



Klimaschutz im Bundestag e.V.

Das parteiübergreifende Netzwerk zwischen Praktiker*innen & Politik

Kommunale sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung (KSSE)

Welche Rolle können die kommunalen Akteure für die Stromerzeugung zur Abdeckung der Residuallast, z.B. für Wärmepumpen, aus Praxisperspektive spielen?

**Gefördert mit Mitteln der Deutsche Bundesstiftung Umwelt
(Projekt AZ 38842/01 Laufzeit Mai 2023-August 2024)**

Endbericht, Stand 13.09.24

Die aktuelle Version lässt sich unter <https://klimaschutz-im-bundestag.de/ksse/> abrufen.

Bearbeitung

Jörg Lange, Klimaschutz im Bundestag e.V.

unter Mitwirkung von

Florian Anders, KEA-BW, Kapitel 7.8 Vollkostenanalyse und Emissionsbilanzierung von Kombinationen aus Solarstromanlage, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Wärmepumpe im Rahmen von Kundenanlagen in größeren Gebäuden und Gebäudenetzen (sowie eigenständiger Teilbericht)

Matthias Seelmann-Eggebert (Kapitel 13 sowie getrennte Analyse)

Martin Ufheil, Hannes Erhardt und Cosima Freier, Solares Bauen GmbH (Kapitel 7.7.1, 7.7.2 und 10)

Ingenieurbüro Dipl. Ing. H.U. Brosziewski (Kapitel 7.3, 7.8.6 und 8)

und Prof. Dr.-Ing. Bernd Thomas, Arbeitskreis Dezentrale Energietechnik (Diskussion einzelner Themen).

gefördert durch



Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

Inhalt

1	Zusammenfassung	1
1.1	Wichtige Kennzahlen zu Strom und Wärme im Bereich Gebäude.....	1
1.2	Flexibilität vor Ort statt Kapazitätsmarkt für große Kraftwerke.....	4
1.3	Lokale Anreize und weniger Eingriffe.....	4
1.4	Zehn zusammenfassende Thesen mit Erläuterungen.....	5
2	Vorwort, Danksagungen und Einführung	12
2.1	Anmerkungen der KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA-BW).....	15
2.2	Danksagungen.....	16
3	Kurzfassung der Ergebnisse und Empfehlungen	17
3.1	Ausgangslage Strom und Wärme.....	17
3.2	Die wichtigsten Ergebnisse aus der Auswertung kommunaler Wärmepläne, den Expertenbefragungen, untersuchten Fallbeispielen und der Sichtung aktueller Literatur.....	17
3.3	Empfehlungen im Einzelnen.....	20
3.4	Offen gebliebene Fragen.....	23
4	Ausgangslage	26
4.1	Anforderungen und Ziele im Gebäudebereich zu Treibhausgasemissionen, dem Ausbau Erneuerbare, Fernwärmeanschlüssen & Wärmepumpen.....	26
4.2	Soll und Haben bei den Zielvorgaben der Bundesregierung bei Wärme und Strom.....	27
4.2.1	Bedarfsreduzierung durch Klimaerwärmung.....	29
4.3	Wohnen, Wohn- und Heizkosten in Deutschland – ein stetig größer werdendes Problem.....	30
4.3.1	Wohnen in Wohn- und Nichtwohngebäuden.....	32
4.3.2	Sanierung und Heizungstausch in Deutschland.....	39
4.4	Transformation von Wohngebäuden.....	41
4.4.1	Das Heizungs- Sanitär und Klima-Handwerk.....	42
4.4.2	Die Betriebskosten („Zweite Miete“) bleiben trotz Sanierung auf hohem Niveau.....	43
4.4.3	Refinanzierung von Sanierungskosten über Mieterhöhung begrenzt und erfordert ein effizientes Vorgehen, Darlegung anhand eines Fallbeispiels.....	45
4.5	Wohnraumsuffizienz thematisieren und politisch angehen.....	45
4.5.1	Wohnflächenkonsum und Wohnraumverteilung.....	47
4.5.2	Umbauordnung Niedersachsen.....	48
4.5.3	Fallbeispiel: Belegungsvorschriften in der Schweiz als Vorbild?.....	49
4.5.4	Fallbeispiel Landau: Zweckentfremdungsverbotssatzung und Leerstandsmanagement.....	49
4.6	Wohngemeinnützigkeit.....	50
4.7	Gebäuderelevante Gesetze, Gesetzesvorhaben, Strategien und Förderungen.....	51
4.7.1	Umsetzung der Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) in Deutschland nach Veröffentlichung?.....	51
4.7.2	Wärmeplanungsgesetz (WPG).....	52
4.7.3	Das Gebäudeenergiegesetz (GEG).....	54
4.7.4	Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG).....	58
4.7.5	Kraftwerksstrategie: Energieeffizienz verschiedener Kraftwerke unter Berücksichtigung der Stromverluste.....	59
4.8	Wärmewende gleich Stromwende gleich Rohstoffwende.....	62
5	Zusammenfassende Ergebnisse aus der Online-Expertenbefragung und den Experteninterviews	63
5.1	Erfahrungen und Wirkungsbereich der befragten Experten.....	64
5.2	Einschätzungen zur Treibhausgasminderung und Entwicklung des Stromverbrauchs.....	64
5.3	Einschätzungen zur kommunalen Wärmeplanung.....	64
5.4	Einschätzungen zum Gebäudeenergiegesetz (GEG).....	66
5.5	Fragen zur Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude.....	67
5.6	Fragen zu Residuallastkraftwerken.....	67

5.7	Bewertung von Treibhausgasemissionen zusätzlichen Stroms z.B. für Wärmepumpen.....	68
5.8	Fragen zu energetischen Sanierungsfahrplänen.....	69
5.9	Priorisierung von Maßnahmen anhand eines Fallbeispiels.....	69
5.10	Hinweise aus den Experteninterviews.....	70

6 Wie heizt Deutschland heute und in Zukunft?.....72

6.1	Wärme- und Stromverbrauch in Deutschland.....	72
6.1.1	Batteriekleinspeicher und Eigenstromoptimierung boomen.....	73
6.1.2	Anteil erneuerbarer Wärme.....	75
6.2	Anforderungen an das Heizungsmanagement.....	76
6.2.1	Auslegung und Betriebsweisen von Hybridheizungen mit Wärmepumpen.....	79
6.3	Verbrauchsabhängige Bestimmung der Heizlast statt aufwändige Bedarfsberechnungen.....	81
6.4	Optimierung im Betrieb nach Verbrauchsdaten statt Bilanzierung von End- und Primärenergie unter Normklima- und Normnutzungsdaten.....	84
6.4.1	Gebäudeautomation am Fallbeispiel Quartier „Hosemannstraße“ in Berlin-Prenzlauer Berg.....	85
6.4.2	Steuerbarkeit von Wärmepumpen durch den Netzbetreiber nach § 14a EnWG.....	85
6.5	Die leitungsgebundene Wärmeversorgung über Wärmenetze und Gebäudenetze.....	86
6.5.1	Vorbild Dänemark?.....	87
6.5.2	Zahlen zur Fernwärme/Wärmenetzen in Deutschland.....	90
6.5.3	Fernwärmepreise.....	93
6.5.4	Kalte Nahwärme und Organisation in Energiegemeinschaften in den Blick nehmen.....	94
6.5.5	Großwärmepumpen.....	94
6.5.6	Fallbeispiele Flusswärmepumpen.....	95
6.5.7	Preise und Akzeptanz von Großwärmepumpen.....	97
6.5.8	Tiefengeothermie.....	98
6.5.9	Energieverbrauch und Abwärmenutzung aus Rechenzentren (KI to heat).....	98
6.6	Heizen mit Strom: Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen und Infrarotheizungen.....	98
6.6.1	Europäischer und deutscher Wärmepumpenmarkt.....	99
6.6.2	Zukünftig nur noch natürliche Kältemittel in Wärmepumpen.....	100
6.6.3	Biomethan für die Wärmeerzeugung von Gebäuden?.....	102
6.7	Solarthermie.....	102
6.8	Treibhausgasneutrale Brennstoffe.....	102
6.8.1	Wasserimportstrategie der Bundesregierung.....	105
6.9	Was passiert mit den Gasnetzen?.....	106

7 Die Rolle der Residuallast (Strom) und Flexibilitätsoptionen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung und im Gebäudeenergiegesetz.....108

7.1	Fehlende Flexibilität vor Ort: Ausgangslage und Zukunft der Residuallast?.....	108
7.2	Strommarkt, Merit Order und Redispatch (Netzengpasskosten).....	115
7.3	Kriterien zur Beurteilung der Flexibilität von Gasturbinen , Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Gasmotoren im Einsatz als Residualerzeuger.....	117
7.4	Die zukünftige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): Flexibilität auf der Angebotsseite ermöglichen..	120
7.5	Flexibilität durch Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpe und PV in der Fernwärme.....	122
7.5.1	Fallbeispiel Küstenkraftwerk Kiel.....	122
7.6	Flexibilität durch Biogas-Speicherkraftwerke?.....	123
7.6.1	Treibhausgasbilanzen (THG-Bilanz) in der Landwirtschaft als Treiber positiver Entwicklungen?.....	127
7.6.2	Fallbeispiel: Hindernisse aus dem Alltag eines Landwirts und Betreiber einer flexibilisierten Biogasanlage	129
7.7	Kombinationen aus Wärmepumpe, PV, KWK und gemeinschaftlich handelnder Eigenversorgung im Rahmen einer Kundenanlage in größeren Bestandsgebäuden oder Gebäudenetzen.....	133
7.7.1	Fallbeispiel mittelständischer Betrieb mit 10 Gebäuden.....	134
7.7.2	Fallbeispiel größeres Wohngebäude im Bestand (BJ 1994) in Staufen zur Residuallast und möglichen Auswirkungen auf den Netzausbau.....	136
7.7.3	Fallbeispiel Quartier Allensbach.....	139
7.8	Kosten und Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger bei Gebäuden und Gebäudenetzen.....	140
7.8.1	Fallbeispiel Darmstadt.....	141
7.8.2	Fallbeispiel AWO, Bahnhofstr., Staufen.....	141
7.8.3	Fallbeispiel Karlsruhe Durlach.....	141

7.8.4	Fallbeispiel Heilbronn (Flein, Wilhelm-Buschweg).....	143
7.8.5	Fallbeispiel Tübingen (Hirschau).....	144
7.8.6	Kosten und Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger der Fallbeispiele.....	144
7.9	Flexibilität über gemeinschaftlich Versorgung mit Strom (Handelnde Eigenversorger, Mieterstrom, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) und ggf. Wärme.....	153
7.9.1	Gelebte Praxis der gemeinschaftlichen Eigenversorgung in Kundenanlagen im Sinne gemeinsam handelnder Eigenversorger.....	155
7.9.2	Neuregelungen des §42b EnWG.....	156
7.9.3	Vorschlag zu einer zusätzlichen einfachen Regelung über die Betriebskostenverordnung.....	158
7.9.4	Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) nach §42b und Mieterstrom-Projekte und ihre Kosten im Vergleich.....	159
7.10	Fallbeispiel Mehrfamilienhaus/Gebäudenetz in Freiburg.....	163
7.10.1	Kostenvergleich Objektversorgung zu einem an ein Wärmenetz angeschlossenes Nachbargebäude.....	166
7.11	Wärmeversorgung von größeren Gebäuden oder Gebäudenetzen im Bestand.....	167
8	Bewertung und Optimierung der Betriebsphase von Gebäuden anhand von Treibhausgasemissionen.....	168
8.1	Bewertung der Verbrennung von Holz (Emissionsfaktor).....	171
8.1.1	Energetische Verwendung von Holzbiomasse.....	171
8.2	Wald als Kohlenstoffsенke - wieviel Biomasse kann für welche Zwecke genutzt werden?.....	172
8.2.1	Passen Gebäudeenergiegesetz, Klimaschutzgesetz, Biomassestrategie und die Ziele im Landnutzungssektor zusammen?.....	174
8.3	Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung von Erdgas/LNG.....	176
8.4	Emissionsfaktor für die Bewertung von Strom von Wärmepumpen.....	178
8.5	Anlagen nach regionalen CO ₂ -Intensitäten der Stromerzeugung regeln.....	180
9	Von der kommunalen Wärmeplanung zur sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung.....	183
9.1	Auswertung von ca. 70 kommunalen Wärmeplänen in Baden-Württemberg.....	183
9.1.1	Der Strombedarf von Wärmepumpen ist in vielen KWP's zwar ausgewiesen, nicht aber beschrieben, wie er gedeckt werden soll.....	186
9.1.2	Fallbeispiel Energieleitplan Bruchsal.....	186
9.1.3	Fallbeispiel KWP Biberach.....	187
9.1.4	Anregungen für zu erstellende Energieleitpläne bzw. fortzuschreibende Wärmepläne.....	187
9.1.5	Offene Fragen in den Wärmeplänen.....	188
10	Erst dämmen oder erst die Heizung sanieren am Fallbeispiel eines Mehrfamilienhauses in Lörrach.....	189
11	CO₂-Bepreisung ETS 2, Lastenteilungsverordnung und Brennstoffemissionshandelsgesetz.....	192
12	Offene Fragen.....	198
12.1	Vom individuellen zum automatisiert erstellten Sanierungsfahrplan für jedes Gebäude im Rahmen der Energieleitplanung.....	198
12.2	Bauen und Sanieren mit weniger Treibhausgasemissionen.....	200
12.2.1	Ökobilanzielle Bewertung von Gebäuden - Bedeutung der grauen Energie.....	200
12.3	Stromnetzkosten und Strom.....	201
12.3.1	Netzentgelte.....	203
12.4	Strommarktdesign – Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) und dynamische Strompreise.....	205
12.4.1	Wie die Erneuerbaren in einem Grenzkostenmarkt zukünftig refinanziert werden können.....	206
12.4.2	Flexibilisierung bei der Nachfrage an Energie.....	207
12.4.3	GrünstromIndex als Beispiel für Signalalternative zum Spotmarktpreis.....	209
12.4.4	Flexibilität durch zeitvariable, dynamische Strompreise für Haushalte und Gewerbe.....	210
12.4.5	Lokale (Nodale) Preise?.....	212

13	Teilstudie: Kriterien zur Wärmeleitplanung aus energetischer Sicht.....	215
13.1	Ergebnisse.....	216
13.2	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	216
13.3	Szenarienrechnungen anhand konkreter Beispiele.....	218
13.3.1	Wärmeversorgung für einen Gebäudekomplex.....	218
13.3.2	Autarke Versorgung eines Einfamilienhauses.....	221
13.3.3	Dörfliche Gemeinde.....	223
13.3.4	Treibhausgasneutrale Wärmeversorgung für Deutschland.....	229
13.3.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	233
14	Anhang.....	238
14.1	Tabelle zu den Kommunalen Wärmeplanungen.....	238
14.2	Quellenverzeichnis.....	241
14.3	Abkürzungsverzeichnis.....	259
14.4	Tabellenverzeichnis.....	260
14.5	Abbildungsverzeichnis.....	263

1 Zusammenfassung

Die Hinweise nehmen zu, dass die Anschlüsse von Solarstromanlagen, Wärmepumpen oder Ladestationen mancherorts auf Engpässe im Stromnetz treffen. Eine Elektrifizierung durch volatilen Sonnen- und Windstrom erfordert von der Praxis in Unternehmen, Kommunen und Haushalten flexiblere Lösungen.

Aus der Praxiserfahrung stellen sich daher an eine effektive Klimapolitik die folgenden Fragen:

- Schaffen die klimapolitischen Rahmenbedingungen Planungssicherheit und sind sie vor Ort unmittelbar praktisch umsetzbar?
- Basieren sie auf faktischen und messbaren Grundlagen, die eine ergebnis- und zielorientierte Förderung von lokalen, system- und netzdienlichen Lösungen für Wärme und Strom ermöglichen und die Nachprüfbarkeit der Ergebnisse sicherstellen?
- Schaffen sie die notwendigen Voraussetzungen für eine effektive Klimapolitik, deren Kosten fair, d.h. sozial- und verursachergerecht, verteilt werden, z.B. für Infrastrukturausbau, Sanierung im Bestand, Umrüstung auf zukunftsfähige Technologien und andere Maßnahmen?

Die vorliegende Analyse des Vereins „Klimaschutz im Bundestag e.V.“ kommt für den Gebäudebereich (Strom und Wärme) zum Schluss, dass aktuell keine der o.g. Fragen mit einem Ja beantwortet werden kann. Es besteht Korrekturbedarf hin zu einer ganzheitlichen Klimapolitik, die die Umsetzung lokal angepasster systemdienlicher Energielösungen (Strom und Wärme) praktisch ermöglicht und beschleunigt. Es fehlt für mehr Klimaschutz im Bereich der Gebäude an Anreizen für weniger Energie zur richtigen Zeit.

