Tage.

5.4 Veränderungen in den Rahmenbedingungen der Szenarien

Während in den vorangehenden Abschnitten verschiedene Ausgangssituationen der betrachteten Gebäude untersucht wurden, werden nun Varianten mit veränderten Eingangsannahmen der Szenarienanalyse betrachtet. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird die Darstellung weitgehend auf das Einfamilienhaus mit umfangreicher Sanierung und bestimmte Szenarien eingeschränkt. Untersucht werden der Betrachtungszeitraum der Wirtschaftlichkeitsanalysen, eine Aussetzung der gesetzlichen Pflicht eines 65prozentigen Anteils erneuerbarer Energien, erhöhte Gasnetzentgelte und veränderte Emissionsfaktoren von „grünen“ Übergangsgasen.

5.4.1 Verkürzung des wirtschaftlichen Amortisationszeitraums

Als Standardwert für den Betrachtungszeitraum wurden in den bisherigen Untersuchungen 20 Jahre angesetzt (Simulationszeitraum: 2025 bis 2044), und zwar sowohl für die Wirtschaftlichkeitsanalyse also auch für die kumulierten CO₂-Emissionen. Aus der Perspektive von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen erscheint dieser Zeitraum einerseits angemessen und insgesamt eher etwas konservativ angesetzt, da er im Bereich üblicher technischer Nutzungsdauern energetischer Maßnahmen und insbesondere mit Blick auf Wärmeschutzmaßnahmen sogar noch darunter liegt. Andererseits lässt sich vermuten, dass aus Sicht vieler Hauseigentümer teils deutlich niedrigere Amortisationszeiten angestrebt werden (vgl. Ansätze in [Cischinsky / Diefenbach 2024], Kap. 3.1)). Vor diesem Hintergrund wird in der folgenden Analyse der wirtschaftliche Betrachtungszeitraum exemplarisch auf 15 Jahre herabgesetzt. Für die kumulierten CO₂-Emissionen wird dagegen weiterhin der Gesamtzeitraum bis zum Erreichen der Klimaneutralität ab 2045 betrachtet (mit letztmalig auftretenden Emissionsbeiträgen im abschließenden Simulationsjahr 2044).

Abbildung 46 und Abbildung 47 zeigen unter Annahme einer wirtschaftlichen Betrachtungsdauer von 15 Jahren die Ergebnisse für die Szenarien A und B beim ursprünglich gasbeheizten Einfamilienhaus mit umfangreicher Sanierung. Zum Vergleich sind für den ursprünglichen Fall mit 20 Jahren Betrachtungsdauer die

Abbildung 22 auf S. 78 und die Abbildung 23 heranzuziehen. Dabei ist zu beachten, dass die Barwerte dort aufgrund des größeren Betrachtungszeitraums generell etwas höher liegen als in den folgenden beiden Diagrammen.

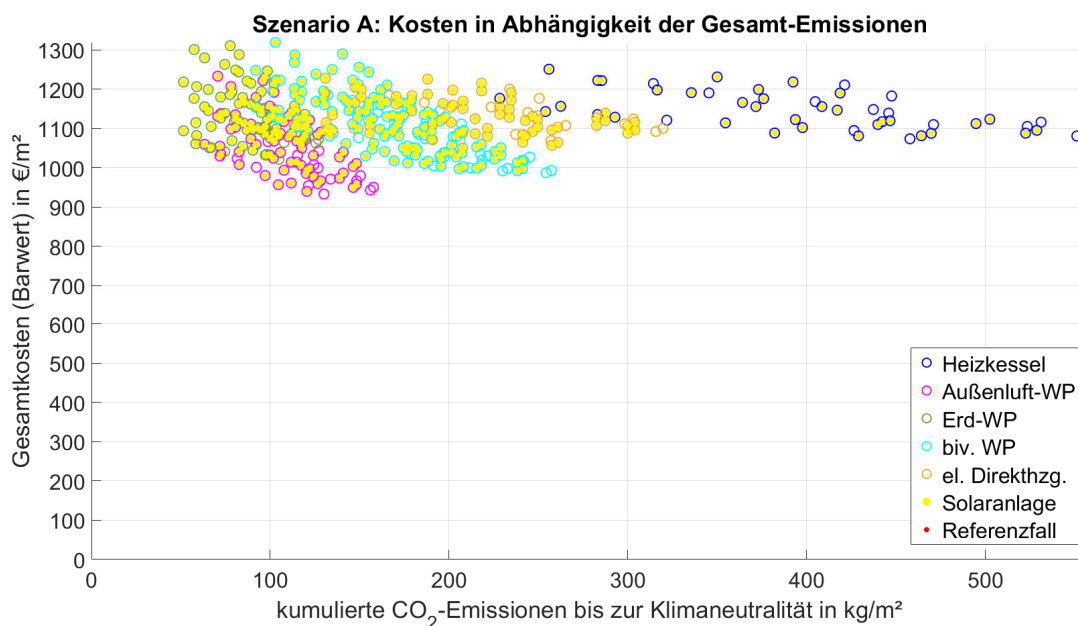


Abbildung 46: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A, Reduzierung des wirtschaftlichen Betrachtungszeitraums auf 15 Jahre: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Im Szenario A ergibt sich für die verkürzte Betrachtungsdauer in Abbildung 46 kein wesentlich anderes Bild als für den Standardansatz in Abbildung 22: Auch hier zeigen sich deutliche wirtschaftliche Vorteile für die monovalenten Außenluft-Wärmepumpen.

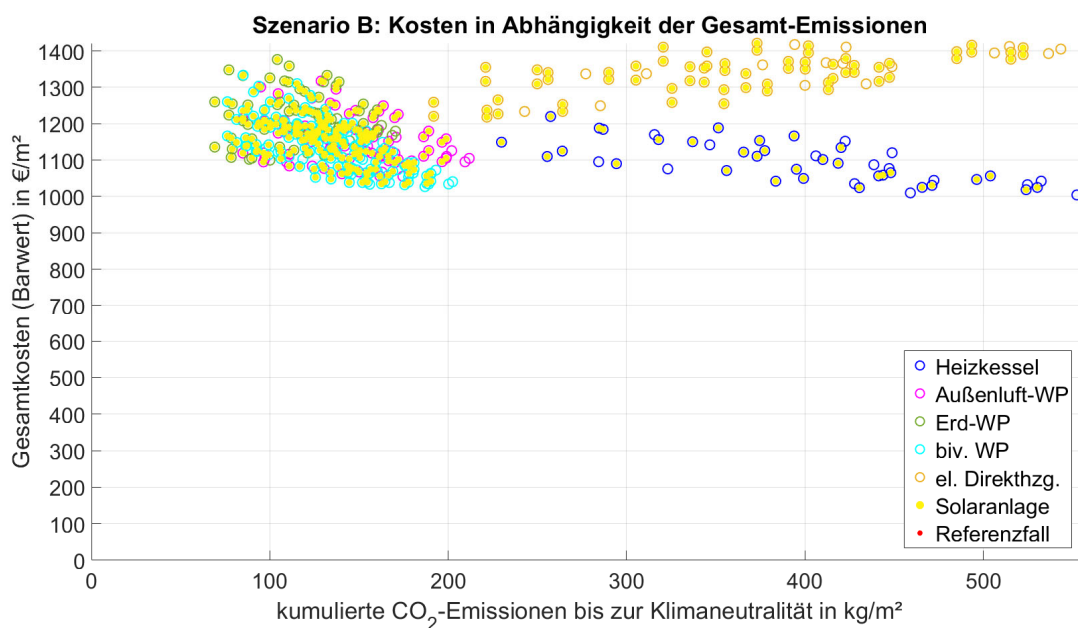


Abbildung 47: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B, Reduzierung des wirtschaftlichen Betrachtungszeitraums auf 15 Jahre: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Sehr knapp war dagegen der wirtschaftliche Vorteil bivalenter Systeme in Abbildung 23 (20 Jahre Betrachtungsdauer). Die Verkürzung des Betrachtungszeitraums auf 15 Jahre in Abbildung 47 verschiebt die Gewichte zugunsten der Wärmeversorgung durch Heizkessel. Die Kostendifferenzen zwischen den jeweils günstigsten bivalenten Wärmepumpen und Heizkesseln wechseln also das Vorzeichen, bleiben aber absolut gesehen weiterhin gering.

Für das Mehrfamilienhaus wird die Untersuchung auf das Szenario B beschränkt. Abbildung 48 zeigt das Ergebnis. Zum Vergleich ist hier Abbildung 39 auf Seite 92 zu betrachten.

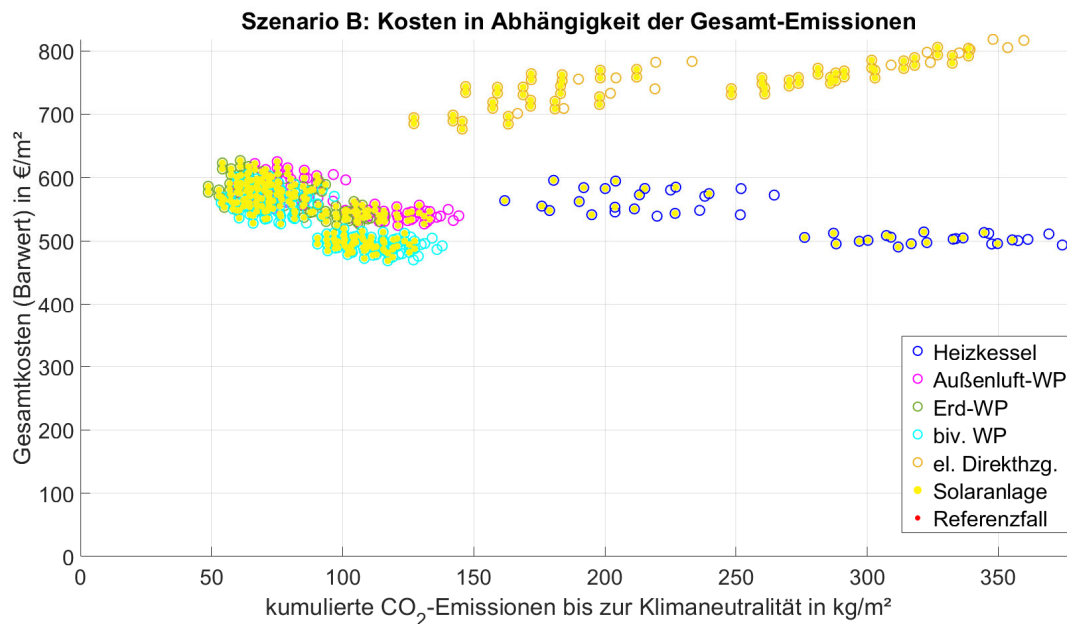


Abbildung 48: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B, Reduzierung des wirtschaftlichen Betrachtungszeitraums auf 15 Jahre: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Anders als beim Einfamilienhaus bleibt der Kostenvorteil der bivalenten Anlagen im Mehrfamilienhaus (Szenario B) auch bei Verkürzung des wirtschaftlichen Betrachtungszeitraums auf 15 Jahre erhalten.

5.4.2 Situation ohne Nutzungspflicht für erneuerbare Energien bei Heizungserneuerung

Die folgende Analyse betrachtet den Fall, dass die im Gebäude-Energie-Gesetz für den Fall der Heizungserneuerung eingeführte Pflicht zu Einhaltung eines 65-prozentigen Anteils erneuerbarer Energien nicht mehr gilt (also z. B. ausgesetzt) wird. Die Einführung dieser Regelung war unter dem Begriff des „Heizungsgesetzes“ sehr kontrovers diskutiert worden. Vor dem Hintergrund, dass die neue Regierungskoalition im Frühjahr 2025 in ihrem Koalitionsvertrag vereinbart hat, dass das Heizungsgesetz „abgeschafft“ wird [Koalitionsvertrag 2025], besteht über die Zukunft der Regelung zumindest Unsicherheit. Vor diesem Hintergrund wird hier nun angenommen, dass auch ohne Erreichung des „65 %-Ziels“, also z. B. bei einer reinen Erneuerung des Heizkessels ohne sonstige Maßnahmen bei der Wärmeversorgung, der Gaspreisverlauf der Variante „Mischgas“ aus Abbildung 14 auf S. 46 folgt, der deutlich höhere Gaspreis der Variante „Mischgas mind. 65 grüne Gase“ also nicht mehr relevant ist. Für das Einfamilienhaus wird wieder die ursprüngliche Ausgangssituation einer umfangreichen Sanierung vorausgesetzt. Abbildung 49 zeigt das Ergebnis für den Szenarienvergleich. Als Vergleichsdiagramm für den bisherigen Fall mit geltender „65 %-Pflicht“ ist Abbildung 24 auf Seite 80 heranzuziehen.

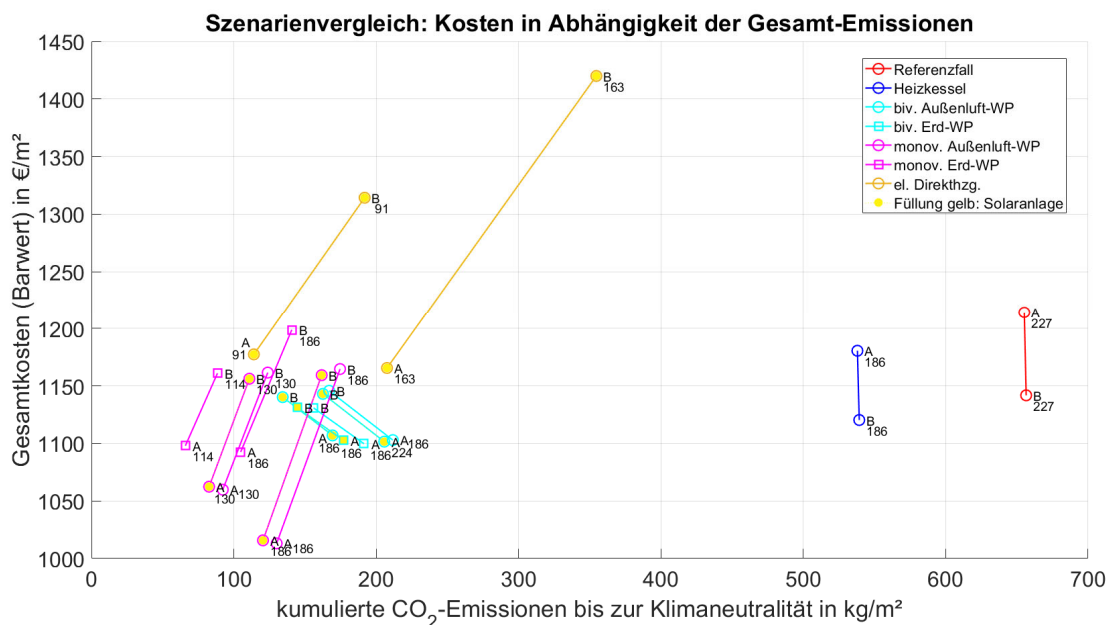


Abbildung 49: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), ohne Pflicht zur Einhaltung eines 65-prozentigen Anteils erneuerbarer Energien, Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Gegenüber Abbildung 24 haben sich in Abbildung 49 die Varianten mit Kesselheizung (inklusive Referenzfall) nach unten, also zu geringeren Kosten verschoben. Insbesondere in Szenario B wird der kostenoptimale Fall nun nicht mehr wie vorher durch eine bivalente Wärmepumpenvariante (siehe zum Vergleich auch Abbildung 26 auf S. 82), sondern durch eine reine Heizkesselvariante gebildet. Der Kostenabstand zu den kostengünstigsten bivalenten Wärmepumpen ist aber weiterhin gering. Bei Betrachtung der CO₂-Emissionen zeigen sich hingegen für die Heizkessel gegenüber Abbildung 24 noch einmal deutlich erhöhte Werte.

Abbildung 50 liefert die Mittelwerte der beiden Szenarien A und B. Zum Vergleich ist Abbildung 27 auf Seite 83 zu betrachten.

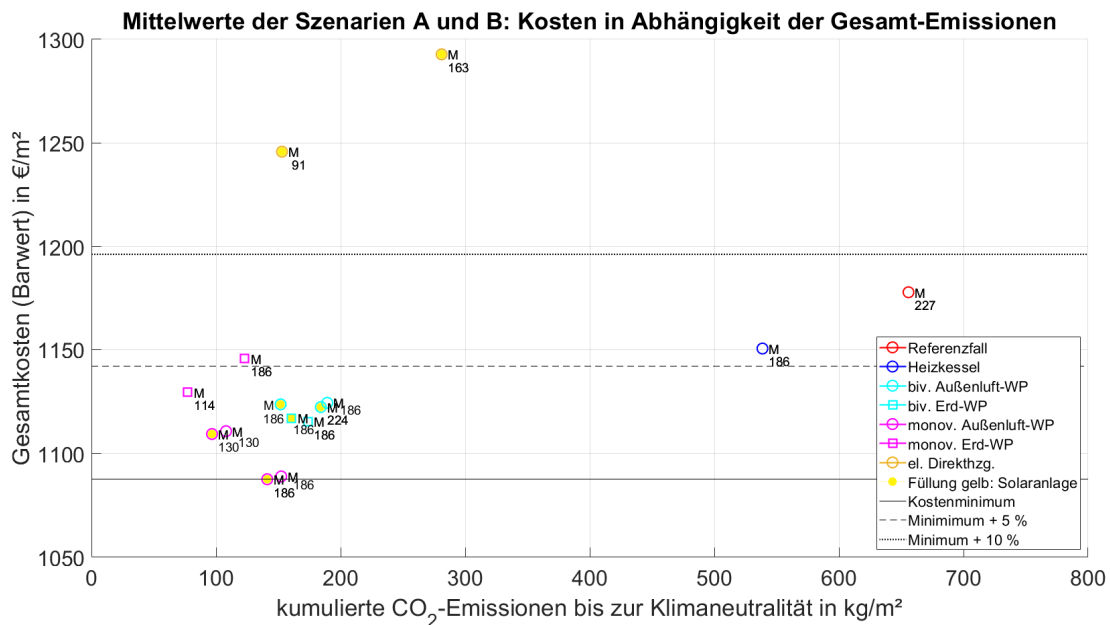


Abbildung 50: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), ohne Pflicht zur Einhaltung eines 65-prozentigen Anteils erneuerbarer Energien, Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Im Mittel über die betrachteten Szenarien ist der Kostenabstand zu den Heizkesseln zwar geringer geworden, die monovalenten Außenluft-Wärmepumpen führen aber weiterhin zu den günstigsten Lösungen.

Der Fall ohne Pflicht zur Einhaltung des 65-Prozent-Anteils erneuerbarer Energien bei der Heizungserneuerung ist für das Mehrfamilienhaus (hier wiederum in der Variante mit umfangreicher Sanierung) in Abbildung 51 dargestellt.

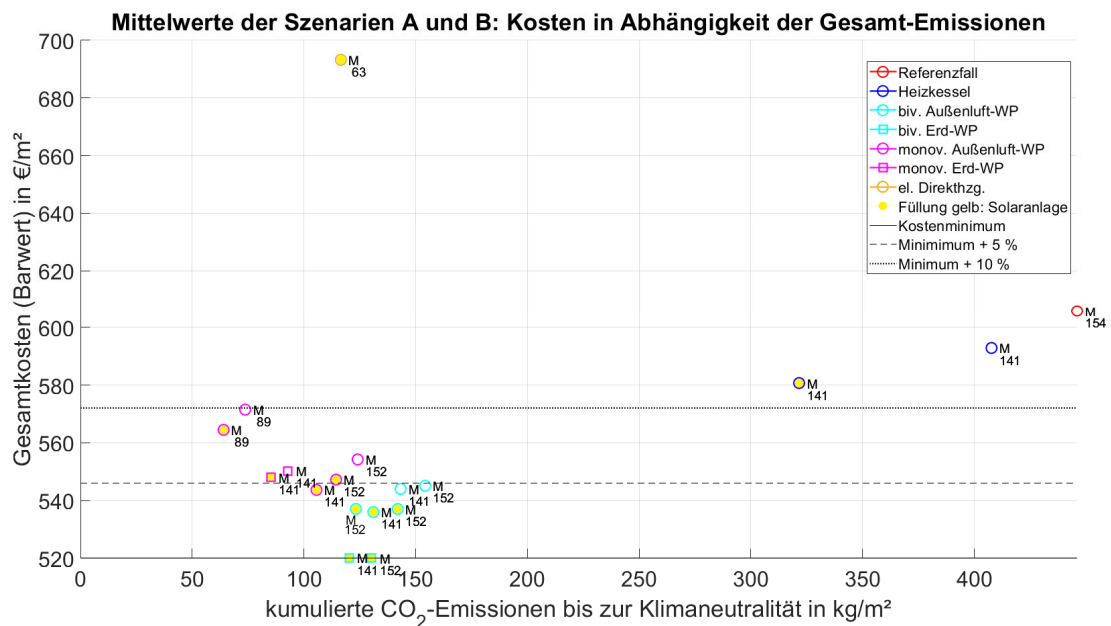


Abbildung 51: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), ohne Pflicht zur Einhaltung eines 65prozentigen Anteils erneuerbarer Energien, Mittelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Gegenüber dem ursprünglichen Fall mit „65-Prozent-Pflicht“ aus Abbildung 41 hat sich die wirtschaftliche Situation für die reinen Heizkesselvarianten zwar merklich verbessert, der Abstand zu den günstigsten bivalenten Wärmepumpenvarianten beträgt aber immer noch mehr als 10 %.

5.4.3 Stärkerer Anstieg der Gasnetzentgelte

In den bisherigen Analysen war für die Szenarien A bzw. B ein allmählicher realer Anstieg der Gasnetzentgelte um den Faktor 3 bzw. 2 bis zum Jahr 2045 angenommen worden (s. Kap. 3.4). Dies beruht auf der Annahme, dass ein grundsätzlich aufgrund von Verbrauchsreduktion und Abkopplung vom Gasnetz zu erwartender Anstieg für noch verbleibende Nutzer durch Übergangsregeln begrenzt wird (Szenario A) bzw. aufgrund einer weiterhin starken Nutzung gasförmiger Brennstoffe ohnehin nicht extrem hoch ausfällt (Szenario B). Insbesondere im Szenario B wäre damit allerdings implizit die Annahme getroffen, dass weiterhin in großem Umfang reine Gaskesselheizungen eingesetzt werden. Würden sich die Gebäudeeigentümer dagegen weitgehend für die Alternative der bivalenten Wärmepumpe entscheiden, die für die Klimaschutzstrategie günstiger einzuschätzen ist (s. Kap. 2.2), so wäre ein deutlich stärkerer Rückgang des Gasverbrauchs und damit ein stärkerer Anstieg der Gasnetzentgelte zu erwarten.

Vor diesem Hintergrund wird hier nun die Annahme getroffen, dass ein solcher stärkerer Anstieg stattfindet und außerdem die Obergrenzen des Netzentgelts in beiden Szenarien weiter nach oben gesetzt werden, so dass im Resultat in beiden Szenarien ein Anstieg der Gasnetzentgelte um den Faktor 5 bis 2045 stattfindet. Abbildung 52 und Abbildung 53 zeigen das Ergebnis für das gasbeheizte Einfamilienhaus mit umfangreicher Sanierung. Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit erfolgt die Darstellung getrennt für die Szenarien A und B. Für den Vergleich mit den Standardannahmen zu den Netzentgelten sind Abbildung 25 und Abbildung 26 (ab S. 81) heranzuziehen.

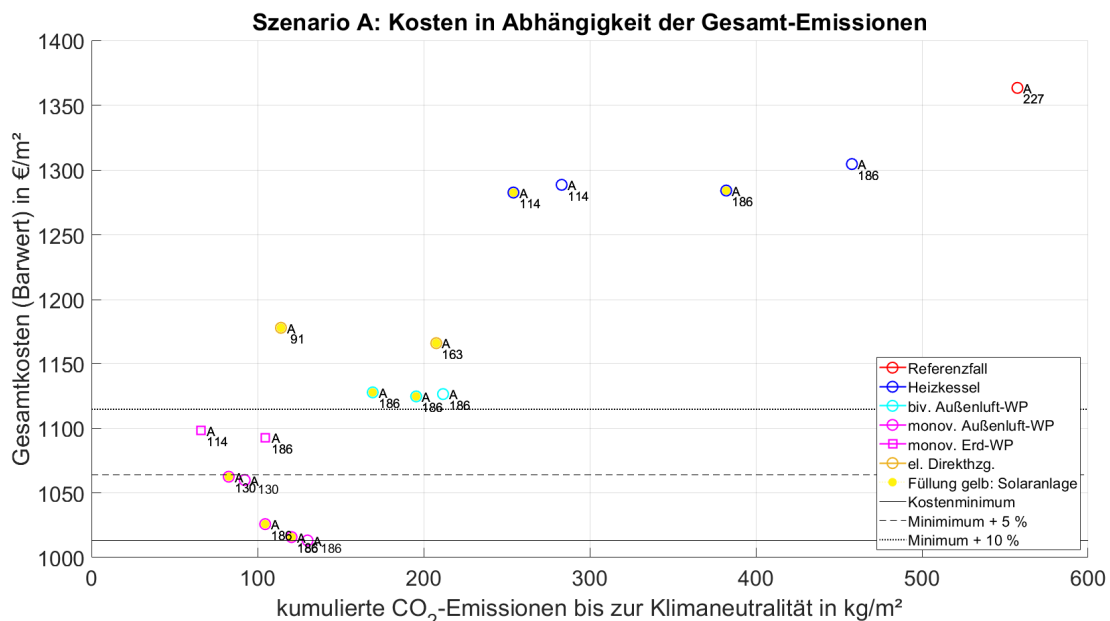


Abbildung 52: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario A, erhöhter Anstieg der Gasnetzentgelte, Einzelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Erwartungsgemäß wird der wirtschaftliche Vorteil der monovalenten Wärmepumpen durch die gestiegenen Gasnetzentgelte in Szenario A noch einmal deutlich verstärkt. Die bivalenten Wärmepumpen überschreiten nun anders als in Abbildung 25 die 10 %-Mehrkostenmarke, allerdings nur leicht. Sehr deutlich ist der Kostenanstieg dagegen bei den Heizkesseln.

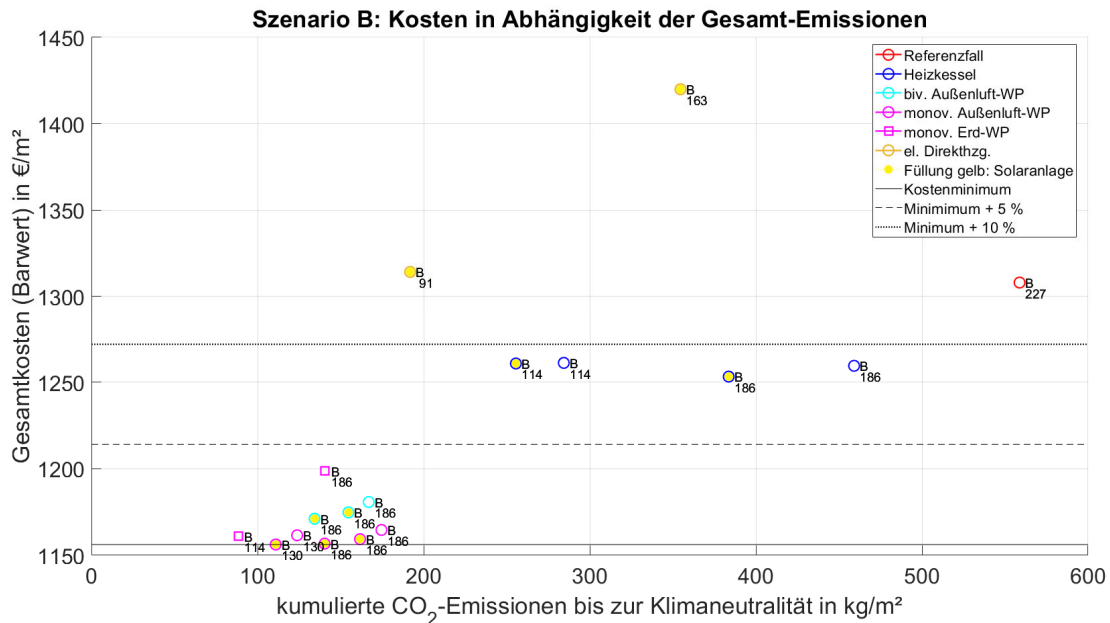


Abbildung 53: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenario B, erhöhter Anstieg der Gasnetzentgelte, Einzelwerte aus Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Auch im Szenario B verschieben sich die Gewichte zuungunsten von bivalenten Wärmepumpen und Heizkesseln. Der in Abbildung 26 vorhandene leichte Kostenvorteil der bivalenten gegenüber den monovalenten Wärmepumpen ist nun verlorengegangen, die Kostenunterschiede sind aber weiterhin gering. Für die Heizkessel ergibt sich dagegen nun anders als vorher ein sehr deutlicher Abstand zum Kostenminimum. Abbildung 54 zeigt das Ergebnis für das Mehrfamilienhaus im direkten Szenarienvergleich.

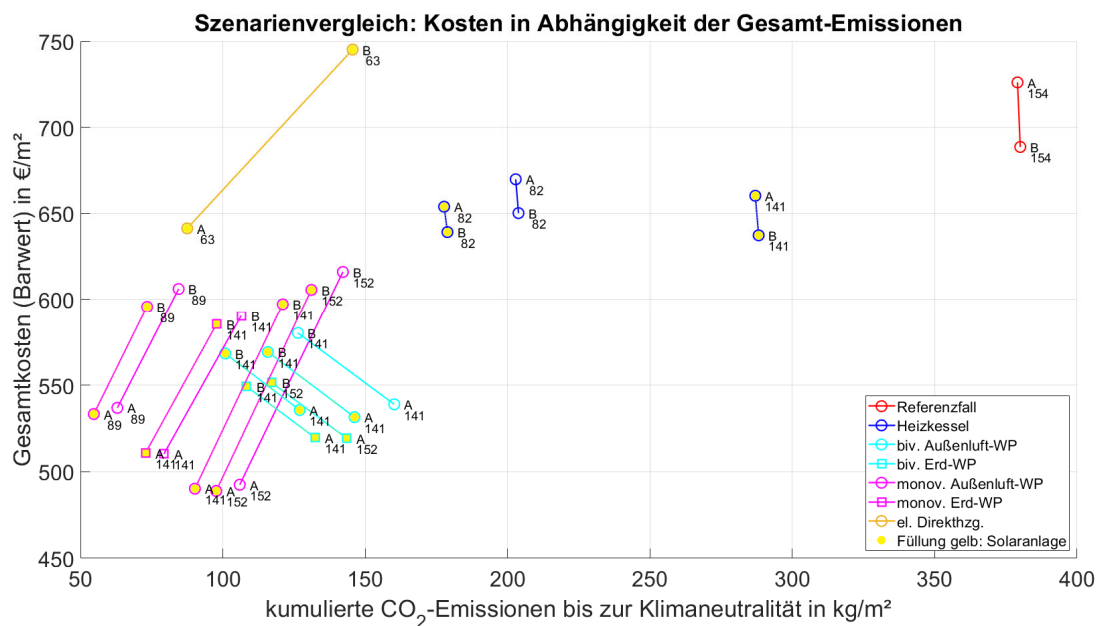


Abbildung 54: Mehrfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich, erhöhter Anstieg der Gasnetzentgelte: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Die Situation mit den ursprünglichen Netzentgelten ist in Abbildung 40 auf S. 92 dargestellt. Anders als beim Einfamilienhaus bleibt hier in Abbildung 54 in Szenario B der bereits vorher sichtbare Kostenvorteil der bivalenten Systeme erhalten. Die Heizkessel liegen in allen Szenarien weitab vom Kostenoptimum.

5.4.4 Variation des CO₂-Emissionsfaktors der grünen Übergangsbrennstoffe

In der Kostenbewertung wird in der vorliegenden Studie generell davon ausgegangen, dass grüne Brennstoffe (auch Übergangsbrennstoffe wie etwa Biomethan) von der CO₂-Bepreisung ausgenommen werden. Wie in Kapitel 3.5 erläutert wird demgegenüber der bei der ökologischen Bewertung verwendete durchschnittliche CO₂-Emissionsfaktor der grünen Übergangsbrennstoffe für die ersten 15 Jahre der Betrachtung zu 0,067 kg/kWh angenommen (bezogen auf den Heizwert), so dass etwa ein Drittel des Wertes von Erdgas erreicht wird. Ab 2040 wird dann der Wert Null angesetzt. Dabei handelt es sich um einen Ad-Hoc-Ansatz, der der begrenzten Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse Rechnung tragen soll, ohne dass präzise Vorhersagen über die zu erwartenden Emissionswerte möglich sind. Insbesondere ist zu beachten, dass der erreichbare Anteil nachhaltiger Biomasse stark von der Inanspruchnahme der Potentiale, nicht zuletzt also auch vom Anteil der Biomasse an der Energieerzeugung abhängen wird.

Vor diesem Hintergrund werden hier am Beispiel des Einfamilienhauses (gasbeheizt, umfangreiche Sanierung) Parametervariationen durchgeführt, bei denen der Emissionsfaktor für die ökologische Bewertung im einen Fall zu null angesetzt wird (so als wäre eine vollständig nachhaltige und emissionsfreie Energieerzeugung aus Biomasse möglich), während im anderen Fall von einer Verdopplung des Mittelwerts für die ersten 15 Jahre auf 0,134 kg/kWh ausgegangen wird. Abbildung 55 zeigt das Ergebnis für den auf null reduzierten Emissionsfaktor. Zum Vergleich mit dem ursprünglichen Emissionsfaktor 0,067 kg/kWh ist Abbildung 24 auf S. 80 heranzuziehen.

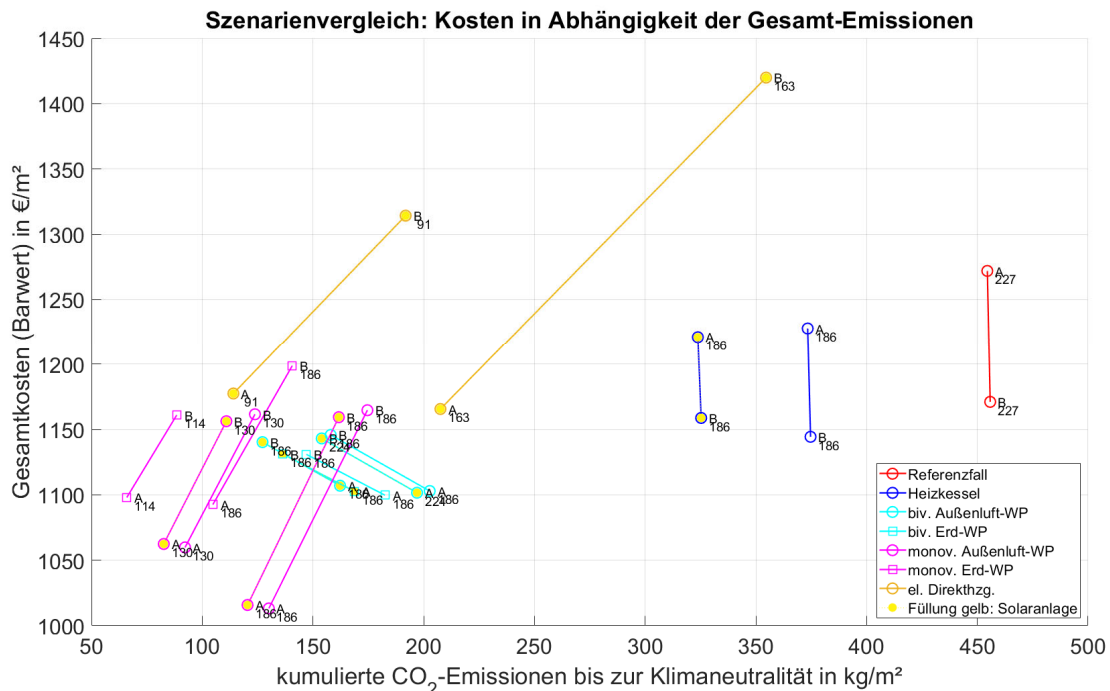


Abbildung 55: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich mit auf Null reduziertem CO₂-Emissionsfaktor der grünen Übergangsgase: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Da der veränderte Emissionsfaktor annahmegemäß keine Auswirkungen auf die CO₂-Bepreisung und die Kosten hat, treten Veränderungen gegenüber Abbildung 24 nur bei den CO₂-Emissionen (also in waagerechter Richtung) und außerdem nur bei den Fällen auf, in denen Gaskessel eingesetzt werden. Dabei verschieben sich die Emissionen zu niedrigeren Werten. Im Fall der bivalenten Wärmepumpen, bei denen die Heizkessel nur geringe Beiträge zur Wärmeerzeugung leisten, ist dieser Effekt sehr klein. Bei den reinen Heizkessel-Systemen ist er deutlich stärker, ohne allerdings das Gesamtbild maßgeblich zu verändern: Die Kessel finden sich hier immer noch weit rechts in der Abbildung, also bei den höchsten Emissionswerten.

Der umgekehrte Fall mit einem auf den Wert 0,134 kg/kWh verdoppelten Emissionsfaktor der grünen Übergangsgase ist in Abbildung 56 dargestellt: Die Emissionen der grünen Übergangsgase liegen hier nun in den ersten 15 Jahren bei rund zwei Dritteln des Wertes von Erdgas.

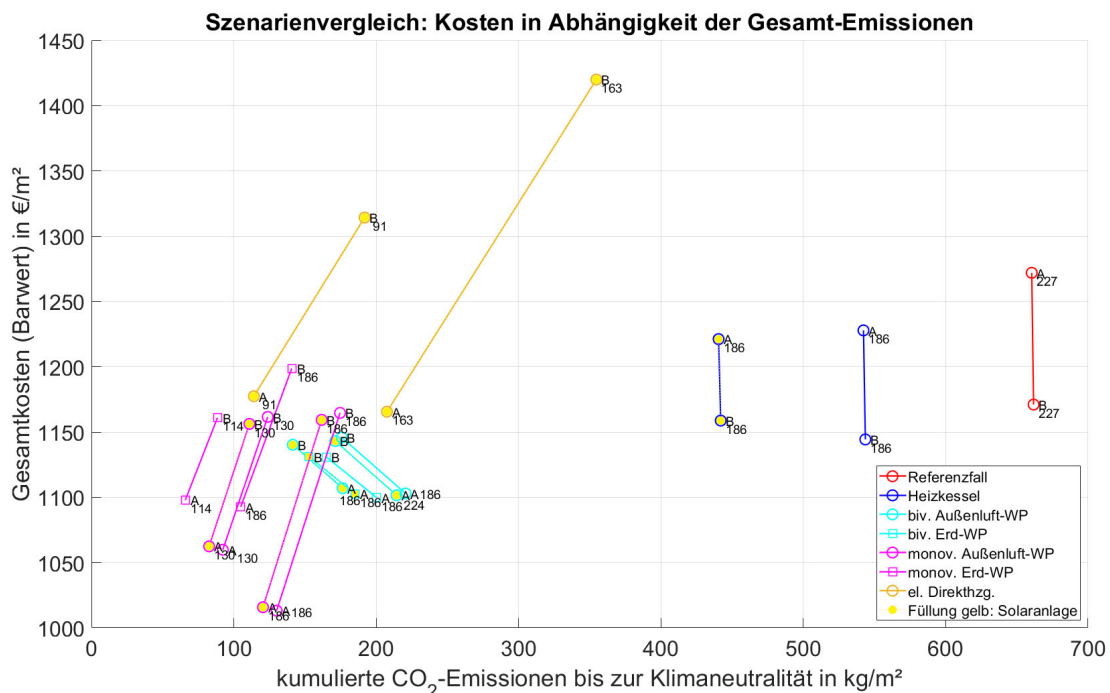


Abbildung 56: Einfamilienhaus im Bestand (bisher gasbeheizt, umfangreiche Sanierung), Szenarienvergleich mit doppeltem CO₂-Emissionsfaktor der grünen Übergangsgase: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Gegenüber der vorherigen Abbildung sowie der ursprünglichen Abbildung 24 findet nun eine entsprechende Verschiebung der Punkte nach rechts statt. Bei den bivalenten Wärmepumpen ist der Effekt wiederum nicht gravierend, bei den Heizkesseln dagegen sehr deutlich. Im Referenzfall werden nun bezogen auf die Wohnfläche kumulierte Emissionen von rund 660 kg/m² erreicht (gegenüber ca. 560 kg/m² im ursprünglichen Fall in Abbildung 24), während die günstigsten Fälle mit monovalenten oder bivalenten Wärmepumpen je nach Szenario weiterhin im Bereich von ca. 100 – 200 kg/m² liegen.

6 Maßnahmenanalysen für Neubauten

6.1 Einführung in die Neubauuntersuchung

Wie im Bestand werden auch im Neubaufall zwei Beispielgebäude, ein Ein- und ein Mehrfamilienhaus, betrachtet (Beschreibung s. Anhang B). Als Wärmeerzeugungssysteme werden monovalente Außenluft- und Erdreich-Wärmepumpen, Gaskessel und direktelektrische Systeme, daneben auch Solaranlagen (Solarthermie bzw. Photovoltaik) berücksichtigt. Ölkessel und bivalente Wärmepumpen werden dagegen nicht betrachtet: Ölkessel spielen im Neubau schon seit Jahren kaum noch eine Rolle⁷¹ und auch bivalente Wärmepumpensysteme erscheinen kaum praxisgerecht: Aufgrund des guten Dämmniveaus von Neubauten und des häufigen Einbaus von Fußbodenheizungen (die hier bei Zentralheizung generell vorausgesetzt werden) ist im Allgemeinen davon auszugehen, dass bivalente Systeme im Neubau nur in Ausnahmefällen attraktiv oder gar notwendig sind, da monovalente Wärmepumpen auf deutlich geringere Leistungen ausgelegt werden können und gleichzeitig noch merklich bessere Effizienzwerte (Jahresarbeitszahlen) erreichen als in Bestandsgebäuden. Anders als in den Bestandsgebäuden (wo dies aus aktueller Sicht eher untypisch ist) wird im Neubau immer auch der Einbau einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung als mögliche Option mitberücksichtigt.

Auch im Neubau ist die Einhaltung der entsprechenden Vorgaben des Gebäude-Energie-Gesetzes (GEG) zu beachten. Insbesondere ist beim Wärmeschutz (bezüglich des spezifischen Transmissionswärmeverlusts) mindestens das Niveau des GEG-Referenzgebäudes zu erreichen, welches in der Geometrie dem tatsächlichen Neubau entspricht, für das aber theoretische Kennwerte hinsichtlich der Ausführung von Wärmeschutz und Wärmeversorgung definiert sind. In den Modellanalysen werden die Wärmedurchgangskoeffizienten der Einzelbauteile gemäß dem Referenzgebäude als Ausgangsniveau des betrachteten Gebäudes festgelegt. Darüber hinaus werden noch zwei weitergehende Wärmeschutzniveaus betrachtet, die auch gegebenenfalls jeweils nur für Einzelbauteile erreicht werden, so dass sich in den Untersuchungen eine große Bandbreite unterschiedlicher Wärmeschutzstandards ergibt⁷². Weiterhin muss laut GEG auch eine Grenze für den Primärenergiebedarf erreicht werden (55 % des Referenzgebäude-Wertes). In den Analysen werden nur Fälle berücksichtigt, die beide Bedingungen (für Wärmeschutz und Primärenergie) einhalten. Der „Nachweis“ erfolgt dabei nicht entsprechend den „offiziellen“ Berechnungsverfahren, deren genaue Anwendung hier zu aufwändig und angesichts der Betrachtung stark vereinfachter, idealisierter Gebäude auch nicht angemessen wäre. Stattdessen wird das im Anhang beschriebene Energiebilanzverfahren des Simulationsmodells verwendet. Da der GEG-Nachweis nicht auf absoluten Energiebilanzkennwerten, sondern auf relativen Ergebnissen im Vergleich zum Referenzgebäude basiert, erscheint diese Vereinfachung zulässig.

Im Hinblick auf die Bundesförderung für energieeffiziente Neubauten haben sich die Bedingungen in den letzten Jahren immer wieder verändert. Aktuell (Stand Anfang Mai 2025) sind über die KfW zinsverbilligte Kredite für „klimafreundliche Neubauten“ erhältlich. Bei Einhaltung des „Effizienzhaus-40-Standards“ (mit Nachweis analog zu den GEG-Anforderungen, aber strengeren Regeln für Wärmeschutz und Primärenergiebedarf), Verzicht auf die Verwendung von fossilen Brennstoffen und Biomasse (so dass im Allgemeinen lediglich Strom und die hier nicht betrachtete Fernwärme als externe Energieträger infrage kommen) sowie einem zusätzlichen Nachhaltigkeitsnachweis in zwei Varianten (in vereinfachter oder ausführlicherer Form gemäß dem sogenannten „QNG-Standard“) kann eine Kredithöhe von 100.000 € (vereinfachter Nachweis) bzw. 150.000 € (ausführlicher Nachweis) beansprucht werden [KfW 2025]. Für die folgenden Analysen wird von dem vereinfachten Nachweis ausgegangen. Die Zinsverbilligung des entsprechenden Kredits entspricht

⁷¹ Von 2020 bis 2023 ist der Anteil von mit Öl beheizten Gebäuden unter den Baugenehmigungen von lediglich 0,4 % noch einmal auf 0,2 % abgesunken [Destatis Februar 2025].

⁷² Vereinfachend wird angenommen, dass alle gegenüber dem Referenzgebäude verbesserten Bauteile gemeinsam entweder das erste oder zweite weitergehende Niveau erreichen.

umgerechnet (als Barwert) aktuell ungefähr einer Zuschussförderung von 6.000 € pro Wohnung⁷³. Diese äquivalente Förderhöhe wurde in den Simulationsrechnungen im Regelfall bei allen Varianten berücksichtigt, die die genannten Bedingungen für den klimafreundlichen Neubau einhalten.

6.2 Maßnahmenanalysen für das Einfamilienhaus im Neubau

Für das Neubau-Einfamilienhaus wird hier in Abbildung 57 für Szenario A und in Abbildung 58 für Szenario B allerdings zunächst der Fall ohne Förderung betrachtet. Die absoluten Kosten beinhalten neben den Investitionen in die Wärmeversorgung (und gegebenenfalls Lüftung) sowie den Energiekosten lediglich die Wärmeschutz-Differenzkosten gegenüber dem Referenzfall. Sie sind daher generell deutlich geringer als bei den Bestandsgebäuden, bei denen die Gesamtkosten für den Wärmeschutz sowie (gegebenenfalls) noch weitere Bauteilsanierungskosten ohne Wärmeschutzverbesserung angesetzt wurden.

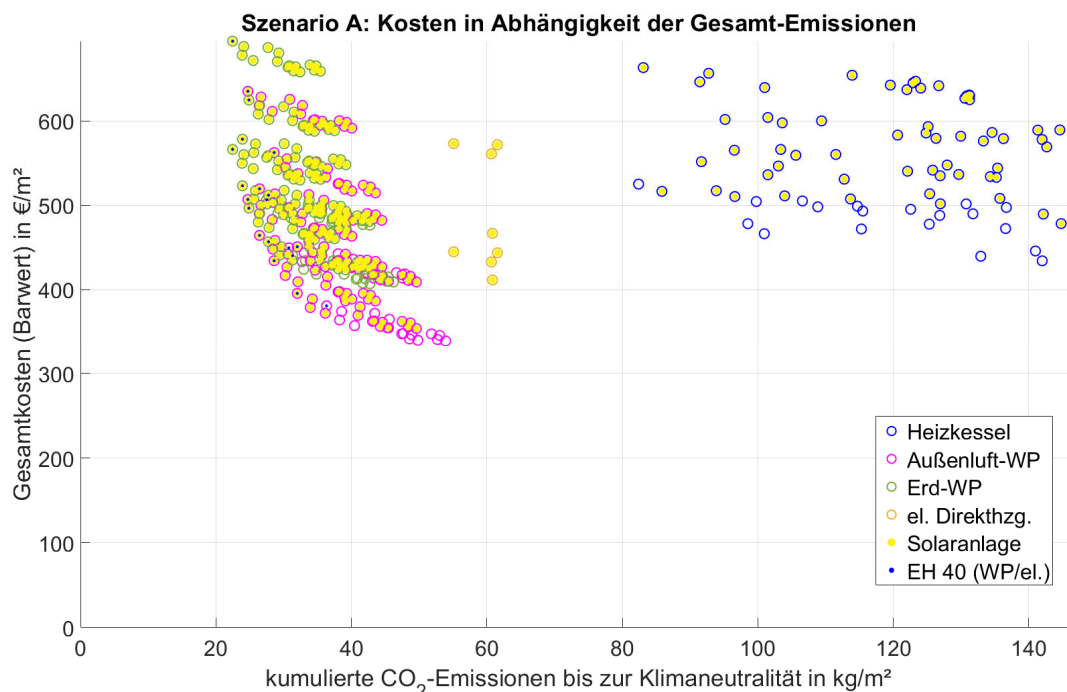


Abbildung 57: Einfamilienhaus im Neubau, Szenario A ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Im Szenario A weisen Lösungen mit Luft-Wärmepumpe auch ohne Förderung die mit Abstand günstigsten wirtschaftlichen Ergebnisse auf. Die mit einem inneren blauen Punkt markierten Gebäude mit Effizienzhaus-40-Standard, die außerdem die Bedingungen für klimafreundlichen Neubau einhalten, spielen hier (ohne Inanspruchnahme von Fördermitteln) keine Rolle im engeren Bereich der kostengünstigsten Lösungen. Elektrische Direktheizungen und vor allem Heizkessel liegen bezüglich Kosten und CO₂-Emissionen deutlich ungünstiger.

⁷³ Für die Berechnung dieses Vergleichswerts wurden die aktuellen KfW-Förderbedingungen mit einem aktuell gültigen Zinssatz von 2,81 % sowie ein Vergleichszinssatz von 3,6 % zugrunde gelegt.

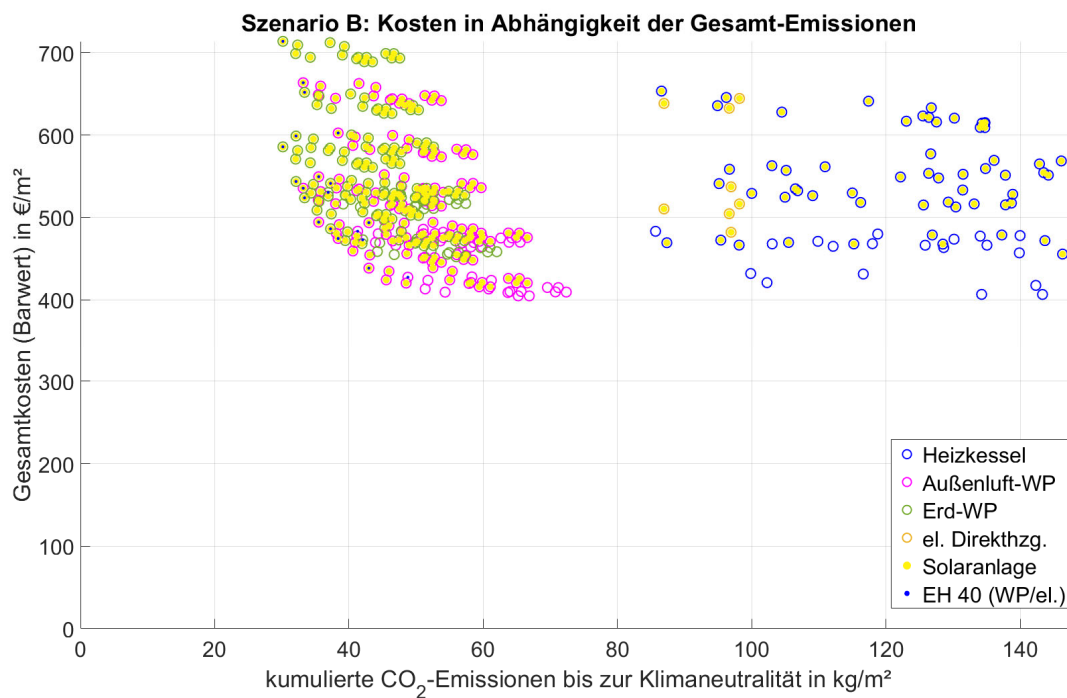


Abbildung 58: Einfamilienhaus im Neubau, Szenario B ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

In Szenario B zeigen sich bei Luft-Wärmepumpen weiterhin die wirtschaftlich günstigsten Ergebnisse. Der Abstand zu einzelnen Fällen mit Gaskesselheizungen ist hier allerdings sehr gering. Die elektrische Direktheizung erweist sich weiterhin als ungünstig.

Unter Einbeziehung der Förderung klimafreundlicher Neubauten ergibt sich in den folgenden beiden Diagrammen ein ähnliches, im Detail aber leicht verändertes Bild. Abbildung 59 stellt das Szenario A mit Förderung dar.

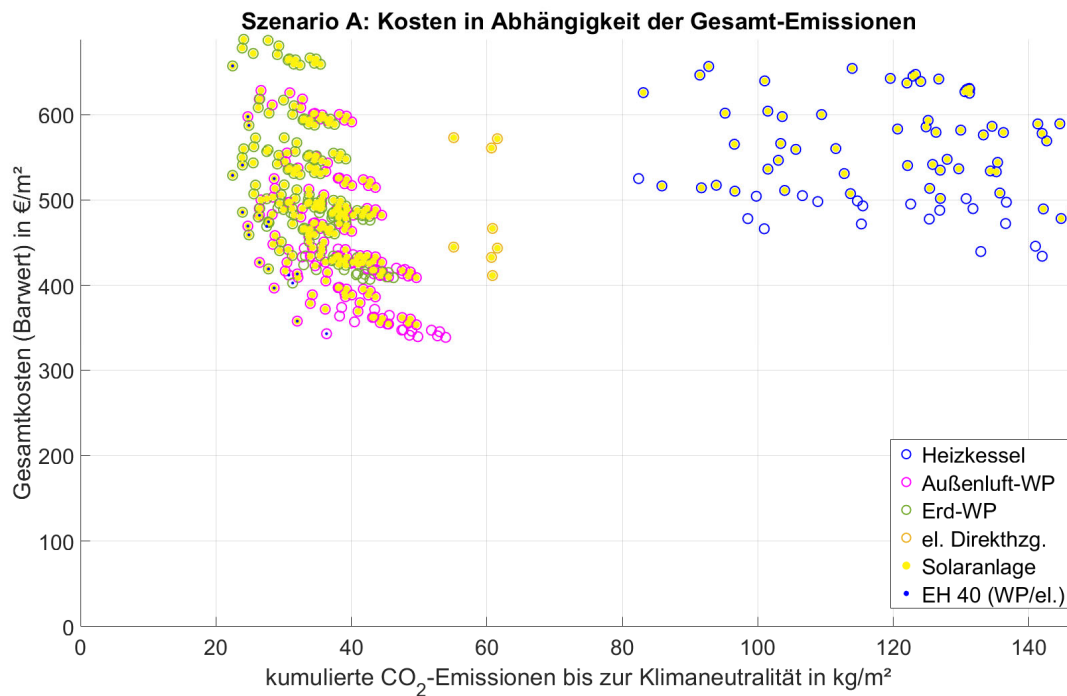


Abbildung 59: Einfamilienhaus im Neubau, Szenario A (hier und im Folgenden mit Förderung): Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Es finden sich nun auch „klimafreundliche“ Neubauten mit Effizienzhaus-40-Standard in der Nähe des Kostenoptimums, ohne dieses ganz zu erreichen. Die Kostendifferenz beträgt hier allerdings lediglich noch ca. 4 €/m². Für diesen Standard ergeben sich noch einmal sehr relevante CO₂-Emissionsminderungen gegenüber den kostenoptimalen Varianten: Der günstigste klimaneutrale Neubau liegt hier bei 36 kg/m², der kostenoptimale Fall dagegen bei 54 kg/m².

Noch deutlicher macht sich der Effekt der Förderung im Szenario B in Abbildung 60 bemerkbar. Durch die Förderung wird hier sogar erreicht, dass der klimafreundliche Effizienzhaus-40-Standard das Kostenoptimum einnimmt.

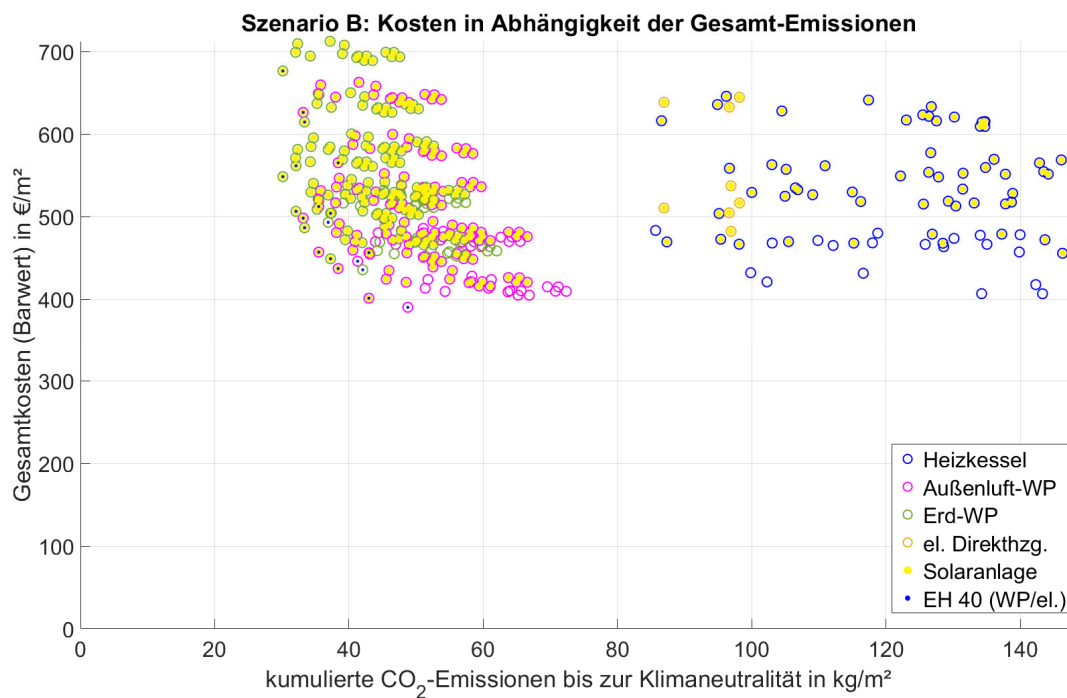


Abbildung 60: Einfamilienhaus im Neubau, Szenario B: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Einen direkter Vergleich der Szenarien A und B – konzentriert auf Fälle in der Nähe des Kostenoptimums nach den in Kap. 5.2.1 erläuterten Auswahlkriterien – ist der folgenden Abbildung 66 zu entnehmen.

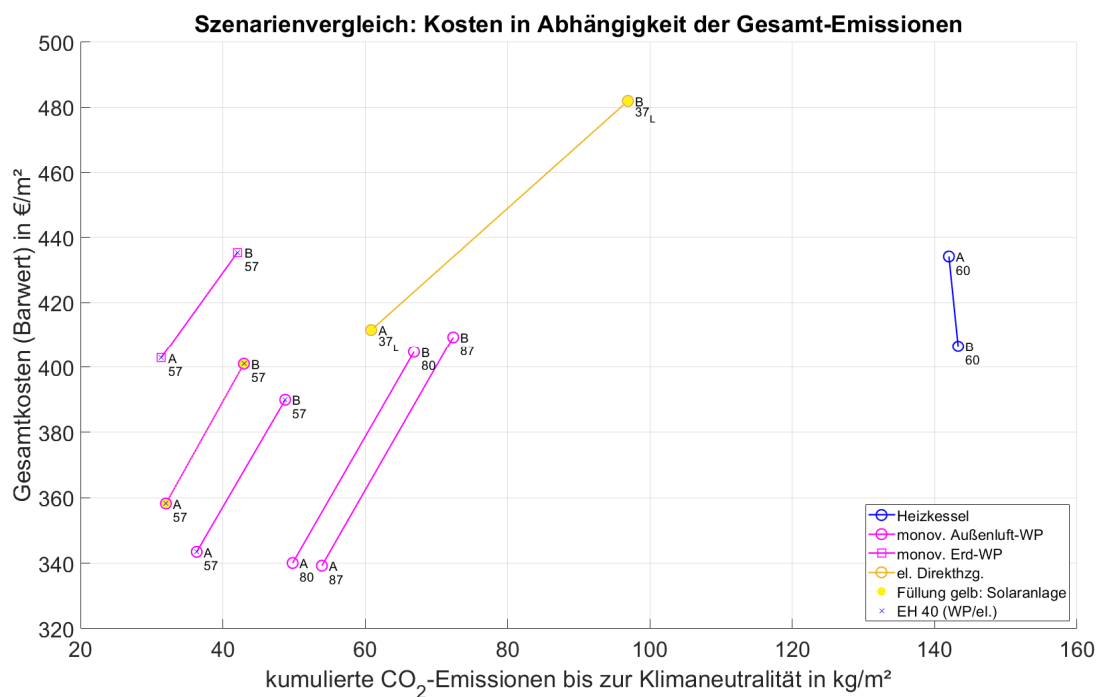


Abbildung 61: Einfamilienhaus im Neubau, Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

In der Darstellung wird noch einmal deutlich, dass innerhalb des durch die Szenarien A und B aufgespannten „Unsicherheitsbereichs“ die Lösungen mit Außenluft-Wärmepumpe insgesamt wirtschaftlich am günstigsten abschneiden: Im Szenario A weisen sie die mit Abstand niedrigsten Kosten auf, im Szenario B liegen sie ähnlich gut und teils besser als die günstige Lösung mit Kesselheizung.

Die eingezeichneten Zahlenwerte geben auch hier den jährlichen Gesamt-Wärmebedarf der jeweiligen Gebäudevariante für Heizung und Warmwasser (inklusive Verteilverlusten) bezogen auf die Wohnfläche an. Das zusätzlich eingezeichnete „L“ weist auf den Einsatz einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung hin. Das Maximum des Wärmebedarfs (Wärmeschutz nach Referenzgebäude, ohne Lüftungswärmerückgewinnung) liegt im betrachteten Beispiel-Einfamilienhaus bei ca. 87 kWh/m²a, das Minimum (besten Wärmeschutz, mit Lüftungswärmerückgewinnung, dezentrale Stromheizung) bei 37 kWh/m²a. Durch die Förderung klimafreundlicher Neubauten wird erreicht, dass sich auch eine Variante mit einem gegenüber dem Referenzgebäude deutlich verbesserten Wärmeschutz (Effizienzhaus-40-Standard, Wärmebedarf 57 kWh/m²) im „wirtschaftlich interessanten“ Bereich wiederfindet.

6.3 Maßnahmenanalysen für das Mehrfamilienhaus im Neubau

Als Neubau-Mehrfamilienhaus wird hier ein relativ großes Beispielgebäude mit 17 Wohnungen betrachtet. Wie im Bestand wird auch hier nicht zwischen der Perspektive von selbstnutzenden Eigentümern und Vermietern unterschieden (s. Kap. 5.1). Die ersten beiden Diagramme betreffen wiederum die Situation ohne Förderung. Abbildung 62 stellt das Szenario A, Abbildung 63 das Szenario B dar.

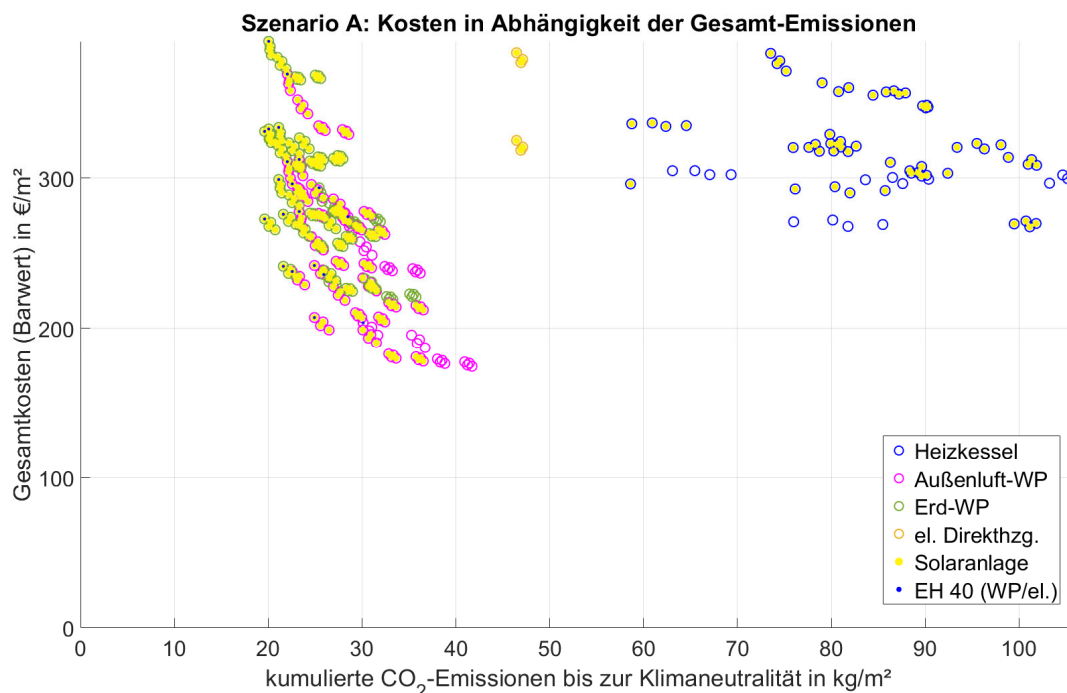


Abbildung 62: Mehrfamilienhaus im Neubau, Szenario A ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

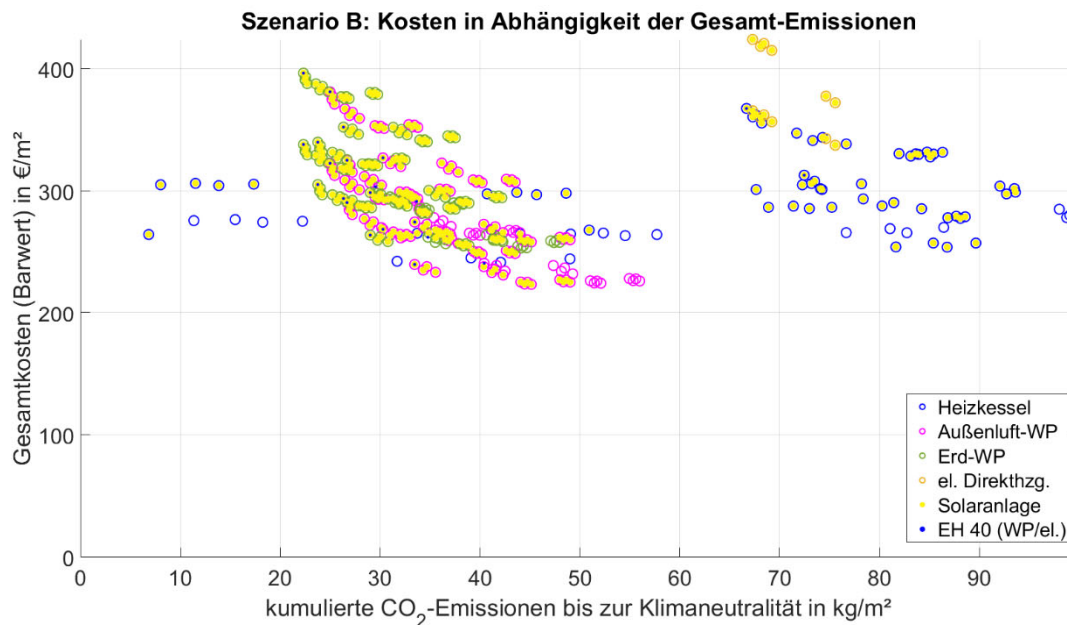


Abbildung 63: Mehrfamilienhaus im Neubau, Szenario B ohne Förderung: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Der Kostenvorteil der Außenluft-Wärmepumpen zeigt sich auch beim Mehrfamilienhaus, und zwar (anders als beim Einfamilienhaus) nicht nur im Szenario A, sondern ebenfalls sehr deutlich auch im Szenario B. Die entsprechenden Varianten mit Förderung der klimafreundlichen Neubauten (Effizienzhausstandard 40 bei Verwendung von elektrischem Strom als Energieträger) sind in Abbildung 64 und Abbildung 65 dargestellt.

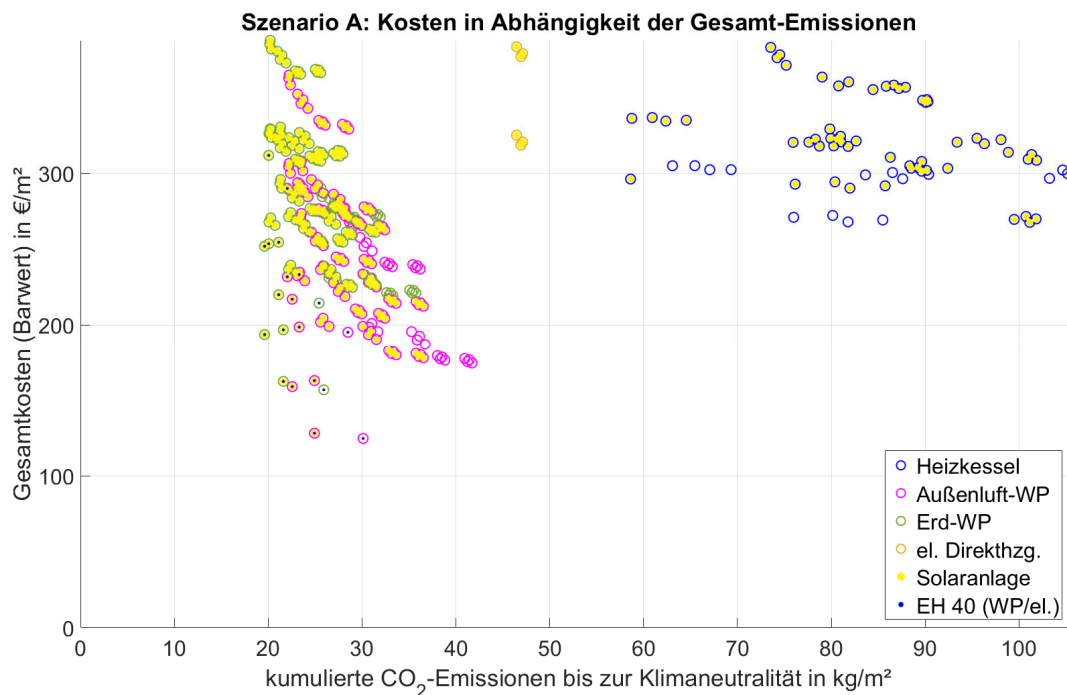


Abbildung 64: Mehrfamilienhaus im Neubau, Szenario A (hier und im Folgenden mit Förderung): Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

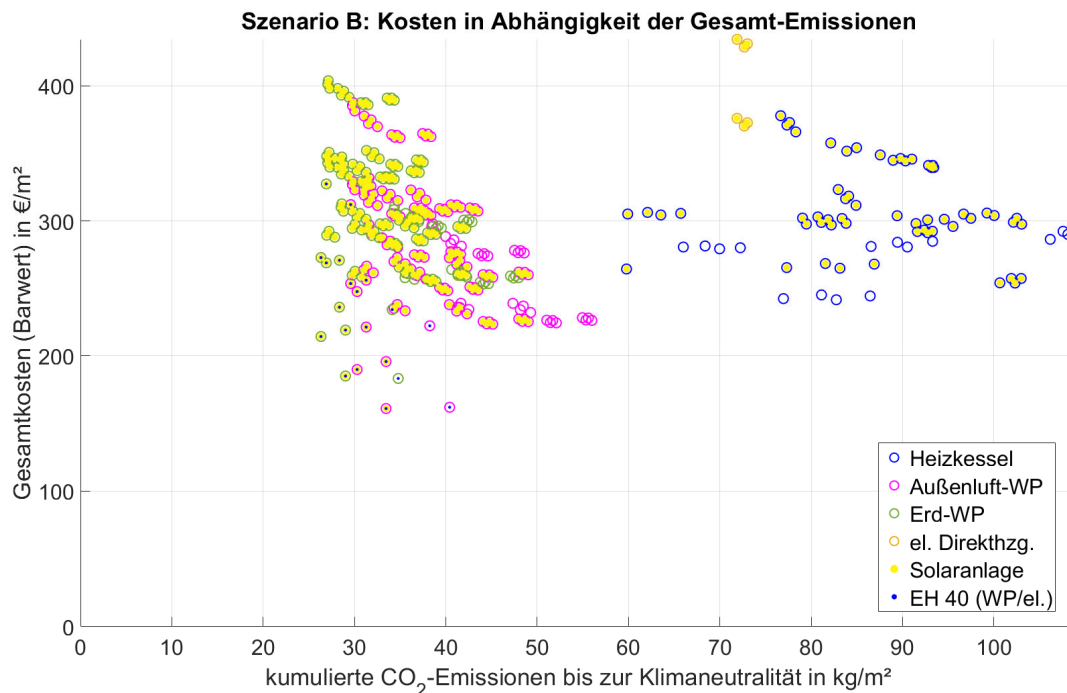


Abbildung 65: Mehrfamilienhaus im Neubau, Szenario B: Gesamtkosten (Barwert) in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen für alle Maßnahmenkombinationen

Der Effekt der Fördermittel ist in beiden Szenarien gravierend: Der Effizienzhaus-40-Standard mit Wärmepumpe erweist sich als sehr attraktive Lösung. Es erreichen dabei auch Fälle mit Erd-Wärmepumpen (grüne Markierungen) ein vergleichsweise günstiges Kostenniveau.

Die starken Auswirkungen der Förderung sind hier auch auf das gewählten Beispielgebäude zurückzuführen: Es wird ein großes Mehrfamilienhaus mit 17 Wohnungen betrachtet, die wohnungsbezogene Förderung kann also in 17-facher Höhe beansprucht werden. Die Kosten der Wärmeversorgungssysteme und des Wärmeschutzes wachsen zwar prinzipiell ebenfalls mit der Gebäudegröße, aber aufgrund von Skaleneffekten bei den leistungsbezogenen Investitionskosten von Heizsystemen (die bei steigender Leistung sinken) und eines günstiger werdenden Verhältnisses von Gebäudeoberfläche zu Wohnfläche verläuft dieser Kostenzuwachs typischerweise unterproportional zur Wohnungszahl.

Abbildung 66 zeigt den direkten Szenarienvergleich für das Mehrfamilienhaus im Neubau.