1.1 Wichtige Kennzahlen zu Strom und Wärme im Bereich Gebäude

Gebäude stehen für etwa 35% des Endenergiebedarfs und knapp ein Drittel der territorialen Treibhausgas-Emissionen in Deutschland.

Wärme machte 2022 mit etwa 1.344 TWh mehr als 50% des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs (2.368 TWh) aus ([BDEW Statusreport Wärme](#)).

Für Raumwärme werden insgesamt 50% (672 TWh), für Warmwasser 9% (122 TWh) und für Prozesswärme 41% (550 TWh) der Endenergie aufgewendet. 83% des Raumwärmebedarfs fallen in den sechs Monaten Oktober bis März an (langjähriges Mittel der Heizgradtage).

Dagegen hat der bisherige Stromverbrauch in Deutschland nur eine geringe saisonale Schwankung zwischen Sommer- und Winterhalbjahr. Im Jahr 2022 fielen 44% (203 TWh) des Strombedarfs auf die Industrie, gefolgt von Haushalten mit 30% (139 TWh) und Gewerbe Handel Dienstleistung (GHD) mit 26% (123 TWh) ([UBA, 2.4.24, Endenergie nach Sektoren](#)).

Durch den geplanten Einsatz von Wärmepumpen wird vor allem in den Wintermonaten deutlich mehr Strom benötigt.

Für diese zunehmende Elektrifizierung ist ein Zusammendenken von Strom und Wärme als Energie vor Ort in den Kommunen unerlässlich (Wärmeplanung zur Energieplanung weiterentwickeln).

Die Verfügbarkeit von Energie ermöglichte die Industrialisierung. Die fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas mit ihren hohen Energiedichten erlaubten, Prozesswärme, Raumwärme und Strom zu erzeugen. **Sie waren Energieträger und Energiespeicher zugleich.**

Mit den kostensenkenden Mengeneffekten in immer größeren Kraftwerksblöcken ließ sich der Aufwand für die Verteilung der Strommengen (Netzentgelte) finanziell ausgleichen.

Die Verbrennung fossiler Kohlenstoffverbindungen reichert die Treibhausgase in der Atmosphäre an und verursacht für viele Lebewesen tödliche Extremwetterereignisse (Dürre, Starkregen, Stürme etc.). Diese „Externalität“ erfordert ein Umsteuern unserer Versorgung mit Energie.

In Zukunft werden Strom und Wärme vorwiegend aus Windkraft, Photovoltaik, Solar- und Geothermie direkt und dezentraler gewonnen. Viele Haushalte und Betriebe erzeugen heute selbst Strom aus Sonne und Wind.

Erneuerbarer Strom steht nicht jederzeit und flächendeckend im gleichen Umfang wie der Bedarf zur Verfügung. Eine Versorgung mit erneuerbaren Energien erfordert zusätzliche Infrastruktur wie Speicher, Leitungen und flexible Backup-Kraftwerke. Unter Einbeziehung dieser Kosten sind die erneuerbaren Energien deutlich teurer als die Nutzung fossiler Energien. Würde man die Externalitäten der fossilen Energieträger in die Kosten vollständig einrechnen, ist eine Versorgung über Sonne und Wind um ein Vielfaches günstiger.

Die Kosten für den derzeit geplanten Stromnetzausbau, das Netzengpassmanagement und den Bau emissionsarmer Residuallastkraftwerke können die Netzentgelte mehr als verdoppeln und damit eine sozialverträgliche Energiewende bei Gebäuden gefährden.

Um die Kosten für eine solche Infrastruktur auf ein überschaubares Maß zu reduzieren, braucht es kostensenkende Anreize für Suffizienz und Flexibilität bei Angebot und Nachfrage.

Um Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom möglichst emissionsarm betreiben zu können, fehlen im bisherigen Strommarkt Anreize zum netz- und systemdienlichen Betrieb. Die Spotmarktpreise liefern regional oft ein falsches Preissignal.

Seit April 2024 liegt der „Integrierte Gesamtbericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)“ vor.

„Die Diskussion in der PKNS hat gezeigt, dass sich die Mehrheit der Stakeholder eine zügige Weiterentwicklung des Strommarkts wünscht. Es herrschte dagegen Vielstimmigkeit, in welche Richtung diese Weiterentwicklung konkret gehen soll.“

Namhafte UmweltökonomInnen fordern lokale Preise und Anreize statt Eingriff durch die Netzbetreiber ([FAZ, 10.7.24](#)). Die großen Interessensverbände warnen dagegen vor der Aufteilung einer einheitlichen Strompreiszone ([FAZ, 19.7.24](#)). Sie sehen aber auch, dass die Fokussierung der Diskussion allein auf „die Strompreise am kurzfristigen Spotmarkt zu kurz greift“ und „lokale Anreize außerhalb des Spotmarktes zur Lösung beitragen“.

Das BMWK-Papier [Strommarktdesign der Zukunft](#) nimmt eine ähnliche Position ein. Einerseits bekennt sich das BMWK zur einheitlichen Strompreiszone, „*andererseits muss das*

Strommarktdesign auch um die Dimension Lokalität ergänzt werden“, so das Papier ([BMWK 2024](#)).

Die der aktuellen Strommarkt-Regulierung zugrunde liegende Annahme, dass es gleichgültig ist, wann, wo und wieviel Strom ins Netz eingespeist oder entnommen wird, entspricht nicht der physikalischen Realität. Das Stromnetz der Bundesrepublik ist keine Kupferplatte. Hohe Kosten für Engpassmanagement, für Netzausbau und Reservekapazitäten sind die Folge.

Die Kosten werden über die Netzentgelte vergemeinschaftet und nicht verursachergerecht zugeordnet.

Der grundsätzlich richtige und effiziente Ansatz der zunehmenden Elektrifizierung, erneuerbaren Strom z.B. in Wärmepumpen oder in Industrieprozessen direkt zu nutzen, erhöht die Komplexität durch höhere Anforderungen wie z.B. den flexiblen Ausgleich der Residuallast (Stromlast abzüglich der Erzeugung aus Erneuerbaren), Platzbedarf, Netzausbau und höhere Materialkosten.

Die Abwärme aus regelbaren Kraftwerken zur Abdeckung der Residuallast nicht zu nutzen, erhöht den Brennstoffbedarf und ist nicht effizient.

Wind- und Solarstrom stehen nicht rund um die Uhr zur Verfügung. Ihre Grenzkosten (Betriebs- und Brennstoffkosten) sind nahezu Null. Ihre Refinanzierung, wie bisher gekoppelt an einen Grenzkostenmarkt, ist bei den immer häufiger auftretenden niedrigen oder negativen Strompreisen bei hoher Solar- und Windstromerzeugung, zukünftig nicht gesichert. Zu den wichtigen Aufgaben der Neuordnung des Strommarktes gehört daher, die Refinanzierung von Solar- und Windstrom neu zu organisieren und vom Grenzkostenmarkt abzukoppeln.

[Neuhoff et al. 2024](#) schlagen dazu einen Erneuerbaren Energien Pool vor, der langfristige Absicherungsverträge (PPAs) zusammenfasst, die das Investitionsrisiko von Windkraft- und Solarprojekten reduzieren. Über Verträge mit Endverbrauchern können die Konditionen von den erneuerbaren Projekten über einen Erneuerbaren Pool an Endkunden weitergegeben und so ebenfalls gegen Preisrisiken abgesichert werden.

Im Gegensatz zu den kostensenkenden Skaleneffekten großer Kraftwerke des vergangenen Jahrhunderts ist bei einer zunehmenden Elektrifizierung aus Erneuerbaren mit hohen Sprunginvestitionen z.B. in den Verteilnetzen und kostensenkenden Skaleneffekten durch eine dezentralere Verteilung bei einigen Industrieprozessen zu rechnen. So könnte es zukünftig z.B. kostengünstig sein, über z.B. neue Elektrolyse-Verfahren Ammoniak (vgl. z.B. [jupiter ionics](#)) und damit Dünger an vielen dezentralen Standorten herzustellen. Bei kleineren Anlagen fallen Aufwand für Strominfrastruktur, Wärmeentwicklung und Transport möglicherweise kleiner aus als in bestehenden großen Ammoniaksynthesen.

Kommunale Planung muss daher zukünftig bei ihrer Ansiedlungspolitik für Wohnraum und Gewerbe/Industrie neben den etablierten Kriterien wie z.B. Flächennutzung, Umweltverträglichkeit und sozialen Erfordernissen auch den Einfluss z.B. von zusätzlichem Stromverbrauch durch die Umstellung oder Neuansiedlung einer Produktion oder Anlagen der Energieerzeugung auf die örtliche Energiebilanz und das Verteilnetz in Betracht ziehen. Wärme und Strom müssen zusammen gedacht und geplant werden.

Aufgabe oder Verlagerung von energieintensiver Industrieproduktion an ggf. geeignetere Orte mit höherem erneuerbarem Energiedargebot und Überlegungen zu mehr Suffizienz (z.B. wieviel Kunststoffprodukte brauchen wir wirklich) dürfen nicht länger tabu sein.

1.2 Flexibilität vor Ort statt Kapazitätsmarkt für große Kraftwerke

Eine Kapazitätsförderung, die auf bestimmte Technologien (z.B. große Gaskraftwerke an abgedescribten Standorten) fokussiert, verdrängt bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien andere Optionen der Flexibilität bei der Nachfrage (Lastverschiebungen, Suffizienz, Effizienz, Speicher) oder innovative Lösungen (z.B. Biogasspeicherkraftwerke, vgl. Kap. 8.10) und führt dauerhaft zu erhöhten Gesamtkosten. Eine deutlich effizientere Alternative wird in einer „Absicherungspflicht“ gesehen, wie sie in der europäischen Strommarktrichtlinie vorgegeben ist, und die dem „Strommarkt-Plus“ der Plattform klimaneutrales Stromsystem (PKNS) entspricht ([connect 2024](#)).

Vereinfacht bedeutet eine Absicherungspflicht, dass Stromversorger ihre Lieferverpflichtungen zum Beispiel am Terminmarkt absichern müssen und damit eine Nachfrage von emissionsarmen Ausgleichskapazitäten auslösen, wenn gleichzeitig der CO₂-Preis entsprechend hoch ist. Derzeit müssen sich Unternehmen nicht absichern und gehen bei starken Preisschwankungen am Spotmarkt große Risiken ein, die zum Konkurs führen können.

1.3 Lokale Anreize und weniger Eingriffe

Der vielfach zitierte Grundsatz „So dezentral wie möglich, so zentral wie nötig“ ist ebenso so plausibel wie anspruchsvoll vor Ort umzusetzen. Energie sollte zukünftig möglichst direkt dort verbraucht werden, wo sie erzeugt wird und erneuerbare Überschüsse sinnvoll genutzt statt abgeregelt zu werden.

Eine effiziente Elektrifizierung kann nur gelingen, wenn die Politik mit einer modernen, grundlegenden Reform des Strommarktes Anreize setzt, die auf der Angebots- und der Nachfrageseite Flexibilitäten erzeugen, um Netzausbau und Erzeugungskapazitäten einzusparen.

Aus Sicht des KiB e.V. sind für die Praxis zur netz- und systemdienlichen Ausregelung von Anlagen vor Ort zwei Signale lokal erforderlich.

Das eine ist ein Signal, das die Information über den Zustand des Stromnetzes vor Ort enthält. Ist dieses bereits überlastet oder kann aus ihm noch mehr Strom aufgenommen oder abgegeben werden?

Das zweite Signal muss die aktuell regional benötigte fossile Residuallast anzeigen, um danach Erzeugungsanlagen vor Ort treibhausgasarm betreiben zu können.

Beide Signale lassen sich zu einem Signal, idealerweise zu einem Preissignal, miteinander verrechnen. Am Ende der Entwicklung muss das Signal im Bereich von Sekunden zur Verfügung stehen, um überschießende Reaktionen vieler Akteure zu vermeiden. So lange nur Wenige auf ein solches Signal reagieren können, reichen Signale, die sich stündlich ändern.

Der KiB e.V. ruft dazu auf, eine verbände- und parteiübergreifende Flexibilitätsstrategie zusammen mit Praktikern zu entwickeln, die Strom und Wärme umfasst.

1.4 Zehn zusammenfassende Thesen mit Erläuterungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der vorliegenden Analyse in 10 Thesen zusammengefasst, die den notwendigen Anpassungsbedarf aufzeigen:

(1) Die Praxis bei Strom und Wärme folgt derzeit z.B. beim Ausbau von Wärmepumpen oder den Erneuerbaren weder den wissenschaftlichen Szenarien noch der Politik und ihren gesetzlichen Vorgaben.

Große Teile der Politik und der Wissenschaft gehen beim Strom davon aus, dass die Erneuerbaren heute deutlich günstiger sind als die Fossilen Energien. Damit ist ihr Ausbau bereits ein wesentlicher Teil der notwendigen Transformation, u.a. sollen so energieintensive Produktionen so an ihren bisherigen Standorten gehalten werden. Es wird weiterhin auf einen schnellen Stromnetzausbau auf allen Ebenen gesetzt, auf eine einheitliche Strompreiszone (Stichwort Kupferplatte), niedrige Industriestrompreise, Wasserstoffimporte und eine Residuallasterzeugung über zentrale H₂ready-Gaskraftwerke, wenn zeitgleich Sonne und Wind nicht ausreichend Energie liefern. Insgesamt wird durch die Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrieproduktionen mittels erneuerbarer Energien von einem starken Anstieg des Strombedarfs in den nächsten Jahren ausgegangen.

In der Praxis zum Strombereich zeigt sich z.B., dass

- die Kosten für das Netzengpassmanagement und damit die Netzentgelte steigen,
- Photovoltaik-Anlagen und Heimspeicher werden auf Eigenverbrauch optimiert statt systemdienlich betrieben¹,
- der Ausbau der Stromnetze sich verzögert,
- einige Solarstromanlagen oder Wärmepumpen wegen fehlender Netzkapazität nicht oder verzögert angeschlossen werden können, zunehmend die Einspeiseleistung von größeren Solaranlagen von den lokalen Netzbetreibern gedrosselt werden. Das Fallbeispiel einer Metzgerei bei Freising in Bayern, Fernsehsendung quer vom 4.7.2024, dass nicht nur die Überschusseinspeisung, sondern die gesamte Leistung auf Null heruntergefahren wurde ist bislang wohl die Ausnahme,
- der Ausbau der Windkraft sich verzögert,
- der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur sich verzögert,
- zahlreiche Strategien, wie z.B. die Kraftwerks-, Speicher oder Biomassestrategie warten auf Konkretisierung und Umsetzung,
- die Elektrifizierung sich im Verkehrsbereich, wie auch die Möglichkeiten zum bidirektionalen Laden verzögern,
- der Nettostromverbrauch in Deutschland (BDEW 24.1.2024) seit einigen Jahren sinkt, insbesondere im Bereich der Industrie.

Bei der Wärme hoffen weite Teile der Politik und der Wissenschaft auf eine regenerative Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen, Ausbau der Wärmenetze unter Nutzung von industrieller Abwärme, Großwärmepumpen und Geothermie. Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) geht davon aus - so ein Vertreter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) - dass die Wärme aus Wärmepumpen zu 100% erneuerbar ist und die kommunalen Wärmeplanungen zu sinnvollen Ergebnissen kommen und umgesetzt werden.

In der Praxis zeichnen sich bereits heute deutliche Abweichungen von diesen Zielsetzungen ab:

¹ (bis Ende 2024 haben 2 Millionen Einfamilienhäuser Stromspeicher (Ende 2024 >6 GW, Speicherkapazität >8 GWh, BVES 2024, BMWK 2023),

- der Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie für 2024 von bestenfalls etwa 200.000 statt 500.000 Wärmepumpen ausgeht (BDH 2024),
- die Wissenschaft ihre Szenarien korrigiert: In den Langfristszenarien wurde bislang von einer Wärmeerzeugung über Großwärmepumpen in Wärmenetzen von 46 TWh im Jahr 2025 ausgegangen. Inzwischen geht man von unter einer TWh für 2025 aus (Langfristszenarien 2024, S. 14),
- die Sanierungsrate von Gebäuden liegt nach Angaben des Bundesverbandes energieeffiziente Gebäudehülle e.V. bei 0,7% pro Jahr statt bei 2% (BUVEG, 9.4.2024),
- trotz Dämmmaßnahmen sind weder der temperaturbereinigte Endenergieverbrauch insgesamt für Wärme noch der Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser in privaten Haushalten nennenswert gesunken,
- der gestiegene Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung (ca. 19%) überwiegend auf die Verbrennung feste Biomasse, d. h. vor allem Holz, zurückzuführen (Biomasse ist begrenzt verfügbar und steht zunehmend in Konkurrenz zum Ersatz fossiler Grundstoffe) ist,
- kommunale Projekte zeigen, dass die Nutzung der Tiefengeothermie komplex und teuer sein kann, und
- die energieintensive Produktion zurückgeht (destatis Energieintensive 2021).