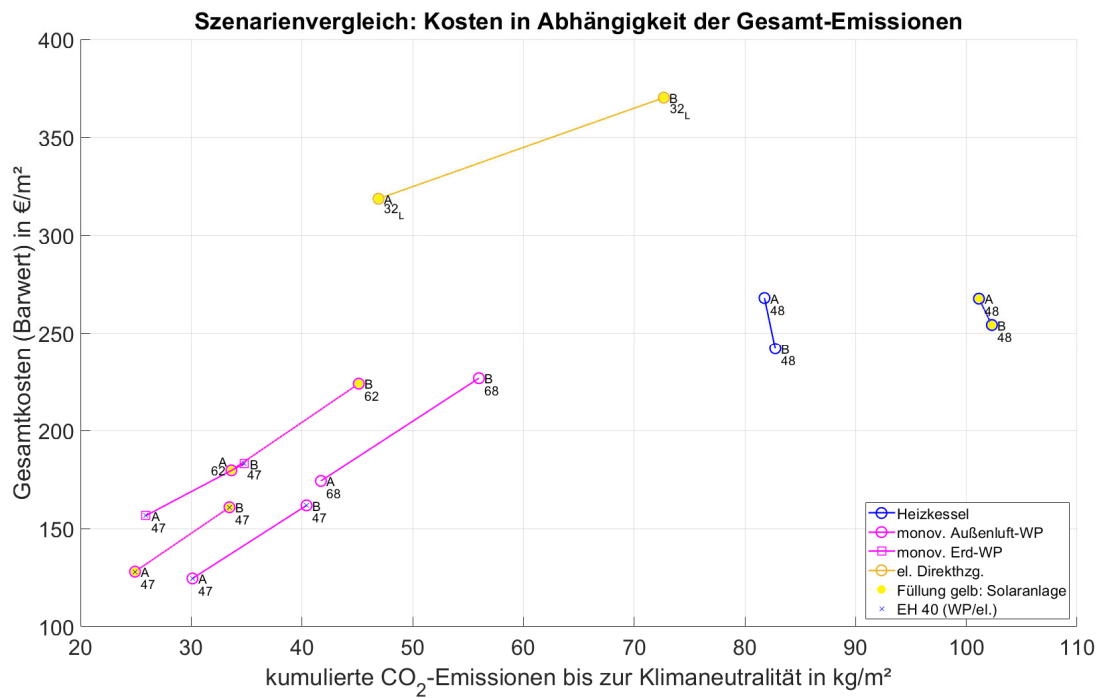


Abbildung 66: Mehrfamilienhaus im Neubau, Szenarienvergleich: Gesamtkosten in Abhängigkeit der kumulierten CO₂-Emissionen

Auch in diesem Diagramm spiegelt sich der ökonomische und ökologische Vorteil der monovalenten Wärmepumpenheizungen wider, insbesondere im Fall der geförderten Effizienzhausstandards.

7 Analyse von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebestand

7.1 Einführung in die Untersuchung

Auch wenn in den bisherigen Untersuchungen jeweils eine große Anzahl von Maßnahmenpaketen betrachtet wurde, die sich auch bezüglich des Wärmeschutzes unterschieden, stand bei der Auswertung der Vergleich unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme im Mittelpunkt des Interesses. Im vorliegenden Kapitel soll nun die Wirtschaftlichkeit von Wärmeschutzmaßnahmen näher in den Blick genommen werden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird dabei nicht wie in den vorangegangenen Kapiteln der Vergleich einer Vielzahl denkbarer Maßnahmenkombinationen durchgeführt, sondern ein abstrakter (aber verallgemeinerbarer) Ansatz gewählt. Ausgangspunkt der Überlegungen ist die folgende Gleichung für den wirtschaftlichen Gewinn g einer Wärmeschutzmaßnahme aus Sicht des Hauseigentümers:

$$g = \Delta k_E - \Delta k_{I,a} \quad (\text{Gl. 1})$$

mit:

g : jährlicher wirtschaftlicher Gewinn der Wärmeschutzmaßnahme in €/m²a bezogen auf die Bauteilfläche

Δk_E : jährlich eingesparte Energiekosten pro m² Bauteilfläche in €/m²a

$\Delta k_{I,a}$: annuierte (zusätzliche) Investitionskosten für die Wärmeschutzmaßnahme in €/m²a: Im Fall, dass die Maßnahme an eine ohnehin notwendige Sanierung gekoppelt ist, handelt es sich um die „energiebedingten“ Mehrkosten. Bei Inanspruchnahme von Fördermitteln reduziert sich der Wert entsprechend.

Neben den annuierten Investitionskosten sind also die jährlich eingesparten Energiekosten zu beachten. Diese ergeben sich aus der folgenden Gleichung:

$$\Delta k_E = \Delta q_H \cdot p_E \cdot e_H = \Delta q_H \cdot p_W \quad (\text{Gl. 2})$$

mit:

Δq_H : Heizwärmeeinsparung aufgrund der Wärmeschutzmaßnahme in kWh/m²a bezogen auf die Bauteilfläche

p_E : mittlerer realer Arbeitspreis des verwendeten Heizenergieträgers im Betrachtungszeitraum in €/kWh

e_H : Aufwandszahl⁷⁴ des Wärmeerzeugers (dimensionslos)

p_W : Wärmepreis (später: „eigentlicher“ Wärmepreis) des vorliegenden Wärmeerzeugungssystems in €/kWh

$$p_W = p_E \cdot e_H \quad (\text{Gl. 3})$$

Die eingesparten Energiekosten hängen also neben der Heizwärmeeinsparung vom zukünftigen (mittleren) Wärmepreis des Heizsystems ab. Dieser wird maßgeblich vom Energiepreis des Heizenergieträgers bestimmt. Auf Basis eines wirtschaftlichen Betrachtungszeitraums von 20 Jahren zeigt Abbildung 67 die realen mittleren Energiepreise für die Untersuchungsszenarien A und B.

⁷⁴ Bei Heizkesseln ist dies der Kehrwert des Jahresnutzungsgrads der Heizwärmeerzeugung und bei Wärmepumpen der Kehrwert der Jahresarbeitszahl.

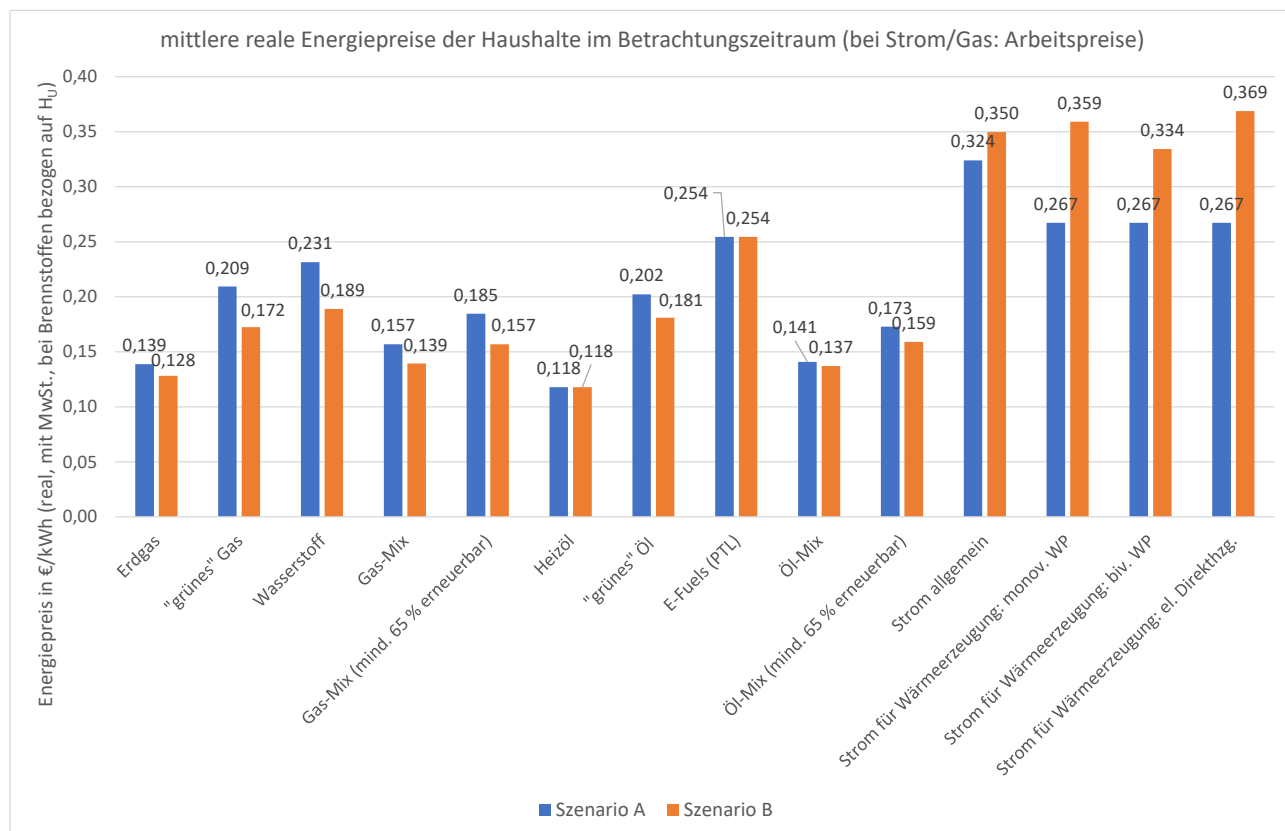


Abbildung 67: Mittlere reale Energieträgerpreise (Arbeitspreise) für die untersuchten Szenarien A und B und den 20-jährigen Betrachtungszeitraum 2025-2044 (inkl. MwSt., bei Brennstoffen bezogen auf den Heizwert)

Für die Wärmezeugung durch Heizkessel sind in der vorliegenden Untersuchung die Kostenangaben „Gas-Mix“ und „Öl-Mix“ ausschlaggebend. Im Fall einer aktuellen Erneuerung des Heizkessels mit Pflicht zur Einhaltung eines Anteils von 65 % erneuerbarer Energien sind die entsprechend höheren Preisangaben mit dem Zusatz „mind. 65 % erneuerbar“ einzusetzen. Je nach betrachtetem Fall und Szenario ist also mit Brennstoffpreisen (bei Gas: Arbeitspreisen) zwischen 0,139 €/kWh und 0,185 €/kWh zu rechnen. Unter der Annahme, dass mit (nicht zu alten) Heizkesseln Jahresnutzungsgrade von 92 – 96 % und demnach Aufwandszahlen e_H von ungefähr 1,05 bis 1,09 erreicht werden können (s. Anhang B), ergibt sich nach Gl. 3 eine Spanne des Wärmepreises von rund 0,15 bis 0,20 €/kWh.

Im Fall der Wärmeversorgung durch (monovalente) Wärmepumpen sind Strom-Arbeitspreise zwischen 0,267 €/kWh (Szenario A) und 0,359 €/kWh (Szenario B) zu beachten. Die folgenden Untersuchungen sind weitgehend auf die Betrachtung von monovalenten Außenluft-Wärmepumpen beschränkt. Für diese sind nach den Annahmen in Anhang B Jahresarbeitszahlen von ungefähr 2,8 (im Gebäudebestand) und demnach Aufwandszahlen von etwa 0,36 zu erwarten. Mit diesen Ansätzen erhält man für die Wärmepumpen eine Spanne des Wärmepreises von ca. 0,09 €/kWh bis 0,13 €/kWh, also deutlich günstigere Werte als bei den Heizkesseln.

Bei Wärmepumpen sind im Zusammenhang mit dem Wärmeschutz allerdings noch zusätzliche Einflüsse zu beachten, die mit der Reduzierung des Gebäude-Heizleistungsbedarfs durch die Wärmedämmung im Zusammenhang stehen und die sich durch Ansatz eines entsprechend höheren „äquivalenten“ Wärmepreises berücksichtigen lassen. Dieser äquivalente Wärmepreis in €/kWh gibt die Grenzkosten der aufgrund der Wärmedämmung eingesparten Heizwärme an, wobei in diese Grenzkosten (anders als beim ursprünglichen Wärmepreis) nicht nur die unmittelbar eingesparten Energiekosten, sondern auch die zusätzlichen Effekte

insbesondere aufgrund des reduzierten Leistungsbedarfs mitberücksichtigt sind. Insbesondere werden hier folgenden Effekte eingerechnet:

- Wenn die Wärmepumpe bereits vor Durchführung der Wärmeschutzmaßnahmen installiert war, so ergibt sich nun aus der Verminderung der Heizleistung die Möglichkeit, die Vorlauftemperatur im Heizkreis abzusenken. Dadurch steigt die Arbeitszahl der Wärmepumpe, und es ergeben sich zusätzliche Endenergieeinsparungen, die nach ersten Abschätzungen typischerweise in einer Größenordnung von 10 % liegen (bezogen auf die Einsparungen, die sich bei unveränderter Arbeitszahl ergeben würden)⁷⁵. Berechnet man wie im vorliegenden Modell die Energiebilanz vereinfachend mit dieser unveränderten Arbeitszahl, so lässt sich der Effekt nach Gl. 2 ersatzweise (im Sinne einer rechnerischen „Hilfskonstruktion“) auch durch Ansatz eines um rund 10 % höheren „äquivalenten“ Wärmepreises berücksichtigen⁷⁶. Die zu berücksichtigenden Wärmepreise bei Wärmepumpen liegen demnach etwas höher als zuvor genannt, nämlich bei etwa 0,10 bis 0,14 €/kWh
- Noch deutlich höher fallen die zusätzlichen Kosteneinsparungen allerdings aus, wenn die Installation Wärmepumpe gemeinsam mit den Wärmeschutzmaßnahmen oder kurz danach stattfindet. Der Grund hierfür liegt in der – anders als bei Heizkesseln – deutlich ausgeprägten Abhängigkeit der Investitionskosten von der thermischen Wärmepumpenleistung. Laut Anhang A können für Außenluft-Wärmepumpen in Ein- bzw. Mehrfamilienhäusern überschlägig Zuwachskosten von 1.700 €/kW bzw. 1.200 €/kW angenommen werden (inkl. MwSt.). Bei etwa der Hälfte der Gebäude ist damit zu rechnen, dass zusätzlich Kosten für die Erneuerung von Heizkörpern hinzukommen und dass hierfür dann weitere Kosten in einer Größenordnung von 500 €/kW bezogen auf die Gebäude-Heizleistung anfallen können (vgl. Anhang A, inkl. MwSt.). Damit ergibt sich eine geschätzte Spannbreite der leistungsabhängigen Grenzkosten einer Wärmepumpeninstallation von 1.200 €/kW bis 2.200 €/kW. Unter Annahme eines Betrachtungszeitraums von 20 Jahren, eines Realzinssatzes von 2 % und eines daraus folgenden Annuitätenfaktors von 0,061 entspricht dies jährlichen leistungsabhängigen Grenzkosten der Wärmepumpeninstallation $k_{Pth,Inst}$ zwischen 73 und 135 €/(kW·a). Eine überschlägige Umrechnung dieser leistungsbezogenen Kosten in einen äquivalenten Wärmepreis wird weiter unten gegeben.
- Als dritter Kostenfaktor kommen gegebenenfalls auch noch leistungsabhängige Netzentgelte mono-valenter Wärmepumpen hinzu, die im Szenario B für Außenluft-Wärmepumpen in Höhe von $k_{Pth,Netz} = 40$ €/(kW·a) angesetzt werden (vgl. Kap. 4.5). Diese Kosten treten unabhängig vom Installationszeitpunkt der Wärmepumpe auf. Sie sind in den in Abbildung 67 dargestellten Arbeitspreisen noch nicht enthalten.

Für die weiteren Analysen wird die ursprüngliche Gleichung 1 um die zusätzlich zu berücksichtigenden leistungsbezogenen Kosten erweitert:

$$g = \Delta k_E + \Delta k_{Pth,fl} - \Delta k_{l,a} \quad (\text{Gl. 4})$$

mit:

$\Delta k_{Pth,fl}$: Reduzierung der jährlichen Kosten aufgrund der Reduzierung der Heizleistung durch die Wärmeschutzmaßnahme (bezogen auf die Bauteilfläche) in €/m²a

Dabei gilt:

$$\Delta k_{Pth,fl} = k_{Pth} \cdot \Delta p_{th,BT} \quad (\text{Gl. 5})$$

⁷⁵ Dieser Effekt wird in dem bei Berichtslegung noch laufenden Forschungsprojekt „Wärmepumpenpraxis im hessischen Wohngebäudebestand“ untersucht, s. <https://www.iwu.de/forschung/energie/wp-hessen/>. Nach aktuellem Stand können die genannten 10 % als grober Anhaltswert dienen.

⁷⁶ Der Ansatz eines höheren Wärmepreises ist hier also lediglich eine „Hilfskonstruktion“, um bei gleicher rechnerischer Arbeitszahl dennoch die richtige von der Wärmedämmung verursachte Energiekosteneinsparung zu berücksichtigen.

mit:

$k_{Pth} = k_{Pth,Inst} + k_{Pth,Netz}$: Gesamtwert der leistungsbezogenen Jahreskosten in €/kW·a

$\Delta p_{th,BT}$: Reduzierung der (auf die Bauteilfläche) bezogenen Heizleistung des Gebäudes in kW/m²

$\Delta p_{th,BT}$ lässt sich überschlägig wie folgt ermitteln:

$$\Delta p_{th,BT} = \Delta U \cdot r \cdot \Delta T_{Ausleg} \quad (\text{Gl. 6})$$

mit:

ΔU : Reduzierung des Wärmedurchgangskoeffizienten des Bauteils durch den Wärmeschutz in W/m²K

r : Abminderungsfaktor (dimensionsloser Wert ≤ 1): In der Regel gilt $r = 1$. Für Bauteile, die nicht direkt an die Außenluft grenzen (Obergeschoss-/Kellerdecken, Wände an Erdreich) wird dagegen ein Wert < 1 angesetzt.

$\Delta T_{Ausleg} = (T_L - T_a) = 30 \text{ K}$: Temperaturdifferenz zwischen Innenraumlufte (20 °C) und Außenluft (-10 °C) im Auslegungsfall der Heizlastberechnung (also am kältesten Tag).

Die Reduzierung des Heizwärmebedarfs aufgrund der Dämmmaßnahme lässt sich wie folgt abschätzen:

$$\Delta q_H = \Delta U \cdot r \cdot G_T \quad (\text{Gl. 7})$$

G_T : Gradtagzahl in kWh/a (Kilo-Kelvin-Stunden pro Jahr), Anhaltswert: 68 kWh/a = 68.000 Kh/a⁷⁷

Auf Basis dieser verschiedenen Zwischenschritte lässt sich (Gl. 4) wie folgt umformen

$$\begin{aligned} g &= \Delta k_E + \Delta k_{Pth,fl} - \Delta k_{l,a} = \Delta U \cdot r \cdot G_T \cdot p_W + \Delta U \cdot r \cdot \Delta T_{Ausleg} \cdot k_{Pth} - \Delta k_{l,a} \\ &= \Delta U \cdot r \cdot G_T \cdot (p_W + \Delta T_{Ausleg} \cdot k_{Pth} / G_T) - \Delta k_{l,a} = \Delta q_H \cdot p_{W,aequi} - \Delta k_{l,a} \quad (\text{Gl. 8}) \end{aligned}$$

mit $p_{W,aequi}$ als dem gesuchten äquivalenten Wärmepreis, der neben dem eigentlichen Wärmepreis auch den Effekt der leistungsbezogenen jährlichen Kosten berücksichtigt:

$$p_{W,aequi} = p_W + p_{W,Pth} = p_W + \Delta T_{Ausleg} \cdot k_{Pth} / G_T \quad (\text{Gl. 9})$$

Der Zuschlag $p_{W,Pth}$ auf den eigentlichen Wärmepreis bei monovalenten Außenluft-Wärmepumpen kann damit laut den bisher getroffenen Abschätzungen zwischen null (Wärmepumpe bereits vorhanden, kein leistungsabhängiges Stromnetzentgelt) und einem Maximalwert $p_{W,Pth,max}$ von liegen, der sich bei neu installierter Wärmepumpe, Notwendigkeit eines Heizkörpertauschs und leistungsabhängigem Netzentgelt wie folgt berechnet:

$$p_{W,Pth,max} = \Delta T_{Ausleg} \cdot (k_{Pth,Inst,max} + k_{Pth,Netz}) / G_T = 30 \text{ K} \cdot (135 + 40) \text{ €/kW·a} / 68.000 \text{ Kh/a} = \text{ca. } 0,08 \text{ €/kWh} \quad (\text{Gl. 10})$$

Der Zuschlag auf den Wärmepreis kann nach dieser Abschätzung als zwischen 0 und 0,08 €/kWh liegen. Für den äquivalenten Wärmepreis von Wärmepumpen ergibt sich damit insgesamt eine sehr große Preisspanne von 0,10 €/kWh (alte Wärmepumpe, unterstes Niveau des Wärmepreises, ohne leistungsbezogene Kosten) bis 0,13 + 0,08 = 0,21 €/kWh (neue Wärmepumpe, oberes Niveau von Wärmepreis und leistungsbezogenen Kosten).

Vor diesem Hintergrund werden für die folgenden Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von Wärmeschutzmaßnahmen drei unterschiedliche Niveaus für den äquivalenten Wärmepreis angenommen:

- **niedriger äquivalenter Wärmepreis: 0,10 €/kWh (10 Cent/kWh)**
- **mittlerer äquivalenter Wärmepreis: 0,15 €/kWh (15 Cent/kWh)**
- **hoher äquivalenter Wärmepreis: 0,20 €/kWh (20 Cent/kWh)**

⁷⁷ Es wird hier zunächst ungefähr der Mittelwert des in Anhang B genannten Intervalls von 60 bis 75 kWh/a angesetzt. An späterer Stelle wird ein noch etwas präziserer Ansatz für die Ermittlung der Wärmebedarfsreduktion verwendet.

Diese Ansätze für den äquivalenten Wärmepreis zur Bewertung von Wärmeschutzmaßnahmen wurden mit Blick auf die Situation bei Heizkesseln und monovalenten Außenluft-Wärmepumpen abgeleitet. Grob überschlägig und unter Annahme eines Deckungsbeitrags von 80 % durch die Wärmepumpe und 20 % durch den Heizkessel lassen sich die Ansätze auch auf bivalente Außenluft-Wärmepumpen übertragen:

Zur Ermittlung des eigentlichen Wärmepreises werden die Preisanteile der Heizkessel und Wärmepumpen entsprechend ihren Deckungsbeiträgen zur Wärmeherzeugung (20 % / 80 %) berücksichtigt. In Szenario B wird dabei der gegenüber monovalenten Anlagen reduzierte Strom-Arbeitspreis berücksichtigt.

Hinsichtlich der leistungsabhängigen Kosten der Neuinstallation von bivalenten Wärmepumpen ist zu beachten, dass diese nur auf einen kleineren Anteil der Gesamtleistung (Modellansatz 35 %) ausgelegt sind, so dass die leistungsabhängigen Differenzkosten ebenfalls nur mit diesem Anteil zu Buche schlagen⁷⁸. Gleichzeitig liegen die leistungsabhängigen Zuwachskosten bei kleiner Leistung im Einfamilienhaus nach den Modellansätzen im Anhang A bei ca. 2400 €/kW, so dass sich bei einem Anteil von 35 % immer noch 800 €/kW bzw. als annuierter Wert ca. 50 €/(kW·a) ermitteln lassen. Für das Mehrfamilienhaus lassen sich entsprechend rund 500 €/kW bzw. 30 €/(kW·a) abschätzen. Leistungsbezogene Netzkosten treten bei den bivalenten Wärmepumpen nicht auf.

In Tabelle 6 ist vor dem Hintergrund der dargelegten Ansätze noch einmal eine Übersicht über die eigentlichen und äquivalenten Wärmepreise p_W und $p_{W,aequi}$ für Maßnahmen in Bestandsgebäuden gegeben (hier also ohne Neubauten). Angesichts bestehender Unsicherheiten haben die Zahlenwerte den Charakter einer groben Abschätzung und sind daher auf ganze Centbeträge gerundet angegeben.

Grenznutzen von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebestand (angegeben als "äquivalenter Wärmepreis")			eigentlicher Wärmepreis		äquivalenter Wärmepreis	
	Gebäude- Typ	Heizkörper- tausch (j/n)	Szenario A Cent/kWh	Szenario B Cent/kWh	Szenario A Cent/kWh	Szenario B Cent/kWh
neuer Gaskessel	EFH/MFH	n	19	16	19	16
neuer Ölkessel	EFH/MFH	n	18	17	18	17
bestehender Gaskessel	EFH/MFH	n	17	15	17	15
bestehender Ölkessel	EFH/MFH	n	15	15	15	15
Neue monovalente Außenluft-Wärmepumpe	EFH	j	10	13	15	21
	EFH	n	10	13	14	19
	MFH	j	10	13	14	19
	MFH	n	10	13	13	18
Bestehende monovalente Außenluft-Wärmepumpe	EFH	n	10	13	10	16
	EFH	n	10	13	10	16
	MFH	n	10	13	10	16
	MFH	n	10	13	10	16
Neue bivalente Außenluft-Wärmepumpe	EFH	j	12	13	15	16
	EFH	n	12	13	14	15
	MFH	j	12	13	14	15
	MFH	n	12	13	13	14
bestehende bivalente Außenluft-Wärmepumpe	EFH	n	12	13	12	13
	EFH	n	12	13	12	13
	MFH	n	12	13	12	13
	MFH	n	12	13	12	13

* EFH/MFH: Einfamilienhaus/Mehrfamilienhaus, j/n: ja/nein

Tabelle 6: Äquivalenter Wärmepreis: Grenznutzen der Durchführung von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebestand bezogen auf den eingesparten Heizwärmebedarf für typische Untersuchungsfälle in den Szenarien A und B (reale Preise inkl. MwSt.)

⁷⁸ Wenn durch Wärmeschutzmaßnahmen die Heizleistung eines Gebäudes um beispielsweise 1 kW abnimmt, so reduziert sich auch die erforderliche Leistung der monovalenten Wärmepumpe in dieser Größenordnung. Bei einer bivalenten Wärmepumpen mit 35 % Leistungsauslegung vermindert sich die Leistung dagegen nur um 0,35 kW, so dass auch die Investitionskosteneinsparung entsprechend geringer ausfällt.

Bei den Heizkesseln wird der Wärmepreis durch die veränderte Heizleistung nicht beeinflusst ($p_{W,aequi} = P_W$). Der höhere Wärmepreis bei neuen im Vergleich zu den bestehenden Heizkesseln ist auf die höheren Brennstoffpreise aufgrund der Pflicht zur Einhaltung des 65-prozentigen Anteils erneuerbarer Energie laut GEG zurückzuführen.

Die „eentlichen“ Wärmepreise p_W der monovalenten und bivalenten Außenluft-Wärmepumpen liegen in einem Bereich von etwa 10 – 13 Cent/kWh und damit auch im Szenario B unter den Werten der Heizkessel⁷⁹. Für die Wirtschaftlichkeit von Wärmeschutz-Modernisierungsmaßnahmen ist allerdings nicht der eigentliche, sondern der äquivalente Wärmepreis ausschlaggebend, der insbesondere die leistungsabhängigen Grenzkosten der Wärmepumpen mitberücksichtigt. Dieser äquivalente Wärmepreis liegt im Szenario A für alle Wärmepumpen-Systeme durchgängig zwischen 10 und 15 Cent/kWh, und zwar befindet er sich bei bestehenden Wärmepumpen⁸⁰ eher an der unteren und bei neuen Wärmepumpen an der oberen Grenze dieses Intervalls. Im Szenario B liegt er grob gesprochen im Bereich von (etwas unter) 15 bis rund 20 Cent/kWh, wobei der Bereich um 20 Cent/kWh nur durch monovalente neue Wärmepumpen erreicht wird, während in allen anderen Fällen im Szenario B eher die mittlere 15-Cent-Marke als Orientierung dienen kann.

Tabelle 7 fasst diese Ergebnisse in nochmals vereinfachter Weise mit Blick auf die drei im folgenden Kapitel 7.2 betrachteten Untersuchungsvarianten mit äquivalenten Wärmepreisen von 10, 15 und 20 Ct/kWh zusammen.

Äquivalenter Wärmepreis: Grobe Orientierungswerte		
niedrig: 10 Ct/kWh, mittel: 15 Ct/kWh, hoch: 20 Ct/kWh		
	Szenario A	Szenario B
neue Gas-/Ölheizung	hoch	mittel
bestehende Gas-/Ölheizung	mittel	mittel
neue monovalente Außenluft-Wärmepumpen	mittel	hoch
neue bivalente Außenluft-Wärmepumpen	mittel	mittel
bestehende Wärmepumpen (monovalent/bivalent)	niedrig	mittel

Tabelle 7: Orientierungswerte für den bei Wärmeschutzmaßnahmen relevanten äquivalenten Wärmepreis im Hinblick auf verschiedene Situationen bei der Wärmeversorgung

Die folgenden Analysen zur Wirtschaftlichkeit basieren auf dem Ansatz nach Gl. 8 für den wirtschaftlichen Gewinn: $g = \Delta q_H \times p_{W,aequi} - \Delta k_{l,a}$

Im Hinblick auf $p_{W,aequi}$ werden die drei genannten Niveaus (niedriger / mittlerer / hoher äquivalenter Wärmepreis) jeweils separat betrachtet.

⁷⁹ Als Voraussetzung für eine erfolgreiche Einführung von Wärmepumpen wird häufig die Bedingung angesehen, dass Wärmepumpen keine höheren laufenden Energiekosten als Heizkessel aufweisen dürfen. Dieses Ziel ist hier in beiden Szenarien erreicht, insbesondere auch in dem für Wärmepumpen weniger optimistischen Szenario B mit einem Wärmepreis von 15 Ct/kWh für Heizkessel und 13 Ct/kWh für alle Wärmepumpentypen. Wenn man zusätzlich zu den verbrauchsbezogenen Energiekosten das leistungsbezogene Netzentgelt monovalenter Wärmepumpen im Szenario B mitberücksichtigt (welches in der Tabelle lediglich in den äquivalenten, nicht aber in den eigentlichen Wärmepreis eingeht), so ergibt sich umgerechnet ein Zuschlag von etwa 2 Ct/kWh für die monovalenten Systeme. Der Heizkessel-Wärmepreis von 15 Ct/kWh würde damit also auch in Szenario B immer noch nicht überschritten werden.

⁸⁰ Bei vorhandenen Wärmepumpen im Szenario A liegt der Unterschied zwischen beiden Werten lediglich im überschlägig zu 10 % angesetzten Effizienzgewinn aufgrund der Reduzierung der Vorlauftemperatur nach Durchführung des Wärmeschutzes. Bei den monovalenten Wärmepumpen beträgt diese Differenz knapp 1 Ct/kWh, sie wird in der Tabelle aufgrund der Rundung der Centbeträge nicht sichtbar (eigentlicher Wärmepreis 9,5 Ct/kWh, äquivalenter Wärmepreis ca. 10,4 Ct/kWh, in beiden Fällen gerundet 10 Ct/kWh). Im Szenario B schlagen zusätzlich die leistungsabhängigen Netzentgelte zu Buche.

Der eigentliche Wärmepreis hängt auch von der Effizienz der Wärmepumpe ab. Bei Außenluft-Wärmepumpen im Bestand wurde generell eine Jahresarbeitszahl von 2,8 angenommen. Eine Erhöhung der Effizienz und damit der Arbeitszahl um z. B. 10 % auf ca. 3,1 würde zu einer Reduzierung der Aufwandszahl aus Gl. 2 und damit auch des eigentlichen Wärmepreises um 10 % führen. Die Werte lägen damit um etwa 1 – 1,3 Ct/kWh (gerundet also um ca. 1 Ct/kWh) niedriger als in der Tabelle. Der äquivalente Wärmepreis würde sich damit um den gleichen Absolutbetrag (also ebenfalls um ca. 1 Ct/kWh) vermindern.

Die Ermittlung der Heizwärmeeinsparung erfolgt gegenüber Gl. 7 mit einem differenzierteren Ansatz, der durch unterschiedliche Werte für die Gradtagzahl vor und nach der Modernisierung den im Allgemeinen zu erwartenden Effekt eines Anstiegs der Innentemperatur nach Durchführung des Wärmeschutzes berücksichtigen soll: $\Delta q_H = r \cdot (U_{\text{vor}} G_{\text{Tvor}} - U_{\text{nach}} G_{\text{Tnach}})$

mit: $U_{\text{vor/nach}}$ und $G_{\text{Tvor/nach}}$ Bauteil-U-Werte (Wärmedurchgangskoeffizienten) und Gradtagzahlen vor bzw. nach Durchführung der Wärmeschutzmaßnahme.

Für die Gradtagzahlen werden die Grenzwerte des Modellansatzes nach Anhang B angesetzt, d.h. $G_{\text{Tvor}} = 60$ kWh/a und $G_{\text{Tnach}} = 75$ kWh/a. Vor dem Hintergrund, dass diese Annahme der Grenzwerte eher der Komplettdämmung eines vorher unsanierten Gebäudes entspricht, übliche Wärmeschutzmaßnahmen dagegen eher als Teilmodernisierungen bzw. Einzelmaßnahmen durchgeführt werden (so dass kein derart starker Sprung der Innentemperatur und der Größe G_T zu erwarten wäre) handelt es sich dabei einerseits um einen eher konservativen Ansatz. Da allerdings die Bauteildämmung im Bestand häufig (wenn auch individuell sehr verschieden) Auswirkungen auf die anzurechnenden Wärmebrückenanteile haben kann – ein Effekt, der sich hier im Rahmen der Einzelbauteilbetrachtung nicht in befriedigender Weise quantifizieren lässt – erscheint ein solcher vorsichtiger Ansatz andererseits gerechtfertigt.

7.2 Untersuchung der Wärmedämmmaßnahmen für die einzelnen Gebäudebauteile

In den folgenden Diagrammen ist für verschiedene Wärmeschutzmaßnahmen im Bestand der ökonomische Gewinn in Abhängigkeit von den bei unterschiedlichen Dämmstoffdicken erreichten Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werten) dargestellt. Der Gewinn ist, anders in den Formeln des vorangegangenen Kapitels 7.1, nicht als annuitätischer (jährlicher) Wert in €/m²a, sondern als Barwert in €/m² bezogen auf die Bauteilfläche (hier also nicht auf die Wohnfläche) angegeben. Ein Wert über null bedeutet einen positiven Ertrag, also einen tatsächlichen Gewinn, während bei negativen Werten die Durchführung der Wärmeschutzmaßnahme einen Verlust gegenüber der Alternative eines Dämmverzichts darstellt.

Im Fall der Außenwand- und der Dachdämmung wird angenommen, dass die Dämmung an einen Wandanstrich bzw. eine Erneuerung der Dachhaut (Dachneueindeckung) gekoppelt ist. Das bedeutet, dass auch ohne Dämmung ein Anstrich bzw. eine Dachneueindeckung ohnehin notwendig ist (und im Zuge der Dämmung quasi mit erledigt wird). Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der Wärmeschutzmaßnahme sind daher nur die („energiebedingten“) Mehrkosten der Dämmung gegenüber der ohnehin notwendigen Bauteilsanierung zu berücksichtigen (s. Kostenansätze in Anhang B). Demgegenüber gibt es bei der Obergeschossdecken- und Kellerdeckendämmung keine Möglichkeit der Ankopplung an Sanierungsmaßnahmen, so dass hier die Vollkosten angesetzt werden.

Die Energiekosteneinsparungen der Wärmedämmung (und damit auch die Chancen für die Erzielung eines ökonomischen Gewinns) fallen umso größer aus, je höher der U_0 -Wert des Bauteils vor der Maßnahmendurchführung ist. Im Folgenden werden hier Ausgangswerte U_0 von 1,2 W/m²K bei der Außenwand und 0,9 W/m²K bei der Obergeschossdecke und dem Dach sowie 1,0 W/m²K bei der Kellerdecke angenommen. Diese Zahlen liegen, im Vergleich zu den Werten für völlig ungedämmte Altbau-Elemente, eher in einem mittleren bis unteren Bereich, so dass die Ansätze in diesem Sinne als eher konservativ für den Fall gelten können, wenn die erstmalige Dämmung von Altbau-Elementen betrachtet wird, die vor der ersten Wärmeschutzverordnung errichtet wurden⁸¹.

In den Analysen wird zunächst die Außenwand betrachtet. Abbildung 68 zeigt die Ergebnisse für die Außen-dämmung mit Wärmedämmverbundsystem (bei ohnehin notwendigem Wandanstrich) für die drei

⁸¹ Speziell am Beispiel der Außenwand wird allerdings weiter unten exemplarisch auch der Fall betrachtet, dass mit $U_0 = 1,4$ W/m²K deutlich höhere Energieeinsparungen erreicht werden können als beim Standardwert $U_0 = 1,2$ W/m²K. Im Fall der begehbaren Obergeschossdecke wird anschließend das umgekehrte Beispiel eines für die Maßnahmendurchführung ungünstigeren, d.h. niedrigeren U_0 -Wertes betrachtet.

genannten Ansätze des äquivalenten Wärmepreises (10, 15 und 20 Cent/kWh, inkl. MwSt.) ohne Inanspruchnahme von Fördermitteln.

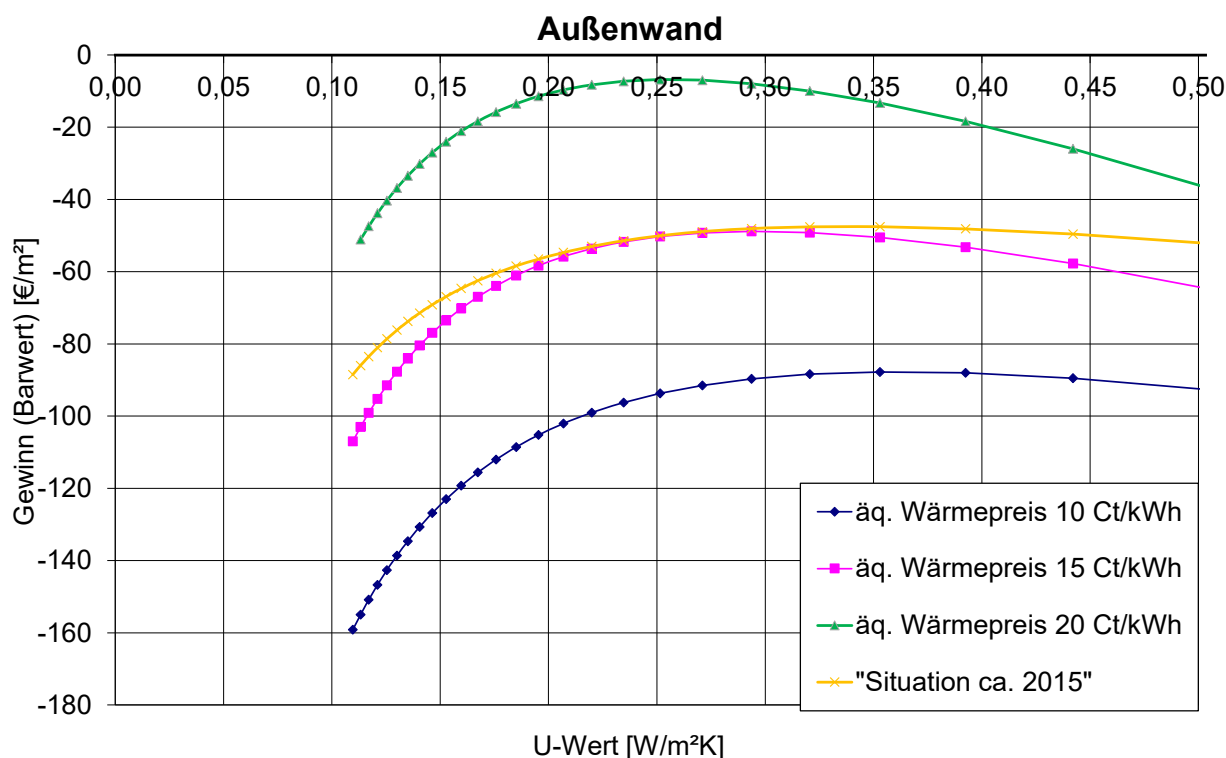


Abbildung 68: Dämmung der Außenwand im Gebäudebestand mit Wärmedämmverbundsystem (U-Wert der ungedämmten Wand: $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$), Kopplung an Wandanstrich, ohne Förderung: Gewinn (Barwert, hier und im Folgenden bezogen auf die Bauteilfläche) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert (Wärmedurchgangskoeffizient) für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Außerdem ist zum Vergleich eine vierte Kurve eingetragen, welche die Situation um das Jahr 2015, also vor ungefähr 10 Jahren, widerspiegelt: Die Verhältnisse waren damals durch deutlich niedrigere Energiepreise (Ansatz für die realen Wärmepreise bei Gas- und Ölheizung 7 Cent/kWh), aber auch durch deutlich niedrigere Investitionskosten in die Wärmedämmmaßnahmen geprägt. Auf Basis des Baukostenindex für Instandhaltungsmaßnahmen [Destatis Juni 2024] in den Jahren 2015 (100) und 2023 (163) wurde hier die Kosten der Wärmeschutzmaßnahmen im Jahr 2015 zu 61 % (100/163) der heutigen Kosten angesetzt.

Es zeigt sich der auch aus früheren Analysen (vgl. z. B. [Diefenbach et al. 2013, Kap. 8]) bekannte recht flache Verlauf der „Gewinnkurven“ in der Nähe der optimalen (höchsten) Werte: Demnach bestehen auch hier wiederum große Spielräume für die Auswahl der Dämmstoffdicke bzw. (hier dargestellt) der resultierenden U-Werte in einem wirtschaftlich sinnvollen Bereich. Die generelle Empfehlung, diese Spielräume – wenn die Entscheidung zur Dämmung gefallen ist und die baulichen Voraussetzungen es zulassen – aus Sicht von Energieeffizienz und Klimaschutz möglichst zugunsten höherer Dämmstoffdicken und demnach niedrigerer resultierender U-Werte auszunutzen, kann also auch hier wieder ausgesprochen werden.

Gleichwohl ist festzustellen, dass alle eingezeichneten Kurven im negativen Bereich liegen. Dies bedeutet, dass die Durchführung der Wanddämmung in keinem der Untersuchungsfälle unter den angenommenen Randbedingungen wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt. Die Alternative ohne Dämmung – hier annahmegemäß der reine Anstrich der Wand – erscheint also in allen betrachteten Fällen günstiger. Dies gilt auch für

die Variante mit dem höchsten äquivalenten Wärmepreis (20 Ct/kWh), allerdings fällt hier der Abstand zur Wirtschaftlichkeit sehr gering aus (weniger als 10 €/m² Bauteilfläche), so dass bei geringfügig veränderten Annahmen (z. B. etwas geringere Investitionskosten) eine wirtschaftliche Durchführung erreichbar erschiene.

Die gelbe Kurve für das Jahr 2015, welche die typische Situation früherer Wirtschaftlichkeitsanalysen wiedergibt, liegt in weiten Bereichen ungefähr gleichauf mit dem Ergebnis für den zukünftigen mittleren äquivalenten Wärmepreis von 15 Ct/kWh. Hier zeigt sich bereits ein sehr deutlicher Abstand zur Wirtschaftlichkeitszone (Nulllinie), der an den günstigsten Punkten immer noch im Bereich von etwa 50 €/m² liegt.

Noch deutlicher ist der Abstand bei der günstigsten Variante mit einem Wärmepreis von 10 Ct/kWh. Dabei ist anzumerken, dass diese Variante nicht nur für die bereits beschriebenen Fälle einer Wärmepumpen-Heizung mit günstigen Rahmenbedingungen (Wärmepumpe bereits installiert, Energiepreise nach Szenario A) typisch ist, sondern auch ungefähr dem heutigen Preisniveau einer „klassischen“ Gas- oder Öl-Heizung entspricht⁸². Wer also als Hauseigentümer mit einer noch länger funktionsfähigen Gas- oder Ölheizung lediglich auf dieses aktuelle Preisniveau blickt (und eben nicht wie in den hier untersuchten Varianten die auf dem Weg zur Klimaneutralität absehbaren Steigerungen des Wärmepreises mitberücksichtigt), wird seine individuelle Wirtschaftlichkeitsberechnung womöglich ebenfalls an dieser niedrigsten Preisvariante ausrichten und damit (aufgrund der seitdem stark gestiegenen Kosten von Baumaßnahmen) gegenüber der früheren Situation 2015 nochmals zu einer deutlich ungünstigeren Einschätzung der Wirtschaftlichkeit des Wärmeschutzes kommen. Es ist zumindest nicht unwahrscheinlich, dass viele Hauseigentümer so rechnen, so dass generell zu konstatieren ist, dass sich die wirtschaftlichen Bedingungen für Wärmeschutzmaßnahmen in den letzten 10 Jahren aus Sicht der Akteure eher verschlechtert haben. Erst unter der Voraussetzung, dass die Hauseigentümer in ihrer Kalkulation den durch politische und gesellschaftliche Entscheidungen vorgezeichneten Weg zur Klimaneutralität antizipieren und mitberücksichtigen – eine Grundvoraussetzung aller Analysen im vorliegenden Bericht – stellt sich die Bewertung je nach Situation wieder günstiger dar. Selbst in der mittleren Untersuchungsvariante mit deutlich erhöhten Wärmepreisen von 15 Ct/kWh zeigen sich aber in der Gesamtsicht keine günstigeren Voraussetzungen als bereits vor 10 Jahren mit niedrigeren Energiepreisen (aber eben auch deutlich niedrigeren Maßnahmenkosten). Auch aus dieser „mittleren“ Zukunftsperspektive heraus ist also keine günstigere Einschätzung der Wirtschaftlichkeit von Dämmmaßnahmen von Seiten der Hauseigentümer und daher auch kein Anstieg der Wärmeschutzdynamik im Gebäudebestand zu erwarten.

Vor diesem Hintergrund ist die mögliche Rolle von Fördermitteln näher zu beleuchten. Das bereits in den vorangegangenen Untersuchungen angesetzte aktuelle Niveau der Einzelmaßnahmenförderung für die Gebäudedämmung in Höhe von 15 % (als Zuschuss zu den Investitionskosten) wird auch in den folgenden Analysen unverändert angenommen. Mögliche weitergehende Fragestellungen einer Optimierung der Förderung insbesondere mit dem Ziel, die energetischen Modernisierungsraten im Gebäudebestands merklich zu erhöhen, sind dagegen nicht der eigentliche Gegenstand des vorliegenden Projekts, punktuell soll hier allerdings auch auf diese Aspekte eingegangen werden. Darüber hinaus kann diesbezüglich auch auf frühere Veröffentlichungen verwiesen werden [Diefenbach et al. 2013, Cischinsky et al. 2019, Diefenbach 2021, Diefenbach / Cischinsky 2024]: Darin wird unter anderem eine Anhebung der Förderquoten bei der Wand-, Obergeschossdecken- und Kellerdeckendämmung empfohlen, da bei diesen Bauteilen am ehesten die Chance und Notwendigkeit einer Steigerung der energetischen Modernisierungsraten besteht. In den folgenden Analysen werden diese Optionen in der Regel nicht im Detail betrachtet, die Wirkung höherer Förderquoten kann allerdings teils aus den dargestellten Abbildungen grob abgeschätzt werden (s. diesbezügliche Hinweise weiter unten).

Für den Fall der Wanddämmung stellt Abbildung 69 den Fall mit Förderung dar, die laut den Bedingungen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG-Förderung) ab Erreichen eines U-Wertes von 0,20 W/m²K

⁸² Gemäß Preisrecherchen auf www.verivox.de (Gaspreise für Neukunden) und www.tecson.de (Heizölpreise) vom 9.5.2025 lagen die (auf den Brennwert bezogenen) Gasarbeitspreise der günstigsten Anbieter im Bereich von 9-10 Ct/kWh und die Heizölpreise bei etwas mehr als ca. 90 € / 100 Liter. Überschlägig auf den Wärmepreis umgerechnet ergeben sich damit in beiden Fällen rund 10 – 11 Ct/kWh.

gewährt wird⁸³. Dementsprechend verbessert sich die wirtschaftliche Situation ab diesem Grenzwert merklich, was sich in der Abbildung durch einen Sprung der Gewinnkurven nach oben bemerkbar macht.

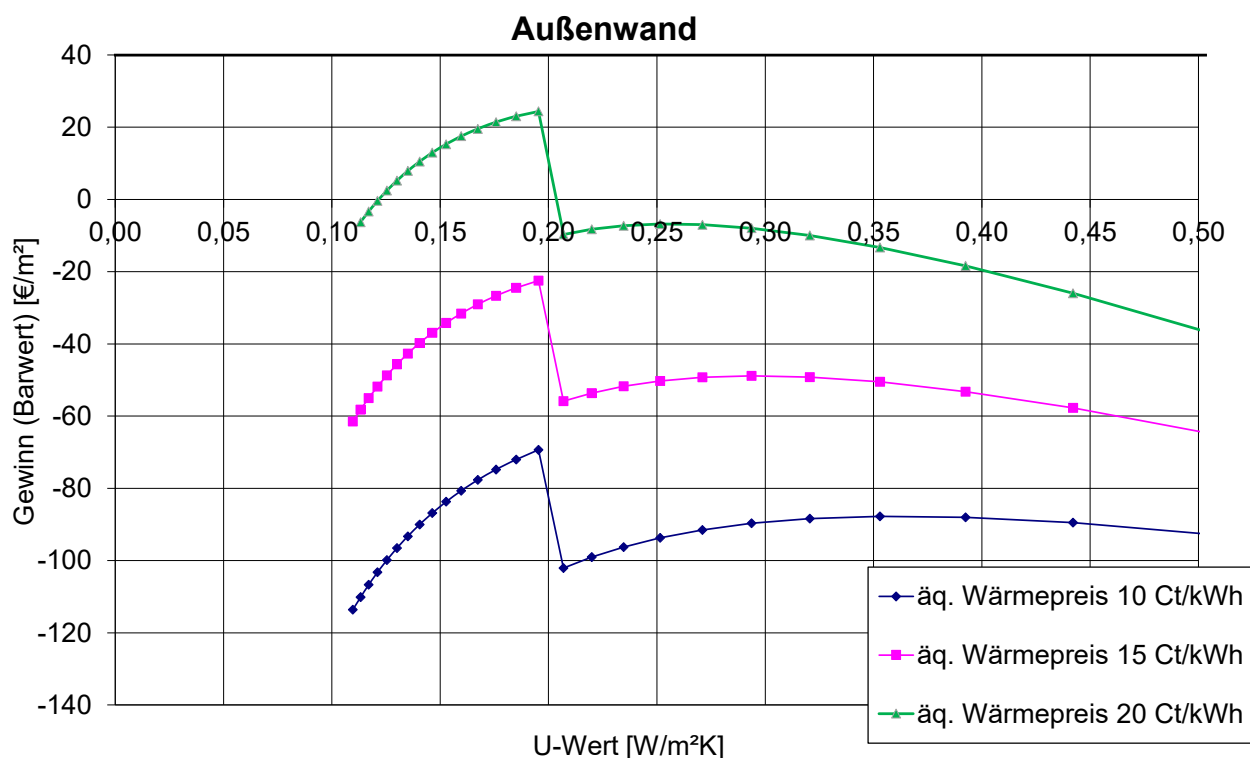


Abbildung 69: Dämmung der Außenwand im Gebäudebestand mit Wärmedämmverbundsystem (U-Wert der ungedämmten Wand: $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$), Kopplung an Wandanstrich, hier und im Folgenden mit Förderung: Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Durch die Förderung erreicht die grüne Gewinnkurve nun Werte über Null, d. h. die Durchführung der Wärmedämmung wird – verglichen mit der Minimalvariante Wandanstrich – bei einem äquivalenten Wärmepreis von 20 Ct/kWh wirtschaftlich attraktiv. In den anderen Fällen wird dies allerdings noch nicht erreicht. In der untersten Kurve für 10 Ct/kWh bleibt der Abstand zur Nulllinie mit ca. 70 €/m² noch sehr groß, in der mittleren Kurve kann er durch die Förderung immerhin von knapp 60 €/m² auf ca. 20 €/m² reduziert werden⁸⁴.

Wie oben beschrieben hängt die Höhe des Gewinns auch sehr stark von dem Wärmeschutzniveau des unsanierten Bauteils ab. Vor diesem Hintergrund wird in Abbildung 70 der Fall untersucht, dass die Außenwand ursprünglich mit $U_0 = 1,4 \text{ W/m}^2\text{K}$ einen gegenüber dem Standardfall mit $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$ nochmals deutlich geringeren Wärmeschutzstandard aufweist.

⁸³ Bei der Kellerdeckendämmung liegt diese Grenze bei 0,25 W/m²K, im Fall der Obergeschossdecken- und Steildachdämmung bei 0,14 W/m²K [BEG 2023].

⁸⁴ An diesem Beispiel lässt sich auch die Wirkung einer höheren Förderquote diskutieren: Mit der angenommenen Quote von 15 % wird ein Preissprung von nicht ganz 40 €/m² (genauer: 36 €/m²) erreicht. Eine Verdopplung der Förderung auf 30 % würde also einen entsprechend verdoppelten Kostensprung von rund 72 €/m² erzeugen. Auf diese Weise würde also auch die mittlere (violett dargestellte) Gewinnkurve in den positiven Bereich kommen.

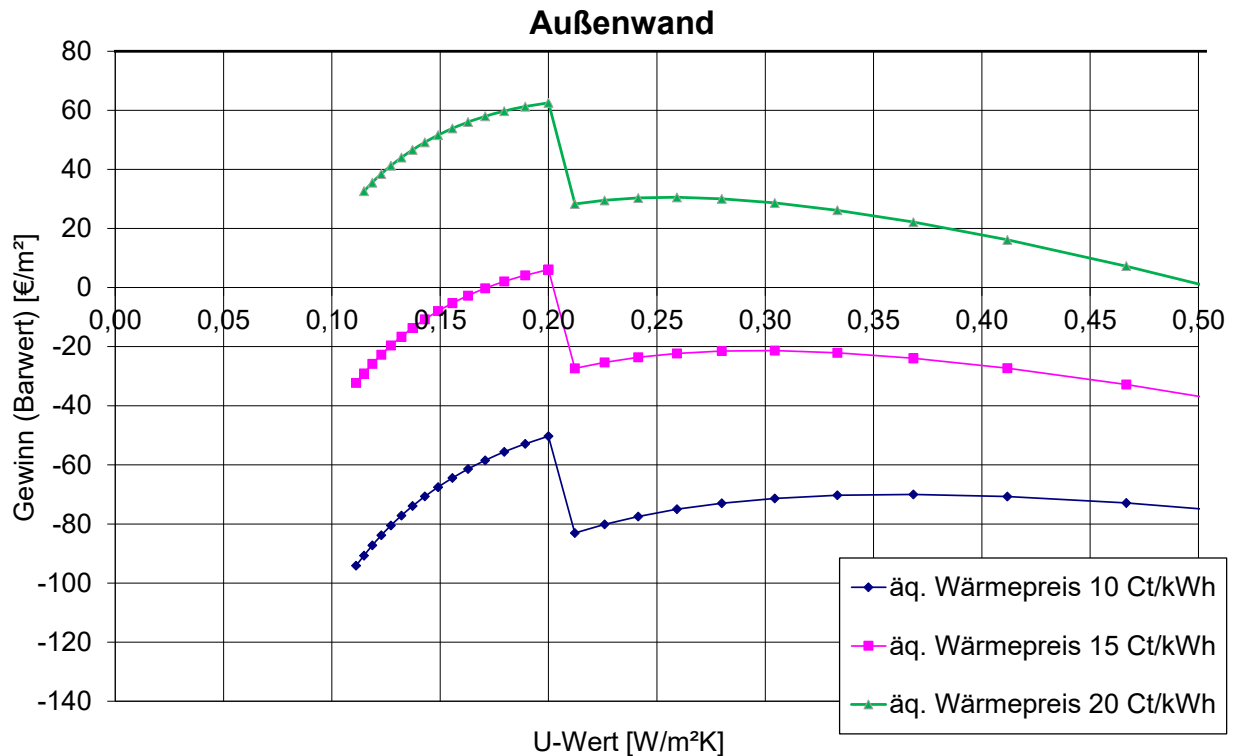


Abbildung 70: Dämmung der Außenwand im Gebäudebestand mit Wärmedämmverbundsystem (U-Wert der ungedämmten Wand: $U_0 = 1,4 \text{ W/m}^2\text{K}$), Kopplung an Wandanstrich: Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Für diesen Fall zeigt sich hier, dass die Förderung in Höhe von 15 % auch beim mittleren äquivalenten Wärmepreis ausreichend ist, um die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit knapp zu überspringen.

Die Auswirkung einer Reduzierung des wirtschaftlichen Amortisationszeitraums von 20 auf 15 Jahre ist in Abbildung 71 für den ursprünglichen Fall (also wiederum mit $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$) dargestellt⁸⁵.

⁸⁵ Ein verkürzter Betrachtungszeitraum würde bei Betrachtung der konkreten Untersuchungsszenarien A und B zu veränderten Energiepreisen gegenüber den in Abbildung 67 dargestellten Werten führen. Auf eine detaillierte Analyse und Interpretation solcher Effekte wird hier aber verzichtet, stattdessen werden die bisherigen Untersuchungswerte des äquivalenten Energiepreises (10, 15 und 20 Ct/kWh) als „abstrakte Leitplanken“ weiterverwendet.

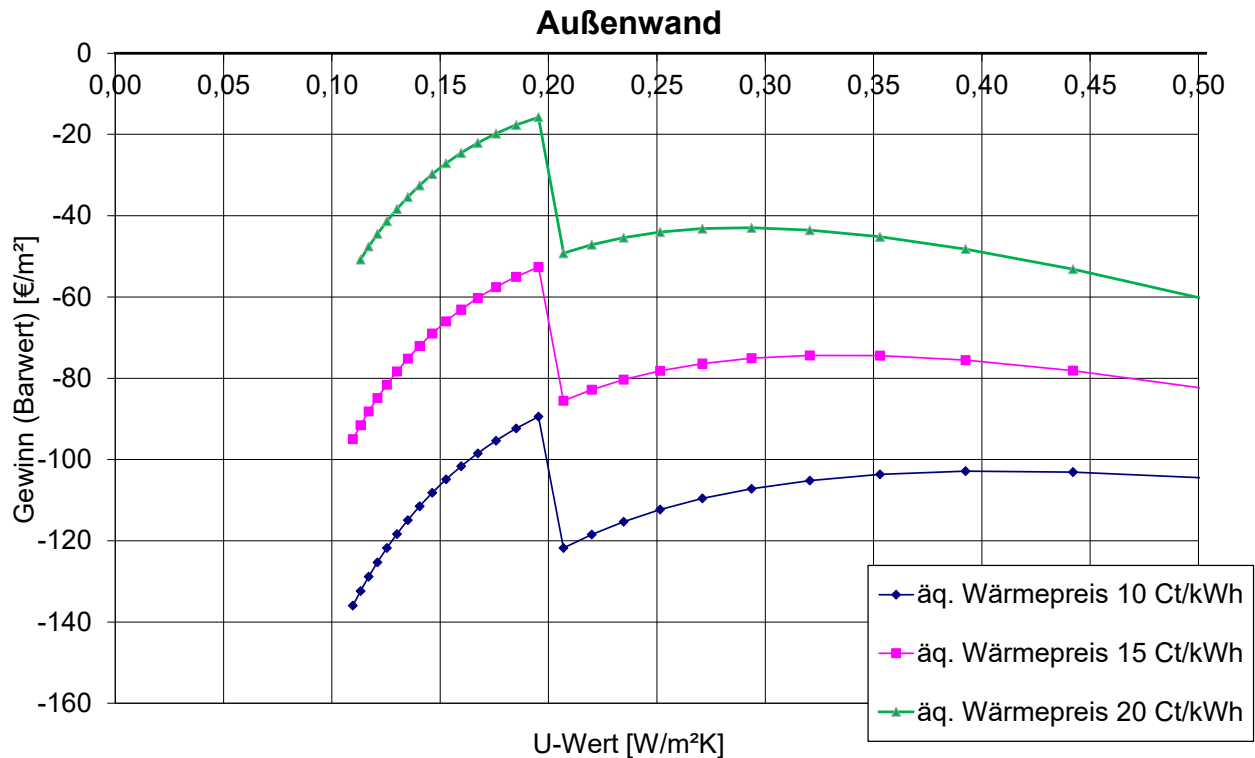


Abbildung 71: Dämmung der Außenwand im Gebäudebestand mit Wärmedämmverbundsystem (U-Wert der ungedämmten Wand: $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$), Kopplung an Wandanstrich, Wirtschaftlicher Betrachtungszeitraum auf 15 Jahre reduziert : Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Die Wirtschaftlichkeit der Wanddämmung kann hier trotz Förderung auch für die oberste Kurve nicht mehr hergestellt werden. Für die mittlere Kurve beträgt der Abstand zur Nulllinie immer noch gut 50 €/m^2 .⁸⁶ Es ist damit zu rechnen, dass viele Hauseigentümer wahrscheinlich in ihrer individuellen Kostenbetrachtung eher mit solchen verkürzten Amortisationszeiten kalkulieren (vgl. [Diefenbach / Cischinsky 2024]⁸⁷).

Angesichts der hohen technischen Nutzungsdauer von Wärmeschutzmaßnahmen ließe sich allerdings – unabhängig von der oben unterstellten Eigentümerperspektive – eigentlich ein deutlich größerer Amortisationszeitraum von z. B. 30 Jahren rechtfertigen. Dieser Fall ist in Abbildung 72 dargestellt.

⁸⁶ Auch eine Verdopplung der Förderquote auf 30 % würde hier also nicht mehr ausreichen, um die Kurve in den Gewinnbereich zu bringen, hierfür wären 37 % erforderlich.

⁸⁷ Dort wurden für Privateigentümer von Wohngebäuden 12 Jahre und für Wohnungsunternehmen 16 Jahre angesetzt. Bei Eigentümergemeinschaften wurde lediglich mit 8 Jahren gerechnet. Es handelt sich dabei allerdings ebenfalls um Ad-Hoc-Ansätze, empirisch fundierte Daten liegen nicht vor.

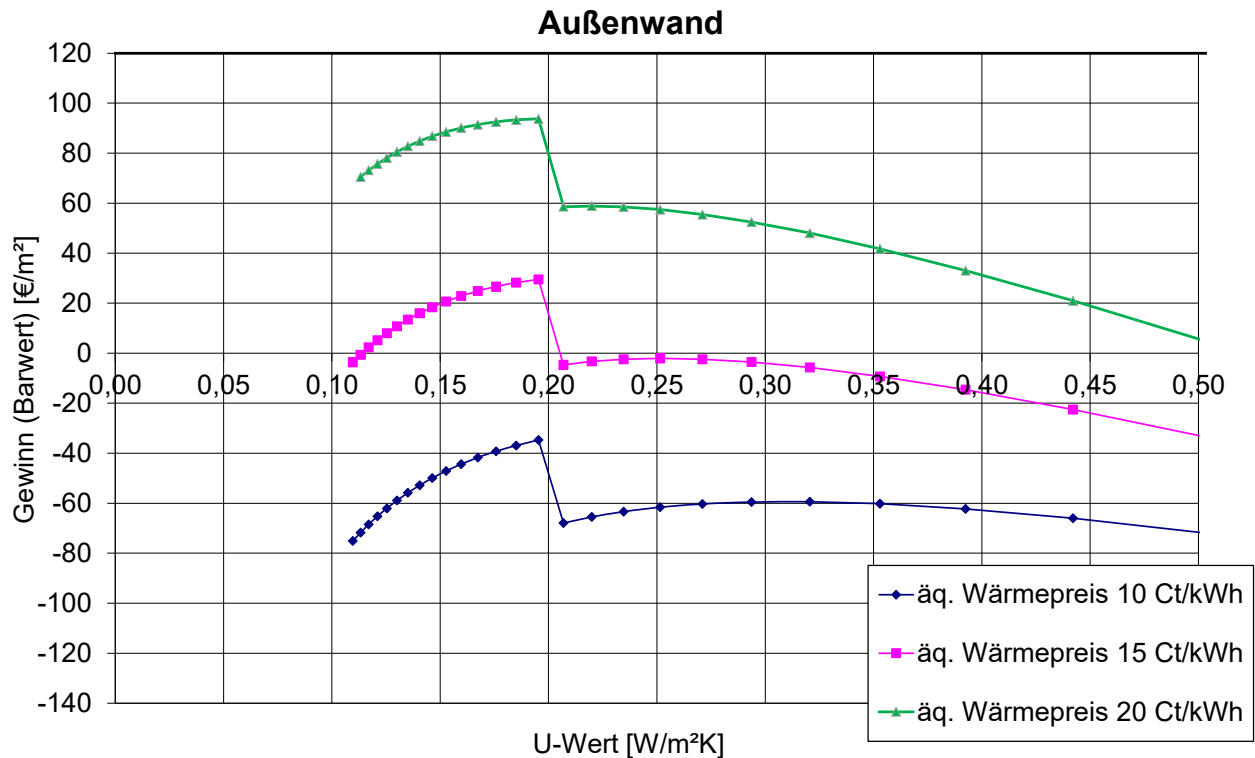


Abbildung 72: Dämmung der Außenwand im Gebäudebestand mit Wärmedämmverbundsystem (U-Wert der ungedämmten Wand: $U_0 = 1,2 \text{ W/m}^2\text{K}$), Kopplung an Wandanstrich, Wirtschaftlicher Betrachtungszeitraum auf 30 Jahre erhöht : Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Wer auf diese Weise kalkuliert, könnte also auch bereits beim mittleren äquivalenten Wärmepreis einen Gewinn erreichen, und zwar – wie aus dem Kurvenverlauf rechts von $U = 0,20 \text{ W/m}^2\text{K}$ deutlich wird – fast auch ohne Inanspruchnahme von Fördermitteln. Vor diesem Hintergrund ließe sich unter der Annahme, dass es in der Aufgabe von Politik und Gesellschaft liegen sollte, eine solche langfristige Perspektive einzunehmen, die Aufgabe ökonomisch wirksamer Instrumente wie der Förderung insbesondere auch damit begründen zu gewährleisten, dass die langfristig sinnvollen Maßnahmen trotz einer womöglich verkürzten zeitlichen Betrachtungsweise der betroffenen Akteure für diese wirtschaftlich aktiv und damit vermehrt durchgeführt werden.

In den folgenden Diagrammen wird, ab hier wiederum mit dem Standardansatz von 20 Jahren für den Amortisationszeitraum, eine andere Wärmeschutzmaßnahme, nämlich die Dämmung der obersten Geschossdecke unter einem unbeheizten Dachraum, betrachtet. Der Abminderungsfaktor aus Gleichung 6 in Kap. 7.1 wird dabei zu $r = 0,8$ angesetzt. Abbildung 73 zeigt das Ergebnis für eine begehbare, Abbildung 76 für eine nicht begehbare Obergeschossdecke.

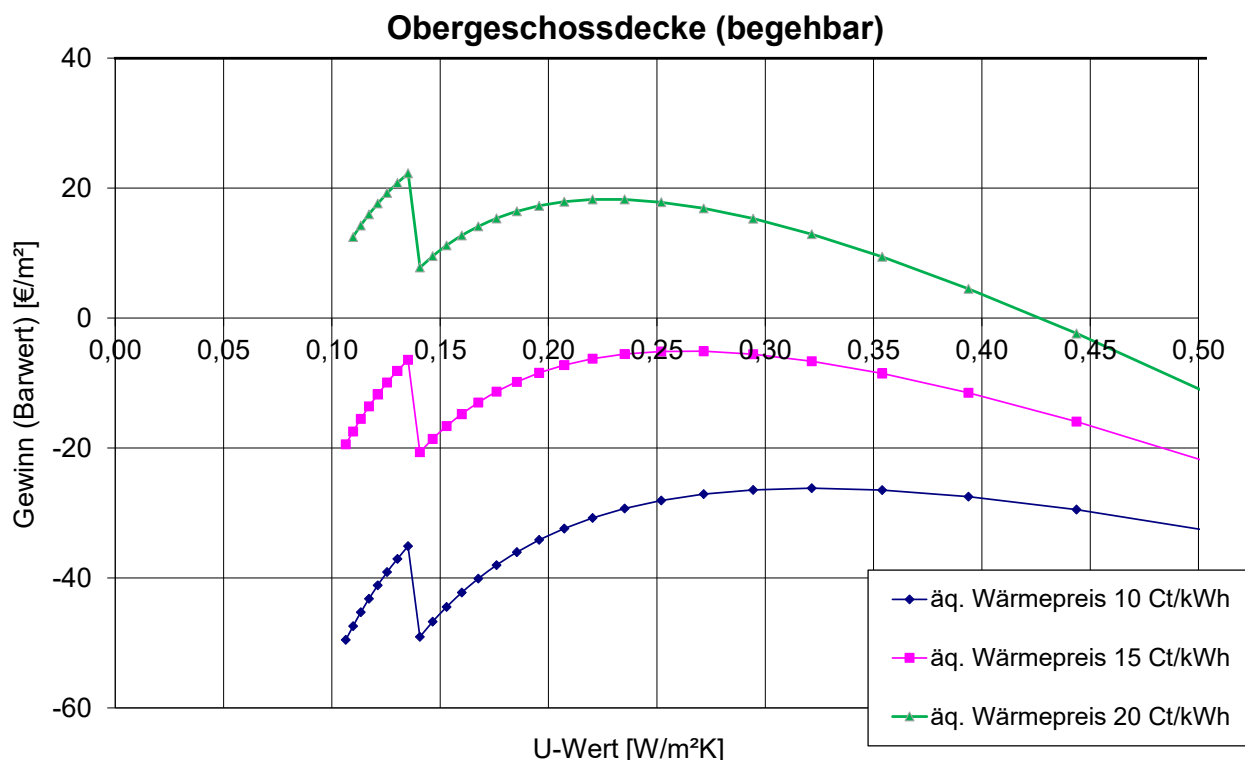


Abbildung 73: Dämmung einer begehrbaren Obergeschossdecke im Gebäudebestand (U-Wert vor der Dämmung: $U_0 = 0,9 \text{ W/m}^2\text{K}$): Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Aufgrund der geringeren Investitionskosten im Vergleich zur Außenwand führt die gleiche Förderquote von 15 % bei der obersten Geschossdecke zu einer absolut niedrigeren Förderhöhe von nur ca. 14 €/m². Der dadurch bedingte Kostensprung (ab Erreichen der U-Wert-Anforderung von $0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$) ist nicht ausreichend, die mittlere Kurve in die Gewinnregion zu bringen. Er führt in diesem Fall (und auch bei geringeren Wärmepreisen) nicht einmal dazu, dass mit der Förderung das Kostenoptimum ganz erreicht wird: Dieses liegt hier weiterhin bei deutlich höheren U-Werten (etwas oberhalb $0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ in der mittleren Kurve).

Darüber hinaus könnte je nach baulicher Situation die Erreichung des Fördergrenzwertes von $0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$ bei einer begehrbaren Geschossdecke aufgrund der erforderlichen Dämmstoffdicken womöglich auch auf praktische Schwierigkeiten stoßen. Wenn das Ziel besteht, mit der Förderung einen breitenwirksamen Anschub für eine deutliche Erhöhung der Modernisierungsraten im Bestand zu geben, wäre generell, also auch bei anderen Bauteilen, darüber nachzudenken, ob nicht auch niederschwellige Förderangebote mit weniger ehrgeizigen U-Wert-Grenzen sinnvoll wären. Ein Widerspruch zum Förderziel einer besonders hohen Wärmeschutzqualität muss dann nicht bestehen, wenn gestaffelte Fördersätze eingeführt werden [Diefenbach 2021].

Exemplarisch wird vor diesem Hintergrund in Abbildung 74 der Fall betrachtet, dass für die oberste Geschossdecke bereits ab $U = 0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ eine Förderquote von 20 % und ab $U = 0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$ eine Quote von 40 % gewährt wird. Dazwischen wird die Förderquote linear interpoliert (abhängig vom U-Wert).

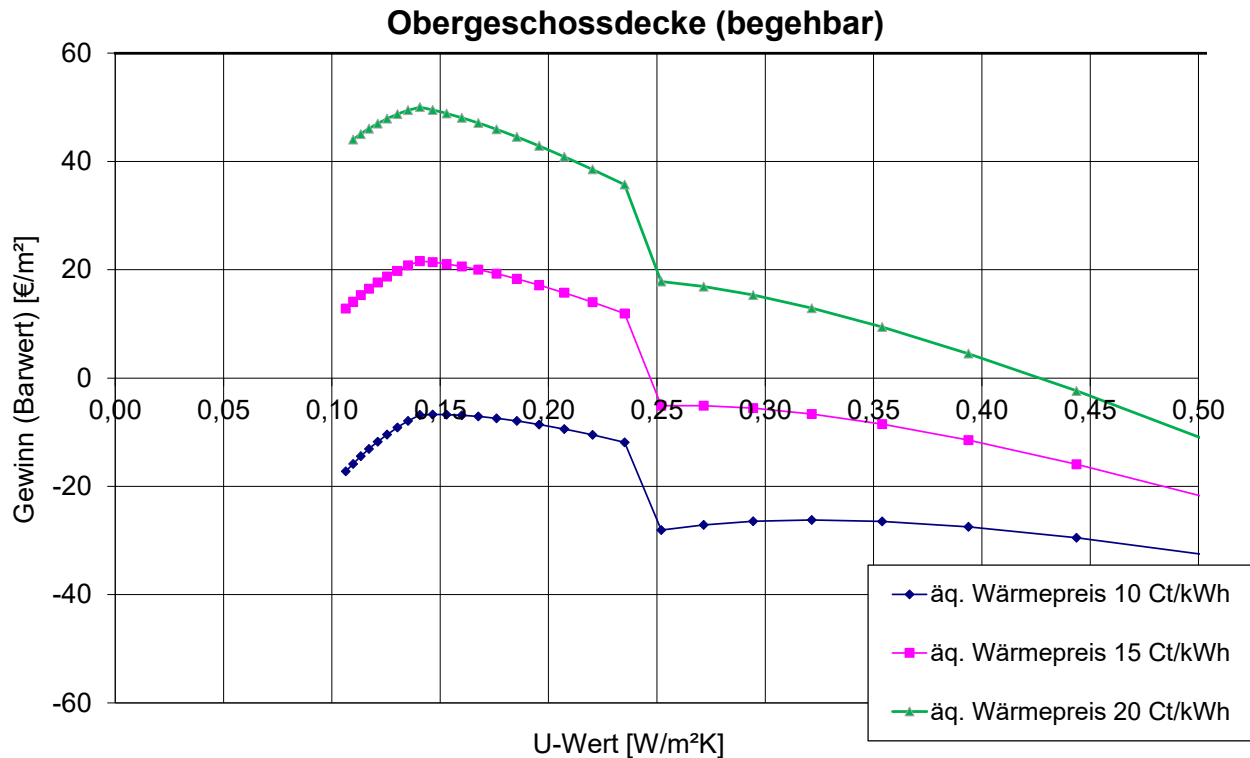


Abbildung 74: Dämmung einer begehbaren Obergeschossdecke im Gebäudebestand (U-Wert vor der Dämmung: $U_0 = 0,9 \text{ W/m}^2\text{K}$), Fördervariante mit erhöhter und gestaffelter Förderquote: Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

In diesem Beispiel würde in der mittleren Kurve (äquivalenter Wärmepreis 15 Ct/kWh) bereits ab dem Wert $U = 0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ in allen Fällen ein positives wirtschaftliches Ergebnis erzielt. Die Gewinnkurve steigt aber noch weiter an bis zum ursprünglichen Zielwert von $U = 0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$, so dass für diejenigen Hauseigentümer, bei denen die Möglichkeit hierfür besteht, ein Anreiz für eine weitergehende Erhöhung der Dämmstoffdicke geschaffen wird. Im Fall der unteren Kurve (äquivalenter Wärmepreis 10 Ct/kWh) führt die erhöhte Förderung dazu, dass der Bereich der Wirtschaftlichkeit nur noch knapp verfehlt wird.