Bezüglich der Wohnungspolitik setzt die Politik auch weiterhin auf Neubau und sozialen Wohnungsbau.

In der Praxis zeigt sich dagegen, dass

- die Anzahl der Sozialwohnungen seit Jahren zurückgeht und
- die Mietquote und Mieten steigen. Insbesondere bei einkommensschwachen Haushalten muss ein immer größerer Anteil des Einkommens für die Miete und Energiekosten der Wohnung eingesetzt werden müssen.

Folgende Entwicklungen können daher eintreten:

- Geeignete lokale dynamische (Preis)-signale in Echtzeit dürften noch längere Zeit fehlen und damit bleiben die großen Potentiale zu systemdienlicher Flexibilität ungenutzt.
- Eigenheimbesitzer und Unternehmen sich durch noch mehr Eigenversorgung vor hohen Netzentgelten oder Stromkosten schützen und Mietende die Kosten des Netzausbaus überproportional zu tragen haben.
- Die Flexibilitätsoptionen der Biogasanlagen als Speicherkraftwerke zur saisonalen Abdeckung der Residuallast ungenutzt bleiben.
- Fossile konventionelle Kraftwerke zur Abdeckung der Residuallast länger laufen müssen.
- Engagierte kommunale Wärmepläne so nicht umsetzbar sind, da die Residuallastabdeckung nicht mitgedacht und der Ausbau der nötigen Infrastruktur (Wärmenetze, Verteilnetze Strom) nicht schnell genug umgesetzt werden kann (Fachkräftemangel) oder zu teuer wird.
- Durch die hohen Kosten der Infrastrukturpläne und hoher Energiepreise viele energieintensive Produktionen trotz hoher Aufwendungen die aktuellen Standorte verlassen.

- Maßnahmen zur Wohnraumsuffizienz ungenutzt bleiben. Damit könnte der Mangel an bezahlbarem Wohnraum zum sozialen Sprengstoff werden.

(2) Die Stromversorgung mit Sonne und Wind unter Einbeziehung der Infrastrukturkosten (für Stromtransport und backup-Kraftwerke der saisonalen Speicherung) kostet aktuell mehr als die fortgesetzte Verbrennung fossiler Brennstoffe, aber um ein vielfaches weniger als das Verfehlen der Klimaziele, wenn die externen Kosten berücksichtigt würden.

- Das einfache Geschäftsmodell der Nutzung und Verbrennung fossiler Brennstoffe war in den letzten 200 Jahren betriebswirtschaftlich ohne Anrechnung der Externalitäten sehr erfolgreich. Seine volkswirtschaftlichen Kosten sind jedoch um ein Vielfaches höher und kosten bereits heute Menschen das Leben.
- Vielfach wird mit dem Vergleich von Stromgestehungskosten (die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom durch Sonne und Wind ist deutlich günstiger als eine Kilowattstunde aus Erdgas oder Kohle, z.B. (Kost, ISE Stromgestehungskosten) die Hoffnung geweckt, dass die Stromversorgung mit Erneuerbaren günstiger wird als mit Erdgas oder Kohle. Das jedoch nur, wenn die Kosten für die Infrastruktur für den Stromtransport und backup-Kraftwerke sowie die Kosten der saisonalen Speicherung nicht mitgerechnet werden.
- Die Verpflichtungen im Rahmen der Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation, kurz: ESR) der EU durch die Verfehlung der Klimaschutzziele könnte Deutschland bis zu 16,2 Milliarden Euro kosten (Transport & Environment Juni 2024).
- Die zu erwartenden jährlichen volkswirtschaftlichen Klimafolgekosten sich im Zeitraum von 2022 bis 2050 auf 280 bis 900 Mrd. Euro (BMWK Merkblatt Klimawandelfolgekosten 2023) summieren werden.
- Das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK) schreibt in einer Studie, dass die Klimaschäden bis 2050 dazu führen, dass die Weltwirtschaft um 20% schrumpft. Damit übersteigen die Kosten der Schäden die benötigten Ausgaben für Klimaschutz um das Sechsfache (Kotz et al. 2024).

(3) Lokale (nodale) Signale (Anreize) für mehr Flexibilität vor Ort sind ein Teil der Lösung, um den Ausbau der Stromnetze und der mit grünen Brennstoffen betriebenen Residuallastkraftwerken zu begrenzen.

- Europaweit könnten sich Redispatchkosten bis 2040 versechsfachen (Thomassen et al. 2024)
- Studien für Deutschland zeigen, dass nur nodale Preise in der Lage sind die Stromkosten nennenswert vor allem durch Einsparung von Redispatchkosten zu senken (Novirdoust, Ashour 2021).
- In einer Simulation reduzieren lokale Preise die Stromkosten um 8-10% gegenüber der bislang einheitlichen Strompreiszone. Nicht berücksichtigt wurden dabei zusätzliche Kosteneinsparungen, zum Beispiel durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität der Nachfrage durch entsprechende Anreize aus lokalen Preisen (Knörr et al. 2024).
- Szenarien aus England zeigen, dass eine lokale / nodale Bepreisung zwischen 25-100 Mio. Tonnen Treibhausgas zwischen 2025 – 2040 einsparen würde und die volkswirtschaftlichen Kosten insgesamt für alle Verbraucher deutlich senkt (FTI Consulting 2023).

- Um Kosten zu sparen, müsste die Kraftwerksstrategie zur Flexibilitätsstrategie (BEE 2023) und der geplante Kapazitätsmarkt zu einem regionalen Flexibilitätsmarkt weiterentwickelt werden.
- Am Ende einer Entwicklung könnte ein lokales (nodales) zeitlich hoch aufgelöstes Preissignal (sekündlich) stehen, welches sowohl Netzengpässe als auch die Residuallasterzeugung widerspiegelt (Walter et al. 2024). Am Anfang kann auch ein lokal stündliche Vorhersagesignal ausreichen, um die netzdienliche Ausregelung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen zu ermöglichen (ähnlich dem Grünstromindex).
- Auch die Verlagerung von Standorten energieintensiver Produktion, die ohnehin bereits in der Praxis stattfindet, darf als eine Form der Flexibilität kein Tabu mehr sein. So stellt sich beispielsweise die Frage, ob es volkswirtschaftlich pragmatischer ist die Standorte zur Wasserstoffproduktion bzw. zum grünen Strom oder die Energie zum bisherigen Standort zu verlagern.

(4) Die Kosten für den derzeit geplanten Netzausbau, das Netzengpassmanagement, und den Bau emissionsarmer Residuallastkraftwerke könnten die Netzentgelte mehr als verdoppeln und damit eine sozialverträgliche Wärmewende gefährden.

- Der angedachte Netzausbaubedarf in Deutschland könnte bis zum Jahr 2045 eine Steigerung der Netzentgelte um 18,0 Cent/kWh für Haushaltskunden, 15,2 Cent/kWh für Gewerbekunden und 7,0 Cent/kWh für Industriekunden ergeben (Ruhr GmbH 2024) und eine sozialverträgliche Wärmewende bei Gebäuden gefährden.
- Verstärken könnte sich die Zunahme der Netzentgelte noch durch den großen dezentralen Zubau von Photovoltaik-Anlagen und die zusätzliche Zunahme des Eigenverbrauchs durch Heimspeicher. Ihr Potential zu systemdienlicher Flexibilität wird bislang kaum ausgeschöpft, da hierzu geeignete dynamische Preissignale in Echtzeit fehlen. Eigenheimbesitzer können sich so vor hohen Netzentgelten oder Stromkosten schützen, für Mietende steigen dagegen die Energiekosten auch ggf. für den Wärmepumpenstrom umso höher.
- Ähnliches gilt für Steckersolargeräte, deren Absatz vor allem bei Eigenheimbesitzern enorm zugenommen hat, während Mietende durch die Eigentümer noch deutlich weniger von Ihnen profitieren.
- Bei steigender Eigenversorgung von Haushalten und Unternehmen wird trotz steigendem Strombedarf durch die Elektrifizierung eine sozialverträgliche Netzentgeltreform notwendig, die auch die Überschusseinspeisung netzdienlich vor Ort in die Refinanzierung der Infrastruktur einbezieht.
- Dynamische Strompreise, wie sie ab 2025 verpflichtend angeboten werden müssen, richten sich nach dem bundesweit einheitlichen Börsenstrompreis. Sie sind für die meisten Regionen kein geeignetes Signal, um möglichst wenig Residuallast vor Ort zu erzeugen und gleichzeitig möglichst effizient mit geringstmöglichen Treibhausgasemissionen zu produzieren.

(5) Biogasanlagen können in der Fläche durch Umbau zu Speicherkraftwerken zur Abdeckung saisonaler Residuallasten ausgebaut werden und gesicherte Leistung bereitstellen.

- Bisher können flexibilisierte Biogasanlagen vor allem zum Ausgleich von Schwankungen über den Tag genutzt werden. Beim Ausbau zu

Speicherkraftwerken können sie auch zur emissionsarmen Abdeckung von saisonalen Residuallasten dienen. Insbesondere wenn sie mit entsprechend großen Erweiterungen der elektrischen Leistung, Gas- und Wärmespeichern (Überbauungen) sowie in Kombination mit Wasserstoffherzeugung vor Ort, Methanisierung und KWK-Anlagen, die auch mit Erdgas- oder Wasserstoff betrieben werden können.

- Über die Frage, in welchem Umfang Biogasanlagen als Speicherkraftwerke zur Abdeckung saisonaler Residuallasten, z.B. in Abstimmung einer Biomassestrategie, ausgebaut werden können, gibt es unterschiedliche Einschätzungen.

(6) Um die entsprechenden Flexibilitäten vor Ort zu ermöglichen, sollte die kommunale Wärmeplanung zu einer sektor- und spartenübergreifenden Energieleitplanung weiterentwickelt werden.

- Monovalent betriebene Wärmepumpen in Gebäuden mit mittlerem Wärmebedarf können die notwendige Spitzenstromlast um den Faktor 6 gegenüber der bisherigen Stromspitzenlast erhöhen. Das übersteigt in der Regel die vorhandene Anschlussleistung des Gebäudes und können so zu einem übermäßigen Verteilnetzausbau beitragen.
- Der überwiegende Teil der bisher aus Baden-Württemberg vorliegenden kommunalen Wärmepläne zeigt lediglich auf, wieviel mehr an Strom z.B. durch Wärmepumpen im Zieljahr benötigt wird, nicht aber wie er zeitgleich auch z.B. über mehrere Tage erzeugt werden soll.
- Es ist notwendig zwischen Flexibilitätsoptionen zu unterscheiden, die Schwankungen über den Tag ausgleichen können (wie z.B. Batterien) und solchen, die saisonale Flexibilität zur Abdeckung von saisonalen Residuallasten abdecken (Seelmann-Eggebert 2024b).
- Hierzu sollten möglichst viele lokale Akteure vor Ort eingebunden werden, um sich auf geeignete Maßnahmen (z.B. der Infrastruktur) zur Abdeckung der Residuallast bzw. entsprechenden Flexibilitäten zu verständigen.

(7) Bilanzierung, Monitoring, Nachjustierung und Bewertung der Maßnahmen im Gebäudebereich anhand von Treibhausgasen tragen zur Effizienz und zur Einsparung von Treibhausgasen in den nächsten 10-15 Jahren bei.

- Ein Anreiz im Gebäudeenergiegesetz für ein geeignetes Monitoring von Wärmepumpen unter Berücksichtigung der CO₂-Emissionen aus dem Strom fehlt.
- Bei vielen Untersuchungen zeigt sich, dass auch heute noch Heizungen oft schlecht geregelt und überdimensioniert sind. Der Wärmebedarf hängt darüber hinaus stark vom Verhalten der Bewohnenden ab.
- Ein Monitoring mit einfachen Messungen ermöglicht es, eine Wärmepumpe, die ausreichend für den z.B. für 2040 geplanten Sanierungszustand/Wärmeleistungsbedarf der Gebäudehülle dimensioniert ist, in die Heizungsanlage zu integrieren.

(8) Die Sanierung der Gebäudehülle ist nur im Rahmen üblicher Sanierungszyklen wirtschaftlich darstellbar. Sie steht im Wettbewerb zu weiteren technischen (z.B. Nachjustieren, Monitoring) und organisatorischen Maßnahmen (z.B. gemeinschaftliche Gebäudeversorgung).

- Rebound und Prebound schränken immer wieder die Wirksamkeit von Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle ein (UBA 2022 - Berechnung Energiebedarf).
- Bereits mit dem Bau einer Solarstromanlage incl. Batterie zur gemeinschaftlichen Eigenversorgung mit Strom und dem Zubau einer Wärmepumpe als Hybridheizung können mehr als die Hälfte der Emissionen eingespart werden, zu rund einem Fünftel der Investitionskosten, die für eine Gesamtsanierung des Gebäudes aufgewendet werden müssen.
- Bei beschränkten Ressourcen (Finanzielle Mittel, Facharbeitskräfte) ist daher das Vorziehen der Heizungssanierung z.B. durch den Einbau Wärmepumpe im hybriden Betrieb eine kostengünstige und effiziente Maßnahme, um schnell Treibhausgasemissionen einzusparen.
- Größere Gebäude und Gebäudenetze können über Kombinationen von PV, Wärmepumpen und KWK-Anlagen effizient, kostengünstig und sozialverträglich mit Strom und Wärme versorgt werden. Geeignete Regel(Preis-)signale erlauben sowohl eine systemdienliche Fahrweise, als auch höhere Einsparung von Treibhausgasen vor allem in den südlicheren Bundesländern für die nächsten 10-15 Jahre.
- Die zunehmend höhere Eigenstromquote bei Haushalten und Unternehmen sowie der sinkende Nettostromverbrauch trägt neben den Kosten des Netzengpassmanagements zu höheren Netzentgelten pro kWh bei, da sich die Kosten auf immer geringere Strommengen verteilen.
- Im Rahmen einer Netzentgeltreform muss eine Beteiligung der Überschusseinspeisung an den Kosten der Netzinfrastruktur geregelt werden.
- Die Möglichkeit der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach §42b ENWG (Vermeidung von Versorgerpflichten) erfordert in der Regel auch einen Dienstleister zur Umsetzung und bringt daher gegenüber dem bisherigen Mieterstrommodell eher wirtschaftliche Nach- als Vorteile.
- In der Praxis werden auch noch andere Konzepte zur Eigenversorgung umgesetzt, für die eine einfache rechtliche Regelung aber bislang fehlt.

(9) Ohne Maßnahmen zur Wohnraumsuffizienz und einem dauerhaften Entziehen von Wohnungen aus dem gewinnorientierten Wohnungsmarkt (Wiener Modell) werden die Kosten für Wohnraum weiter erheblich steigen und eine energetische Sanierung in vielen Fällen verhindern.

- Der Anteil an Menschen in Deutschland der zur Miete wohnt (Mietquote) steigt.
- Die Mieten steigen: Der Kaltmietenindex ist seit Januar 2019 bis Januar 2024 innerhalb von 5 Jahren um 8,2% gestiegen und steigt weiter (destatis Verbraucherpreisindex).
- Die unteren 50 Prozent der deutschen Bevölkerung besitzen mit rd. 0,4 Billionen Euro im Jahr 2023 ein Anteil von nur rund 2,3 % am Gesamtvermögen.
- Die einkommensschwächsten 20 % der Bevölkerung in Deutschland verlieren Vermögen (Grabka & Halbmeier (DIW) 2019) und wohnen überwiegend zur Miete.
- Die Zahl der Sozialwohnungen nimmt stetig von Jahr zu Jahr weiter ab.
- Eine Strategie „Umbau statt Neubau“ kommt nicht voran.
- Erfolgreiche Maßnahmen zur Wohnraumsuffizienz (weniger Wohnraum pro Kopf), wie z.B. Belegungsvorschriften in der Schweiz oder streng umgesetzte Zweckentfremdungsverbotssatzung wie in Landau, werden in Deutschland noch wenig diskutiert oder erprobt.

- Wie dauerhaft Wohnungen dem gewinnorientierten Immobilienmarkt entzogen bleiben, zeigt das Wiener Modell (Wiener Modell).