Mit Ansatz der Standard-Förderung (15 % ab $U = 0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$) wird in der folgenden Abbildung 75 noch der Fall betrachtet, dass der Ausgangs-U-Wert der begehbaren Geschossdecke deutlich niedriger liegt, nämlich bei 0,6 statt 0,9 $\text{W/m}^2\text{K}$ (typisch z. B. für eine begehbare Betondecke mit bereits vorhandener Wärmedämmung).

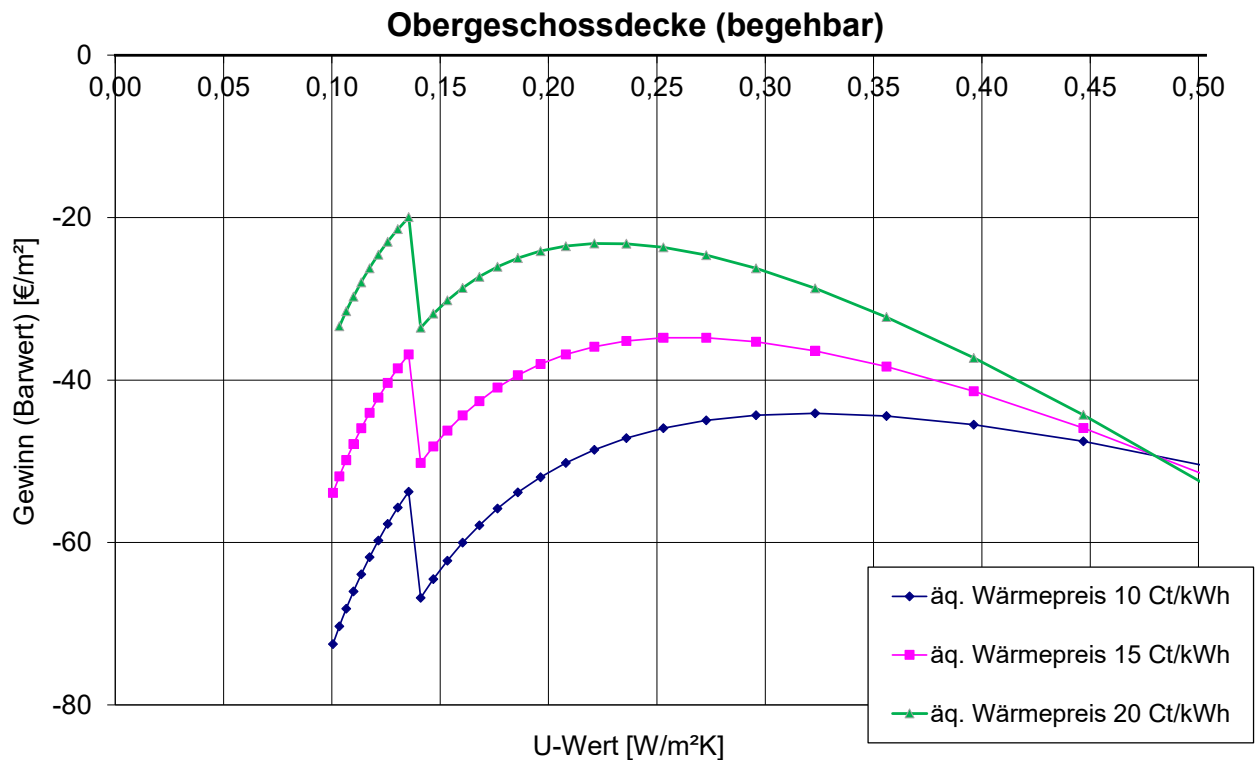


Abbildung 75: Dämmung einer begehbaren Obergeschossdecke im Gebäudebestand mit bereits vorhandener Wärmedämmung (U-Wert vor der Dämmung: $U_0 = 0,6 \text{ W/m}^2\text{K}$): Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Hier zeigt sich in allen Untersuchungsvarianten ein deutlicher Abstand zur Nulllinie. Um nun auch in der mittleren Variante (äquivalenter Wärmepreis 15 Ct/kWh) die Kostenneutralität zu erreichen, wäre eine Förderquote von rund 50 % ab $U = 0,22 \text{ W/m}^2\text{K}$ erforderlich⁸⁸.

Die Situation für eine nicht begehbare Obergeschossdecke (wiederum mit dem ursprünglichen einheitlichen Fördersatz von 15 %) ist in Abbildung 76 dargestellt.

⁸⁸ Eine solche Förderquote erscheint einerseits vergleichsweise hoch, ist aber andererseits im Rahmen der Wärmeversorgung (z. B. für Wärmepumpen) heute üblich. Der Absolutwert der Förderung pro m^2 Bauteilfläche läge dann bei ca. 36 €/m² Bauteilfläche, also ähnlich hoch wie bei der Außenwand mit 15 % Förderquote (vgl. Fußnote 84 auf Seite 123).

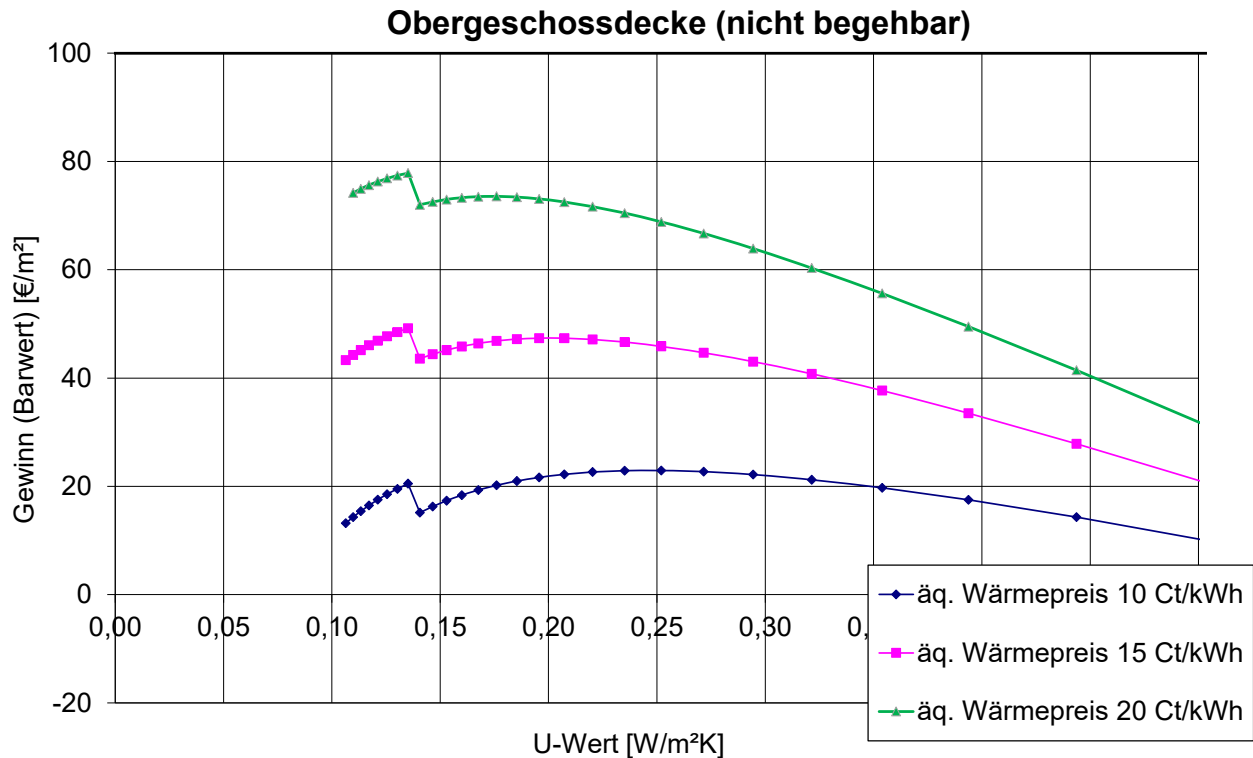


Abbildung 76: Dämmung einer nicht begehbaren Obergeschossdecke im Gebäudebestand (U-Wert vor der Dämmung: $U_0 = 0,9 \text{ W/m}^2\text{K}$): Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Im Vergleich mit anderen Maßnahmen treten hier nur sehr geringe Investitionskosten auf, so dass alle Varianten, auch die unterste Kurve mit dem höchsten äquivalenten Wärmepreis, in der Gewinnzone liegen und der Förderanreiz vom Absolutbetrag her gering ausfällt (ca. 5 €/m²). In Fällen, in denen eventuell aufgrund von Restriktionen eine größere Hürde für die Realisierung vorliegt (z. B. ein bereits vor der Dämmung geringerer U_0 -Wert) ergibt sich also kein merklicher Impuls für die Durchführung der Maßnahme. Ein Anreiz zur Erreichung des erwünschten Dämmniveaus wird in den oberen beiden Kurven immerhin gegeben – vorausgesetzt, dass die Förderoption angesichts ihrer geringen absoluten Höhe überhaupt von den Adressaten wahrgenommen wird.

Die Kellerdeckendämmung (Ansatz $r = 0,5$) wird in Abbildung 77 mit Verkleidung (also bei höheren Ansprüchen an das Erscheinungsbild) und in Abbildung 78 für die einfache Situation ohne Verkleidung dargestellt.

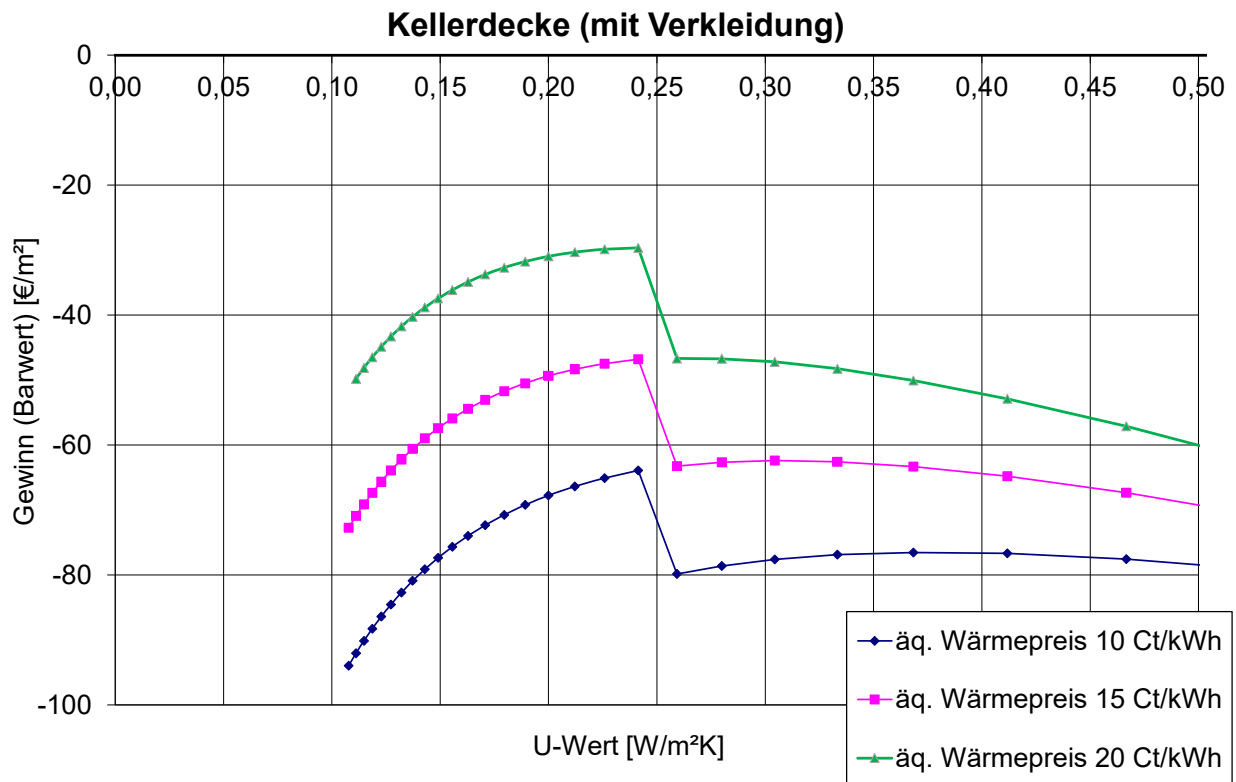


Abbildung 77: Dämmung Kellerdecke mit Verkleidung im Gebäudebestand (U-Wert vor der Dämmung: $U_0 = 1,0 \text{ W/m}^2\text{K}$): Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Bei der Kellerdeckendämmung mit Verkleidung lässt sich auch mit der Förderung in keiner der betrachteten Kurven ein positives wirtschaftliches Ergebnis darstellen.

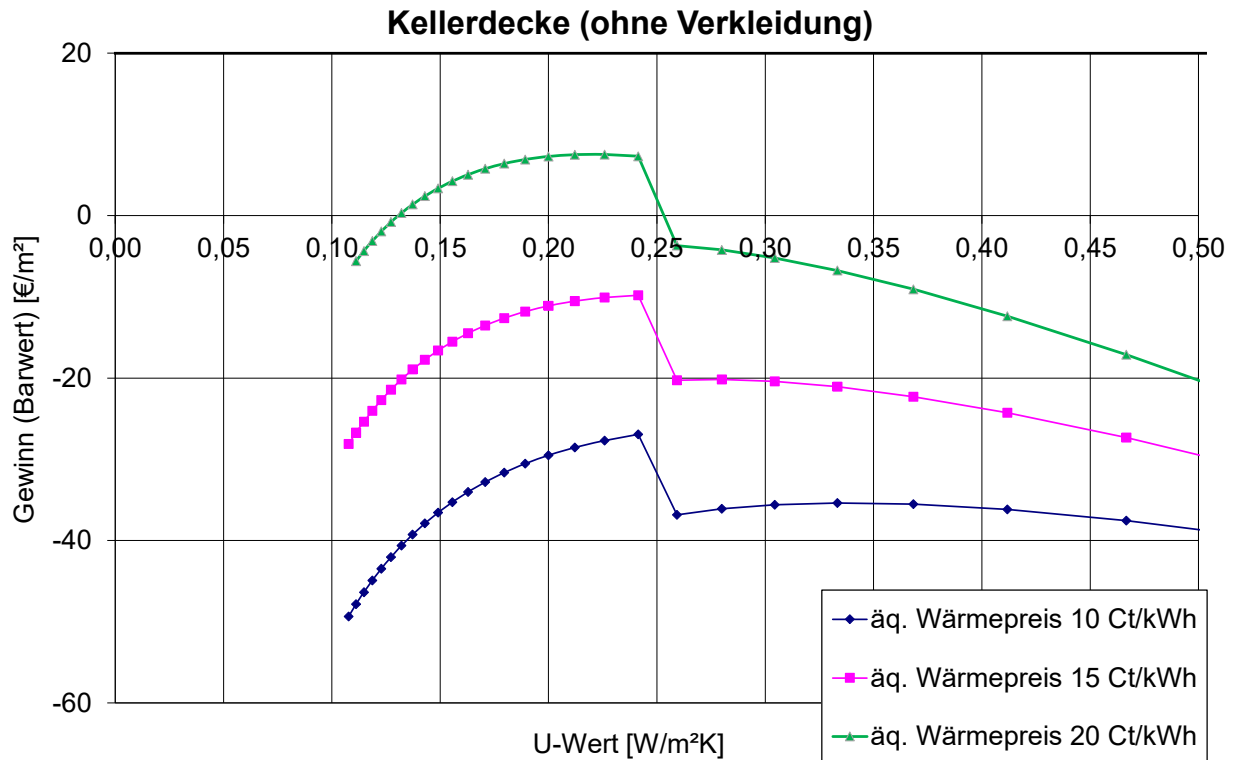


Abbildung 78: Dämmung Kellerdecke ohne Verkleidung im Gebäudebestand (U-Wert vor der Dämmung: $U_0 = 1,0 \text{ W/m}^2\text{K}$): Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Wenn keine Notwendigkeit einer Verkleidung besteht, ist die bestehende Förderung beim höchsten Wärmepreis gerade ausreichend für das Erreichen der Gewinnzone. Der Abstand zur Nulllinie ist auch beim mittleren Wärmepreis merklich herabgesetzt⁸⁹.

Die Dämmung des Steildachs ($r = 1$) wird Abbildung 79 für den Fall einer ohnehin notwendigen Erneuerung der Dachhaut untersucht.

⁸⁹ Für die Erreichung der Gewinnzone wäre allerdings in diesem Fall ungefähr eine Verdopplung der Förderquote auf 30 % notwendig.

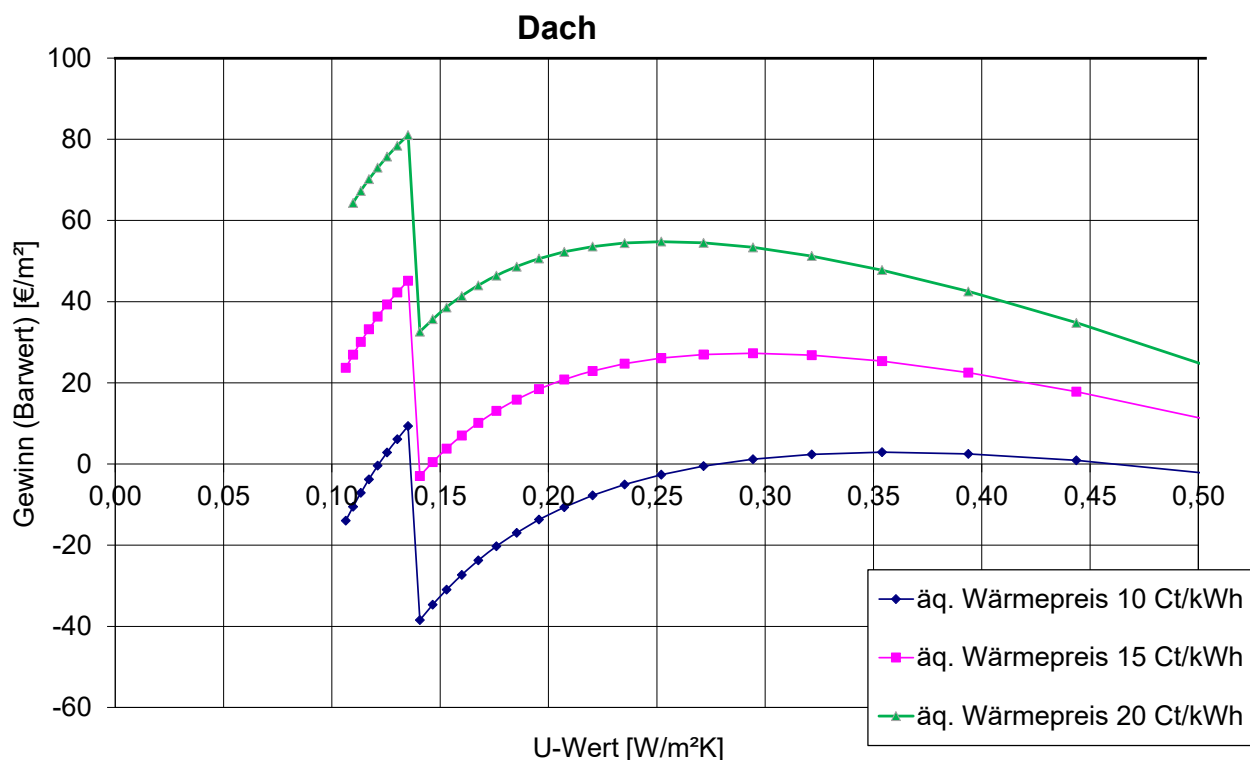


Abbildung 79: Dämmung Steildach im Gebäudebestand (U-Wert vor der Dämmung: $U_0 = 0,9 \text{ W/m}^2\text{K}$), Koppelung an Dachneueindeckung: Gewinn (Barwert) in Abhängigkeit vom erreichten U-Wert für verschiedene Annahmen zum äquivalenten Wärmepreis

Unter diesen Bedingungen kann eine wirtschaftliche Durchführung der Maßnahme in allen drei Untersuchungsvarianten erreicht werden. Im vorliegenden Fall der Steildachdämmung bei ohnehin notwendiger Dachneueindeckung liegen dabei zum einen ohnehin bereits günstige Bedingungen für die wirtschaftliche Durchführung auch bereits ohne Förderung vor, zum anderen kann – angesichts der absolut hohen Maßnahmenkosten und der entsprechend (trotz lediglich 15 % Fördersatz) absolut gesehen hohen Förderung – ein merklicher Impuls für verbesserte Standards ($U = 0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$) gesetzt werden.

Bei den zuvor betrachteten Bauteilen war dagegen deutlich geworden, dass häufig ohne Förderung keine wirtschaftliche Durchführung möglich ist und außerdem teils merklich höhere Fördersätze und womöglich besser ausdifferenzierte Förderbedingungen (bezüglich der U-Wert-Grenzen) notwendig und sinnvoll wären, um die Anreize für eine verstärkte Durchführung von Wärmeschutzmaßnahmen im Gebäudebestand zu setzen.

Besonders hohe Hürden für die Erreichung der Gewinnzone ergeben sich vielfach in der Variante mit dem niedrigsten Wärmepreis (10 Cent/kWh). In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass der Wärmepreis stark von den angenommen Randbedingungen abhängt: Im Fall von Gas oder flüssigen Brennstoffen sind niedrige Wärmepreise in diesem Bereich gemäß den hier behandelten Szenarien bei steigender CO_2 -Bepreisung und Übergang zu klimaneutralen Brennstoffen in Zukunft nicht mehr zu erwarten. Im Fall bereits installierter Wärmepumpen sind die 10 Cent/kWh dagegen nicht unrealistisch, wenn im Sinne des Szenarios A die Rahmenbedingungen weiterhin in Richtung auf einen geringen Wärmepumpen-Arbeitspreis gesetzt werden. Auf diese Weise kann zwar einerseits das Ziel erreicht werden, Wärmepumpen und nicht zuletzt monovalente Systeme am Markt besonders attraktiv zu machen – ein Resultat, das im Szenario A auch durchgängig zu beobachten ist. Andererseits wird auf diese Weise, wie die Analysen zum Wärmeschutz zeigen, das Ziel einer Verbesserung der Energieeffizienz bei den Gebäuden teilweise konterkariert. Vor diesem Hintergrund wäre auch bei grundsätzlicher Verfolgung des Konzeptes A gemäß Kapitel 1, also klarer Ausrichtung auf eine

rein elektrische Wärmeversorgung, über die Frage einer gegebenenfalls verbesserten Ausstarierung der verschiedenen ökonomischen Anreize (Rahmensetzungen für Energiepreise und Fördermittel) genauer nachzudenken. Um einen attraktiven Rahmen für Energieeffizienzmaßnahmen zu schaffen erscheint es sinnvoll bzw. sogar notwendig, einerseits zu niedrige Energiepreise zu vermeiden (dies nicht nur im Hinblick auf investive Wärmeschutzmaßnahmen, sondern auch für ein energiesparendes Verbraucherverhalten) und andererseits ausreichend attraktive Förderbedingungen zu schaffen.

Literaturverzeichnis

- [AGEB 2025] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2024, Infografik 02/2025
https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/AGEB_Infografik_02_2025_Stromerzeugung_2024.pdf
- [Alberici et al. 2023] S. Alberici, D. Gräf, M. Aurand: Beyond energy – monetising biomethane’s whole-system benefits, Guidehouse Netherlands B. V., Februar 2023
https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/02/20230213_Guidehouse_EBA_Report.pdf
- [Arnold et al. 2024] F. Arnold, N. Namockel, H. Diers, M. Lange, A. Lilienkamp, E. Schrader, C. Schmidt, P. Schnaars: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2025 bis 2029, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), September 2024
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/10/240927_EEG_Mittelfristprognose_2024_sent.pdf
- [BEG 2023] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) vom 21. Dezember 2023
https://www.energiewechsel.de/KAENEf/Redaktion/DE/PDF-Anlagen/BEG/bundesfoerderung-f%C3%BCr-effiziente-gebaeude-einzelmassnahmen-20231229.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [BMWK 2024] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Strommarktdesign der Zukunft – Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- [BNetzA 2023] Bundesnetzagentur: Festlegung von Netzentgelten für steuerbarere Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG, Beschluss vom 23.11.2023
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- [BNetzA 2024] Bundesnetzagentur: Flexibilisierung der Abschreibungen im Gasnetz, Pressemitteilung vom 25.9.2024
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240925_KANU.html
- [BNetzA 2025] Internetseite der Bundesnetzagentur: Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, Download am 12.06.2025
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/start.html>
- [Bundesregierung 2023] Die Bundesregierung: Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie, Hrsg.: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand Juli 2023
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [Cischinsky / Diefenbach 2018] H. Cischinsky, N. Diefenbach: Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt 4.4.2018,
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/2018_IWU_CischinskyEt-Diefenbach_Datenerhebung-Wohngeb%C3%A4udebestand-2016.pdf
- [Cischinsky et al. 2019] H. Cischinsky, N. Diefenbach, M. Großklos, M. Hörner, T. Koch, M.-C. Krapp, A. Müller, M. Vaché: Wie kann das Klimapaket im Gebäudesektor zum Erfolg werden? – Stellungnahme zum „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“ vom 8.10.2019, Institut Wohnen und Umwelt, 11.11.2019

- https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/stellungnahmen/2019-11-11_IWU_Stellungnahme-Klimaschutzprogramm-2030.pdf
- [DEHSt 2023] Umweltbundesamt – Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt): Nationaler Emissionshandel: Emissionsberichterstattung 2023 bis 2030 - Vereinfachung der Nachhaltigkeitsnachweisführung für Biomethan, Newsletter Ausgabe 35, 01.12.2023
<https://www.dehst.de/SharedDocs/Newsletter/DE/2023/2023-12-01-nachhaltigkeitsnachweisfuehrung-biomethan.html?view=renderNewsletterHtml>
- [Detatis Juni 2024] Statistisches Bundesamt (Destatis): Baupreisindizes: Deutschland, Jahre, Messzahlen mit/ohne Umsatzsteuer, Instandhaltung von Wohngebäuden, Bauarbeiten (Instandhaltung), Stand: 10.06.2024
Download von <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/>
- [Destatis Januar 2025] Statistisches Bundesamt (Destatis): Baukostenindizes für Wohngebäude, Stand 31.01.2025. Download von <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/>
- [Destatis Februar 2025] Statistisches Bundesamt (Destatis): Baugenehmigungen neuer Gebäude: Deutschland, Jahre, Gebäudeart, Energieverwendung, Energieart, Stand: 19.02.2025, Download von <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/>
- [Deutsch et al. 2018] M. Deutsch (Agora Energiewende), U. Maier (Agora Verkehrswende), J. Perner, M. Unteutsch, A. Lövenich (Frontier Economics): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe, Berlin, 2018
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_Syn-Cost-Studie_WEB.pdf
- [Diefenbach et al. 2010] N. Diefenbach, H. Cischinsky, M. Rodenfels (IWU), K.-D. Clausnitzer (Bremer Energie Institut): Datenbasis Gebäudebestand – Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 9.12.2010
https://datenbasis.iwu.de/dl/Endbericht_Datenbasis.pdf
- [Diefenbach et al. 2013] N. Diefenbach, C. v. Malottki, A. Enseling, T. Loga, H. Cischinsky, B. Stein, M. Hörner, M. Grafe: Maßnahmen zur Umsetzung der Ziele des Energiekonzepts im Gebäudebereich – Zielerreichungsszenario, BMVBS-Online-Publikation, März 2013
https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/ministerien/bmvbs/bmvbs-online/2013/DL_ON032013.pdf?blob=publicationFile&v=5
- [Diefenbach et al. 2015] N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein: Szenarienanalysen und Monitoringkonzepte im Hinblick auf die langfristigen Klimaschutzziele im deutschen Wohngebäudebestand. Bericht im Rahmen des europäischen Projekts EPISCOPE, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, September 2015
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/episcope/2015_IWU_DiefenbachEtAl_Szenarienanalysen-und-Monitoringkonzepte.pdf
- [Diefenbach et al. 2016] N. Diefenbach, T. Loga, B. Stein: Reaching the climate protection targets for the heat supply of the German residential buildings stock: How and how fast?, Energy and Buildings 132(2016) 53-73
- [Diefenbach et al. 2017] N. Diefenbach, M. Großklos, M. Grafe, A. Müller, R. Born, H. Ruppert, K.-M. Graf, N. Krzikalla: Modellentwicklung zur Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und -nachfrage im Wohngebäudesektor, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 29.03.2017
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/prj/EE-GebaeudeZukunft_Zwischenbericht.pdf
- [Diefenbach et al. 2019] N. Diefenbach, M. Großklos, A. Müller, M. Grafe, S. Swiderek, H. Ruppert, K.-M. Graf, N. Krzikalla: Analyse der Energieversorgungsstruktur für den Wohngebäudesektor zur Erreichung der Klimaschutzziele 2050, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 19. September 2019.

- https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/pri/EEGebaueudeZukunft_Endbericht_Teil_1.pdf
- [Diefenbach 2021] N. Diefenbach: Von der Beobachtung über die Analyse zu den Maßnahmen: Elemente einer Klimaschutzstrategie für den Wohngebäudebestand, IWU-Schlaglicht 01/2021, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 2021
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/schlaglicht/2021_IWU_Diefenbach_Monitoring-Wohngebaeude-als-Grundlage-einer-Klimaschutzstrategie.pdf
- [Diefenbach/Cischinsky 2024] N. Diefenbach, H. Cischinsky: Klimaschutzkosten und sozialer Ausgleich im Wohngebäudebestand: Modellentwicklung und Analysen, Institut Wohnen und Umwelt, 30.01.2024,
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/energie/2024_IWU_Diefenbach_Cischinsky_Endbericht_MISIMKO.pdf
- [Dossow et al. 2021] T. Dossow, T. Kern, S. von Roon: Entwicklungsrahmen der Haushaltsstrompreise in Deutschland, Diskussionspapier, Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 20.12.2021
https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2022/01/Haushaltsstrompreisentwicklung_FFE_Diskussionpaper_03-20211.pdf
- [Enseling 2012] A. Enseling, N. Diefenbach, E. Hinz, T. Loga: Evaluierung und Fortentwicklung der EnEV 2009: Untersuchung zu ökonomischen Rahmenbedingungen im Wohnungsbau, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 2012
https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2012/OekonomRahmenbed/Endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [Frondelet al. 2024] M. Frondelet, R. Janßen-Timmen, K. Kaestner: Erstellung der Anwendungsbilanzen 2023 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland, RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Oktober 2024
https://www.rwi-essen.de/fileadmin/user_upload/RWI/Publikationen/Projektberichte/RWI_Projektbericht_Anwendungsbilanzen_2023_Endbericht_2024-10.pdf
- [Gatzen / Reger 2022] C. Gatzen, M. Reger: Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045, Frontier Economics, Hrsg: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., Februar 2022
<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-1-dvgw-verfuegbarkeit-kostenvergleich-h2.pdf>
- [Godron et al. 2023] P. Godron, M. Herrndorff, S. Müller, K. Schaber, M. Zackariet (alle Agora Energiewende); N. Jooß, S. Köppl, M. Müller, J. Reinhard, S. von Roon, A. Weiß (alle Forschungsstelle für Energiewirtschaft): Haushaltsnahe Flexibilität nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können. Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2023
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-14_DE_Flex_heben/A-EW_315_Flex_heben_WEB.pdf
- [Großklos et al. 2023] M. Großklos, G. Behem, N. Diefenbach, S. Swiderek: Recherchen und Analysen zur Wärmeversorgung von Bestandsgebäuden mit Wärmepumpen, Zwischenbericht (Arbeitspapier) für das Forschungsvorhaben „Wärmepumpen-Praxis im hessischen Wohngebäudebestand“, Institut Wohnen und Umwelt, 11.05.2023
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/energie/2023_IWU_Grossklos-EtAl_Zwischenbericht_WP-Hessen.pdf
- [Harthan et al. 2023] O. Harthan, H. Förster et al. (Öko-Institut), H. Brugger, T. Fleiter et al. (Fraunhofer ISI), J. Steinbach, J. Deurer (IREES), R. Fuß, J. Rock et al. (Thünen Institut): Projektionsbericht 2023 für Deutschland, im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Hrsg.: UBA: Climate Change 29/2023,

- https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/39_2023_cc_projektionsbericht_12_23.pdf
- [Heider et al. 2020] J. Heider, N. Conrad, T. Stark, A. Abdulganiev, P. Kosack, A.-K. Wagner: Potential von Infrarot-Heizsystemen für hocheffiziente Wohngebäude, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2020
https://www.zukunftbau.de/fileadmin/user_upload/01_Forschungsf%C3%B6rderung/Ab-schlussberichte/17.11_F3220_Abschlussbericht_20069006489.pdf
- [Herrndorff et al. 2023] M. Herrndorff, A. Kraus, S. Müller, B. Saerbeck, U. Weiß (alle Agora Energiewende); R. Kremp, S. Mischinger, A. Nolde, O. Radtke (alle BET); K. Bourazeri, W. Laubenstein, J. Michaelis, P. Rosin (alle Rosin Büdenbender): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfkompatible Transformation. Agora Energiewende (2023)
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-06_DE_Gasverteil-netze/A-EW_291_Gasverteilnetze_WEB.pdf
- [Hinz 2015] E. Hinz: Kosten energierelevanter Bau- und Anlagenteile bei der energetischen Modernisierung von Altbauten, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, August 2015
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/handlungslogiken/2015_IWU_Hinz_Kosten-energierelevanter-Bau-und-Anlagenteile-bei-der-energetischen-Modernisierung-von-Alt-bauten.pdf
- [Icha / Lauf 2023] T. Icha, P. Lauf: Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2023 (Climate Change 23/2024), Umweltbundesamt, Mai 2024
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/23_2024_cc_strommix_11_2024.pdf
- [KfW 2025] Informationen auf den Internetseiten der KfW zum Förderprogramm: Klimafreundlicher Neubau – Wohngebäude, Download am 24.04.2025,
[https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/F%C3%B6rderprodukte/Klimafreundlicher-Neubau-Wohngeb%C3%A4ude-\(297-298\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/F%C3%B6rderprodukte/Klimafreundlicher-Neubau-Wohngeb%C3%A4ude-(297-298)/)
- [Klaas et al. 2024] A.-K. Klaas, D. Schlund, J. H. Klopp, M. Vey: Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern – Eine Analyse der Bedarfe, Potential und Kosten, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI), März 2024
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf
- [Koalitionsvertrag 2025] Verantwortung für Deutschland, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD zur 21. Legislaturperiode des Deutschen Bundestages
https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf
- [Kost et al. 2024] C. Kost, P. Müller, J. Sepúlveda Schweiger, V. Fluri, J. Thomssen: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien – Juli 2024, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg
file:///C:/Users/Nikolaus.DOMIWU/Downloads/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien-5.pdf
- [Langfristszenarien 2024] Internetseiten / Szenarienexplorer zu den BMWK-Langfristszenarien. Auswertung zu den T45 Szenarien, Download 02.09.2024: <https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/39127/d80f54cc3d1bd7fbd4e52bdf4185c3da>
- [Langreder et al. 2022] N. Langreder, D. Rau, M. Sahnoun, N. Thamling: Kurzgutachten zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen, Prognos im Auftrag des Bundesverbandes Wärmepumpe, Berlin, 29.09.2022.
https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/05_Presse/01_Pressemitteilungen/Finale_Ergebnisdokumentation_Langfassung_221010.pdf

- [Loga et al. 2015] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach, R. Born: Deutsche Wohngebäudetypologie – Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden, zweite erweiterte Auflage, Institut Wohnen und Umwelt, 10.02.2015
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/epis-cope/2015_IWU_LogaEtAl_Deutsche-Wohngeb%C3%A4udetypologie.pdf
- [Mendelevitch et al. 2022] R. Mendelevitch, J. Repenning, F.-C. Matthes (Öko-Institut): Rahmendaten für den Projektionsbericht 2023, Stand: Dezember 2022. Hrsg.: Umweltbundesamt
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/factsheet_rahmendaten_fuer_den_projektionsbericht_2023_fuer_deutschland.pdf
- [Merten / Scholz 2023] F. Merten, A. Scholz: Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation, Studienbericht, Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, Juni 2023
https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf
- [Nesselhauf / Müller 2023] L. Nesselhauf, S. Müller: Der CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr. Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel. Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Oktober 2023
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-26_DE_BEH_ETS_II/A-EW_311_BEH_ETS_II_WEB.pdf
- [Maas / Schlitzberger 2017] A. Maas, S. Schlitzberger: EnEV 2017 – Vorbereitende Untersuchungen; BMVBS-Online-Publikation Nr. 16/2017
https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2017/bbsr-online-16-2017-dl.pdf;jsessionid=C2C629D46790A9D8FEC230F5680287A3.live11293?_blob=publicationFile&v=1
- [Mailach / Oschatz 2021] B. Mailach, B. Oschatz: BDEW Heizkostenvergleich Altbau 2021 – Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung im Altbau, BDEW (Hrsg.), 29.04.2021
https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-HKV_Altbau.pdf
- [Mailach / Oschatz 2021b] B. Mailach, B. Oschatz: BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2021, ITG Dresden, 29.04.2021
https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-HKV_Nebau.pdf
- [Ortner et al. 2021] S. Ortner, M. Pehnt, S. Blömer, A. Auberger (ifeu, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Heidelberg), J. Steinbach, J. Deurer, E. Popovski, O. Lösch (IREES GmbH, Karlsruhe), N. Langreder, N. Thamling, M. Sahnoun, D. Rau (Prognos AG, Berlin) : Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung. Beitrag zur Berichtspflicht EnEff-RL, Artikel 14, Anhang VIII, Abschlussbericht, Hrsg.: Umweltbundesamt, Climate Change 54/2021, August 2021,
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-08-05_cc_54-2021_effiziente_waerme-kaelteversorgung.pdf
- [Pehnt et al. 2023] M. Pehnt, P. Mellwig, K. Lambrecht (ifeu), B. Winiewska, B. Oschatz, B. Mailach (ITG Dresden), F. Keimeyer, S. Braungardt, B. Köhler (Öko-Institut), H. Kahl (Stiftung Umweltenergierecht): Heizen mit 65 % erneuerbaren Energien – Begleitende Analysen zur Ausgestaltung der Regelung aus dem Koalitionsvertrag 2021, Teilbericht im Rahmen des Projektes „Gebäudeenergiegesetz und EPBD“, 03.04.2023
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/heizen-mit-65-prozent-erneuerbaren-energien.pdf?_blob=publicationFile&v=8
- [Peters et al. 2024] M. Peters, B. Bartenstein, H. Heibisch, C. Kaiser, F. Anders: Technikkatalog Kommunale Wärmeplanung. Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA-BW), Stand März 2024.

- <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/einfuehrung-in-den-technikatalog>
- [Reinholz 2024] T. Reinholz, C. Schmidt: Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? - Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040, Deutsche Energieagentur (Hrsg.), Stand 01/2024
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogas-partner_Biomethanbedarf_Gebaeudeenergiegesetzes.pdf
- [Sensfuß et al. 2022] F. Sensfuß et al.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Treibhausgasszenarien T45, Folien des Überblickswebinars am 05.12.2022
https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf
- [Sperber / Nast 2016] E. Sperber, M. Nast: (Appendix 4: Fachgutachten zum Fördersegment Wärmepumpe), Anhang in [Stuible et al. 2016].
- [Stuible et al. 2016] A. Stuible et al.: Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2012 bis 2014: Evaluierung des Förderjahres 2014; Fichtner / DLR et al., Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Stuttgart, 28.05.2016
https://elib.dlr.de/107618/1/FICHT-%2317477735-v1-Revidierter_finaler_Bericht_mit_Appendices.pdf
- [Swiderek et al. 2025] S. Swiderek, M. Großklos, N. Diefenbach, G. Behem: Gut investiert? – Wärmepumpen in Bestandsgebäuden, Teil 2. Gebäudeenergieberater GEB Heft 03 2025
- [Team Consult 2023] Team Consult G. P. E. GmbH: Metastudie bestehender Szenarienanalysen zu Mengen- und Kostenerwartungen erneuerbarer und dekarbonisierter Gase im Rahmen des Gemeinschaftsprojekts „Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem – Transformationspfad für die neuen Gase“, Abschlussdokument, Berlin, 27. April 2023,
https://www.teamconsult.net/news/files/pre_ZukunftGas_2023-04-27_rv.pdf
- [Techem 2023] Techem Energy Services GmbH: Techem Atlas für Energie, Wärme & Wasser 2023, Download 06.05.2025 unter:
<https://www.techem.com/corp/de/news-und-medien/pressemitteilungen/techem-atlas-fuer-energie-waerme-und-wasser-2023>
- [UBA 2023] Information auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes (UBA), Stand 6.7.2023, Download 04.11.2024: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/der-eu-emissionshandel-wird-umfassend-reformiert>
- [UBA 2024] Grafik auf den Internetseiten des Umweltbundesamtes (UBA): Preisentwicklung für Emissionsberechtigungen (EUA) seit 2008, Quelle: ICE, Refinitiv Eikon, Darstellung Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Stand: 08.08.2024: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/preisentwicklung-fuer-emissionsberechtigungen-eua>
- [UFOP 2024] Internetseite der Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V., abgerufen am 09.09.2024: <https://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel-preis/>
- [VDI 2067] VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, September 2012
- [Viebahn et al. 2019] P. Viebahn, A. Scholz, O. Zelt: Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Direct Air Capture – Ergebnis einer multidimensionalen Analyse, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69. Jg. (2019) Heft 12
https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7438/file/7438_Viebahn.pdf

- [VKU 2023] Verband Kommunalen Unternehmen e.V. (VKU): Vereinfachte Nachhaltigkeitsnachweisführung für Biomethanlieferungen im BEHG, 6.12.2023
<https://www.vku.de/themen/energiewende/artikel/vereinfachte-nachhaltigkeitsnachweisfuehrung-fuer-biomethanlieferungen-im-behg/>
- [Wapler et al. 2019] J. Wapler, L. Amendt, M. Miara, T. Oltesdorf (Fraunhofer ISE): Anhang 4: Fachgutachten zum Fördersegment Wärmepumpe, in: Zech et al. 2019.
- [Zech et al. 2019] D. Zech, S. Ullrich, H.-F. Wülbeck, A. Stuible (Fichtner), J. Wapler, L. Amendt, M. Miara, T. Oltersdorf (Fraunhofer ISE), F. Werner, J. Olozariyev, K. Vajen (Qoncept Energy), G. Schröder (IE Leipzig), H. Hartmann, K. Raisinger (TFZ): Evaluation und Perspektiven des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2019 bis 2020 – Bericht Endfassung: Evaluation des Förderjahres 2019, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Fichtner GmbH & Co KG, undatiert (2019 oder später), Download im April 2023: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Evaluationen/Foerdermassnahmen/evaluation-marktanreizprogramms-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Anhang A : Kostenansätze für Wärmeversorgungssysteme

Im Folgenden werden die im Projekt angenommenen Investitionskosten für die verschiedenen Wärmeversorgungssysteme und Wärmeschutzmaßnahmen dokumentiert. Die genannten Kosten sind mit Einbau der Anlagen inklusive der Mehrwertsteuer zu verstehen und spiegeln ungefähr das Preisniveau 2023/24 wider.

Für die vorliegende Studie wurde auf verschiedene Quellen zurückgegriffen, teils auch auf Kostenauswertungen, die bereits in anderen Untersuchungen des IWU durchgeführt wurden⁹⁰. Die Angaben beziehen sich auf die Gesamtkosten der Systeme inklusive Montage. Bei der Auswertung mussten teils grobe Annahmen getroffen und Vereinfachungen durchgeführt werden. Dies gilt nicht zuletzt vor dem Hintergrund, dass die verschiedenen Quellen oft deutlich abweichende Kostenniveaus aufweisen. Der Grund liegt häufiger auch darin, dass die „Systemgrenzen“ der Kostenangaben nicht immer klar identifiziert und getrennt werden konnten: So ist in einigen Fällen etwa ein zugehöriger Wärmespeicher mitberücksichtigt, in anderen Fällen dagegen (womöglich) nicht. Für die Untersuchungen im vorliegenden Projekt wurden die Kosten eher im mittleren bis oberen Bereich des Quellenspektrums angesetzt, und es wird angenommen, dass Kosten in der Anlagenperipherie wie eine eventuell erforderliche Anpassung der Verrohrung im Heizraum sowie der Einbau von Wärmespeichern und einer neuen Regelung mit enthalten sind. Die Angaben aus früheren Jahren wurden mit Hilfe von Baupreisindizes [Destatis Juni 2024] auf das Preisniveau 2023 umgerechnet. Für Wärmeversorgungsanlagen wurde dabei in der Regel der Index für „Instandhaltungsleistungen bei Heiz- und zentralen Warmwasseranlagen“ des Statistischen Bundesamtes, für andere Maßnahmen (insbesondere also beim Wärmeschutz) der allgemeine Index für Instandhaltungsleistungen verwendet. Die Investitionskosten von Wärmeversorgungsanlagen wurden, bis auf explizit genannte Ausnahmen, vereinfachend im Bestand und Neubau gleich angenommen. Auf eine Untersuchung der Verlegung bzw. nachträglichen Dämmung von Verteil- und Anschlussleitungen wurde im Rahmen dieser Studie ebenfalls aus Vereinfachungsgründen verzichtet.

Abbildung 80 zeigt den allgemeinen Index als durchgezogene Linie im Vergleich mit weiteren Indizes für Instandhaltungsleistungen.

⁹⁰ Die in Anhang A und Anhang B verwendete Literatur ist im voranstehenden Literaturverzeichnis des Hauptberichts dokumentiert.

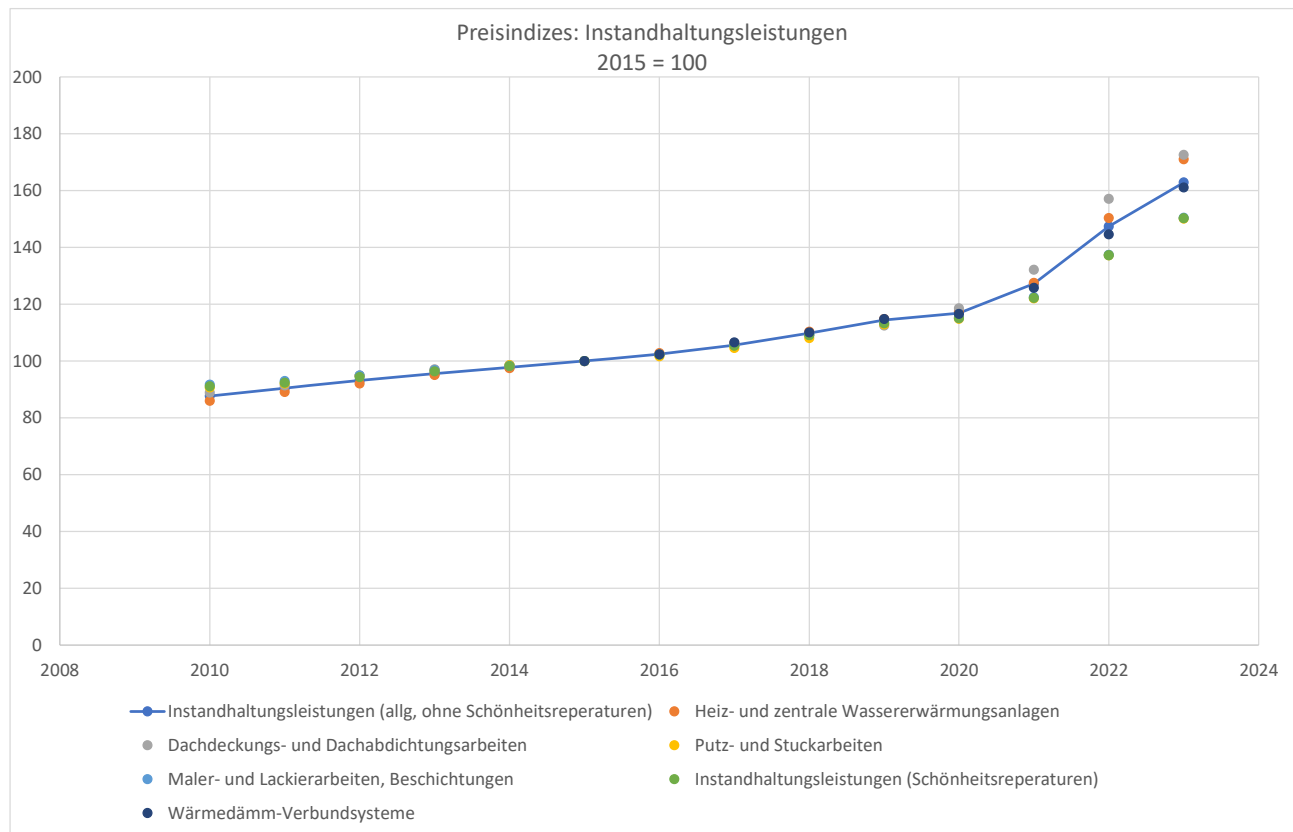


Abbildung 80: Baupreisindizes: Instandhaltungsleistungen [Destatis Juni 2024]

Die Indizes liegen im Zeitverlauf bis 2020 weitgehend gleichauf. Ab 2021 ist ein starker Preisanstieg zu verzeichnen, der bei den Heizanlagen noch etwas stärker ausfällt als im Durchschnitt.

Für elektrische Wärmepumpen wurden durch das IWU in dem bei Berichtslegung noch laufenden Projekt „Wärmepumpen-Praxis im hessischen Wohngebäudebestand“ einerseits Investitionskosten in einer Felduntersuchung erhoben und andererseits ein ausführlicher Vergleich mit anderen Studien durchgeführt. Die Ergebnisse sollen in einem für den Herbst 2025 zu erwartenden Endbericht dokumentiert werden. Die Modellansätze nach aktuellem Projektstand aus diesem Vorhaben wurden für die vorliegende Untersuchung übernommen. Für die Investitionskosten K_i (in €) gilt demnach der folgende Ansatz:

Außenluft-Wärmepumpen: $K_i = 9.000 \text{ €} \cdot P_{th}^{0,4} + 800 \text{ €/kW} \times P_{th}$

Erd-Wärmepumpen (mit Erdsonden): $K_i = 3.000 \text{ €/kW} \cdot P_{th} + 16.000 \text{ €}$

mit:

K_i : Investitionskosten der Wärmepumpenanlage in €

P_{th} : thermische Leistung des Wärmeerzeugers (hier: Wärmepumpe) in kW

(alle Kostenangaben hier und im Folgenden inkl. MwSt., Preisniveau ca. 2023/24)

In Abbildung 81 ist die zugrundeliegende Auswertung für Luft-Wärmepumpen dargestellt. Dabei wurden hier noch die Daten für Wärmepumpen im Neubau aus [Mailach/Oschatz 2021b] ergänzt.

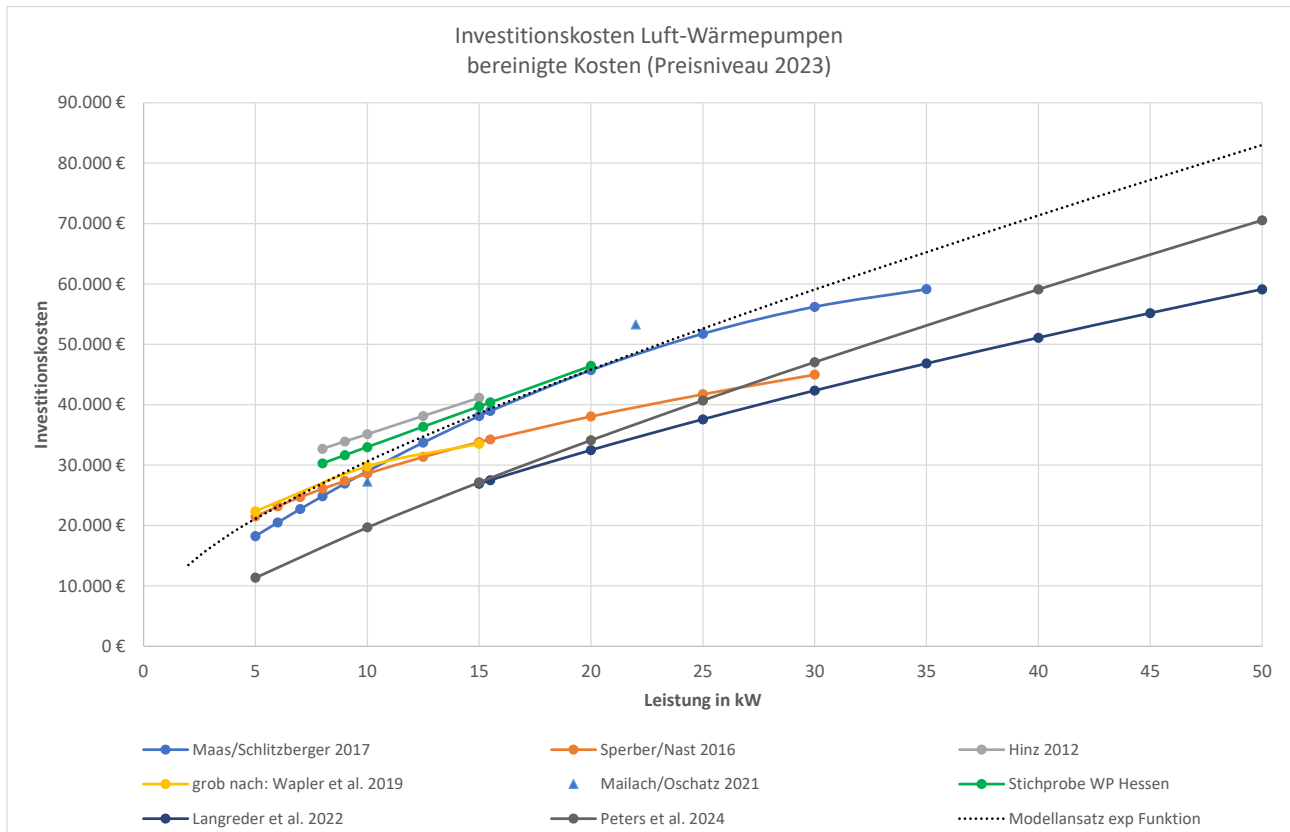


Abbildung 81: Kosten für die Installation von Außenluftwärmepumpen (inkl. MwSt., Preisniveau ca. 2023) in Abhängigkeit von der Wärmeleistung: Auswertung (aktueller Stand) im noch laufenden Projekt „Wärmepumpen-Praxis im hessischen Wohngebäudebestand“, hier ergänzt um [Mailach/Oschatz 2021b]

Die Modellkurve für die Luft-Wärmepumpen (gepunktete Linie) liegt im oberen Bereich des durch die verschiedenen Quellen gebildeten Spektrums. Dies gilt auch für die Ergebnisse der Felduntersuchung (grüne Linie „Stichprobe WP Hessen“).

Neben der absoluten Höhe von K_I ist auch die Kurvensteigung dK_I/dP_{th} von Interesse, die die Zuwachskosten bei steigender Heizleistung in €/kW angibt. Für die Außenluft-Wärmepumpe erhält man (mit P_{th} in kW):

$$dK_I/dP_{th} = 3.600 \cdot P_{th}^{-0,6} + 800 \text{ in €/KW (bei Angabe von } P_{th} \text{ in kW)}$$

Bei einem Einfamilienhaus mit einer Heizleistung von 10 kW ergeben sich Zuwachskosten von etwa 1.700 €/kW, bei einem Mehrfamilienhaus mit 40 kW Heizleistung sind es etwa 1.200 €/kW. Bei sehr kleinen Leistungen von 4 kW im Einfamilienhaus (z. B. bei einer bivalenten Wärmepumpe) liegt man laut dieser Modellgleichung im Bereich von etwa 2.400 €/kW.

Angesichts des breiten Spektrums der Kostenangaben, das in Abbildung 81 für die Wärmepumpen deutlich wird (aber auch bei anderen Heizsystemen zu verzeichnen ist), wurde in der vorliegenden Studie bei den Wärmeversorgungssystemen nicht zwischen den Kosten von Bestands- und Neubau-Anlagen unterschieden: Die hier zu erwartenden Unterschiede werden durch die starken Abweichungen zwischen den verschiedenen Quellen deutlich überlagert (vgl. auch Auswertungen unten). Eine Ausnahme stellen die zusätzlichen Kosten für die Errichtung eines Schornsteins im Neubau dar: Bei Einsatz von Heizkesseln werden hierfür in grober Anlehnung an [Mailach / Oschatz 2021] bezogen auf die Wohnfläche 30 €/m² (EZFH) bzw. 10 €/m² (MFH) zusätzlich für den (bei monovalenten Wärmepumpen nicht notwendigen) Schornstein im Ein-/Zweifamilienhaus (EZFH) bzw. Mehrfamilienhaus (MFH) angesetzt.

Für den Einbau neuer Gas- und Ölkessel (ohne Neubau-Schornstein) werden die folgenden Kostenfunktionen angenommen:

$$\text{Gaskessel: } K_i = 150 \text{ €/kW} \cdot P_{th} + 8.000 \text{ €}$$

$$\text{Ölkessel: } K_i = 300 \text{ €/kW} \cdot P_{th} + 11.000 \text{ €}$$

Ölkessel werden nur im Gebäudebestand, Gaskessel im Bestand und Neubau betrachtet. In Abbildung 82 und Abbildung 83 sind die Modellansätze im Vergleich mit anderen Kostenquellen dargestellt [Mailach / Oschatz 2021, Ortner et al. 2021, Maas et al. 2017, Peters et al. 2023]. Die deutlichen Abweichungen können auch hier teilweise durch unterschiedliche Systemgrenzen bedingt sein (beispielsweise Einbeziehung von Wärmespeichern), die mit der vorliegenden Quellen- und Informationslage nicht eindeutig geklärt werden konnten.

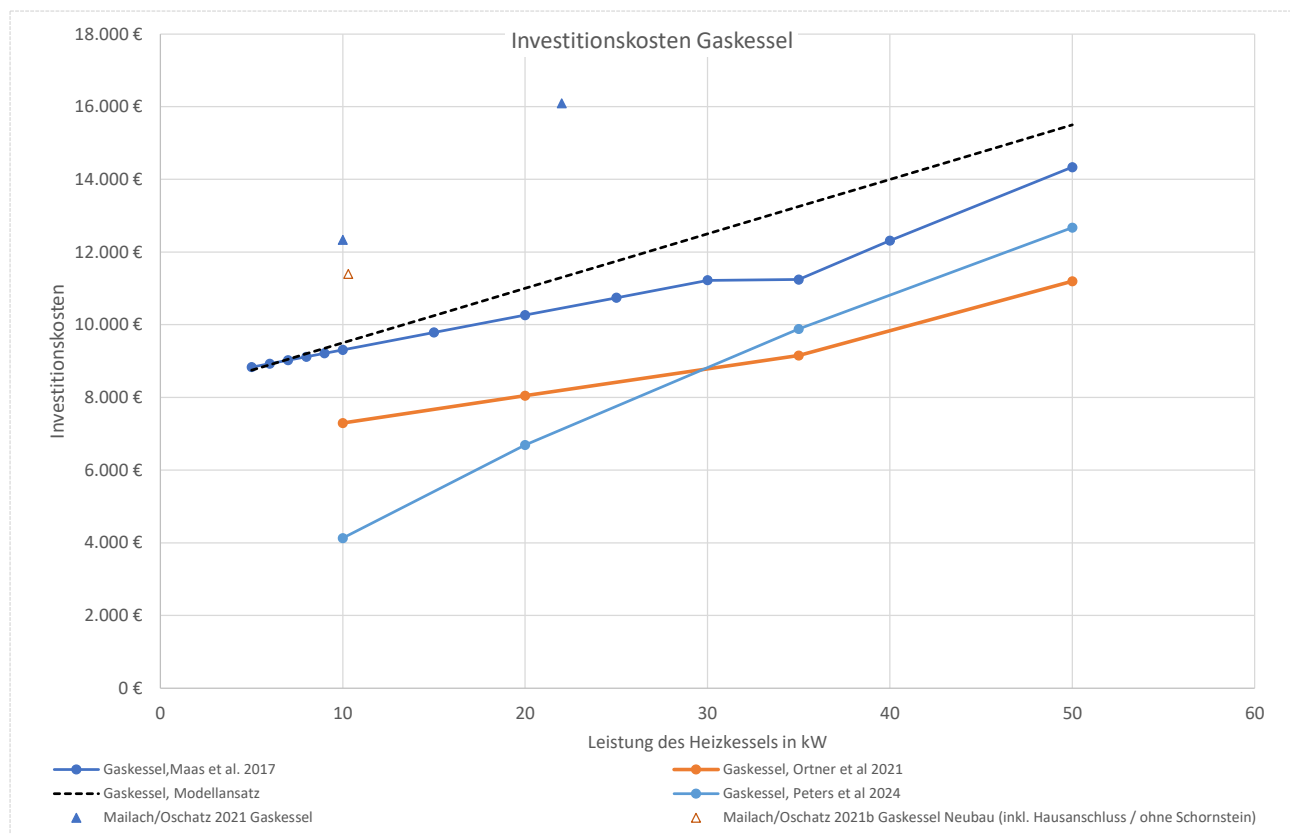


Abbildung 82: Kosten für die Installation von Erdgas-Heizkesseln: Verschiedene Quellen und Modellansatz (inkl. MwSt., Preisniveau ca. 2023)

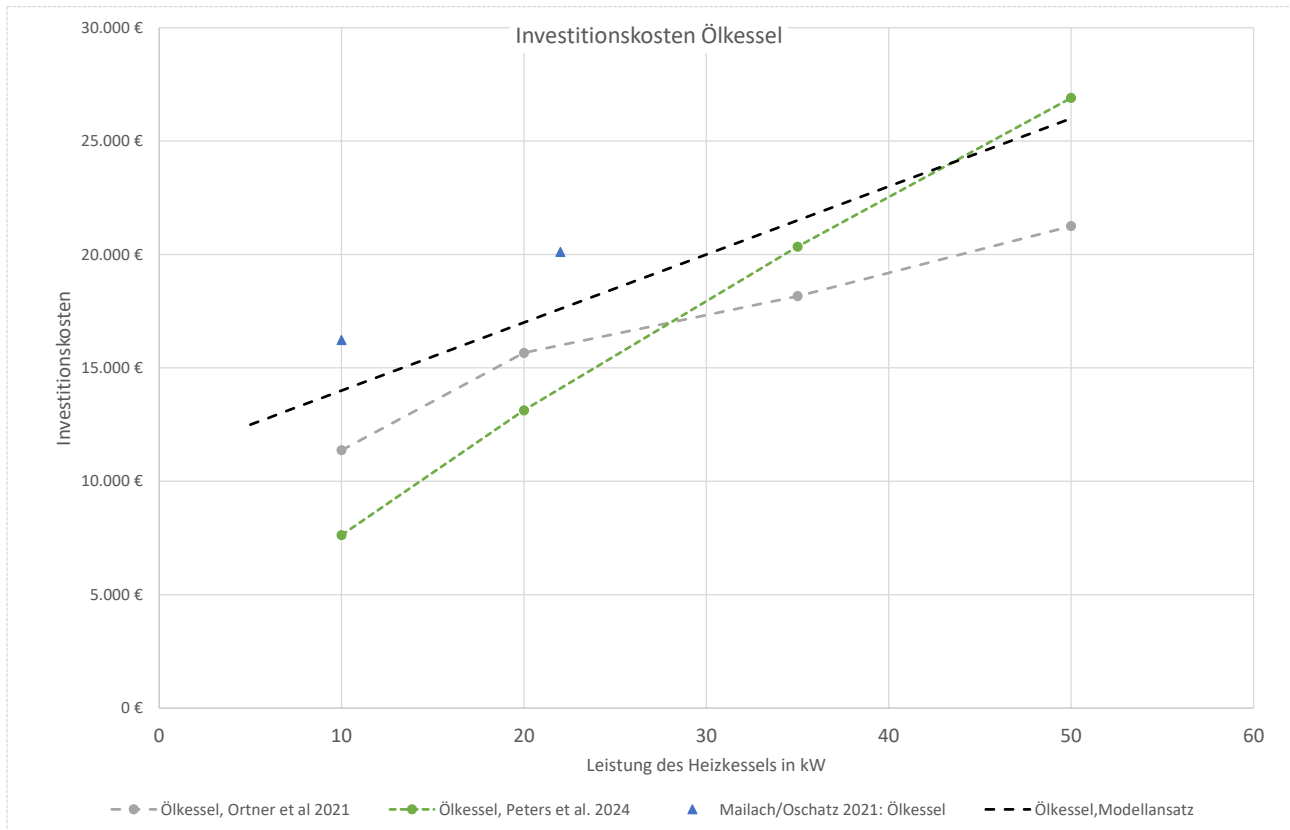


Abbildung 83: Kosten für die Installation von Öl-Heizkesseln: Verschiedene Quellen und Modellansatz (inkl. MwSt., Preisniveau 2023)

Die Kostenannahmen für die Installation solarthermischer Anlagen sind an die Ansätze aus [Diefenbach et al. 2019, Diefenbach / Cischinsky 2024] angelehnt. Umgerechnet auf das Preisniveau 2023 ergeben sich (gerundet) für Ein-/Zweifamilienhäuser wohnflächenbezogene Kosten von 68 €/m² für „kleine“ Anlagen zur Warmwasserbereitung und 171 €/m² für „große“ Anlagen zur Warmwasserbereitung mit Heizungsunterstützung (inkl. MwSt.). Bei den Mehrfamilienhäusern betragen die Kosten 43 €/m² für kleine Anlagen ohne und 94 €/m² für große Anlagen mit Heizungsunterstützung. In den Analysen wird angenommen, dass die Solarthermieanlagen 50 % des Warmwasserbedarfs und (nur im Fall der Heizungsunterstützung) zusätzlich 15 % des Heizwärmebedarfs abdecken können (inklusive Verteilverlusten).

Bei Einsatz elektrischer Energie zur Wärmeerzeugung kommen alternativ zu den Solarthermiesystemen auch Photovoltaikanlagen infrage. Für die Modellanalysen wird davon ausgegangen, dass in diesem Fall auf dem jeweiligen Gebäude eine Photovoltaikanlage installiert wird, die wie üblich vorrangig der Deckung des Haushaltsstromverbrauchs dient. Falls noch Überschüsse vorhanden sind, können diese von der Wärmepumpe bzw. einem ergänzenden Heizstab genutzt werden, soweit zum jeweiligen Zeitpunkt ein Wärmebedarf besteht oder der Wärmespeicher noch nicht vollständig geladen ist. Darüber hinausgehende Überschüsse werden ins öffentliche Netz eingespeist. Hinsichtlich der Größe der Photovoltaikanlage wird davon ausgegangen, dass sie so dimensioniert ist, dass sie im Jahresverlauf im Zusammenspiel mit der Wärmepumpe den gleichen Beitrag zur Wärmeerzeugung des Gebäudes leistet wie eine entsprechende kleine bzw. große Solarthermieanlage (d.h. mit bzw. ohne Heizungsunterstützung s.o.). Auf diese Weise kann die Photovoltaikanlage in den Modellanalysen (die ja ausschließlich die Wärmeseite betrachten) wie eine Solarthermieanlage behandelt werden – zunächst allerdings nur in energetischer Hinsicht.

Damit die ersatzweise Darstellung der Photovoltaikanlage als Solarthermieanlage auch auf der Kostenseite durchgeführt werden kann, müssen ihr noch „äquivalente“ (einer Solarthermieanlage entsprechende) Investitionskosten zugeordnet werden. Die Frage lautet also: Welche Investitionskosten müsste eine (ersatzweise

betrachtete) Solarthermieanlage haben, damit sich aus Sicht des Hauseigentümers wirtschaftlich das gleiche Ergebnis einstellt wie bei der Installation der eigentlichen Photovoltaikanlage? Diese Frage ist nicht einfach zu beantworten, da die „rein elektrische“ Seite (Kosteneinsparung durch vermiedenen Strombezug für den Haushaltsstrom, Einspeisung von verbleibenden Überschüssen ins Stromnetz) mitbetrachtet werden muss und das Ergebnis von einigen Annahmen abhängt (unter anderem der Entwicklung von Strompreisen und Einspeisevergütungen). In [Diefenbach / Cischinsky 2024, Anhang B.4] wurde diese Fragestellung mit verschiedenen Ansätzen zu den ökonomisch relevanten Randbedingungen näher untersucht. Je nach Annahmen und Anlagentyp ergibt sich eine relativ große Bandbreite für die „äquivalenten“ Kosten der Photovoltaikanlagen. In allen Fällen wird aber deutlich, dass bei Vorhandensein einer elektrischen Wärmepumpe die Installation einer Photovoltaikanlage (in der oben erläuterten Dimensionierung) deutlich günstiger ausfällt als der Einbau einer Solarthermieanlage.

Im vorliegenden Projekt wird für elektrische Heizsysteme (monovalente / bivalente Wärmepumpen oder direktelektrisch) immer davon ausgegangen, dass bei Verwendung von Solaranlagen auch die Photovoltaik zum Einsatz kommen kann. Als äquivalente Investitionskosten werden mittlere Kostenwerte aus [Diefenbach / Cischinsky 2024, Anhang B.4] angesetzt⁹¹: Dies sind für Ein-/Zweifamilienhäuser 21 €/m² für „kleine“ Anlagen bzw. 61 €/m² für „große“ Anlagen (bezogen auf die Wohnfläche, Preisniveau ca. 2023 inkl. MwSt.). Bei den Mehrfamilienhäusern betragen die Kosten 13 €/m² für kleine und 44 €/m² für große Anlagen. Der Vergleich mit den Ansätzen für Solarthermieanlagen weiter oben zeigt, dass die äquivalenten Kosten der Photovoltaik weniger als die Hälfte betragen. Auch bei einer Förderquote von 50 % für Solarthermie, wie in den Modellrechnungen in Kapitel 5 angenommen, liegt die Photovoltaik also noch günstiger. Für diese wird im vorliegenden Projekt neben der Einspeisevergütung gemäß dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), die in [Diefenbach / Cischinsky 2024, Anhang B.4] mitbetrachtet wurde, keine zusätzliche Förderung angenommen.

Aufgrund der hohen Energiekosten gelten direktelektrische Heizsysteme – wenn überhaupt – nur in Gebäuden mit sehr geringem Heizwärmebedarf als sinnvoll. In den Untersuchungen wurden sie dennoch zu Vergleichszwecken im Bestand für alle Dämmstandards mitgeführt. Anhaltswerte für die Kosten der elektrischer Heizsysteme (sogenannte „Infrarot-Heizungen“) konnten aus zwei Mehrfamilienhaus-Neubauprojekten der letzten Jahre gewonnen werden (ein dem IWU bekanntes Bauprojekt in Mainz sowie das in [Heider et al. 2020] dokumentierte Bauvorhaben). Umgerechnet auf das Kostenniveau 2023 (unter Anwendung des allgemeinen Baupreisindex) ergeben sich wohnflächenbezogene Kosten im Bereich von ca. 50 bzw. 63 €/m². Für das vorliegende Projekt werden 55 €/m² angenommen (Preisniveau 2023, inkl. MwSt.). Explizit wird dieser Ansatz allerdings nur im Gebäudebestand verwendet. Bei den Neubauuntersuchungen werden dagegen nicht die Gesamtkosten, sondern ausschließlich Kostendifferenzen betrachtet. Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Fall der elektrischen Direktheizung nicht nur die Kosten des konkurrierenden Wärmeerzeugers (z. B. Wärmepumpe), sondern auch die Kosten der Wärmeverteilung eingespart werden, da die elektrische Wärmeerzeugung dezentral in den einzelnen Wohnräumen erfolgt. Nimmt man an, dass im Neubau der Einsatz von Fußbodenheizungen üblich ist, so kann man (gemäß Kostenangaben in [Heider et al. 2020]) grob gesprochen davon ausgehen, dass bei der Zentralheizung (inklusive zentraler Trinkwarmwasserbereitung) die Kosten der Wärmeverteilung etwa in der gleichen Größenordnung liegen wie die Gesamtkosten des direktelektrischen

⁹¹ Dabei werden hier in vereinfachender Weise die Ergebnisse der Analysen aus dem Projekt MISIMKO [Diefenbach / Cischinsky 2024] für die Kombination von Photovoltaiksystemen und Luftwärmepumpe pauschal auf alle elektrischen Heizsysteme übertragen. Für Kombination mit Erdwärmepumpen stellt dies einen konservativen Ansatz dar, denn für diesen Fall könnten aus den Analysen auch noch günstigere Werte gerechtfertigt werden. Ohnehin aber liegen die hier angenommen äquivalenten Kosten für den Einsatz von PV-Anlagen nur bei rund 30 bis 45 % der oben genannten Investitionskosten für den Einsatz von Solarthermieanlagen. Statt des Ansatzes mittlerer Werte wäre auch die Verwendung der unteren bzw. oberen Kostenansätze aus MISIMKO für die Szenarien A bzw. B denkbar gewesen – korrespondierend mit der Idee der für die elektrischen Wärmepumpen optimistischen bzw. pessimistischen Ansätze in Szenario A bzw. Szenario B. Allerdings liegen die Kostendifferenzen zwischen den jeweiligen Kostenansätzen aus MISIMKO und den hier verwendeten Mittelwerten je nach Anlagentyp lediglich zwischen 8 und 15 €/m², so dass sich für die Untersuchungsergebnisse im vorliegenden Projekt keine gravierenden Verschiebungen ergeben würden und auf eine solche weitergehende Analyse daher verzichtet wurde.

Systems. Aus diesem Grund werden im vorliegenden Projekt die (Vergleichs-)Kosten der direktelektrischen Wärmeerzeugung im Neubau zu Null angesetzt.