(10) Förderprogramme für die energetische Sanierung sollten an der tatsächlichen Einsparung von Treibhausgasemissionen und in der Höhe an sozialen Kriterien bemessen werden.

- Bisherige Förderprogramme, wie die Bundesförderung energieeffiziente Gebäude zeigen hohe Mitnahmeeffekte (Reineck et al. 2022) und werden gleichzeitig nicht voll ausgeschöpft (Bär & Colmer 2024).
- Es fehlen in Deutschland Maßnahmen zur Förderung der Wohnraumeffizienz (weniger Wohnraum pro Kopf) und die Orientierung an guten Beispielen aus Nachbarländern.
- Die Clusteranalyse des Sozialklimarates (sozialklimrat2024) ergibt u.a., dass für etwa ein Drittel der Bevölkerung der bisherige Policy Mix auch bei einer Ausrichtung der Förderprogramme nach Einkommen nicht ausreicht, um ein treibhausgasneutrales Leben zu ermöglichen. Dafür braucht es zusätzliche innovative Instrumente, wie z.B. Investitionsförderung oder direkte Kompensationszahlungen (Zielorientierte Förderung statt Förderung für alle).

2 Vorwort, Danksagungen und Einführung

In 1990er Jahren konzentrierte sich die Zielsetzung der Wärmepolitik in Deutschland auf die Verbesserung der Dämmstandards und Maßnahmen zur energetischen Verbesserung der Gebäudehülle. Anfang der 2000er Jahre kamen der Ausbau erneuerbarer Energieträger im Wärmemarkt sowie die Kraft-Wärme-Kopplung hinzu ([Hertle et al. 2015](#)).

Mit der aktuellen Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und dem neuen Wärmeplanungsgesetz (WPG) hat die Bundesregierung politisch einen Paradigmenwechsel vollzogen.

Mit dem Fokus auf der Wärmepumpe liegt der Schwerpunkt nun nicht mehr auf der Einsparung der Primärenergie und der Sanierung der Gebäudehülle, sondern auf den Austausch der Heizung unter der Vorgabe des Einsatzes von 65% erneuerbaren Energien.

Manchen Experten geht diese Priorisierung auf den Heizungstausch (z.B. mit der Begründung einer derzeit zu geringen Sanierungsquote von weniger als 1% pro Jahr) zu weit.

Um die neue Situation vor allem aus Praxissicht zu bewerten, bestand das Projekt aus fünf Teilen. Es wurden

- rund 339 Praktiker*innen in der Wärmewende mittels mit 93 Fragen online befragt,
- zahlreiche tiefgehende Interviews mit Expert*innen aus ganz unterschiedlichen Praxisbereichen geführt,
- etwa 70 der zu Beginn 2024 vorliegenden kommunalen Wärmepläne Baden-Württembergs analysiert,
- Fallbeispiele hinsichtlich Emissionen, Residuallast und Kosten betrachtet sowie
- die Residuallast aus mathematisch energetischer Sicht analysiert, wenn zukünftig der Energiebedarf zu 100% aus erneuerbaren Energien (vorwiegend Sonnen- und Windstrom) gedeckt werden sollen.

Der vorliegende Bericht unterzieht damit u.a. die Zielvorgaben und neuen gesetzlichen Regelungen wie z.B. im GEG und WPG einem Praxischeck.

Mit der politisch gewollten und auch fachlich begründbaren Priorisierung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen wird die sektorübergreifende Bedeutung der kommunalen Wärmewende für die Strom- bzw. Energiewende deutlich.

Im Verbrauchssektor Gebäude entscheiden mehr Menschen und über mehr Energie (Strom und Wärme) als jeweils in den Verbrauchssektoren Verkehr oder Industrie. Es ist deshalb erforderlich, dass die Betroffenen und Akteure an dieser Transformation die erforderlichen Maßnahmen nachvollziehen und deren Reihenfolge verstehen, um mit möglichst wenig Aufwand möglichst viel Emissionen einzusparen.

Viele Praktiker vor Ort stehen derzeit vor der Frage, welche Lösungen (z.B. im Rahmen von energetischen Sanierungsfahrplänen) sie ihren Kunden, unter den derzeit sich stark ändernden Rahmenbedingungen, empfehlen sollen, um eine zukunftsfähige, kosteneffiziente Energiewende umzusetzen und die Klimaschutzziele zu erreichen.

Durch die zeitliche Verknüpfung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) besteht die Gefahr, dass sich bis 2026/2028 viele Gebäudeeigentümer mit Entscheidungen über einen Heizungstausch schwertun. Viele warten eher ab oder, wie sich aktuell abzeichnet, investieren nochmal in fossile Heizkessel statt in Klimaschutz.

Wenn Gebäudeeigentümer entweder abwarten, bis Umsetzungen der kommunalen Wärmeplanungen konkret werden, oder sich beim Heizungstausch noch für Heizungsoptionen mit

hohem Ausstoß von Treibhausgasen entscheiden, sollte noch einmal parteiübergreifend über eine für viele Jahre verlässliche Gesamtreform zur energetischen Gebäudesanierung und deren geeigneter Kommunikation nachgedacht werden, bevor eine zukünftige möglicherweise anders zusammengesetzte Bundesregierung die aktuelle GEG-Reform wieder abschaffen will.

Klar ist, dass bei der Wärmewende die Wärmepumpe aus Klimaschutzgründen eine zunehmend große Rolle spielen wird.

Klar ist aber auch, dass Wärmepumpen und die Umstellung der Wärmenetze auf erneuerbare Energien derzeit bei vielen als teuer gelten und zu einem höheren Strombedarf auch zu Zeiten führen werden, wenn wenig erneuerbarer Strom zur Verfügung steht.

Bei der kommunalen Wärmewende ist daher die Stromnachfrage und deren Abdeckung aus klimapolitischer Sicht, aber auch aus Sicht der Kosten und der Nutzung von Synergien auf der kommunalen Ebene (Lastverschiebungen, Effizienzmaßnahmen und Speicherung) eine wichtige Frage.

Kernfragen, die das Projekt bearbeitet hat, lauten:

- Welche Vor-/Nachteile hat eine eher dezentralere Abdeckung der Residuallast² und welche Synergien lassen sich im Rahmen einer Berücksichtigung bei kommunalen Akteuren heben?
- Welche Vor-/Nachteile haben demgegenüber große zentrale Residualkraftwerke?
- Welche politischen Rahmenbedingungen sind für dezentrale oder eher zentralere Lösungen notwendig?
- Wie kann eine sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung aus Praktikersicht aussehen?

Komplexitätsfalle und Rechtsbereinigung

Eine sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung ist sehr komplex. Die Komplexität einer kommunalen Energieversorgung zu verstehen ist aus Sicht des KiB e.V. aber notwendig, um zu effizienten, fehlerfreundlichen Maßnahmen und einfachen und transparenten gesetzlichen Rahmenbedingungen zu kommen.

Der aktuelle Rechtsrahmen (z.B. WPG, GEG, BEG, EnWG, EnEG, KWKG, HeizkostenV, BetriebskostenV, Mieterstromgesetz, VOB, HOAI, Wärme-LV sowie Mietrechtliche Bestimmungen), der bei der Sanierung und Energieversorgung von Gebäuden zu beachten ist, ist umfangreich, komplex und in Teilen widersprüchlich. Die nationalen Regelungen werden zusätzlich überlagert von auch für Experten kaum noch zu überblickenden europäischen Regelungen (z.B. EnEE-RL, EPBD, EE-RL, RePowerEU, EBM-VO, EBM-RL, EHS II).

Bereits der langjährige Bundestagsabgeordnete Wolfgang Schäuble hatte 2007 dazu aufgefordert den Bestand an Regeln und Verwaltungsvorschriften sukzessive und systematisch zu durchforsten. *„Das nennt man Rechtsbereinigung – ein leidiges Unterfangen, aber man kommt nicht darum herum.“* (Schäuble 2007)

Aus Sicht des KiB e.V. steht dies auch für die energetische Gebäudesanierung an.

Eine Rechtsbereinigung kann die vorliegende Analyse nicht leisten, aber einige grundlegende Anregungen geben, in welche Richtung eine für die Praktiker fehlerfreundlichere Vereinfachungen durch den Gesetzgeber entwickelt werden können.

² Residuallast meint hier die Stromlast abzgl. der Erzeugung durch Erneuerbare, wie z.B. Biomasse, Wasserkraft, Wind, Sonne oder Speicherkraftwerke.

Nach mehr als zwanzig Jahren Praxiserfahrungen mit EnEV- und GEG mit aufwändigen Berechnungen zum Primärenergiebedarf, teilweise wenig aussagekräftigen Bedarfs-, Verbrauchsausweisen und energetischen Sanierungsfahrplänen schlägt der KiB e.V. einen grundsätzlich anderen Weg vor:

- Eine Zusammenführung und Vereinfachung der die Sanierung und Energieversorgung von Gebäuden betreffenden Gesetze.
- Die Umstellung der Nachweisführung von GEG und WPG auf reale Erfolgsnachweise auf Basis gemessener Verbrauchswerte (Wärme und Strom).
- Der Primärenergiebezug wird durch einen Endenergie- und CO_{2e}-Bezug ersetzt oder zumindest ergänzt und mit der überarbeiteten europäischen Gebäuderichtlinie (EPBD) zusammengeführt, die ohnehin eine Bilanzierung von Treibhausgasemissionen (THG bzw. GWP) zumindest für neue Gebäude (auch für die Betriebsphase) einführt.

Dass erneuerbarer Wasserstoff oder andere grüne Gase (wie z.B. Biomethan) in Gaskesseln zur Wärmeerzeugung zukünftig allenfalls in Ausnahmefällen zum Einsatz kommen, sollte aus Effizienzgründen klar sein. KWK-Anlagen vor Ort können effizient und flexibel zur Abdeckung der Residuallast in einer auf Strom basierten erneuerbaren Wärmeerzeugung eingesetzt werden.

Der KiB e.V. vermisst im GEG die Nennung der Kraft-Wärme-Kopplung in Kombination mit PV und Wärmepumpe insbesondere für große Industriegebäude und Gebäudenetze mit bis zu 16 Gebäuden für die das aktuelle GEG gilt. Auch im Wärmeplanungsgesetz und in den meisten bisher vorliegenden kommunalen Wärmeplänen spielt die Frage, woher der Strom für eine weitgehende elektrifizierte Wärmewende oder wie Lastverschiebungen und Flexibilität auf lokaler Ebene organisiert werden können, allenfalls eine untergeordnete Rolle. Die Verantwortung für die Frage der Flexibilität und Residuallasterzeugung verbleibt damit bislang mit der Kraftwerksstrategie, dem Strommarktdesign und der Netzentgeltreform weitgehend beim Bund und den großen Energieversorgern.

Aus Sicht des KiB e.V. müssen die kommunalen Akteure Verantwortung für Lastverschiebung, Flexibilität und Residuallastabdeckung vor Ort übernehmen, um den Aufwand für Backup-Kapazitäten beim Infrastrukturausbau (Übertragungsnetze, Verteilnetze, Kraftwerkskapazitäten) zu minimieren.

Der vorliegende Bericht wirbt daher dafür,

- den zunehmenden residualen Strombedarf im Wärmesektor sowie Flexibilitätsoptionen auf allen Ebenen bei der kommunalen Wärme-/Infrastrukturplanung, dem Fernwärmeausbau, der Umstellung auf Erneuerbare Energien, aber auch bei Gebäuden und Gebäudenetzen zu berücksichtigen,
- weg von der Bedarfsberechnung hin zu einem verbrauchsbasierten Monitoring mit Optimierung zu kommen, sowie
- die Notwendigkeit eines aufeinander abgestimmten Ausbaus von kommunaler Energie-Infrastruktur wie Erzeugungsanlagen, Fernwärme, Strom und Wasserstoffnetzen für die Umsetzung der Klimaschutzziele zu erkennen und zu kommunizieren.

Der Bericht versucht, die Ergebnisse, Schlussfolgerungen und Maßnahmenvorschläge aus Praxissicht in einen überblickenden Zusammenhang zwischen technischen als auch sozialen Aspekten der energetischen Gebäudesanierung (Wärmewende, Wohnraumsuffizienz etc.) zu stellen.

Dazu wurden die Vorschläge aus Sicht von Praktikern zusammengestellt, wie man vorgehen sollte, damit Kommunen, Wohnungsunternehmen, Planer und Energieberater in der verbleiben-

den kurzen Zeit bis 2045 unter Berücksichtigung auch der Vorkettenemissionen im Gebäudebereich möglichst viel effizient (hinsichtlich Baustoffen, Kapital, Planungs- und Arbeitskapazitäten) Emissionen einsparen könnten.

2.1 Anmerkungen der KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (KEA-BW)

Die KEA-BW ist als Landesenergieagentur in diesem Projekt in Bearbeitung einzelner Arbeitspakete involviert. Den in diesem Bericht aufgelisteten Empfehlungen und Schlussfolgerungen wird nicht umfänglich gefolgt.

Folgende Thesen sind aus Sicht der KEA-BW zu hinterfragen:

1. *Aus Sicht des KiB e.V. müssen die Kommunen und kommunalen Akteure Verantwortung für Lastverschiebung, Flexibilität und Residuallastabdeckung vor Ort übernehmen, um den Aufwand für Backup-Kapazitäten beim Infrastrukturausbau (Übertragungsnetze, Verteilnetze, Kraftwerkskapazitäten) zu minimieren. (Kapitel 1.1)*

KEA-BW: Der Ausbau und die Instandsetzung sowie der Betrieb von Übertragungs- und Verteilnetzen ist nicht Aufgabe der Kommunen. Die Verantwortung, die in §12 EnWG beschrieben ist, liegt bei den Netzbetreibern. Diese haben „dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen.“ (§12 (3)). Eine Übertragung dieser Aufgaben an die Kommunen ist nicht zielführend und sinnvoll, die KEA-BW lehnt dies ab. Ein Austausch und eine Abstimmung zu diesem Themenkomplex zwischen Netzbetreiber und Kommune kann jedoch angestrebt werden.

2. *Der vorliegende Bericht wirbt dafür, den zunehmenden residualen Strombedarf im Wärmesektor sowie Flexibilitätsoptionen auf allen Ebenen bei der kommunalen Wärmeplanung, dem Fernwärmeausbau aber auch bei Gebäuden und Gebäudenetzen zu berücksichtigen, [...]*

KEA-BW: Der kommunale Wärmeplan ist in seiner aktuellen Ausgestaltung nach Klimaschutz- und Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg (KlimaG BW) und Wärmeplanungsgesetz (WPG) eine übergeordnete Fachplanung, nach der die verpflichtete Kommune bis 2040 einen klimaneutralen Gebäudebestand im Wärmebereich erreichen sollen. Festgelegt sind die vier Punkte der Bestandsanalyse, Potentialanalyse, Aufstellung eines Zielszenarios und einer Wärmewendestrategie mit Maßnahmen (weitere Informationen finden Sie im KEA-BW - Leitfaden Wärmeplanung). Wie dies erreicht wird und welche genauen Aufgaben sich daraus ergeben regelt das Gesetz nicht. Es können Empfehlungen ausgesprochen werden, wie die Berücksichtigung des Stroms in der Wärmeversorgung, dies sollte aber nicht im KlimaG bzw. WPG erfolgen, sondern in einer gesonderten Verordnung zum Thema Energieleitplanung, wie dieser Bericht empfiehlt.

3. *Kapitel 6.5 Die leitungsgebundene Wärmeversorgung über Wärmenetze und Gebäudenetze*

KEA-BW: Die leitungsgebundene Wärmeversorgung bietet neben den hier beschriebenen Nachteilen einige Vorteile wie Versorgungssicherheit und Vermeidung von Pflege und Instandhaltung einer Anlage. Diese sind jedoch in dem Kapitel nicht benannt, sollten aber beachtet werden. Einige davon können dem KEA-BW-Flyer Wärmenetze entnommen werden.

2.2 Danksagungen

Der Deutschen Bundesstiftung Umwelt dankt der KiB e.V. für Ihr Interesse, Vertrauen und die finanzielle Unterstützung.

Ein großer Dank gilt allen, die sich die Zeit genommen haben, den mit 93 Fragen sehr umfangreichen Onlinefragebogen auszufüllen oder uns für Interviews, Fragen und Rückfragen und viele Anregungen zur Verfügung gestanden haben. Sie alle haben damit einen wichtigen Beitrag zum Bericht geleistet.