Neben den Investitionskosten bei Installation der jeweiligen Wärmeversorgungsanlagen und den jährlichen Energiekosten sind auch Wartungs- und Instandhaltungskosten zu berücksichtigen. Auch hier werden im vorliegenden Projekt vereinfachende Pauschalansätze verwendet: Im Fall von Heizkesseln werden die jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten zu 2 % der Investitionskosten angesetzt. Bei allen anderen Wärmeerzeugungssystemen wird ein Prozentsatz von 1 % verwendet. Diese Zahlen sind etwas niedriger als in anderen Quellen (vgl. insbesondere die entsprechende VDI-Richtlinie [VDI 2067]). Allerdings ist zu beachten, dass die hier verwendeten Ansätze auf die Gesamt-Investitionen für die Anlage inklusive Installation angerechnet werden, während sich die Prozentwerte in anderen Quellen (z. B. in der genannten Richtlinie) häufig ausschließlich auf die eigentlichen Anlagenkosten (ohne Installation) beziehen.

Im Zuge des Einbaus von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden ist häufig, aber keineswegs in allen Fällen, eine Erneuerung von Heizkörpern sinnvoll oder gar notwendig, um die Vorlauftemperatur der Heizung abzusenken und die Effizienz der Wärmepumpe zu steigern. Von dieser Maßnahme können einzelne, mehrere Räume oder alle beheizten Wohnräume betroffen sein. Präzise empirische Erkenntnisse liegen an dieser Stelle nicht vor, allerdings liefert [Techem 2023] eine Abschätzung für den Bereich der Mehrfamilienhäuser, nach der in 50 % der Fälle die vorhandenen Heizkörper bereits ausreichend dimensioniert sind, um eine für Wärmepumpen geeignet erscheinende Auslegungsvorlauftemperatur des Heizsystems (an den kältesten Tagen) von maximal 55 °C erreichen zu können. In einer laufenden Felduntersuchung des IWU mit 56 für diese Fragestellung auswertbaren Teilnehmern (Bestands-Einfamilienhäuser) wurde in ca. 60 % der Fälle ein Heizkörperaustausch durchgeführt. Sehr grob lässt sich vor diesem Hintergrund also die Abschätzung treffen, dass im Gebäudebestand bei (knapp) der Hälfte der Fälle kein Heizkörperaustausch notwendig ist.

Neben der Frage des Anteils der betroffenen Gebäude bzw. Wohnungen bestehen weitere Unsicherheiten bezüglich der im Einzelfall durch die Heizkörpererneuerung entstehenden Kosten. Für die vorliegende Studie können nur grobe Anhaltswerte herangezogen werden: Im Zuge der genannten Felduntersuchung stellte sich heraus, dass in den Gebäuden mit Heizkörperaustausch im Durchschnitt ca. sechs Heizkörper erneuert wurden und dabei durchschnittliche Kosten von insgesamt knapp 6.000 €, d. h. 1.000 € pro Heizkörper (inkl. MwSt.) auftraten [Swiderek 2025]. Gleichzeitig lag bei den Gebäuden im Mittel eine Heizleistung von rund 12 kW vor. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass die Heizkörperkosten von der wohnflächenbezogenen Heizleistung abhängen, d.h. bei schlechter gedämmten Gebäuden eher die Notwendigkeit einer umfangreichen Vergrößerung der Heizflächen besteht als in dem Fall, dass die Gebäude (mutmaßlich mit Erhaltung der ursprünglichen Heizkörper) schon einmal energetisch modernisiert wurden oder nun im Zuge des Wärmepumpeneinbaus gedämmt werden. Genauere Auswertungen bezüglich des Zusammenhangs von Heizkörperkosten und Dämmstandard ließen sich angesichts der geringen Stichprobengröße nicht sinnvoll durchführen. Stattdessen wird für die Analysen im vorliegenden Bericht die folgende Ad-Hoc-Abschätzung getroffen: In denjenigen Fällen im Gebäudebestand, in denen bei Einbau einer monovalenten Wärmepumpe die Notwendigkeit eines Heizkörperaustauschs angenommen wird, werden Kosten von 500 € pro kW Heizleistung im modernisierten Zustand angesetzt (ungefähre Relation der mittleren Kosten zur mittleren Heizleistung aus der Felduntersuchung: 6000 €/12 kW). In den Untersuchungsvarianten, in denen durch umfangreiche Wärmedämmung eine niedrige wohnflächenbezogene Heizleistung von weniger als 50 W/m² im Einfamilienhaus bzw. 35 W/m² im Mehrfamilienhaus erreicht wird, besteht die Annahme, dass keine Heizkörperaustausch notwendig ist, die Kosten werden also ab diesem Wärmeschutzniveau zu null angesetzt.

Da im Fall bivalenter Wärmepumpen bei hohen Vorlauftemperaturen der Heizkessel die Aufgabe der Wärmeerzeugung mit übernehmen kann bzw. muss, ist ein Heizkörperaustausch bei diesen Systemen nicht unbedingt notwendig. Zur Erreichung einer höheren Wärmepumpeneffizienz kann er gleichwohl auch hier sinnvoll sein, allerdings womöglich in geringerem Ausmaß als bei monovalenten Systemen. Vor diesem Hintergrund wird im Fall bivalenter Systeme mit Heizkörperaustausch pauschal angenommen, dass die Kosten mit 300 €/kW merklich niedriger liegen als bei monovalenten Anlagen.

Anhang B : Modellgebäude, Wärmeschutzmaßnahmen und Bilanzierung

In den Szenarienanalysen in den Kapiteln 5 und 6 wurden vier Modellgebäude betrachtet, und zwar jeweils ein Ein- und Mehrfamilienhaus (EFH bzw. MFH, im Bestand und Neubau). Tabelle 8 zeigt die Daten der Untersuchungsgebäude im Ausgangszustand. Die beiden Bestandsgebäude sind (mit nochmals vereinfachter Geometrie) an die Untersuchungsgebäude in [Großklos et al. 2023] angelehnt, welche weitgehend auf den entsprechenden Typgebäuden der Kategorie E in [Loga et al. 2015] basieren. Es wird hier von Altbauten ausgegangen, die vor der ersten Wärmeschutzverordnung errichtet wurden. Die Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) im noch unmodernisierten Ausgangszustand sind allerdings etwas niedriger angesetzt, als es bei den ungünstigsten, völlig ungedämmten Bauteilen zu erwarten wäre. Es wird hier also im Sinne einer etwas konservativen Abschätzung bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Altbau-Modernisierungsmaßnahmen davon ausgegangen, dass die Gebäude nicht zu den „schlechtesten“ unsanierten Fällen zählen.

Die beiden Neubauten orientieren sich geometrisch an den Beispielgebäuden der Kategorien K/ L in [Loga et al. 2015]. Die U-Werte entsprechen im Ausgangszustand dem Referenzgebäude gemäß Gebäude-Energie-Gesetz (GEG).

	Bestand		Neubau	
	EFH	MFH	EFH	MFH
	Anzahl der Wohnungen			
	1	8	1	17,0
	Wohnflächen in m ²			
	137,5	603,0	160,4	1287,0
	Bauteilflächen in m ²			
Außenwand	149,9	547,2	227,6	1193,2
Dach	168,9		131,9	321,1
Obergeschossdecke		194,7		
Kellerdecke/Fußboden	115,8	194,7	107,8	321,1
Fenster	29,2	132,6	44,6	291,5
	U-Werte im Ausgangszustand in W/m ² K			
Außenwand	1,2	1,2	0,28	0,28
Dach	0,9	0,9	0,2	0,2
Obergeschossdecke	0,9	0,9	0,2	0,2
Kellerdecke/Fußboden	1,0	1,0	0,35	0,35
Fenster	2,7	2,7	1,3	1,3

Tabelle 8: Untersuchungsgebäude: Einfamilienhaus (EFH) bzw. Mehrfamilienhaus (MFH) im Gebäudebestand und Neubau: Wohnflächen, Bauteilflächen der thermischen Hülle und Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) im Ausgangszustand

Die Kostenansätze für Wärmeschutzmaßnahmen an den Bestandsgebäuden orientieren sich grob an [Hinz 2015]. Die Kosten wurden hier mit Hilfe des Baupreisindex für Instandhaltungsleistungen von 2015 (Indexwert = 100) auf das Niveau von 2023 (Indexwert 162,1) umgerechnet. Tabelle 9 zeigt die Ansätze für verschiedene Dämmmaßnahmen.

Dämmmaßnahmen im Bestand:	Basiskosten	Zuwachskosten
Kostenparameter	€/m ²	€/(m ² cm)
Außenwand (WDVS)	170	4,6
Steildach (mit Neueindeckung)	245	4,5
oberste Geschossdecke begehbar	45	2,9
oberste Geschossdecke nicht begehbar	6	1,7
Kellerdecke mit Bekleidung	88	2,5
Kellerdecke ohne Bekleidung	50	2,0

Tabelle 9: Kostenparameter verschiedene Wärmedämmmaßnahmen im Bestand (inkl. MwSt., Preisniveau 2023)

Die Gesamtkosten der Maßnahme pro m² Bauteilfläche ergeben sich wie folgt:

Kosten der Dämmmaßnahme = Basiskosten + Zuwachskosten · Dämmstoffdicke in cm

Für Dämmstoffe wird hier immer von einer Wärmeleitfähigkeit von 0,035 W/mK ausgegangen. In den Szenarienanalysen in Kap. 5 wurden Wärmeschutz-Modernisierungsmaßnahmen auf zwei unterschiedlich weitgehenden Niveaus angesetzt. Das erste Niveau orientiert sich hinsichtlich der U-Werte grob an den Mindestanforderungen des Gebäude-Energie-Gesetzes⁹², die für den Fall einer energetischen Modernisierung gelten, das zweite Niveau an den Bedingungen für die Inanspruchnahme von Fördermitteln im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude. Die Annahmen zu den erreichten U-Werten sowie die entstehenden Kosten sind in Tabelle 10 dargestellt.

Wärmeschutzmaßnahmen im Bestand	Niveau 1		Niveau 2	
	U-Werte	Kosten	U-Werte	Kosten
<i>Angaben pro ² Bauteilfläche</i>	W/m ² K	€/m ²	W/m ² K	€/m ²
Außenwand	0,24	223	0,20	237
Dach	0,20	315	0,14	349
oberste Geschossdecke	0,24	60	0,14	85
Kellerdecke	0,35	63	0,25	71
Fenster	1,25	600	0,95	700

Tabelle 10: Ansätze für erreichte U-Werte und Maßnahmenkosten bei Wärmeschutzmaßnahmen an den Bestandsgebäuden (inkl. MwSt., Preisniveau 2023)

Im Fall der Dämmung der Obergeschossdecke wurden die Kosten zu zwei Dritteln entsprechend einer begehbaren und zu einem Drittel entsprechend einer nicht begehbaren Obergeschossdecke angesetzt. Im Fall der Kellerdeckendämmung wird je zur Hälfte der Fall mit bzw. ohne Bekleidung angenommen. Die Kosten der Fenster basieren auf Auswertungen in [Hinz 2015] (auch hier umgerechnet auf das Preisniveau 2023) mit einer Fenstergröße von 1,5 m².

In den Szenarienuntersuchungen wird bei den Bestandsgebäuden teils von ohnehin notwendigen Sanierungsmaßnahmen an einzelnen Bauteilen ausgegangen. Bei Fenstern entspricht dies der Annahme eines ohnehin anstehenden Austauschs, der mindestens auf das Niveau 1 führt. Bei der Außenwand bzw. dem Dach sind dagegen „Ohnehin-Maßnahmen“ angenommen, die zu keiner Energieeinsparung führen: Im Fall der Außenwand wird ein Anstrich mit Kosten von 40 €/m² und beim Dach eine erforderliche Neueindeckung mit Kosten von 230 €/m² angesetzt (bezogen auf die jeweilige Bauteilfläche, inkl. MwSt., Preisniveau 2023). Im

⁹² Insbesondere bei der Kellerdecke wurde dabei ein verbesserter Wärmeschutz angenommen.

Fall der Obergeschossdecken- und Kellerdeckendämmung gibt es keine Sanierungsmaßnahmen, mit denen der Wärmeschutz gekoppelt werden könnte.

Für die Kosten von Wärmeschutzmaßnahmen im Neubau dienen weitgehend die Ansätze der Studie [Enseling et al. 2012] als Basis. Für die Umrechnung vom damaligen Preisniveau (2011) auf 2023 wurde der allgemeine Baukostenindex für Wohngebäude verwendet (2011: 78,7, 2021: 100, 2023: 117) [Destatis Baukosten 2025]. Es werden hier keine Gesamtkosten, sondern die Kostendifferenzen eines verbesserten Wärmeschutzes gegenüber dem „Ausgangszustand“, also dem GEG-Referenzgebäude, betrachtet.

	Referenzgeb.	Zuwachs-	Niveau 1		Niveau 2	
	U-Werte	kosten	U-Werte	Mehrkosten	U-Werte	Mehrkosten
	W/m ² K	€/m ² cm	W/m ² K	€/m ²	W/m ² K	€/m ²
Wand	0,28	2,5	0,2	12,6	0,15	27,4
Dach	0,2	4,0	0,17	12,5	0,14	30,3
Obergeschossdecke	0,2	1,7	0,17	5,2	0,14	12,6
Kellerdecke	0,35	2,5	0,25	10,1	0,18	23,9
Fenster	1,3	-	1,1	40,0	0,8	173,8

Angaben bezogen auf die Bauteilfläche, Mehrkosten gegenüber Referenzgebäude

Wärmeleitfähigkeit des Dämmstoffs: 0,035 W/mK

Tabelle 11: Verbesserte Wärmeschutzstandards im Neubau: U-Werte und Mehrkosten gegenüber dem Referenzgebäude (inkl. MwSt., Preisniveau 2023)

Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung (mit einem Wärmerückgewinnungsgrad 80 % bezogen auf einen Grundluftwechsel von 0,4 1/h) werden hier nur im Neubau betrachtet. Die wohnflächenbezogenen Kosten werden ausgehend von [Maas / Schlitzberger 2017] zu 86 €/m² im Ein- und 72 €/m² im Mehrfamilienhaus angesetzt (inkl. MwSt., umgerechnet auf Preisniveau 2023).

Die Berechnung des Energieverbrauchs der Gebäude beruht auf dem Ansatz für eine Jahres- bzw. Heizperiodenbilanz, der bereits in verschiedenen Szenarienstudien des IWU zum Einsatz gekommen ist [Diefenbach et al. 2013 (Anhang I), Diefenbach et al. 2016, Diefenbach / Cischinsky 2024]. Da übliche Bilanzmethoden im Mittel den Verbrauch schlecht gedämmter Gebäude und damit auch die Energieeinsparpotentiale zumeist überschätzen, zielt das vorliegende Verfahren auf eine realistischere Bilanz ab. Insbesondere wird davon ausgegangen, dass nach der Dämmung die Raumtemperaturen ansteigen (wegen verändertem Nutzerverhalten, aber auch wegen langsamerer Abkühlung des Gebäudes bei Nachtabenkung). Im Modell wird dies durch eine veränderte Gradtagzahl abgebildet: Diese liegt bei wenig gedämmten Gebäuden bis zu einem wohnflächenbezogenen Transmissionswärmeverlust von $h = 3 \text{ W/m}^2\text{K}$ bei 60 kKh/a. Der Maximalwert von 75 kKh/a wird bei $h = 0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ und weniger erreicht. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

In den Szenarienanalysen wird in der Regel von Zentralheizungssystemen ausgegangen. Die Wärmeverteilungsverluste für Heizung und Warmwasser (inkl. Speicherung) bezogen auf die Wohnfläche werden im Bestands-Einfamilienhaus netto (nach Abzug von Wärmegewinnen im Winter an den beheizten Bereich) zu 20 kWh/m²a für Heizung und 15 kWh/m²a für Warmwasser angenommen. Im Mehrfamilienhaus werden 15 bzw. 11 kWh/m²a angesetzt. Im Neubau werden im Einfamilienhaus 3 bzw. 8 kWh/m²a (mit dem Wärmeerzeuger im beheizten Bereich) und im Mehrfamilienhaus 2 bzw. 5 kWh/m²a angenommen. Weder im Bestand noch im Neubau werden Maßnahmen und Kosten an der Wärmeverteilung betrachtet, so dass dies Ansätze hier weitgehend ohne Einfluss auf den Vergleich verschiedener Ausstattungsvarianten für Wärmeschutz und Wärmeversorgung sind.

Im Fall einer (dezentral in den Einzelräumen stattfinden) direktelektrischen Wärmeerzeugung werden für die Heizung weder im Bestand noch im Neubau Wärmeverteilungsverluste angesetzt. Für die Warmwasser-

bereitung werden im Bestand Verteil- bzw. Speicherverluste von 3 kWh/m² angesetzt. Im Neubau werden hier von 3 kWh/m² im Einfamilienhaus und 2 kWh/m²a im Mehrfamilienhaus angenommen.

In den Altbauten werden die Wärmebrücken im unsanierten Zustand vernachlässigt, bei Durchführung von energetischen Modernisierungsmaßnahmen wird im Rahmen der Analysen in Kap. 5 ein Wärmebrückenzuschlag von 0,075 W/m²K pro Quadratmeter modernisierter Bauteilfläche angenommen. Im Neubau wird der Wärmebrückenzuschlag beim Wärmeschutz-Niveau 1 zu 0,03 W/m²K und beim Niveau 2 unter Annahme einer optimierten Planung zu 0,01 W/m²K angesetzt (jeweils bezogen auf die gesamte thermische Hüllfläche).

Für Gas- bzw. Ölkessel werden vor der Modernisierung Jahresnutzungsgrade von 94 % bzw. 92 % angenommen, nach einer Modernisierung 96 % bzw. 94 %. Die Wirkungsgrade sowie alle Angaben zur Energiebilanz von Brennstoffen sind auf den (unteren) Heizwert bezogen.

Im Fall von Wärmepumpen wird im Gebäudebestand (Wärmeabgabe über Heizkörper) eine Jahresarbeitszahl von 2,8 bei Außenluft-Wärmepumpen und von 3,5 bei Erd-Wärmepumpen angenommen. Im Neubau (mit Fußbodenheizung) werden 3,3 (Außenluft) bzw. 3,9 (Erdreich) angesetzt. Bei bivalenten Wärmepumpen wird von einer Auslegung auf 35 % der Gebäude-Heizleistung ausgegangen. Es wird angenommen, dass auf diese Weise ein Deckungsgrad von 80 % bei der Wärmebereitstellung erreicht wird.

Bei Einsatz von „kleinen“ Solaranlagen wird ein Deckungsanteil von 50 % an der Warmwasserbereitung angenommen. Bei „großen“ Anlagen mit Heizungsunterstützung wird davon ausgegangen, dass darüber hinaus noch 15 % des Heizwärmebedarfs abgedeckt werden kann.

Hilfsstrombedarfe wurden bezogen auf die Wohnfläche mit 2 kWh/m²a beim Ein- und 1,5 kWh/m²a beim Mehrfamilienhaus angenommen. Für Solaranlagen kommen 0,3 kWh/m²a und für Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung 3 kWh/m²a hinzu.

Das beschriebene Energiebilanzverfahren wird im Neubaufall auch zur Überprüfung des Nachweises der Einhaltung des Gebäude-Energiegesetzes (GEG) und der Erreichung des Effizienzhaus-40-Standards (EH 40) verwendet. Dies ist insofern eine Vereinfachung, als die Ergebnisse des Verfahrens im Allgemeinen nicht mit den (deutlich komplizierten und in den vorliegenden Analysen nicht abbildbaren) Berechnungsvorschriften des GEG übereinstimmen. Da die Bedingungen für die Einhaltung von GEG und EH-40-Standard aber sowohl bezüglich des Wärmeschutzes (spezifischer hüllflächenbezogener Transmissionswärmeverlust) als auch des Primärenergiebedarfs nicht durch Absolutwerte, sondern relativ bezogen auf ein Referenzgebäude festgelegt sind, erscheint diese Vereinfachung gerechtfertigt.

Anhang C : BET GmbH: Umbrüche im Strom- und Gasmarkt aus Sicht der Haushalte

Die Aachener BET Consulting GmbH wurde beratend in das Forschungsvorhaben eingebunden. Unter anderem wurde die im Folgenden dokumentierte „Kurz-Studie“ für das Projekt erstellt.



Energie. Weiter denken

Kurz-Studie

Umbrüche im Strom- und Gasmarkt aus Sicht der Haushalte

Aachen, 25.03.2025

Bearbeitet von:

Dr. Norbert Krzikalla

Dr. Lukas Löhr

Oliver Radtke

Andreas Görtz

Aachen

Alfonsstraße 44 | D-52070 Aachen
+49 241 47062-0

Berlin

Krausenstraße 8 | D-10117 Berlin
+49 30 2418991-80

Leipzig

Floßplatz 31 | D-04107 Leipzig
+49 341 30501-0

B E T Consulting GmbH | Alfonsstraße 44 | D-52070 Aachen

Telefon: +49 241 47062-0 | www.bet-consulting.de | info@bet-consulting.de

Geschäftsführer: Dr. Alexander Kox | Dr. Olaf Unruh | **Generalbevollmächtigte:** Dr. Michael Ritzau | Dr. Wolfgang Zander
Sitz der Gesellschaft: Aachen | Registergericht: Aachen | Handelsregister: HRB 5731 | USt-IdNr.: DE161524830

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangssituation und Zielsetzung	4
2	Vorgehensweise	4
3	Energiemarktszenarien	4
3.1	Optimierungsmodell BET-EuroMod.....	5
3.2	Szenarien.....	5
3.3	Erdgaspreis	6
3.4	CO ₂ -Preis	6
3.5	Preise für Grüne Brennstoffe	6
3.6	Strompreis	8
4	Endkundenpreise Strom	10
4.1	Netzentgelte Strom.....	11
4.2	Umlagen, Abgaben, Steuern.....	12
4.3	Zusammenfassung Endkundenpreise Strom	13
5	Endkundenpreise Gas.....	14
5.1	Netzentgelte Gas.....	14
5.2	CO ₂ -Preise	14
5.3	Endkundenpreis Erdgas	15
5.4	Endkundenpreis Wasserstoff und SNG	16
6	Strommarkt und Kraftwerksstrategie	16
7	Allgemeine Einschätzung zur künftigen Wärmeversorgung.....	18
8	Quellenverzeichnis	18

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bandbreite Erdgaspreise	6
Abbildung 2:	Bandbreite CO ₂ -Preise	6
Abbildung 3:	Preisannahmen Grüne Gase	7
Abbildung 4:	Bandbreite der Strompreise am Großhandelsmarkt (Base) in BET-Szenarien	9
Abbildung 5:	Geordnete Jahresdauerlinie der stündlichen Strompreise am Großhandelsmarkt (Szenario Elektronen)	10
Abbildung 6:	Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden; Quelle: BNetzA, BDEW 05/2024....	11
Abbildung 7:	Strompreis für Haushaltskunden (Arbeitspreis) – Szenario „Elektronen“ (real 2024)	13
Abbildung 8:	Bandbreiten der Endkundenpreise Erdgas Haushalte in BET-Szenarien; real (2024)	16

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz
EnFG	Energiefinanzierungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
SNG	substitute natural gas – synthetisches Erdgas
StromNEV	Strom-Netzentgeltverordnung

Vorbemerkung

Aus urheberrechtlichen Gründen können in diesem Bericht keine konkreten Preise aus den BET-Energiemarkt-szenarien dargestellt werden. Die Grafiken zeigen daher nur Bandbreiten der Preise für jeweils drei Stützjahre. Diese beziehen sich auf das Jahr 2024 und basieren auf den zu diesem Zeitpunkt bekannten Gesetzen und Zielvorgaben der EU und der Bundesregierung. Diese Einschätzungen können sich im Zeitverlauf ändern.

1 Ausgangssituation und Zielsetzung

Das IWU bearbeitet das vom Land Hessen geförderte Forschungsprojekt „Beitrag der Wohngebäude für eine CO₂-freie Energieversorgung“. Wegen der zunehmenden Sektorenkopplung, insbesondere des zunehmenden Einsatzes von elektrisch angetriebenen Wärmepumpen, wird die Wärmeversorgung der Wohngebäude immer mehr durch die Strompreise und damit von den künftigen Entwicklungen auf den Strommärkten beeinflusst. Daher wird in dem Projekt auch Spezialwissen aus der Energiewirtschaft benötigt. BET wurde als renommiertes energiewirtschaftliches Beratungsunternehmen in das Projekt eingebunden, um das IWU bei energiewirtschaftlichen Fragestellungen, insbesondere zu künftigen Entwicklungen der Energiemärkte und -preise, zu unterstützen.

Die Herausforderung besteht vor allem in der Langfristigkeit des Betrachtungszeitraums, für den aus heutiger Sicht plausible Entwicklungspfade zur Erreichung des von der Bundesregierung formulierten Ziels einer vollständigen Dekarbonisierung der Energieversorgung bis 2045 darzustellen sind.

Ziel der Projektbeteiligung ist es, dem IWU belastbare und konsistente Informationen zu plausiblen künftigen Entwicklungen auf den Energiemärkten zur Verfügung zu stellen, um hieraus insbesondere mögliche Endverbraucherpreise bis zum Jahr 2045 abzuleiten.

2 Vorgehensweise

BET verfügt über fundiertes Know-how der Energiewirtschaft, sowohl bezüglich der Strom-, Gas- und Wärmenetze als auch der Energiemärkte. Mit einem selbst entwickelten Strommarktmodell, das den gesamten europäischen Strommarkt simuliert, werden Szenarien für die künftige Erzeugung und die daraus resultierenden Strompreise in stündlicher Auflösung berechnet.

Des Weiteren besteht bei BET ein fundiertes Fachwissen zu Strom- und Gasnetzen und deren mögliche bzw. aus heutiger Sicht wahrscheinliche Entwicklungen und deren Auswirkungen auf Netzentgelte und Umlagen auf den Strom- bzw. Gaspreis. Hierbei fließen die Erfahrungen aus vielen durchgeführten und laufenden Projekten für Stadtwerke, Industrieunternehmen und Ministerien (insbesondere das BMWK) ein.

Im Wesentlichen ging es in dem Projekt um einen Wissenstransfer und die Aufbereitung und Bereitstellung von Informationen sowie um Experten-Einschätzungen zu energiewirtschaftlichen Fragestellungen, insbesondere Szenarien künftiger Energiepreisentwicklungen.

Es wurden Preisentwicklungen aus den BET-Szenarien sowie Preise aus nachgelagerten Berechnungen bezüglich der Preiskomponenten der Endkundenpreise zur Verfügung gestellt sowie diverse energiewirtschaftliche Zusammenhänge erläutert und diskutiert und deren Auswirkungen auf die künftigen Endkundenpreise ermittelt.

3 Energiemarktszenarien

BET erstellt Energiemarktszenarien für den deutschen Strommarkt. Diese sind in einem separaten ausführlichen Foliensatz dokumentiert.

Die **BET-Energiemarktszenarien** werden von BET regelmäßig erstellt und aktualisiert. Hierbei werden zunächst auf Basis öffentlicher Informationen und eigener Expertise konsistente und für wahrscheinlich gehaltene Szenarien gebildet, zu deren Rahmenbedingungen u. a. Brennstoff- und CO₂-Preise, politische Entscheidungen, Kuppelkapazitäten, bekannte Kraftwerksprojekte und Erneuerbare Energien zählen.

3.1 Optimierungsmodell BET-EuroMod

Ein computergestütztes Optimierungsmodell (**BET-EuroMod**) ermittelt aus diesen Rahmenannahmen und der Kenntnis des deutschen und europäischen Kraftwerksparks u. a. eine fundamentale **Strompreisschätzung**. Es ist wichtig, sich bei der Benutzung des Modells der **Sensitivität und Interdependenz** des Gesamtsystems bewusst zu sein: Kein Parameter kann sinnvoll "allein" verändert und interpretiert werden. Die Loslösung eines Bestandteils (z. B. der Strompreise) aus dem Zusammenhang führt folglich zu Ergebnissen, die nicht belastbar sind. Ferner sind alle Parameter mit **Unsicherheiten** behaftet.

Das BET-Energiemarktszenario eröffnet tiefere Einblicke in die Wirkzusammenhänge des **europäischen Energiemarktes** und ermöglicht es, die Folgen von bestimmten Ausprägungen zukünftiger Veränderungen (z. B. politische Entscheidung zum Kernenergie- und Kohleausstieg, CO₂-Preisentwicklungen, etc.) einzuschätzen.

Den Modellrechnungen liegt bezüglich der Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise der World Energy Outlook der International Energy Agency (IEA) zugrunde.

Des Weiteren sind die politischen Zielsetzungen bezüglich der Entwicklung der Erneuerbaren Energien und des Pfades zur Klimaneutralität berücksichtigt.

3.2 Szenarien

Die BET-Szenarien unterscheiden sich vor allem hinsichtlich des künftigen Umfangs der Nutzung von grünen und synthetischen Gasen. Im Szenario „Elektronen“ wird das Ziel der Treibhausgasneutralität in 2045 vor allem durch eine starke Elektrifizierung erreicht. Im Szenario „Moleküle“ ist die Elektrifizierung geringer und wird durch entsprechend stärkeren Einsatz von grünen und synthetischen Gasen erreicht. Das Szenario „Transformationsträgheit“ weist eine noch geringere Elektrifizierung auf und verfehlt das Ziel der vollständigen Dekarbonisierung bis 2045. Die wesentlichen Charakteristika dieser Szenarien sind in der folgenden Tabelle stichpunktartig dargestellt.

BET Energiemarktszenario	Elektronen(EL)	Moleküle(MO)	Transformationsträgheit(TT)
	Klimaneutralität 2045 wird mit starker Elektrifizierung erreicht	Klimaneutralität 2045 wird mit mehr CO ₂ -neutralem Gas erreicht	Fehlende politische Konsequenz und begrenzte Kapazitäten führen zu einer klaren Zielverfehlung
Klimapolitische Zielsetzung	Zielerreichung, vollständige Dekarbonisierung bis zum Jahr 2045	Zielerreichung, vollständige Dekarbonisierung bis zum Jahr 2045	Zielverfehlung, Dekarbonisierung erst nach dem Jahr 2050
Stromverbrauchs- entwicklung	Starke Elektrifizierung in den Hauptverbrauchssektoren zur Integration der EE-Stromerzeugung	Gegenüber dem „Elektronen“ Szenario geringere Elektrifizierung vor allem in den Sektoren Transport und Wärme	Gegenüber dem „Moleküle“ Szenario weiter verringerte Elektrifizierung vor allem in den Sektoren Transport und Wärme
Kraftwerkspark	- Ausbaupfad der fluktuierenden EE gemäß EEG 2023 - Vorgezogener Kohleausstieg in DE bis 2030	- Ausbau der EE entsprechend einer stärkeren Nutzung „grüner- und synthetischer Gase“ unterhalb der avisierten politischen Zielvorgaben - Vorgezogener Kohleausstieg in DE bis 2030	- Deutlich verzögerter Zubau der EE-Kapazitäten. Das Ausbautempo kann gegenüber dem Status Quo nur beim offshore-Wind deutlich erhöht werden. - Kohleausstieg in DE erst bis 2035
Preisentwicklung Rohstoffe & CO₂- Zertifikate	Commodity- und CO₂- Preise basierend auf dem WEO 2023 „Net Zero“ Szenario		Commodity- und CO₂- Preise basierend auf dem WEO 2023 „Announced Pledges“ und „Stated Policies“ Szenario
Wasserstoff- wirtschaft	Forcierter Markthochlauf der Nutzung „grüner und synthetischer Gase“ ab 2030, insbesondere zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung	Forcierter Markthochlauf und hohe Importe „grüner und synthetischer Gase“ ab 2030	Zögerlicher Hochlauf der Nutzung „grüner und synthetischer Gase“ und Ausbau einer inländischen Wasserstoffwirtschaft. Nutzung von Wasserstoff primär auf die Industrie beschränkt.

Im Folgenden werden die Einflussgrößen auf die Preise und die Bandbreiten der Preise in den BET-Szenarien für drei Stützjahre dargestellt.

3.3 Erdgaspreis

Für den Erdgaspreis wird angenommen, dass dieser langfristig auf niedrigem Niveau verbleibt, da die weltweite Nachfrage sinkt. Aufgrund des steigenden CO₂-Preises steigen jedoch die Kosten bei Einsatz von Erdgas stark an.

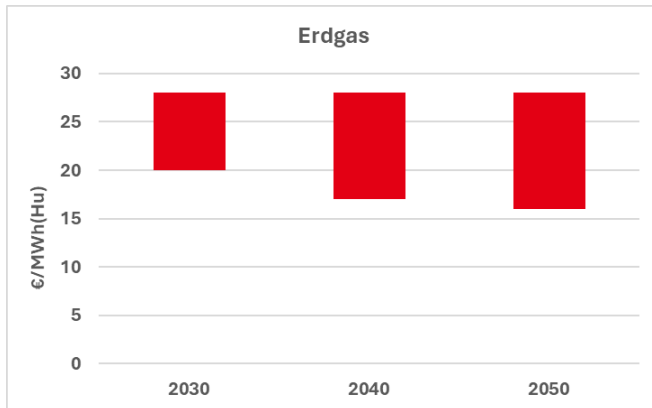


Abbildung 1: Bandbreite Erdgaspreise

3.4 CO₂-Preis

Die CO₂-Preise steigen kontinuierlich über den Betrachtungszeitraum und erreichen in 2050 je nach Szenario ein Niveau von 200 bis 260 €/t.

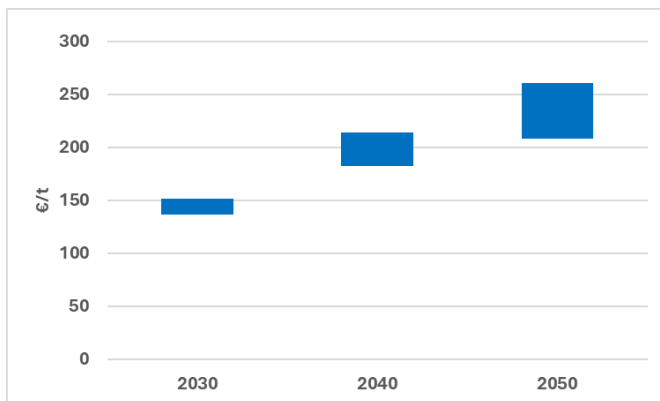


Abbildung 2: Bandbreite CO₂-Preise

3.5 Preise für Grüne Brennstoffe

Wasserstoff

Die Wasserstoffpreise in den BET-Energiemarktszenarien basieren auf einer Meta-Analyse verschiedener Studien, Annahmen zur Entwicklung von Importoptionen und Erkenntnissen zu Kostenstrukturen aus dem aktuellen Projektgeschäft.

- In der Meta-Analyse wurden folgende Studien ausgewertet:
 - Ariadne: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität
 - EWI-Tool
 - Clean Hydrogen Deployment
 - Global Hydrogen Review 2021

B E T

- IEA G20 Hydrogen Report
- Klimapfade 2.0
- IEA: The Future of Hydrogen
- Fraunhofer ISE: Cost Forecast for low temperature electrolysis
- TYNDP 2022: Scenario Guidelines
- Dena Leitstudie: Integrierte Energiewende
- European Hydrogen Backbone: Analysing Future Demand
- DVGW: Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff
- Projekterfahrung BET
- Zu den Importoptionen wurden folgende Annahmen getroffen:
 - Zunächst nur innerdeutsche Produktion
 - Dann erst Verfügbarkeit aus Nordsee/Norwegen
 - Dann auch aus dem Rest der Welt - hier insbesondere Spanien/Nordafrika langfristig
- Zu den Wasserstoffpreisen wurde folgende Annahme getroffen:
 - Für den in den Szenarien angegebenen Preis für grünen Wasserstoff sind die Importkosten aus dem Ausland maßgeblich, da der benötigte Bedarf nicht vollständig wirtschaftlich in Deutschland erzeugt werden kann.

Der Wasserstoffpreis (EEX Hydrix) liegt derzeit noch bei mehr als 250 €/MWh. Wegen zunehmender Mengen und verbesserter Herstellungsprozesse wird ein kontinuierliches Absinken im Zeitverlauf bis 2045 auf unter 100 €/MWh erwartet. Dieser Preis ist jedoch in den BET-Szenarien auch am Ende des Betrachtungszeitraums immer noch höher als der Erdgaspreis inkl. CO₂.

Abbildung 3 zeigt den angenommenen Wasserstoffpreis im Vergleich zu anderen Grünen Gasen und grünen flüssigen Brennstoffen (E-Fuels).