Allen Projektpartnern insbesondere Florian Anders von der KEA-BA, Matthias Seelmann Eggebert, Martin Ufheil, Hannes Erhardt und Cosima Freier, Solares Bauen GmbH und Heinz Ullrich Brosziewski sei für ihre vielen konstruktiven Diskussions- und Textbeiträge gedankt.

Den hauptamtlichen Mitarbeitenden (Craig Morris, Greta Waltenberg und Philipp George) des KiB e.V. gilt ebenfalls ein großes Dankeschön für die Unterstützung bei den zahlreichen inhaltlichen Diskussionen, der organisatorischen Abwicklung, dem Quellenverzeichnis sowie den zahlreichen Korrekturrunden.

Kurt Gramlich, Beirat im KiB e.V. hat in einem Endspurt ganz wesentlich zur besseren Lesbarkeit des Berichts beigetragen.

Jörg Lange

Freiburg, den 31.7.2024

3 Kurzfassung der Ergebnisse und Empfehlungen

3.1 Ausgangslage Strom und Wärme

Die Politik setzt bei der Stromversorgung mit Netzausbauplan und Kraftwerksstrategie überwiegend auf zentrale Strukturen. Überschuss an erneuerbarem Strom aus dem Norden soll in den Süden zu den Verbrauchsschwerpunkten transportiert, Residuallast zukünftig per Ausschreibung vor allem durch große kostengünstige zu einem späteren Zeitpunkt auf Wasserstoff umstellbare Gas-Kraftwerke erzeugt werden. Eine Abwanderung energieintensiver Produktion aus dem Süden will man verhindern. Vor allem für die südlichen Bundesländer soll sich an der nicht verursachergerechten Gestaltung der Netzentgelte nichts ändern.

Bei der Wärmeversorgung setzt man vorrangig auf Wärmepumpen sowie industrielle Abwärme und Geothermie über Wärmenetze. Kommunale Wärmepläne sollen den Weg dahin aufzeigen. Über den benötigten Stromnetzausbau und die Herkunft des zusätzlichen Stroms der Wärmepumpen geben sie bislang kaum Auskunft.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen von Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz bis 2037 (2023) von rund 21.663 km Trassenlänge und einem Investitionsvolumen von 209 Mrd. € aus (NEP_2037_2045_V2023_2, S. 254). Eine aktuelle Kurzstudie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln (EWI) kommt auf bis zu +18 Cent/kWh an Netzentgelten bis 2045 für Haushaltskunden (derzeit durchschnittlich bereits mehr als 11 Cent/kWh).

Hinzu kommen aufgrund der geplanten Ausbauraten bei Erneuerbaren, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen hohe, weitere erwartbare Investitionen in den Ausbau der Verteilnetze. Bereits heute klagen einige, dass sie vor Ort ihre Solar- und Windstromanlagen nicht mehr ans Netz bekommen.

Im Energie- und Klimaplan der Bundesregierung heißt es zum Gebäudebereich, dass die Treibhausgasemissionen 109 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahr 2023 auf 67 Mio. t CO₂-Äquivalente bis 2030 sinken sollen.

Dabei ist es der Bundesregierung wichtig sicherzustellen, *„dass diese Maßnahmen machbar, bezahlbar, wirtschaftlich, technologieoffen, ökologisch und – nicht zuletzt – zuverlässig, langlebig und nutzerfreundlich sind. Auch die sozialen Auswirkungen sind zu berücksichtigen. Sektorübergreifend können weitere Einsparungen durch die Verringerung der indirekten Emissionen erzielt werden.“* (Energie- und Klimaplan 2023, S. 49). Die Praxis hingegen sieht derzeit noch anders aus, vgl. dazu Tabelle 2 und Kapitel 4.1.

Dass einige der für die Energiewende formulierten Ziele nicht erreicht werden, wird auch vom Bundesrechnungshof in einem Sonderbericht für wahrscheinlich gehalten (Bundesrechnungshof 2024).

3.2 Die wichtigsten Ergebnisse aus der Auswertung kommunaler Wärmepläne, den Expertenbefragungen, untersuchten Fallbeispielen und der Sichtung aktueller Literatur

Kommunale Wärmepläne in Baden-Württemberg³

- In den im Rahmen dieses Projektes bis zum ersten Quartal 2024 veröffentlichten und auswertbaren 66 kommunalen Wärmeplänen (KWP) von Städten und einem Landkreis in

³ Bis Ende2023 waren 104 Städte und Landkreise gesetzlich verpflichtet kommunale Wärmepläne vorzulegen.

Baden-Württemberg mit zusammen rund 4,54 Millionen Einwohner, wird davon ausgegangen, dass durch Effizienzgewinne und energetische Sanierungen der Gebäudehülle vom Basisjahr (oft 2019) bis zum Zieljahr (oft 2040) der Wärmebedarf (meist als Endenergiebedarf angegeben) innerhalb von 20 Jahren im Durchschnitt (gemessen an den Einwohnern) um 32% zurückgeht.

- Der Anteil am Wärmebedarf, der durch Wärmenetze in den Kommunen gedeckt wird, steigt von derzeit etwa 17% (vom Wärmebedarf des Basisjahres) auf 48% (vom Wärmebedarf im Zieljahr).
- In den meisten Wärmeplänen fehlt eine Einschätzung dazu, mit welchen Fernwärmepreisen, Investitionskosten oder mit welchen Handwerkskapazitäten bei der energetischen Sanierung der Gebäude gerechnet wird. Ebenso fehlen Abschätzungen zum notwendigen Ausbau des Stromnetzes oder alternativ zu Flexibilitätsoptionen, die ermöglichen, mit einem geringeren Stromnetzausbau auszukommen. Allenfalls gibt es allgemeine Angaben zum zusätzlichen Strombedarf von Wärmepumpen.
- In vielen Wärmeplänen fehlt so etwas wie z.B. ein 5-Jahresplan, aus dem hervorgeht, welche konkreten Projekte geplant und in welchem Umsetzungsstand sie sind. Für viele genannte Maßnahmen/Projekte sind erst noch Machbarkeitsstudien zu erstellen.

Expertenbefragung

- Praktiker berichten, dass ein Monitoring von Energieverbräuchen von Gebäuden und eine entsprechende Nachsteuerung bislang noch zu wenig vorgenommen werden, obwohl zahlreiche Fallbeispiele zeigen, dass mit einem einfachen Monitoring und daraus abgeleiteten Maßnahmen sich in vielen größeren Gebäuden bereits bis zu 20 % der Energieverbräuche durch angepasste Einstellungen (Zirkulationszeiten, Vorlauftemperaturen u.v.m.) meist mit geringem Aufwand einsparen lassen. In Nichtwohngebäuden läuft manche Heizung unbemerkt auch im Sommer bei gleichzeitiger Kühlung.
- Die Auswertung des Wohnungsbestandes eines Wohnungsunternehmens zeigt, dass sich der Endenergieverbrauch von Gebäuden in unterschiedlichen Jahren ohne jede bauliche Maßnahme bis zu 3 Gebäudeenergieeffizienzklassen (temperaturbereinigt) stark variieren kann. So betrug bei der Auswertung von 45 Gebäuden über 10 Jahre (2011-2020) und einem mittleren spezifischen Verbrauch von 133 kWh/m² und Jahr der Unterschied ohne Maßnahmen zwischen maximalem und minimalem Verbrauch durchschnittlich 45 kWh/m² und Jahr, bei einem Gebäude bei bis zu 100 kWh/m² und Jahr. Wesentliche Gründe dafür sind das Verhalten der Bewohner und/oder schlecht geregelte Heizungskomponenten.
- Bei hohen Wärmebedarfsdichten ist die Installation von Wärmepumpen oftmals auf Grund von Platzmangel bzw. Schallimmissionen eine große Herausforderung.
- Entgegen der Auffassung der Mehrheit der online befragten Praktiker bestätigen die meisten per Interview befragten Experten, dass mit einer Sanierung der Heizung, z.B. Hybridheizung mit Wärmepumpe, in der Regel nicht auf eine Sanierung der Gebäudehülle gewartet werden muss.

Erst dämmen oder erst die Heizung sanieren?

- Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle sind nur im Rahmen turnusgemäß notwendiger Sanierungsmaßnahmen (Sowiesokosten) kosteneffizient zu realisieren.
- Die CO₂-Vermeidungskosten bei der Priorität Heizungserneuerung sind niedriger als bei der Priorität Sanierung der Gebäudehülle außerhalb turnusgemäßer Sanierungsmaßnahmen für Erstere.

Residuallast

- Die volatile positive residuale Spitzenlast⁴ wird trotz Ausbau der Erneuerbaren steigen.
- Die negative Residuallast⁵ wird an vielen Stunden im Jahr durch den Ausbau der Erneuerbaren enorm ansteigen und erfordert erhebliche Flexibilität, um den Strom zu nutzen statt abzuregeln.
- Zentrale große Residualkraftwerke können flexibel auf die Nachfrage reagieren, reizen aber selbst keine Flexibilität auf Nutzerebene an.
- Bei einem monovalenten Einsatz von Wärmepumpen steigt die Residualspitzenlast von Wohngebäuden mit mittleren spezifischen Wärmebedarfen beim Stromverbrauch um den Faktor 5-6.
- Dieser Faktor sinkt auf etwa 2,5 bei einer Hybridheizung und der Auslegung der Nennleistung der Wärmepumpe bei -7°C Außentemperatur auf etwa 30% der maximalen Heizleistung der Wärmepumpe.
- Bei der Auslegung der Wärmepumpe hängt die notwendige Nennleistung der Wärmepumpe stark von der maximal notwendig zu erreichenden Vorlauftemperatur ab. Bei einer maximal notwendigen Vorlauftemperatur von 35° liegt der Wirkungsgrad etwa doppelt so hoch wie bei einer Vorlauftemperatur von 65°C. Zudem erreichen zahlreiche Wärmepumpen ab -7° Außentemperatur bei Vorlauftemperaturen von 65°C bereits nur noch Wirkungsgrade (COP) unter 2.
- Die Flexibilität (Synergien) durch Speicherung und Lastverschiebung wird von dezentralen Kombinationen aus PV, Wärmespeicher, KWK, WP, Elektrolyse und ggf. Batterien z.B. als Quartierspeicher extrem erhöht.
- Die Anteile, die jeweils von KWK und Wärmepumpen bei regenerativer Vollversorgung von größeren Gebäuden und Gebäuden bereitzustellen sind, liegen (bei Minimierung des Primärenergieeinsatzes) weitgehend fest und hängen von dem angenommenen Verhältnis zwischen Wind und PV ab (vgl. Kapitel 13).
- Flexible systemdienliche Netzentgelte und flexible, lokale Strompreise (Nodal Pricing) können Flexibilitätspotentiale fördern.

Fernwärmeausbau

- Die angenommen Ausbauraten von z.B. Fernwärmeanschlüssen, Großwärmepumpen und Wärmepumpen in den Langfristszenarien lassen sich derzeit nicht umsetzen.
- Das oft zitierte und gelobte Beispiel aus Dänemark zum Ausbau der Fernwärme ist nur bedingt auf die Verhältnisse in Deutschland übertragbar, da in Dänemark die meisten Fernwärmeversorger nicht auf einen Gewinn abzielen, sondern kostendeckend arbeiten.

Bewertung der Verbrennung von Holzbiomasse

- Der bislang öffentlich zugängliche Entwurf der Biomassestrategie, Entwurf 6,2,2024 geht von einem Rückgang des verfügbaren Waldholzaufkommens (inkl. Reststoffe) von 75 Mio. m³ im Jahr 2020 auf 58-72 Mio. m³ bis 2050 aus. Dem beschränkten Angebot an Biomasse steht eine zunehmende Nachfrage nach Biomasse sowohl in der energetischen als auch der stofflichen Nutzung gegenüber.
- Die Verbrennung von Holz nimmt 2022 mit etwa 140,6 TWh an der regenerativen Wärmeerzeugung in Deutschland den größten Anteil ein. Dies entspricht dem Ausstoß von

4 Mit positiver Residuallast wird hier die Stromlast abzgl. der Erzeugung durch Erneuerbare, wie z.B. Biomasse, Wasserkraft, Wind, Sonne oder Speicher bezeichnet, die zeitgleich durch konventionelle meist fossil betriebene Kraftwerke erzeugt werden muss.

5 Von negativer Residuallast wird in diesem Bericht gesprochen, wenn die Erzeugungsleistung der Erneuerbaren die zeitgleiche Stromlast übersteigt.

rund 51,7 Mio. Tonnen CO₂. Dies ist mehr als der Kohlenstoffspeicher des Waldökosystems in Deutschland im Durchschnitt der drei Jahre 2019-2021 pro Jahr zugenommen hat. Damit kann eine weitere Zunahme der Verbrennung von Holz nicht mehr als treibhausgasneutral bewertet werden.

3.3 Empfehlungen im Einzelnen

Dr. Martin Sabel, Geschäftsführer BWP:

„Das Ziel von 500.000 Wärmepumpen ab 2024 kann nur durch das Zusammenspiel aus Ordnungsrecht, Förderung und eben Energiepreisen erreicht werden.“ (BWP, 13.11.23).

Die vorliegende Studie empfiehlt den gesetzlichen Rahmen zu Gebäuden auf sektorübergreifende Anforderungen hin anzupassen und sich parteiübergreifend auf langfristige, einfachere, fehlerfreundliche politische Rahmenbedingungen zu verständigen, die von Folgeeregierungen allenfalls noch nachgesteuert werden müssen.

Dazu sind Ordnungs-, Förder- und Bepreisungspolitik für Gebäude besser aufeinander abzustimmen, (vgl. Abbildung 1).

- **Ökonomische Anreize (Bepreisung):** Im Fall der Gebäude legt das Brennstoffemissionshandelsgesetz seit dem 1.1.2021 einen steigenden CO₂-Preis auf Brennstoffe wie Erdgas und Erdöl fest. Der Ausstoß an CO₂ bzw. Treibhausgasemissionen ist bislang nicht das maßgebliche Bewertungskriterium im GEG, sollte es aber werden.
- **Standards durch Ordnungsrecht setzen:** Bei Neubauvorhaben, bei der Instandsetzung von Heizungsanlagen oder der Sanierung von Bestandsgebäuden sollten ordnungspolitische Vorgaben wie z.B. Energiestandards, Auslaufpfade für fossile Anteile bzw. Ausbaupfade für den Anteil an Erneuerbarer Wärme oder noch besser Reduktionspfade für den Ausstoß von Treibhausgasen die CO₂-Bepreisung unterstützen. Im GEG sind derzeit nur ein Betriebsverbot von Heizkesseln mit fossilen Brennstoffen ab 2045 und ein Pauschalwert von 65% EE vorgesehen.
- **Anreize durch gezielte Förderung und/oder Entlastungen** gegenläufig zum Anstiegspfad des CO₂-Preises setzen, wie z.B. über die Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG).

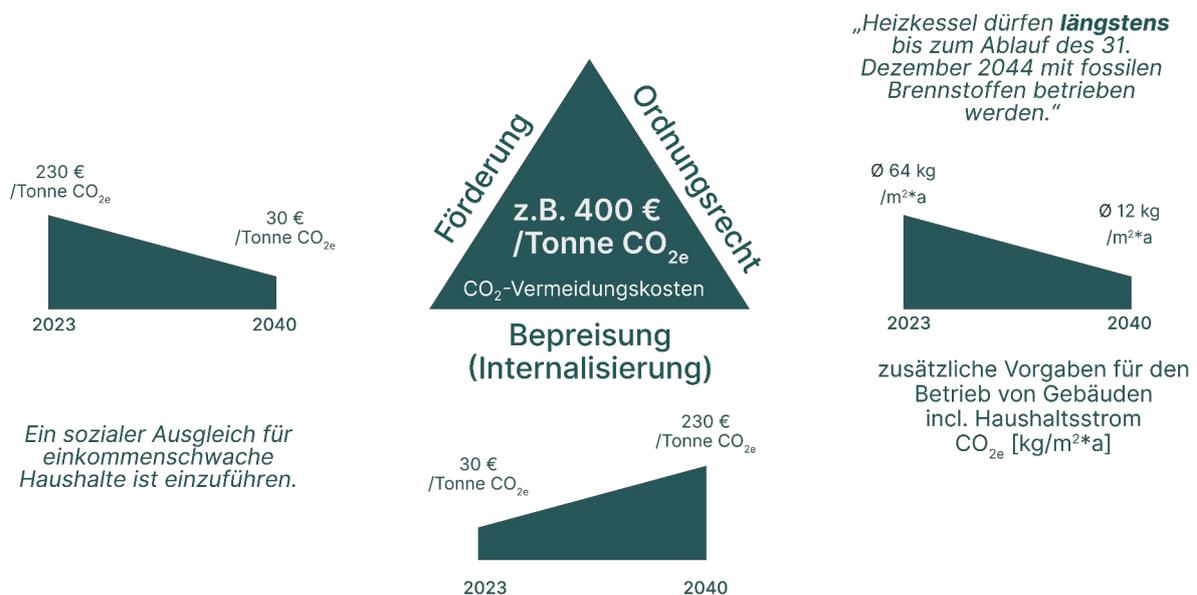


Abbildung 1: Als Förderinstrument sollte die BEG mit Bepreisung und Ordnungsrecht abgestimmt werden.

Statt den gesetzlichen Rahmen für einen klaren CO₂-Preisanstiegspfad oder Korridor zu schaffen und einen entsprechenden gegenläufig an den CO₂-Vermeidungskosten orientiertes Förderprogramm zu entwickeln, stellt das BMWK in seinen grundlegenden Pflichtinformationen zum Gebäudeenergiegesetz lediglich den Zusammenhang zwischen den Lösungsoptionen des GEG und verschiedener weit auseinander gehender Szenarien einer CO₂-Preisentwicklung und entsprechenden Kostenrisiken für Erdgas oder Öl betriebene Heizungen her (BMWK, 1.3.2024).

Konkret schlägt KiB vor:

Kommunale Wärmepläne zu Energieleitplänen weiterentwickeln

- Der erhöhte Stromspitzenbedarf z.B. durch Wärmepumpen und die erhöhte Spitzenlastabdeckung der Residuallast ist sowohl im Rahmen kommunaler Wärmepläne als auch bei Objekt- und Gebäudenetzversorgungen zu berücksichtigen, um den benötigten Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze auf ein realistisches und bezahlbares Maß zu begrenzen.
- Im Rahmen von kommunalen Wärmeplänen und Sanierungsfahrplänen sollte ein Kostenvergleich zwischen Wärmenetzanschluss und dezentraleren Lösungen aus Nutzersicht erfolgen und transparent dargestellt werden. Dazu sollten aktuelle Preise (Preisblätter) für die Nah- und Fernwärme sowie Preisprognosen bei einem Ausbau in geeigneter und aktueller Form z.B. über eine Webseite zu den einzelnen Versorgungsgebieten zugänglich sein.
- Kommunen sollten für eine Energieleitplanung (Stichwort Residuallastminimierung statt nur Wärmeplanung) sensibilisiert, und entsprechende Förderprogramme sollten aufgelegt werden.

Energetische Sanierung der Gebäudehülle

- Die Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) sollte schnell in deutsches Recht umgesetzt werden, da sie u.a. den durchschnittlichen Primär- bzw. Endenergieverbrauch von Gebäuden senkt und auch eine Erhöhung der Sanierungsquote ermöglicht.
- Ein Anreiz zur Sanierung der Gebäudehülle unter Verwendung von Materialien mit geringem ökologischem Fußabdruck, wie z.B. Holz, erfolgt am effizientesten durch höhere CO₂-Preise auf energie- bzw. treibhausgasintensivere Materialien im Rahmen des EU-ETS I.

Treibhausgase mindern durch Monitoring, Betriebsoptimierung und einfacher Meldepflicht

- Eine permanente Betriebsoptimierung ist gefragt: Es sollte sehr viel Wert auf die Abstimmung, Einregulierung, dem Monitoring und ggf. Nachjustierung der Wärmeerzeuger (z.B. Spitzenlastkessel, KWK, Wärmepumpe, PV etc.) gelegt werden, um über den Betrachtungszeitraum mit möglichst wenig Emissionen auszukommen und Betriebsrisiken, z.B. durch Betrieb von Erdgaskesseln statt Wärmepumpen, zu vermeiden.
- Einführung einer einfachen Meldepflicht der Verbrauchswerte (Jahreswerte z.B. alle zwei Jahre) fossiler und erneuerbarer Brennstoffe von Gebäuden, wie z.B. Erdgas-, Öl, Biogas, Pellets, dem Strombezug über ein zentrales Register (ähnlich Marktstammdatenregister). Über automatisierte Berechnungen und entsprechend auf dem Stand gehaltenen Emissionsfaktoren (beim Strom auf Grundlage stündlicher Verbrauchsprofile für z.B. Wärmepumpen) könnte der Erfolg von Sanierungsmaßnahmen an die Gebäudeeigentümer und in aggregierter Form an Kommunen zurückgespiegelt werden. Um Datenschutz zu gewährleisten, sollten nur die Gebäudeeigentümer Zugriff auf die objektbezogenen Daten haben. Mietenden sollten das Recht auf Auskunft zu diesen Daten eingeräumt werden. Aggregierte Daten stehen der Öffentlichkeit zur Verfügung.

- Echtzeit- und Prognosedaten regionaler Emissionsfaktoren (auf Länder- oder Verteilnetzebene) sollten für die Regelung und das Monitoring dezentraler Anlagen mit geeigneten Schnittstellen zur Verfügung gestellt werden (vgl. z.B. [co2map.de](https://www.co2map.de))

Technik

- Bei höheren spezifischen Wärmebedarfen sowohl bei Ein- und Zweifamilienhäusern als auch bei Mehrfamilienhäusern und Gebäudenetzen bieten sich auch ohne Sanierung der Gebäudehülle Hybridheizungen an, bei der die Wärmepumpe in der Regel auf etwa 30% der notwendigen Spitzenlast inkl. Pufferspeicher (Nennleistung bei -7°C Außentemperatur) ausgelegt wird. Damit können etwa 70-85% des Wärmebedarfs über das Jahr abgedeckt werden, da in der Regel der Wirkungsgrad und damit die Nennleistung im Gegensatz zum Erdgaskessel oder einer KWK-Anlage mit zunehmender Außentemperatur steigt.
- Insbesondere bei Mehrfamiliengebäuden mit zentraler Warmwasserbereitung (Legionellenproblematik) ist es daher bei der Auswahl der Wärmepumpe besonders wichtig ein effizientes Modell (hoher COP auch bei Vorlauftemperaturen von 65°C) mit natürlichen Kältemitteln (z.B. Propan) zu wählen. Alternativen z.B. mit UV-Desinfektion oder Membranfiltration, um auch bei einer zentralen Warmwasserversorgung mit niedrigen Vorlauftemperaturen auszukommen, befinden sich erst in der Erprobung.

Residuallastabdeckung

- Bei größeren Gebäuden (Wohn- Büro, wie Produktionsgebäuden) und Gebäudenetzen (nach dem GEG sind Gebäudenetze Wärmeverbände bis zu 16 Gebäuden) bieten sich vor allem aus Gründen der Minderung der Residuallast und der Kosten Kombinationen aus Wärmepumpen, dezentraler KWK (umrüstbar auf „grüne“ Gase), Photovoltaik und einem gemeinschaftlichen Stromversorgungskonzept zum Heben von Flexibilitäten (auch durch Lastverschiebung von Haushaltsgeräten) an.

Gemeinschaftliche Eigenversorgung vereinfachen

- Damit Mietende auch an der Energiewende teilhaben können und finanziell entlastet werden, sollte die gemeinschaftliche Eigenversorgung zusätzlich zum §42b im Energiewirtschaftsgesetz (Solarpaket I) einfach gesetzlich über die Änderung der Betriebskostenverordnung geregelt werden: Eigen- bzw. Haushaltsstrom sollte ebenso wie Wärme einfach, z.B. über ein Summenzählermodell von Hausverwaltungen als Nebenkosten abgerechnet werden können wie in der Schweiz („Schweizer Modell“ [energieschweiz VEWA 09.2023 S.42](https://www.energieschweiz.ch/VEWA_09.2023_S.42); [zev-eigenverbrauch](https://www.zev-eigenverbrauch.de)). Damit können Versorgungen aus z.B. PV, Wärmepumpen und KWK besser und preiswerter kombiniert und KWK-Anlagen systemdienlich und in Zeiten niedrigen erneuerbaren Stromangebots in größeren Gebäuden oder Gebäudenetzen eingebunden und abgerechnet werden. Das spart Emissionen, Residuallast und entlastet sowohl das Verteil- als auch das Übertragungsnetz. Es gibt Beispiele, die das auch in Deutschland schon seit 25 Jahren so praktizieren.

GEG – Kraft-Wärme-Kopplung in Kombination mit Wärmepumpe und PV

- KWK vor Ort (langfristig H₂-basiert) mit PV und Wärmepumpen sowie einer gemeinschaftlichen Eigenversorgung in Gebäudenetzen und/oder größeren Gebäuden zu kombinieren ist eine finanziell wie ökologisch, systemdienliche attraktive Option, die im GEG ausdrücklich benannt werden sollte.
- Eine auf Wasserstoff umrüstbare KWK-Anlage sollte in der Kombination mit einer Wärmepumpe als Lösungsoption im GEG auch ohne rechnerischen Nachweis nach DIN/TS 18599 Beiblatt 2 im GEG ergänzt werden.

- Im Rahmen von Initiativen wie z.B. CO₂Map könnte es in Kürze möglich sein, Erzeugungsanlagen, wie Wärmepumpen und KWK-Anlagen nach regionalen und stündlich ermittelten verbrauchs-basierte CO₂-Emissionsintensitäten des Stroms auszuregulieren und zu bewerten. Diese Entwicklungen sollten durch entsprechende Anreize gefördert werden.

Bewertung der Emissionen

- Der Betrieb von Gebäuden nach dem GEG sollte zukünftig nach Treibhausgasemissionen (z.B. im Rahmen einer AGFW-Exergieanalyse 2023) bewertet werden. Damit könnten viele Regelungen zu einzelnen Erfüllungsoptionen im GEG entfallen und einen Nachweis drastisch vereinfachen. Die Nachweisgröße kgCO_{2e}/(m² · a) anstelle kWhPE/(m² · a) ist die eigentliche Zielgröße für den Klimaschutz, und ihre Erhebung ist bereits für Neubauten durch die in Kraft getretene Novelle der EPBD vorgeschrieben.
- Die Emissionen für den Wärmepumpenstrom 2030 (jährlicher Strommix) sind in vielen Studien zu niedrig angesetzt. Die Vorkettenemissionen werden bei entsprechenden Emissionsfaktoren nur selten berücksichtigt.
- Im GEG und WPG sollte ein Verfahren etabliert werden, wie im Betrieb die Emissionen zusätzlich benötigten Stroms z.B. für Wärmepumpen inkl. der Vorkettenemissionen bewertet werden können.
- Insbesondere für die Logik, die regelt, welcher Wärmeerzeuger (insbesondere WP, KWK) in Gebäuden, Gebäudenetzen oder Wärmenetzen zu welcher Zeit die Wärme erzeugt, sollten zukünftig stündliche lokale Prognosewerte für die Residuallastemissionen zur Verfügung stehen.
- Ein angemessener, die knapper werdende Ressource Biomasse berücksichtigender Emissionsfaktor für die Verbrennung von Biomasse sollte im GEG eingeführt werden, wie bereits in dem Biomassestrategie, Entwurf, 6.2.2024 vorgesehen.

Förderung/Anreizsysteme

- Im Rahmen der Anpassungen des Brennstoffemissionshandelsgesetz und Ausgestaltung des europäischen Emissionshandels für Wärme und Verkehr (ETS II) sollten, höhere, verlässliche, ansteigende CO₂-Preispfade etabliert werden.
- Die Verfügbarkeit von fester Biomasse ist limitiert, ihre Verfeuerung sollte daher nicht länger über die Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG) gefördert werden (BEG-Richtlinien).
- BEG/Förderprogramme sollten nach Treibhausgas-Minderung (€/Tonne eingesparte Emissionen durch Maßnahmen z.B. bis 2045) bemessen und einkommensabhängig und in Abhängigkeit der CO₂-Preise ausgestaltet werden. Die Bundesförderung energieeffiziente Gebäude könnte damit deutlich einfacher ausgestaltet werden.
- Zusätzliche Anreize könnten über eine kommunale Grundsteuerkomponente auf Basis der Treibhausgase eingeführt werden, die den Kommunen zur Unterstützung der Finanzierung der Umsetzung einer Energieleitplanung und für gezielte Förderprogramme zur Verfügung steht.
- Für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) braucht es Anreize für eine systemdienliche und zusammen mit einer Wärmepumpe flexible Fahrweise vorwiegend zur Abdeckung der Residuallast und der Umrüstung auf grüne Gase (EEG, KWKG, GEG und WPG).

3.4 Offen gebliebene Fragen

- Mit welchen Kosten (Fernwärmepreisen) sind die in den Langfristszenarien und Wärmeplänen geplanten erneuerbare Wärmeanteile insbesondere von industrieller Abwärme, Großwärmepumpen und der Nutzung der Tiefengeothermie verbunden?

- Sind die Pläne zur Nutzung von Geothermie realistisch?
- Wie lässt sich der bisherige Einbau von 0,8 Wärmepumpen pro Fachkraftmonat steigern?
- Kraftwerksstrategie: Wieviele zentralen Kraftwerke mit welcher elektrischen Effizienz werden sich bei den Ausschreibungskriterien mit welchen Kosten durchsetzen?
- Welche Rolle können Speicherkraftwerke bei der Abdeckung der Residuallast spielen?
- Ist es nicht sinnvoll, zumindest für den Gebäudesektor, Energieerzeugung, Energiespeicher und Wasserstoffherzeugung aufgrund der bald zu erwartenden Solarstromüberschusses an vielen Stunden im Sommer so dezentral wie möglich und nur so zentral wie nötig zu organisieren?
- Ist die Verteilung der Zuständigkeiten geeignet (Wärmesektor im BMWSB und Stromsektor im BMWK)? Müssen Wärme und Strom nicht immer zusammengedacht werden?
- Wie zentral oder dezentral sollten Elektrolyseanlagen und potentielle Wasserstoffverbraucher wie KWK-Anlagen organisiert werden?
- Welche Kriterien gibt es für den Abbau oder den Umbau der Erdgasverteilnetze in Wasserstoffnetz oder Mischgasnetz z.B. zum Anschluss von KWK und Elektrolyseanlagen?
- Wie sollte ein umsetzbarer Aufgabenkatalog im Rahmen einer Energieleitplanung in der Praxis aussehen?
- Wie sehen geeignete Kriterien für die Ausweisung von Vorranggebieten für Nah- und Fernwärmenetze unter Berücksichtigung der Kosten aus Nutzerperspektive aus?
- Wie kann man Kommunen dazu motivieren sich um die Erzeugung positiver und sinnvoller Nutzung negativer Residuallasten zu kümmern?
- Es ist zu prüfen, ob eine weitergehende Versorgung mit erneuerbarer Energie vor Ort in Zeiten geringen Dargebots an Solar- und Windstroms über eine (dezentrale), saisonale Speicherung und H₂-Erzeugung zu Zeiten überschüssigen Stroms aus Wind und Sonne z.B. als Methanol und KWK organisiert werden kann.
- Für Gebäudenetze (Gebäudeenergiegesetz) gelten andere Vorgaben wie für Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz). Die Definition/Abgrenzung Gebäudenetz zu Wärmenetz ist relativ willkürlich. Wie erfolgt eine Abgrenzung von „unvermeidbare Abwärme aus der Stromerzeugung“ zur Nutzwärme aus der KWK?
- Wärmeplanungsgesetz und Gebäudeenergiegesetz geben bislang keine Handreichung für eine geeignete Abstimmung/Verzahnung zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle. Was passiert mit den Fernwärmepreisen, wenn im Laufe Zeit energetische Sanierungen der Gebäudehülle erfolgen und der Wärmebedarf und damit die Abnahme von Wärme zurückgeht?
- Eine systematische Analyse der realen Emissionseinsparungen und Residuallasten von Wärmepumpen insbesondere mit und ohne Kombination von KWK, PV und Lastverschiebungen nach Abzug von Mess-, Steuer- und Technikkosten steht noch aus.
- Die Expertenbefragungen ergaben ein uneinheitliches Bild, ob Sanierungsfahrpläne mit Hilfe der im Zusammenhang kommunaler Wärmepläne erhobenen gebäudescharfen Daten und digitaler Zwillinge auch automatisiert nach einheitlichen Kriterien erstellt werden können. Es ist daher zu prüfen, ob solche automatisiert erstellten Sanierungsfahrpläne für Gebäudeeigentümer im Vergleich zu individuellen Sanierungsfahrplänen zu günstigeren Kosten angeboten werden können (vgl. Abbildung 2).