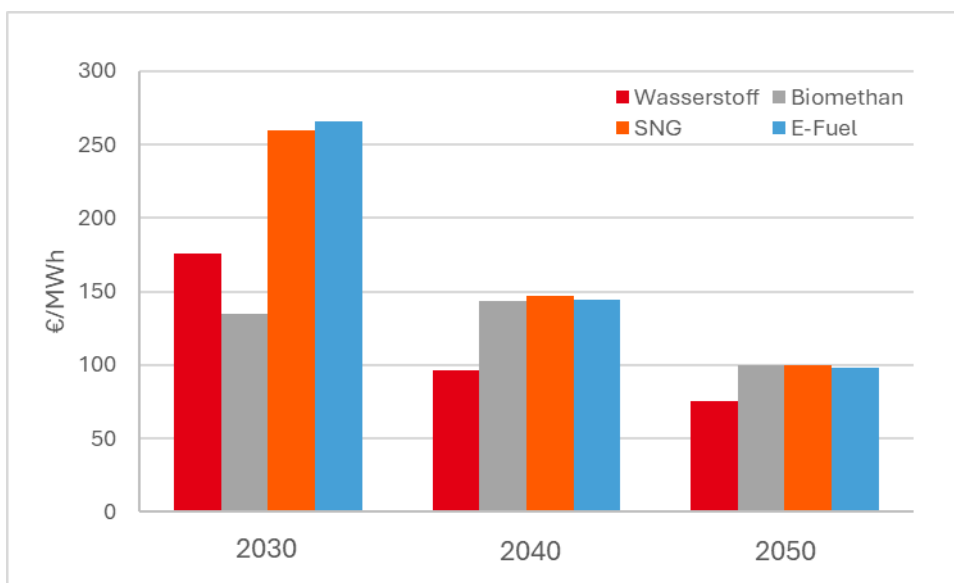


Abbildung 3: Preisannahmen Grüne Gase

Biomethan

Für die Entwicklung der Biomethanpreise wird angenommen, dass dieser sich in den ersten Jahren am Erdgaspreis inkl. CO₂ zzgl. eines Mark-Ups für die Zahlungsbereitschaft der Kunden für grünes Gas (insbesondere der Industriekunden) orientiert; zusätzliche Knappheit entsteht durch den Verkehrssektor, da den Kraftstoffen eine zunehmende Menge CO₂-freie Brennstoffe beigemischt werden muss. Durch die steigende Nachfrage bei knappem Angebot wird für die kommenden Jahre ein starker Preisanstieg erwartet.

Langfristig orientiert sich der Biomethanpreis an der Alternative SNG (Opportunität). Dieser liegt über dem Wasserstoffpreis, da ein zusätzlicher Umwandlungsschritt erforderlich ist und CO₂ eingesetzt werden muss, das der Atmosphäre entzogen werden muss.

Synthetische Grüne Gase und Grüne flüssige Brennstoffe

Für eine grobe Abschätzung der Preise für grünes SNG und grüne flüssige Brennstoffe haben wir den Wasserstoffpreis als Grundlage genommen. Die Aufschläge für die Produktion der synthetischen kohlenstoffhaltigen Brennstoffe wurden auf Basis der hierfür benötigten Investitionen ermittelt. Für die Erzeugung von SNG werden folgende Anlagen benötigt:

- Methanisierungsanlage
- Fischer-Tropsch-Synthese
- Direct Air Capturing (DAC)

Es wurde ein im Zeitverlauf steigender Wirkungsgrad für Fischer-Tropsch und Methanisierung (60-75 %) und Direct Air Capturing (750-1.500 kWh/t) unterstellt. Mögliche Profite aus Abwärme des DAC wurden nicht berücksichtigt. Betriebskosten der Anlagen (außer Energie) wurden ebenfalls nicht berücksichtigt. Vom Ergebnis haben wir Transportkostenanteile des Wasserstoffpreises herausgerechnet.

3.6 Strompreis

Der stündliche Strompreis am Großhandelsmarkt bildet sich nach der sogenannten „Merit order“ des Einsatzes der Kraftwerke. Die Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer variablen Kosten eingesetzt, die preisgünstigsten zuerst. Das jeweils letzte zur Lastdeckung noch benötigte Kraftwerk setzt für diese Stunde den Preis. Die niedrigsten variablen Kosten (nahe null) haben die Erneuerbaren Energien, insbesondere Photovoltaik und Windenergie. Hohe Preise entstehen, wenn Gaskraftwerke eingesetzt werden müssen. Extrem hohe Preise entstehen, wenn auch die Gaskraftwerke nicht mehr ausreichen, um die Last zu decken und nachfrageseitige Maßnahmen erforderlich sind (gezielte Abschaltung von Kunden gegen Erstattung des dadurch entstehenden wirtschaftlichen Schadens). Dies wird im BET-Strommarktmodell simuliert. Für den Stromtarif von Kleinkunden ist, solange dieser keinen dynamischen Tarif hat, jedoch vor allem der Basepreis für die Preisentwicklung seines Strompreises relevant, der sich als Jahresmittelwert der stündlichen Preise ergibt. Der Basepreis der Strombörse eignet sich am Besten für eine langfristige Abschätzung. Denn dieser stellt das zu jeder Stunde sich ergebende Marktgleichgewicht aus Angebot und Nachfrage dar. Außerdem lässt sich dieser Preis mit einem Fundamentalmodell des europäischen Strommarkts für die Zukunft gut modellieren. Darüber hinaus existierende langfristige Verträge mit unterschiedlichen Preissystemen sind auch nichts anderes als Preiserwartungen künftiger Börsenpreise mit unterschiedlich hohen Risikoaufschlägen und eingepreisten Gewinnmargen, die später im Kapitel 4 bei den Endkundenpreisen mit einer Abschätzung eingepreist werden.

Da die Erneuerbaren Energien im Betrieb fast keine variablen Kosten haben, haben sie einen preissenkenden Effekt. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien führt somit zu sinkenden Strompreisen. Strompreiserhöhend wirkt dagegen der zunehmende Bedarf an Flexibilität, um die schwankenden Energieangebote aus Erneuerbaren Energien auszugleichen, insbesondere in sogenannten „Dunkelflauten“, also Zeiten ohne Wind und Sonne bei gleichzeitig hohem Bedarf. Dies erfordert in einem CO₂-freien Stromsystem entweder nachfrageseitige Flexibilitäten oder teure Speicherung in Batterien oder Pumpspeicherkraftwerken und für die Überbrückung längerer andauernder solcher Ereignisse den Einsatz von Wasserstoff.

B E T

Die zunehmende installierte Leistung Erneuerbarer Energien führt zu einem Anstieg der Stunden mit einem Überangebot an Strom und damit zu immer mehr Stunden mit Nullpreisen oder Preisen knapp über null. Derzeit gibt es zeitweise auch negative Strompreise. Diese entstehen einerseits durch unflexible fossile Kraftwerke, die noch in Betrieb sind (vor allem Braunkohle). Denn für die Betreiber dieser Kraftwerke ist es wirtschaftlicher, bei einem Überangebot negative Preise an der Börse zu bieten und dadurch Erneuerbare Energien zu verdrängen, um die eigenen Anlagen nicht abschalten zu müssen. Die Kosten des Wiederauffahrens sind höher als der Verlust durch die negativen Preise. Ein weiterer Grund für negative Strompreise ist der Fehlanreiz durch die EEG-Förderung, dass ältere EEG-Anlagen auch bei negativen Preisen die Marktprämie erhalten.

Das BET-Modell EuroMod simuliert den europäischen Strommarkt und ermittelt den stündlichen Einsatz der Kraftwerke und die daraus resultierenden Strompreise.

Die folgende Grafik zeigt die Bandbreite der Strom-Basepreise in den BET-Szenarien für drei Stützjahre.

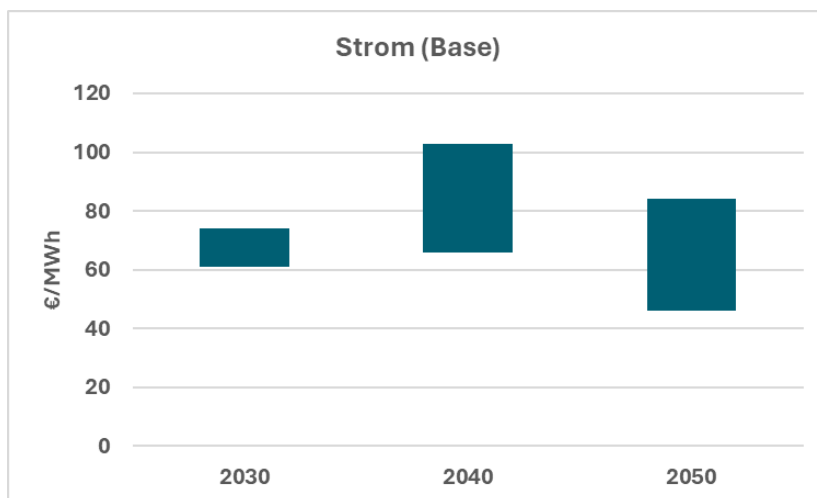


Abbildung 4: Bandbreite der Strompreise am Großhandelsmarkt (Base) in BET-Szenarien

Inzwischen gibt es (wahlweise) auch für Kleinverbraucher bereits dynamische Stromtarife, bei denen der Preis vom stündlichen Angebot und Nachfrage abhängt. Voraussetzung hierfür ist das Vorhandensein eines Smart Meters, damit die erforderlichen Informationen kurzfristig zur Verfügung gestellt werden können. In der folgenden Abbildung 5 sind für ein BET-Szenario die stündlichen Strompreise nach ihrer Höhe geordnet (geordnete Jahresdauerlinie) für die drei Stützjahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt. Die Darstellung zeigt, dass die Anzahl der Stunden mit sehr hohen und sehr niedrigen Preisen im Zeitverlauf steigt.

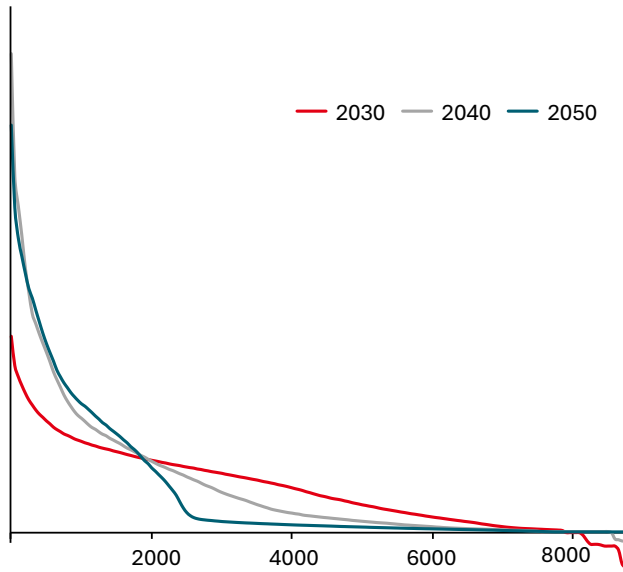


Abbildung 5: Geordnete Jahresdauerlinie der stündlichen Strompreise am Großhandelsmarkt (Szenario Elektronen)

4 Endkundenpreise Strom

Der Endkundenpreis Strom enthält neben dem reinen Strompreis diverse Aufschläge. Diese sind:

- Netzentgelte
- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe
- KWKG-Umlage
- §19 StromNEV-Umlage
- Offshore-Netz-Umlage
- Messentgelte
- Vertrieb und Marge
- Mehrwertsteuer

Die folgende Grafik zeigt die durchschnittliche Strompreiszusammensetzung für private Haushaltskunden in Deutschland für 2024. Die Netzentgelte sind individuell je Netzbetreiber unterschiedlich. Die Strompreise schwanken in Abhängigkeit der Erzeugungskosten sowie der aktuellen Angebots- und Nachfragesituation.



Abbildung 6: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden; Quelle: BNetzA, BDEW 05/2024

4.1 Netzentgelte Strom

Netzentgelte werden von jedem Stromnetzbetreiber individuell festgelegt. Im Folgenden werden Werte eines Stadtwerks verwendet, die im üblichen Bereich liegen. Für Haushaltskunden wird ein Grundpreis von 80 €/a und ein Arbeitspreis von 7,9 ct/kWh angesetzt. Bei niedrigem Verbrauch (ca. 1.000 kWh/a) kann der Grundpreis mehr als die Hälfte des gesamten Netzentgelts ausmachen. Bei einem Verbrauch von 4.000 kWh beträgt der Grundpreis 20 % der Gesamtkosten für die Netznutzung.

Für nicht leistungsgemessene Kunden im Niederspannungsnetz wird eine Steigerung der Netzentgelte Strom um 2,2 %/a in realen Preisen 2024 angenommen. Der Grund für die Steigerung ist der erforderliche Netzausbau, besonders im Niederspannungsnetz, um den zunehmenden Leistungsbedarf, sowohl auf der Einspeise- als auch auf der Abnehmerseite, decken zu können. Auf den höheren Spannungsebenen wird eine moderatere Steigerung um nur 0,6 %/a angenommen.

Wärmepumpen müssen künftig durch den Netzbetreiber steuerbar sein, um Leistungsspitzen zu vermeiden. Auch an kalten Wintertagen gibt es eine deutliche Struktur des Tageslastgangs Wärme mit morgendlicher Spitze. Durch zeitweises, zeitlich versetztes Abschalten oder Herunterfahren von Wärmepumpen kann die Lastspitze deutlich reduziert werden.

Durch die nach § 14a EnWG geforderte Eingriffsmöglichkeit des Netzbetreibers in die Betriebsweise von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen soll eine Überlastung des lokalen Stromnetzes abgewendet werden.

Daher hat die BNetzA festgelegt, dass sich steuerbare Verbrauchseinrichtungen (z. B. Wärmepumpen) seit dem 1. Januar 2024 dimmen lassen müssen. Der Netzbetreiber darf den Strombezug der steuerbaren Verbrauchseinrichtung temporär auf bis zu 4,2 kW reduzieren. Die Mindestleistung von 4,2 kW muss immer zur Verfügung

stehen, sodass Wärmepumpen betrieben und E-Autos weiter geladen werden können. Die Leistungsreduzierung darf maximal für zwei Stunden täglich erfolgen. Der reguläre Haushaltsstrom ist davon nicht betroffen. Im Gegenzug erhalten die Stromkunden eine Netzentgeltreduzierung.

Seit 2024 unterscheiden Netzbetreiber zwei Vorgehensweisen bei der Installation und Anmeldung von steuerbaren Wärmepumpen mit einer Anschlussleistung von mindestens 4,2 kW:

- **Modul 1:** Die Wärmepumpe läuft über den Haushaltsstromzähler. Ein Wärmepumpentarif kommt nicht infrage. Dafür kann man eine pauschale Entlastung in Höhe von 110 bis 190 Euro bei seinem Netzbetreiber beantragen.
- **Modul 2:** Die Wärmepumpe erhält einen eigenen Zähler. In diesem Fall kann sowohl ein Wärmepumpentarif als auch die Entlastung von der KWKG- und der Offshore-Netzumlage beantragt werden (§ 22 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)).

Ein Wechsel zwischen den Modulen ist in aller Regel jederzeit möglich. Modul 1 lohnt sich meist bei einem Stromverbrauch von bis zu 3.000 kWh pro Jahr. Verbraucht die Wärmepumpe mehr, ist Modul 2 mit einem Wärmepumpentarif häufig günstiger.

Ab 2025 soll ein **drittes dynamisches Modul** hinzukommen. Es erweitert Modul 1 und ermöglicht die zeitabhängige Abrechnung. Wieviel der Strom kostet, richtet sich dann danach, ob man diesen zu Zeiten im Hoch-, im Standard- oder im Niedertarif verbraucht hat.

4.2 Umlagen, Abgaben, Steuern

Derzeit gibt es folgende Umlagen, Abgaben und Steuern auf den Strompreis:

- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe
- KWKG-Umlage
- §19 StromNEV-Umlage
- Offshore-Netz-Umlage

Der Strom für Wärmepumpen ist von KWKG-Umlage und Offshore-Netz-Umlage befreit. Die § 19 StromNEV-Umlage und die Stromsteuer wird auch auf Wärmepumpenstrom erhoben.

Stromsteuer und Konzessionsabgaben werden nominal konstant fortgeschrieben. Ausgehend von der Annahme einer allgemeinen Inflation in Höhe von 2 % (gemäß EZB-Ziel für den Euro-Raum) werden die Kostenkomponenten in der realen (2024) Darstellung um 2 % pro Jahr verringert.

Die KWKG-Umlage läuft nach kurzfristigem Anstieg durch das aktuelle KWKG-Gesetz mit Beendigung der KWKG-Förderung (frühestens nach 2026) langsam aus.

Der Aufschlag für besondere Netznutzung (§ 19 StromNEV-Umlage) wurde zum 01.01.2025 für Haushaltskunden von 0,643 auf 1,558 ct/kWh mehr als verdoppelt. Hauptgrund für diese drastische Erhöhung ist die Erweiterung des Kostenumfangs: Neben den bisherigen Kosten der § 19-StromNEV-Umlage (Umlage der Mehrkosten aufgrund ermäßigter Netzentgelte bei atypischer Nutzung) werden nun auch Mehrkosten für die Netzintegration Erneuerbarer Energien umgelegt. BET geht davon aus, dass diese Umlage langfristig auf hohem Niveau bleibt.

Die Offshore-Netz-Umlage wird in den kommenden Jahren aufgrund der steigenden Kosten für den Netzanschluss einer Vielzahl geplanter Offshore-Windparks stark ansteigen und sich bis 2040 vervielfachen. Nach 2040 nimmt BET ein Absinken dieser Umlage an.

Die über viele Jahre erhobene EEG-Umlage ist in den Strompreisen nicht mehr enthalten. Seit dem 1. Januar 2023 wird die EEG-Umlage vollständig aus dem Bundeshaushalt finanziert. Derzeit rechnet die Bundesregierung für das Jahr 2025 mit einem EEG-Finanzierungsbedarf in Höhe von rund 15,9 Milliarden Euro. Fraglich ist, wie sich der Finanzierungsbedarf langfristig entwickelt und ob die Kosten weiterhin direkt aus dem Bundeshaushalt finanziert werden. Gemäß unserer grundsätzlichen Annahme für die Fortschreibung der Letztverbraucherabgaben, dass der geltende regulatorische Rahmen maßgeblich ist, erfolgt der Ansatz von 0 €/MWh für die EEG-Umlage.

Eine Einführung weiterer, bisher nicht existenter Umlagen (z.B. zur Finanzierung eines Kapazitätsmarkts) ist nicht auszuschließen. Hierzu liegen aber bisher keine Informationen vor.

4.3 Zusammenfassung Endkundenpreise Strom

Der Großhandelspreis-Strom, der als Preis für die Strombeschaffung eine Komponente des Endkunden-Strompreises darstellt, werden nach BET-Einschätzung in den kommenden Jahren bis ca. 2030 in realen Preisen sinken, während die Netzentgelte und Umlagen steigen werden. Insbesondere bei der Offshore-Netz-Umlage wird ein starker Anstieg erwartet, von der die Wärmepumpen jedoch bisher befreit sind, soweit sie über einen eigenen Stromzähler verfügen (EnFG § 22). Ferner wird davon ausgegangen, dass Wärmepumpen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen ermäßigte Netzentgelte nach § 14a EnWG bezahlen. Dadurch liegt der Strompreis für Wärmepumpen derzeit um ca. 12 ct/kWh unterhalb des regulären Endkundenpreises für Haushalte. Wegen der Annahme einer stark steigenden Offshore-Netz-Umlage erhöht sich diese Differenz im Zeitverlauf. Voraussetzung hierfür ist die Beibehaltung des derzeitigen Ordnungsrahmens, wobei es durchaus gute Gründe für künftige Änderungen geben kann. Zum Beispiel wäre es denkbar, dass Wärmepumpen künftig verursachungsgerecht an den Leistungskosten beteiligt werden, was die Gesamtkosten der Wärmepumpen erhöhen würde. Andererseits könnte auch eine stärkere Privilegierung oder direkte Förderung von Wärmepumpen deren Kosten im Vergleich zu alternativen Heizungssystemen reduzieren.

Die folgende Abbildung 7 zeigt für drei Stützjahre die erwarteten Endkundenpreise für Haushaltsstrom und für Wärmepumpen unter der Annahme der Beibehaltung der derzeitigen Privilegierung des Wärmepumpenstroms.

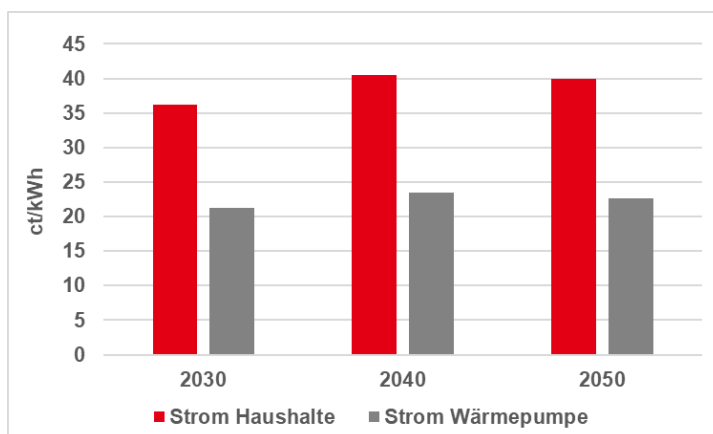


Abbildung 7: Strompreis für Haushaltskunden (Arbeitspreis) – Szenario „Elektronen“ (real 2024)

Aufgrund zum Teil gegenläufiger Effekte steigt der Endkundenpreis nur geringfügig bis 2040 und bleibt bis 2050 auf etwa gleichem Niveau.

5 Endkundenpreise Gas

Die wichtigsten Bestandteile des Endkundenpreis Gas sind der Preis für die Gasbeschaffung, der CO₂-Preis und das Entgelt für die Netznutzung. Während der Gaspreis in den kommenden Jahren weiter sinkt, steigen der CO₂-Preis und insbesondere das Netznutzungsentgelt kräftig an.

5.1 Netzentgelte Gas

Der starke Anstieg der Netzentgelte wird verursacht durch den zunehmenden Umstieg der Gaskunden auf Wärmepumpen und die dadurch stetig sinkende Gasabsatzmenge, auf die die Kosten des Gasverteilnetzes umgelegt werden müssen.

Nach unserer Einschätzung wird es nach 2045 kaum noch Gasverteilnetze für Kleinverbraucher geben, höchstens in wenigen Sonderfällen, z. B. die Mitversorgung nahe gelegener Wohngebäude aus einer Wasserstoffversorgung eines angrenzenden Industriegebiets. Wasserstoff und SNG¹ sind viel zu teuer und zu knapp, um sie für Niedertemperaturwärme zu verwenden. Die übermittelten Gasnetzentgelte für Haushaltskunden basieren auf der Annahme einer Restnutzungsdauer der Netze mit anschließender Stilllegung. Es gibt also nur noch „sterbende Netze“. Das bedeutet aber auch, dass langfristig alle Gebäude, die nicht an ein Wärmenetz angeschlossen sind, mit Wärmepumpe beheizt werden müssen.

Um die Stromnetze an kalten Wintertagen zu entlasten, könnten wir uns vorstellen, dass ein Teil der Gebäude, insbesondere solche, bei denen eine Wärmedämmung schwierig oder gar nicht realisierbar ist, mit bivalenten Wärmepumpen ausgestattet wird, wobei der Gaskessel dann mit Flüssiggas aus einem dezentralen Tank betrieben wird. Der Einsatz des Gaskessels beschränkt sich dann aber wirklich auf sehr kalte Tage, da das Gas i. d. R. auch deutlich teurer sein wird als der Strom für die Wärmepumpe.

Am 20. September 2024 ist das von der BNetzA erarbeitete Regelwerk KANU 2.0 (kalkulatorische Nutzungsdauern) in Kraft getreten, das es Gasnetzbetreibern ermöglicht, die Abschreibungsdauern zu verkürzen, um den starken Anstieg der Gasnetzentgelte abzuschwächen. Die Kurzzusammenfassung der Festlegung ist:

- Die Netzbetreiber können die Nutzungsdauern so anpassen, dass die Anlagen in 2045 auf null abgeschrieben sind. Auch ein Nutzungsdauerende vor dem Jahr 2045 ist möglich, sollte aber nur angesetzt werden, wenn landesrechtliche Vorgaben, kommunale Vorgaben oder Vorgaben aus unternehmerischen Beschlüssen ein Ende des Netzbetriebes vor 2045 festlegen.
- Es gibt die Möglichkeit der degressiven Abschreibung mit einem Satz zwischen 8 % und 12 %, wobei der Standard 8 % beträgt. Bei entsprechender Begründung, z. B. bei einer Mengenprognose mit stark abnehmendem Gasabsatz sind höhere Abschreibungssätze zulässig.
- Einführung des "Transformationselements (TFE)" in der Erlösobergrenze, über das die Veränderungen abgebildet werden.

5.2 CO₂-Preise

Haushaltskunden bezahlen für die mit der Erdgasverbrennung verursachten CO₂-Emissionen indirekt mit dem Erdgaspreis. Für kleine Brennstoffmengen sind die CO₂-Preise im nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetz

¹ SNG: synthetic natural gas; i. d. R. aus Wasserstoff durch Methanisierung erzeugtes Gas, das in seiner Zusammensetzung dem Erdgas entspricht und daher in das bestehende Gasnetz eingespeist werden kann.

(BEHG) geregelt. Für Anlagen mit einer Feuerungsleistung von mehr als 20 MW ist das Treibhausgasemissions-handelsgesetz, das deutsche Gesetz für die Regelungen des EU-weiten Emissionshandels (EU-ETS), maßgeblich.

Im BEHG sind die Preise für CO₂-Emissionen bis 2025 fixiert. Im Jahr 2025 beträgt der Preis 55 Euro pro Tonne CO₂. In 2026 soll der Preis am Markt aus Angebot und Nachfrage ermittelt werden, aber innerhalb eines festgelegten Korridors zwischen 55 und 65 Euro pro Tonne CO₂. Ab 2027 geht der Handel in eine freie Preisfindung über. Die zuvor festgelegten CO₂-Preise werden dann wie im EU-ETS durch eine marktbasierte Auktionierung ersetzt. Dabei wird die Anzahl der verfügbaren Zertifikate begrenzt, um die Klimaziele zu erreichen. BET geht von der Annahme aus, dass die Preise sich dann an die des europäischen Emissionshandels angleichen werden. Um das Endziel einer vollständigen Klimaneutralität und die avisierten Zwischenziele zu erreichen, muss die Menge der verfügbaren Zertifikate immer weiter bis auf null reduziert werden. Daher ist von kontinuierlich steigenden Preisen auszugehen. Die Steilheit des Anstiegs ist je nach Szenario unterschiedlich.

5.3 Endkundenpreis Erdgas

Der Endkundenpreis setzt sich aus folgenden Anteilen zusammen:

- Gasbeschaffung (inkl. Strukturierung)
- Gasspeicherumlage
- Netzentgelte
- Messstellenbetrieb
- CO₂-Abgabe
- Gassteuer
- Konzessionsabgabe
- Vertriebsmarge
- Mehrwertsteuer

Der Endkundenpreis wird in der Zukunft durch den zu erwartenden starken Anstieg der Netzentgelte dominiert. Zusätzlich belastet der ständig steigende CO₂-Preis den Endkundenpreis². Der reine Gaspreis spielt demgegenüber künftig eine untergeordnete Rolle. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums könnte sich der Endkundenpreis für Erdgas vervielfachen.

In der folgenden Abbildung 8 sind die nach KANU 2.0 zulässigen verkürzten Abschreibungsdauern noch nicht berücksichtigt. Macht ein Versorger vom KANU 2.0-Regelwerk umfassend Gebrauch bzw. zieht Abschreibungen vor, würde dies tendenziell zu einem starken Anstieg der Netzentgelte in der kurzen Frist (2030) führen. Langfristig würde die Eskalation der Netzentgelte dagegen gedämpft.

² Im Fall von Mietwohnungen ist der CO₂-Preis derzeit nach dem CO₂-Kosten-Aufteilungsgesetz (CO₂KostAufG) in Abhängigkeit vom Energieverbrauch anteilig durch den Hauseigentümer zu tragen. Hierdurch soll für Hauseigentümer ein Anreiz geschaffen werden, in Wärmeschutzmaßnahmen zu investieren bzw. die Mieter von Kosten entlastet werden, auf die sie keinen Einfluss haben.

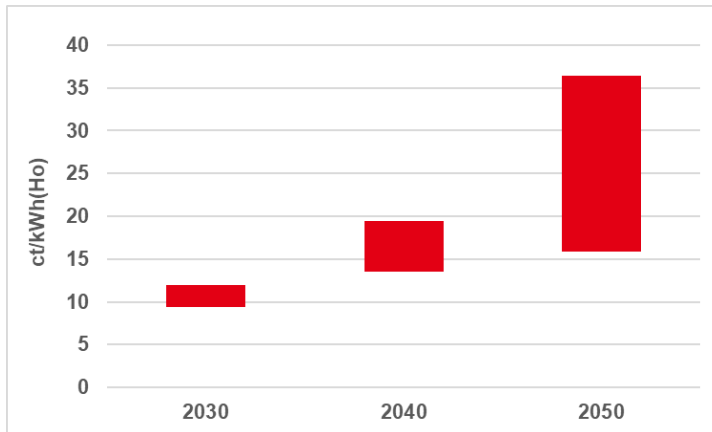


Abbildung 8: Bandbreiten der Endkundenpreise Erdgas Haushalte in BET-Szenarien; real (2024)

5.4 Endkundenpreis Wasserstoff und SNG

Zum Wasserstoffpreis aus Kapitel 3.5 kommen auch hier Netzentgelte, Gassteuer, Strukturierungskosten, Vertriebsmarge, Konzessionsabgaben und Mehrwertsteuer hinzu. Lediglich die CO₂-Kosten entfallen, soweit es sich um grünen Wasserstoff handelt.

BET geht davon aus, dass Wasserstoff für die Wärmeversorgung von Haushaltskunden ebenso wie daraus hergestellte Grüne Gase keine große Rolle spielen wird. Zwar wird der reine Wasserstoffpreis gegenüber heute noch stark sinken, aber auch hier gehen wir von hohen Netzentgelten aus, da das Wasserstoffnetz, auch wenn teilweise Leitungen des Erdgasnetzes umgewidmet werden können, zu großen Teilen neu aufgebaut werden muss. Bei vergleichsweise wenigen angeschlossenen Kunden gehen wir davon aus, dass wahrscheinlich auch bei Wasserstoff langfristig die Netzentgelte der größte Kostenblock im Gesamtpreis sind.

6 Strommarkt und Kraftwerksstrategie

Der Strommarkt ist grundsätzlich als „Energy only-Markt“ (EOM) organisiert. Das bedeutet, dass es nur Arbeitspreise gibt. Diese werden derzeit überwiegend auf Basis der variablen Kosten der Erzeugung gebildet. Da bisher noch wenig Nachfrageelastizität besteht, setzt i. d. R. das teuerste in einer Stunde noch benötigte Kraftwerk den Preis an der Strombörse. Mit diesem Preis ergibt sich für alle Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten ein Beitrag zur Deckung der Fixkosten. Damit ist jedoch nicht gesichert, dass Kraftwerke ihre Vollkosten decken können. Dies gilt insbesondere für Kraftwerke mit hohen Investitionskosten oder geringen Einsatzdauern. Derzeit ist es Konsens, dass neue Gaskraftwerke zwingend erforderlich sind, um in der Zukunft die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können. Der Anreiz aus dem EOM-Markt, diese zu bauen, ist jedoch wahrscheinlich nicht ausreichend. Daher werden zusätzliche Mechanismen benötigt, damit die benötigten Kraftwerke gebaut werden.

Die Bundesregierung hat daher eine Kraftwerksstrategie erarbeitet, die sie am 5. Juli 2024 im Rahmen des Wachstumspakets für die Wirtschaft vorgelegt und mit der Europäischen Kommission abgestimmt hat. Es werden nun insgesamt **12,5 GW an Kraftwerkskapazität** und **500 MW an Langzeitspeichern** ausgeschrieben. (Quelle: B.KWK-Newsletter Juli 2024). Die Förderung der Kraftwerkskapazitäten wird im Kraftwerkssicherheitsgesetz geregelt und erfolgt in zwei Stufen:

- Stufe 1: Zeitnahe Ausschreibung von
 - 5 GW an neuen H2-ready-Gaskraftwerken
 - 2 GW an umfassenden H2-ready-Modernisierungen

- 500 MW an reinen Wasserstoffkraftwerken, die sofort mit Wasserstoff laufen (Wasserstoffsprinter)
- 500 MW Langzeitspeicher

Gefördert werden die Investitionskosten und ab dem Umstieg auf Wasserstoff für 800 Vollbenutzungsstunden im Jahr die Differenzkosten zwischen Wasserstoff und Erdgas.

- Stufe 2: Ausschreibung weiterer 5 GW neue Gaskraftwerke in einer zweiten Ausschreibungsrunde (vor 2028)

Die Kraftwerke sollen überwiegend im Süden Deutschlands zugebaut werden, um Redispatchkosten zu senken und einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten.

5 GW sollen aus dem Klima- und Transformationsfonds der Bundesregierung finanziert werden, der Rest durch eine neue Umlage auf den Strompreis (Quelle: <https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/strom-umlage-teurer-energie-preis-100.html>). Die Umlage könnte nach eigenen Berechnungen etwa 0,2 bis 0,4 ct/kWh betragen. Dieser Abschätzung wurden folgende Bandbreiten der Investitionskosten zugrunde gelegt:

- Gasturbinen-Kraftwerk (Erdgas): 700 – 1.000 €/kW
- Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD): 1.000 – 1.400 €/kW

Die genaue Höhe der Kosten wird sich erst durch die Ergebnisse der Ausschreibungen ergeben. Als grobe Schätzwerte für die Investitionskosten zukünftiger Gasturbinen-Kraftwerke können aus aktueller Sicht die folgenden Werte dienen:

- Gasturbinen-Kraftwerk (Erdgas): 900 €/kW
- Gasturbinen-Kraftwerk (Wasserstoff): 1.100 €/kW
- Umrüstung eines bestehenden Erdgas-Kraftwerks auf Wasserstoff: 300 €/kW

Ab 2028 soll ein „technologieoffener Kapazitätsmechanismus“ eingeführt werden, der insbesondere auch Nachfrageflexibilität und Speicher beinhaltet. Wie dieser genau ausgestaltet wird, ist noch offen. Auch die Frage der Kostenallokation (Strompreismulage oder staatliche Förderung) ist noch nicht geregelt. Denkbar sind Finanzierungen über eine Umlage oder Aufschlag auf den Vertriebspreis.

Wenn diese Mechanismen nicht zu einem ausreichenden Zubau führen sollten, wären die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, so viel Kraftwerkskapazität zu errichten, dass die Versorgungssicherheit gegeben ist. Dann würden die Kosten in die Netzentgelte einfließen.

Das derzeitige Strommarktdesign führt in einem System, das fast ausschließlich auf Erneuerbaren Energien beruht, zu fehlenden Investitionsanreizen. Da die Grenzkosten von Solar- und Windstromerzeugung nahe null sind, können diese Anlagen nur dann Geld verdienen, wenn gleichzeitig noch Anlagen mit höheren variablen Kosten am Netz sind oder künftig mit zunehmender Flexibilität auf der Nachfrageseite (z. B. Batteriespeicher, Elektrolyseure) eine erhöhte Zahlungsbereitschaft besteht. Insbesondere bei Photovoltaik-Anlagen, in abgeschwächter Form auch bei Windenergie, entsteht ein „Kannibalisierungseffekt“, d. h. je mehr Strom diese Anlagen erzeugen, desto geringer ist ihr Marktwert. Daher könnten diese Anlagen trotz immer noch sinkender Stromgestehungskosten langfristig auf staatliche Förderung angewiesen sein. Eine Reform des Strommarktdesigns wird zur Zeit diskutiert. Die genaue Ausgestaltung ist jedoch noch unklar. Die Umsetzung verzögert sich aufgrund des Bruchs der Ampelkoalition.

Dasselbe gilt für die Umsetzung der Kraftwerksstrategie, für die bereits ein Gesetzesentwurf der Ampelkoalition vorliegt, für die aber kein Beschluss durch die alte Regierung mehr zustande kam. Bezüglich der Einführung eines Kapazitätsmarktes besteht jedoch großer Konsens über die meisten Parteien.

7 Allgemeine Einschätzung zur künftigen Wärmeversorgung

Nach Einschätzung von BET wird die Wärmeversorgung von Haushalten in Zukunft in nicht fernwärmeversorgten Gebieten weit überwiegend auf Wärmepumpen beruhen. Jede Versorgung mit grünen Gasen oder flüssigen Brennstoffen wird zu deutlich höheren Kosten führen, da diese mit Ausnahme von Biomethan, dessen Potenzial sehr begrenzt ist, mit hohen Umwandlungsverlusten durch Stromeinsatz erzeugt werden. Anders als bei der Wärmepumpe wird keine Umweltwärme genutzt. Der Einsatz von Wasserstoff oder von daraus hergestellten grünen Gasen oder flüssigen Brennstoffen wird daher für die Wärmeversorgung von Haushalten auf Einzelfälle beschränkt bleiben.

Für die Übergangszeit bis zur vollständigen Klimaneutralität stellen bivalente Wärmepumpen insbesondere in Gebäuden mit schlechter Wärmedämmung eine sinnvolle Option dar. Hierbei wird der überwiegende Anteil der Wärme mit der Wärmepumpe erzeugt. Die Spitzen erzeugt der Gaskessel. Dadurch kann die Wärmepumpe auf eine niedrigere als die benötigte Vorlauftemperatur ausgelegt werden. Gleichzeitig werden dadurch die Lastspitzen im Netz durch gleichzeitigen hohen Heizstromverbrauch gesenkt. Bei sehr niedrigen Außentemperaturen kann der Gaskessel auch die komplette Wärme erzeugen, um das Stromnetz zu entlasten.

Für eine entsprechende Fahrweise müssten Anreize geschaffen werden, z. B. reduzierte oder dynamische Netzentgelte.

8 Quellenverzeichnis

BET-Energiemarktszenarien Q2/2024

B.KWK-Newsletter Juli 2024

<https://www.zdf.de/nachrichten/wirtschaft/strom-umlage-teurer-energie-preis-100.html>

<https://strom-report.com/Strompreise>