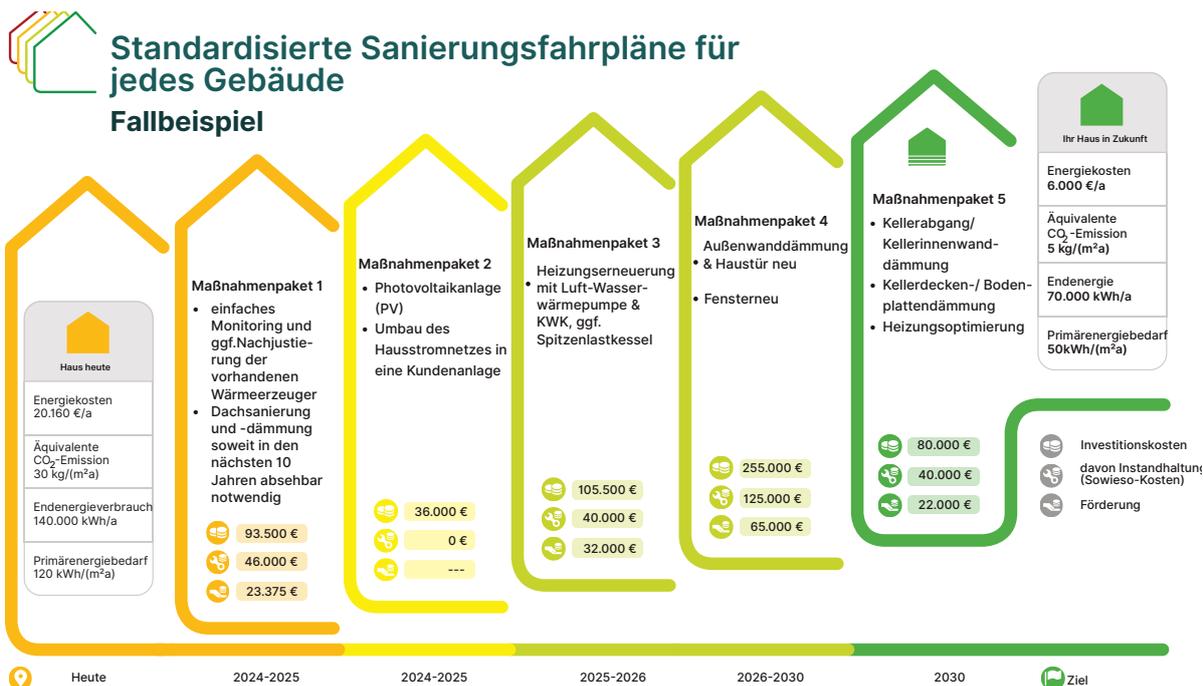


Abbildung 2: Wie könnte ein nach einheitlichen Kriterien hinsichtlich Arbeitsstunden, Kosteneinsatz und Einsparung Treibhausgasemissionen erstellter Sanierungsfahrplan für ein Gebäude mit mittlerem spezifischem Wärmebedarf aussehen?

Als erste Maßnahme eines automatisiert erstellten Sanierungsfahrplan (auf Grundlage der erhobenen Daten einer Energieleitplanung) sollte ein einfaches Monitoring und ggf. die Nachjustierung der vorhandenen Wärmeerzeuger erfolgen. Als zweite Maßnahme steht eine Prüfung des Daches an. Steht eine Dachsanierung innerhalb der nächsten 10 Jahre ohnehin an, ist eine vorzeitige Dachsanierung mit besserer Dämmung zu prüfen. In diesem Zuge können der Bau einer Solarstromanlage (PV), die Prüfung einer gemeinschaftlichen Eigenversorgung mit Strom und Wärme, sowie der Heizungstausch erfolgen. Die übrige Sanierung der Gebäudehülle ist nur im Rahmen turnusgemäß notwendiger Sanierungsmaßnahmen (Sowiesokosten) kosteneffizient zu realisieren (vgl. Kapitel 10).

4 Ausgangslage

4.1 Anforderungen und Ziele im Gebäudebereich zu Treibhausgasemissionen, dem Ausbau Erneuerbare, Fernwärmeanschlüssen & Wärmepumpen

Das CO₂-Budget Deutschland für eine Erwärmung von maximal 1,75 °C reicht bei 67 % Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung und linearer Emissionsreduktion bis zur Treibhausgasneutralität noch rund 13 Jahre (SRU 2024 - Stellungnahme CO₂-Budget). Welche Herausforderungen die Bundesregierung sieht und welche Maßnahmen sie zum Erreichen ihrer Ziele für notwendig erachtet hat sie in einem Transformationsbericht dargestellt (Transformationsbericht 2024).

Nach dem Klimaschutzgesetz 2021 sollten die Emissionen im Bereich Gebäude von 118 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalent (CO_{2e}) bzw. 109 Mio. Tonnen CO_{2e} im Jahr 2023) auf 67 Millionen im Jahr 2030 gesenkt werden (vgl. Abbildung 3).

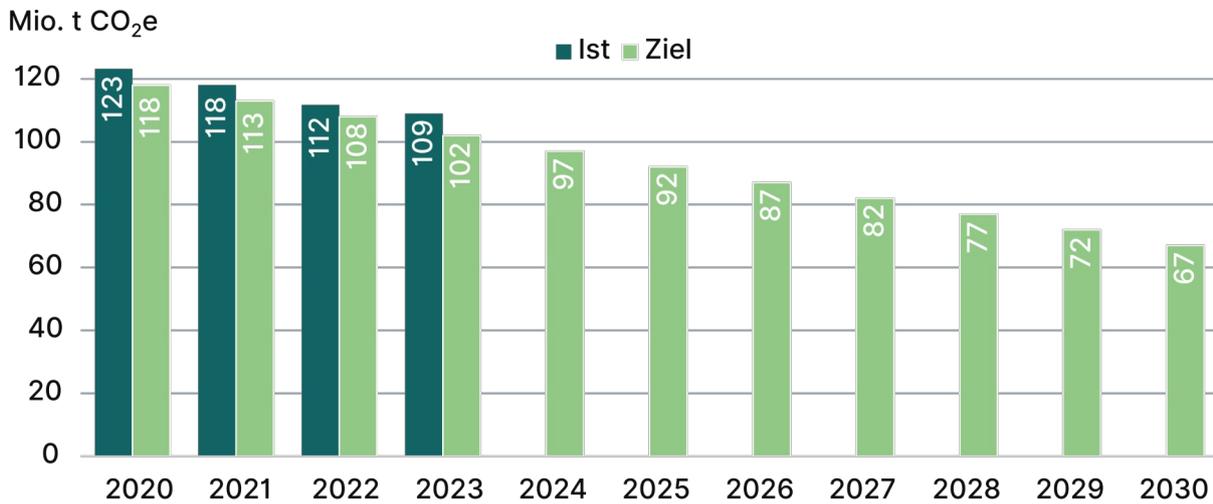


Abbildung 3: Jährliche Emissionsminderungspflichten im Gebäudesektor im Klimaschutzgesetz (hellgrün) und der für den Gebäudesektor und der erreichten Jahresemissionsmengen [in Mio. t CO_{2e}] (BDEW Statusreport Wärme 2024)

Nach dem geänderten Klimaschutzgesetz 2024 gibt es keine sektorspezifischen Emissionsziele mehr, sondern nur noch ein Gesamtreduktionsziel von 814 Millionen Tonnen CO_{2e} im Jahr 2020 auf 438 Millionen Tonnen CO_{2e} im Jahr 2030 (vgl. Tabelle 1). Wie will die Bundesregierung dieses Gesamtziel erreichen?

Tabelle 1: Jahresemissionsgesamtmenge nach Klimaschutzgesetz 2024

Jahr	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalent (CO _{2e})	813	786	756	720	682	643	604	565	523	482	438

Der Beitrag des Sektors Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft nach § 3a hat sich mit mindestens minus 25 Millionen Tonnen Kohlendioxidäquivalent bis zum Jahr 2030 nicht geändert, betrifft aber auch mittelbar durch die Verbrennung von Holzbiomasse den Gebäudesektor (vgl. Kapitel 8.1).

4.2 Soll und Haben bei den Zielvorgaben der Bundesregierung bei Wärme und Strom

Das Zielbild des BMWK wird im Hintergrundpapier zur Gebäudestrategie Klimaneutralität 2045 in folgenden sieben Punkten zusammengefasst (BMWK 2022):

- die Wärmenachfrage von Gebäuden muss deutlich zurückgehen,
- Wärmepumpen werden zum zentralen Wärmeerzeuger,
- Wärmenetze erreichen hohe Bedeutung im städtischen Raum,
- Biomassenutzung wird es nur in stark begrenzten Mengen geben,
- ab 2025 ist eine Ausstiegsstrategie für verbleibende fossile Wärmeerzeugung notwendig,
- die Rolle der Solarthermie bleibt untergeordnet,
- bis 2030 wird Wasserstoff im Gebäudesektor keine Rolle und danach eine nachrangige Rolle spielen.

Die höchsten zusätzlichen Investitionskosten werden im Hintergrundpapier mit 259 Mrd. €₂₀₂₀ bis 2045 für den Austausch von Wärmeerzeuger beziffert. Bei den Maßnahmen steht an erster Stelle der Rollout von Wärmepumpen (15,2 Millionen bis 2045) mit dem Einführen der 65%-EE-Regel im Rahmen einer GEG-Novelle.

Zwischen 2022-2045 sollen 8 Millionen Wohngebäude saniert werden. Das entspricht bei rund 20 Mio. Gebäuden in 23 Jahren einer Sanierungsquote von 1,74%. Bezüglich der Fernwärme soll die mit Wärmenetzen versorgte Gebäudefläche im Zielszenario von rund 600 Mio. m² auf 1.700 Mio. m² steigen (BMWK 2022).

Die Anzahl der Gebäude mit Biomasse-Zentralheizung geht im Zielszenario von 1,69 auf 0,47 Millionen Gebäude zurück.

Gemäß Zielszenario soll die kumulierte installierte Leistung an Solarstromanlagen zwischen 2020 und 2045 von 39,1 auf 179,1 GW steigen. Zum Ausbau von Windstrom oder anderen Erneuerbaren Energien macht das Hintergrundpapier keine Aussagen. Zur Wohnraumsuffizienz fordert das Papier die Einführung einer Leerstandsabgabe oder die Ausweitung von Zweckentfremdungsverbot, sowie eine Verpflichtung zu flexiblem Bauen.

In kaum einem Bereich passen die aktuell erreichten Zahlen zu den formulierten Zielvorgaben und Szenarien der Bundesregierung (vgl. Tabelle 2).

Abbildung 4 veranschaulicht den geplanten und realisierten Zubau von Solar- und Windkraft bis 2030. Und auch der Nettostromverbrauch in Deutschland seit einigen Jahren sinkt, insbesondere im Bereich der Industrie statt zu steigen, wie es die geplante Elektrifizierung durch Elektromobilität, Zubau der Wärmepumpen und Teilen der Industrieproduktion erwarten ließe (BDEW 24.1.2024).

Darüber hinaus nimmt die Zahl der Sozialwohnungen von Jahr zu Jahr weiter ab. Die Mietquote und die Mieten steigen weiter. Der Umbau statt Neubau kommt nicht voran. Maßnahmen zur Wohnraumsuffizienz (weniger Wohnraum pro Kopf), wie z.B. Belegungsvorschriften in der Schweiz werden in Deutschland kaum diskutiert und noch weniger erprobt.

Laut Sonderbericht des Bundesrechnungshofs ist absehbar, dass insbesondere der Ausbau von Windenergie an Land nicht im gesetzlich festgelegten Umfang erreicht wird. Zudem befürchtet der Bericht, dass das BMWK seinen Zeitplan zum Zubau gesicherter, steuerbarer Backup-Kapazitäten mit der Kraftwerksstrategie voraussichtlich nicht einhalten kann, die Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus noch offen ist und der Netzausbau mit 6.000 km etwa 7 Jahre hinter dem Zeitplan hinterher hinkt (Bundesrechnungshof 2024).

Tabelle 2: Soll und Haben bei den energiepolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung – eine Auswahl

Soll (Ziele der Bundesregierung)	Haben (Tatsächliche Entwicklung)
Wind- und Solarstrom (Energie- und Klimaplan 2023)	
30 GW Wind auf See bis 2030, 3,1 GW/a ab 2024	0,3 GW in 2023, 1. Quartal 2024 0,377 GW (BWE 15.7.24)
115 GW Wind an Land bis 2030, 7,7 GW/a ab 2024	2,9 GW in 2023
215 GW Solarstromanlagen bis 2030; 19 GW/a	14,1 GW in 2023
Darüber hinaus strebt die Regierung an	
Wärmepumpen: Einbau von 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030 (BMWK 2023), 500.000 pro Jahr ab 2024	Der Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie für 2024 von bestenfalls etwa 200.000 Wärmepumpen ausgeht (BDH 2024)
Fernwärme: Die Anzahl der angeschlossenen Gebäude soll sich bis 2045 gegenüber heute in etwa verdreifachen, d.h. es sollen mittelfristig jährlich mindestens 100.000 Gebäude neu an Wärmenetze angeschlossen werden (BMWK, 12.6.23). Bereits eine Verdopplung der angeschlossenen Wohnungen bis 2045 würde einen Anschluss von mehr als 300.000 Wohnungen pro Jahr erfordern.	Laut Zensus 2022 sind rund 15 % (6,4 von 43 Millionen) der Wohnungen an Wärmenetze angeschlossen. Bezogen auf den Wärmeverbrauch sind es rund 10 % der Wärme, die über Fernwärme versorgt werden (BDEW Statusreport Wärme 2024, Folie 28, Stand 11/2023). Von 2019 bis 2023 stieg der Anteil von Wohnungen, die an die Fernwärme angeschlossen wurden von 5,6 auf 6,4 Mio. um 800.000 Wohnungen, das entspricht pro Jahr etwa 200.000 Wohnungen (BDEW Statusreport Wärme 27.06.2024, S. 37).
EE-Anteil Fernwärme: 50% EE und Abwärme bis 2030 in der Fernwärme (Energie- und Klimaplan 2023)	Der gestiegene Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung (ca. 19%) ist überwiegend auf die Verbrennung feste Biomasse, d. h. vor allem Holz, zurückzuführen (Biomasse ist begrenzt verfügbar und steht zunehmend in Konkurrenz zum Ersatz fossiler Grundstoffe). Die Wissenschaft korrigiert ihre Szenarien: In den Langfristszenarien wurde bislang von einer Wärmeerzeugung über Großwärmepumpen in Wärmenetzen von 46 TWh im Jahr 2025 ausgegangen. Inzwischen geht man von unter einer TWh für 2025 aus (Langfristszenarien 2024, S. 14).
Sanierungsrate von Gebäuden zu steigern um den nicht-erneuerbarer Primärenergieverbrauch (PEVn.E. in PJ) von 3.410 PJ auf 2.000 im Jahr 2030 zu senken (Langfristige Renovierungsstrategie und Energie- und Klimaplan 2023)	Die Sanierungsrate von Gebäuden liegt nach Angaben des Bundesverbandes energieeffiziente Gebäudehülle e.V. bei 0,7% pro Jahr statt bei 1,7-2% (BUVEG, 9.4.2024)
einem Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen der deutschen Stromnetze im Umfang und einem Stromnetzausbau nach Netzentwicklungsplan bis 2037 (2023) mit einer Trassenlänge von rund 21.663 km und einem Investitionsvolumen von 209 Mrd. €. (NEP_2037_2045_V2023_2, S. 254)	der Netzausbau hinkt laut Bunderechnungshof mit 6.000 km etwa 7 Jahre hinter dem Zeitplan hinterher (Bunderechnungshof 2024)
15 Millionen E-Fahrzeuge bis 2030; mehr als 2 Millionen pro Jahr	Der Verkauf insbesondere von reinen Elektrofahrzeugen ist eingebrochen. Von 49,1 Millionen PKWs in Deutschland waren zum 1.1.2024 gerade einmal 2,9 % (1,42 Millionen) rein elektrisch angetriebene Fahrzeuge zugelassen.

Abbildung 4: Entwicklung des Ausbau von Wind auf See, an Land, Solarstrom und Strom aus Biomasseanlagen (BMWK 2024)

Dabei stellt sich die Problematik der Residuallast in den einzelnen Regionen aufgrund des Verhältnisses der Stromerzeugung aus Wind und PV sehr unterschiedlich dar. So zeigt die

Abbildung 5 das Verhältnis zwischen eingespeister Strommenge aus Wind zu PV im Jahr 2020 z.B. in Schleswig-Holstein 13,35:1 und in Baden-Württemberg und Bayern unter 1:1 liegt.

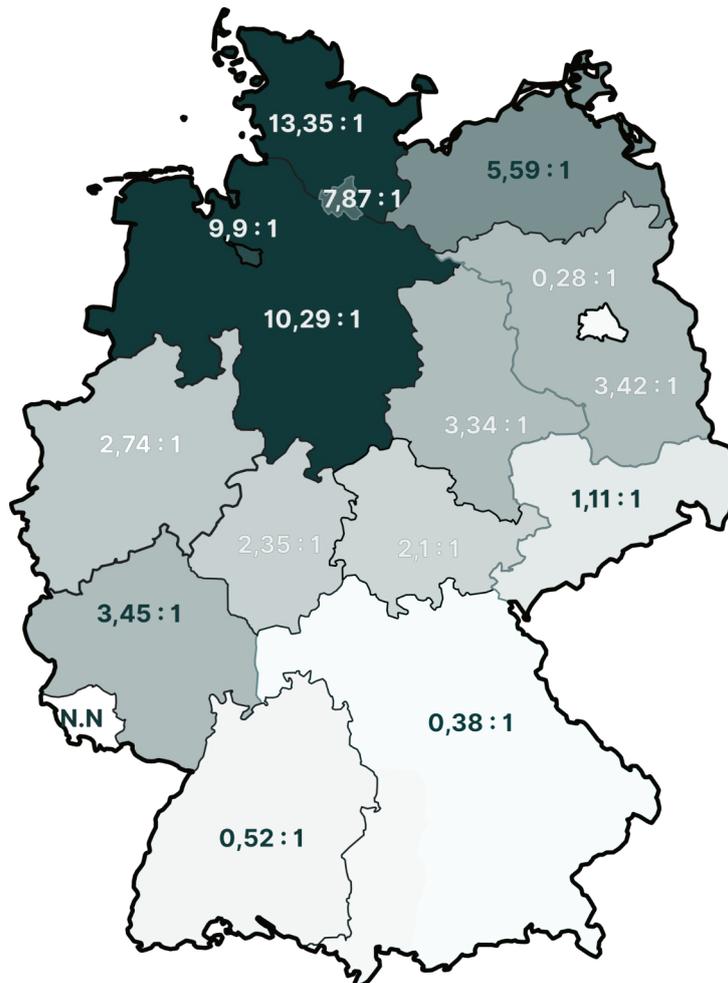


Abbildung 5: Verhältnis zwischen eingespeister Strommenge aus Wind zu PV im Jahr 2020 (Quelle <https://www.foederal-erneuerbar.de>)

Mit dem Inkrafttreten des „Wind-an-Land-Gesetz“ zum 1.2.2023 wurden die Länder verpflichtet bis 2027 1,4 Prozent und bis 2032 bundesweit zwei Prozent der Flächen für Windenergie auszuweisen und auf die Länder aufgeteilt (Anlage zu § 3 Absatz 1, WindBG). Wie das Ziel erreicht werden soll, bleibt Ländersache. Mit Stand 2021 sind nur 0,47% der Bundesfläche für die Windenergie an Land rechtskräftig ausgewiesen und verfügbar (Bons et al., UBA 2024).

4.2.1 Bedarfsreduzierung durch Klimaerwärmung

Im Wärmeplan der Stadt Heidelberg wird die Bedarfsreduzierung durch die fortschreitende Erwärmung bereits einkalkuliert.

Eine grobe Abschätzung des Einflusses der Klimaerwärmung auf den Wärmebedarf in den nächsten 20 Jahren erfolgte anhand des Trends der Heizgradtage der letzten 27 Jahre in der Region Heidelberg. Die Heizgradtage wurden [2] entnommen. Über den genannten Zeitraum sinken die Heizgradtage im Mittel um 0,15 % pro Jahr gegenüber dem Mittelwert von 2004 bis 2021. Es wird angenommen, dass sich dieser Trend fortsetzt und sich in gleicher Weise auf den Heizwärmebedarf auswirkt.

(Kommunaler Wärmeplan Heidelberg, S. 21).

Die gewichteten jährlichen Gradtagzahlen seit 1991 bestätigen diesen Trend (vgl. Abbildung 6).

Gewichtete jährliche Gradtagzahlen

(42 Wetterstationen des DWD, gewichtet mit den Einwohnerzahlen der einzelnen Bundesländer)

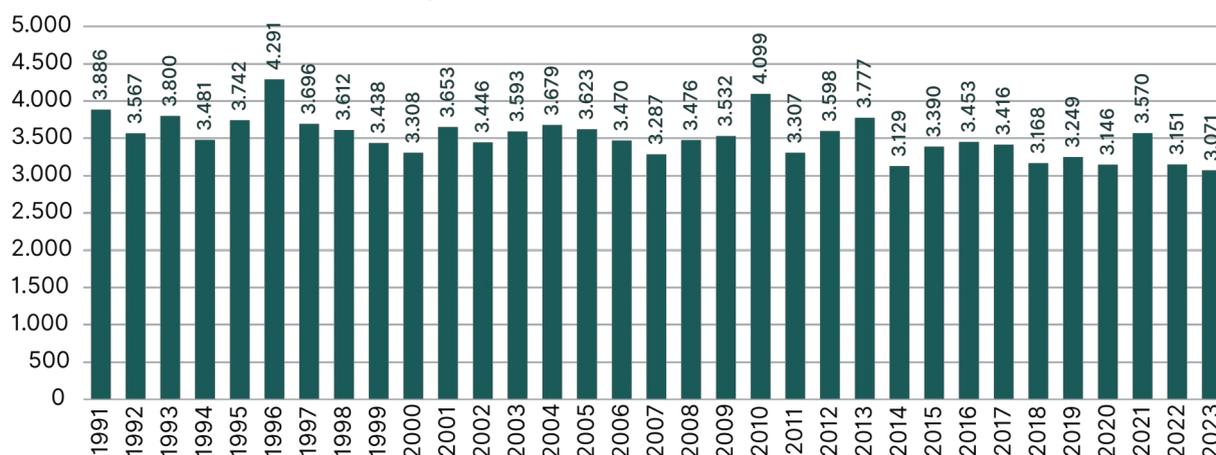


Abbildung 6: Gewichtet jährliche Gradtagzahlen (42 Wetterstationen des DWD, gewichtet mit den Einwohnerzahlen der einzelnen Bundesländer) aus BDEW Statusreport Wärme, 4.3.24 Folie 76

4.3 Wohnen, Wohn- und Heizkosten in Deutschland – ein stetig größer werdendes Problem

In keinem Land der EU leben so viele Menschen zur Miete (Mietquote 2022 53,5%) wie in Deutschland. Allein zwischen 2012 und 2023 ist die Mietquote von 46,7% damit um 6,8% so stark gestiegen, wie in keinem anderen Land Europas (eurostat 2023). Laut statistischem Bundesamt liegt die Eigentumsquote 2022 bei 41,2%. Die Mietquote würde demnach sogar noch höher liegen (destatis 2024).

Rund 75% der Haushalte mit geringem Einkommen (unter 60% des Äquivalenzeinkommens) wohnen zur Miete (eurostat 2023). Die Kaltmieten steigen kontinuierlich (destatis Verbraucherpreisindex).

Sozialwohnungen

Die Anzahl der Sozialwohnungen sinkt dagegen kontinuierlich von rund 2,2 Millionen Sozialwohnungen 2006 auf inzwischen 1,08 Millionen im Jahr 2022.

Die Anzahl der Sozialwohnungen sinkt kontinuierlich von rund 2,2 Millionen Sozialwohnungen 2006 auf 1,2 Millionen in 2017 und 1,08 Millionen im Jahr 2022 (vgl. Abbildung 7).



Abbildung 7: Entwicklung der Sozialwohnungen in Deutschland (pestel 2024)

Dabei sind die Anzahlen der Sozialwohnungen bezogen auf die Bevölkerung nach Bundesländern sehr unterschiedlich verteilt (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Bestand Sozialmietwohnungen zum 31.12.2022 (Bundestagsdrucksache 20/8369)

Bundesland	Anzahl Sozialwohnungen	Bevölkerung zum 31.12.2022	Sozialwohnungen pro 1000 Einw.
Baden-Württemberg	52.287	11.280.257	4,6
Bayern	133.129	13.369.393	10,0
Berlin	104.757	3.755.251	27,9
Brandenburg	19.813	2.573.135	7,7
Bremen	7.055	684.864	10,3
Hamburg	81.006	1.892.122	42,8
Hessen	82.172	6.391.360	12,9
Mecklenburg-Vorpommern	2.691	1.628.378	1,7
Niedersachsen	52.601	8.140.242	6,5
Nordrhein-Westfalen	435.025	18.139.116	24,0
Rheinland-Pfalz	39.213	4.159.150	9,4
Saarland	759	992.666	0,8
Sachsen	12.541	4.086.152	3,1
Sachsen-Anhalt	5.070	2.186.643	2,3
Schleswig-Holstein	46.727	2.953.270	15,8
Thüringen	12.725	2.126.846	6,0
Deutschland gesamt	1.087.571	84.358.845	12,9

Die Zahlen der Wohnungslosigkeit steigen ([destatis 2023](#)) und auch die Zahlen von Zwangs-räumungen steigen nach einem gegenläufigem Trend in einigen Bundesländern, wie z.B. Bayern, Brandenburg oder Berlin in den letzten Jahre wieder ([Drucksache 19/744](#) Bayrischer Landtag, S. 23, [Drucksache 17 / 5948](#), [Baden-Württembergischer Landtag](#)).

Mietschulden sind die häufigste Ursache. 2022 mussten bereits 1,5 Millionen Mieterhaushalte 50% oder mehr ihres Einkommens für die Miete aufbringen. Dennoch wird am bisherigen Konzept des sozialen Wohnungsbaus in Deutschland festgehalten. Statt dauerhaft günstigen und sozial gebundenen Wohnraum anzubieten, wie z.B. in Wien ([Wiener Modell](#)), bleibt es seit Jahrzehnten

bei einer Förderung von sozial gebundenem Wohnraum auf Zeit. Danach kann der Wohnraum auf dem freien Wohnungsmarkt zu Marktpreisen angeboten werden.

Trotz der Entlastungspakete der letzten Jahre sind einkommensarme Haushalte von den höheren Energiekosten stärker belastet als einkommensstärkere Haushalte (Bach & Knautz (DIW) 2022, S. 243-251).

Mit den gestiegenen Boden- und Mietpreisen und der Wohngeldreform zum 1.1.2023 steigen auch die staatlichen Ausgaben für die Zahlung von Wohngeld und den Kosten der Unterkunft (KdU) im Rahmen der Grundsicherung für Arbeitsuchende oder der Sozialhilfe. So entlastete die öffentliche Hand im Jahr 2021 rund 3,9 Mio. Haushalte mit rund 18,5 Mrd. Euro bei den Wohnkosten. Damit waren etwa 10 % aller privaten Haushalte auf einen Zuschuss zu den Wohnkosten oder auf die vollständige Übernahme der Wohnkosten angewiesen (BBSR 2023). Für das Jahr 2023 wird mit staatlichen Ausgaben für Wohngeld und KdU von mehr als 20 Mrd.€ gerechnet (Pestel 2024).

Trotz staatlicher Subventionen für die energetische Sanierung von Gebäuden in Milliardenhöhe (BAFA Jahresrückblicke) sind die Energieverbräuche und Energiekosten pro m² Wohnfläche in Deutschland auf nahezu gleichbleibend hohem Niveau (Statistik Brunata Minol). Die Sanierungsquote der Gebäudehülle liegt derzeit (2023) trotz staatlicher Förderungen bei weit unter 1% pro Jahr (BUVEG, 9.4.24).

4.3.1 Wohnen in Wohn- und Nichtwohngebäuden

Der Wohnungsbestand im gesamtdeutschen Bundesgebiet ist von 15,8 Millionen Wohnungen im Jahr 1950 auf mehr als 43,1 Millionen Wohnungen Ende 2022 in 20 Millionen Gebäuden gestiegen. Ungefähr 24 Millionen Wohnungen (56%) befinden sich davon in Gebäuden (ca. 3,6 Millionen Gebäude) mit 3 oder mehr Wohnungen. Etwa 34% der Gebäude haben mehr als 7 Wohnungen, vgl. Tabelle 4 (Zensus 2022). 71% der Wohnungen wurden vor 1990 gebaut (Tabelle 5).

Der nicht ausschließlich gewinnorientierte Wohnungsmarkt in Deutschland umfasst etwa 4,7 Millionen Wohnungen, also etwa 10,9% aller Wohnungen. Davon sind ca. 2,2 Millionen im im Eigentum von Genossenschaften (BMWSB) und 2,5 Millionen Wohnungen im Besitz kommunalen Wohnungsunternehmen (GdW).

Die durchschnittliche Wohnungsgröße ist zum Zensus Stichtag am 15.5.2022 seit dem letzten Zensus 2011 auf 94,4 m² um 3 m² gestiegen. Es kamen seit 2011 eine Million Gebäude mit 2,5 Millionen Wohnungen dazu. Insgesamt lag damit die Wohnfläche bei etwa 4,07 Mrd. m².

Nach den Ergebnissen des Zensus 2022 lebten am 15. Mai 2022 rund 82,7 Millionen Einwohnerinnen und Einwohner in Deutschland. Damit betrug die durchschnittliche Wohnfläche pro Einwohner 49,2 m².

Tabelle 4: Zahl der Wohnungen in Gebäuden in Deutschland, Zensusergebnisse zu Wohnungen zum Stichtag 15. Mai 2022 (Zensus 2022)

Anzahl Wohnungen pro Gebäude	Anzahl Wohnungen	Anteil
1 Wohnung	13.503.722	31%
2 Wohnungen	5.567.652	13%
3 - 6 Wohnungen	9.694.349	22%
7 - 12 Wohnungen	8.460.218	20%
13 und mehr Wohnungen	5.880.644	14%
Summe	43.106.585	

Tabelle 5: Wohnungen nach Baualter (Zensus 2022)

Baujahr (Jahrzehnte)	Anzahl Wohnungen	Anteil
vor 1919	5.689.238	13%
1919-1949	4.430.609	10%
1950-1959	4.942.942	11%
1960-1969	6.556.345	15%
1970-1979	6.252.382	15%
1980-1989	4.267.861	10%
1990-1999	5.169.489	12%
2000-2009	2.716.547	6%
2010-2015	1.399.626	3%
2016 und später	1.681.549	4%
Summe	43.106.588	

Tabelle 6: Art der Heizung; Zensusergebnisse zu Wohnungen zum Stichtag 15. Mai 2022 (Zensus 2022)

Energieträger der Heizung	Anzahl Wohnungen	Anteil
Gas	24.082.260	56%
Heizöl	8.095.079	19%
Holz, Holzpellets	1.754.149	4%
Biomasse (ohne Holz), Biogas	36.274	0,1%
Solar-/Geothermie, Wärmepumpen	1.169.300	3%
Strom (ohne Wärmepumpe)	1.127.821	3%
Kohle	103.564	0,2%
Fernwärme (verschiedene Energieträger)	6.491.890	15%
kein Energieträger (keine Heizung)	246.244	0,6%
Summe	43.106.581	

Tabelle 7: Art der Wohnungsnutzung nach Bundesländern, Zensusergebnisse zu Wohnungen zum Stichtag 15. Mai 2022 (Zensus 2022)

Bundesland	Wohnungen Gesamt	Art der Wohnungsnutzung					
		von Eigentümer /-in bewohnt	"zu Wohn- zwecken vermietet (auch mietfrei)"	privat genutzte Ferien- oder Freizeit- wohnung	leerstehend	Mietanteil	Anteil Leerstand
Schleswig- Holstein	1.540.372	686.706	774.476	35.949	43.241	50,3%	2,8%
Hamburg	984.608	204.611	760.047	812	19.950	77,2%	2,0%
Niedersachsen	4.115.890	1.963.705	1.935.806	43.668	172.711	47,0%	4,2%
Bremen	364.123	122.863	227.605	677	13.655	62,5%	3,8%
Nordrhein- Westfalen	9.132.256	3.527.346	5.270.244	22.067	312.599	57,7%	3,4%
Hessen	3.131.706	1.374.058	1.621.503	13.741	122.404	51,8%	3,9%
Rheinland- Pfalz	2.125.493	1.070.693	931.252	18.815	104.733	43,8%	4,9%
Baden- Württemberg	5.461.921	2.626.887	2.566.454	32.366	236.214	47,0%	4,3%
Bayern	6.642.728	3.043.112	3.242.067	63.994	293.555	48,8%	4,4%
Saarland	525.386	289.328	204.464	2.272	29.322	38,9%	5,6%
Berlin	2.018.835	311.564	1.663.184	3.406	40.681	82,4%	2,0%
Brandenburg	1.369.021	578.043	706.881	11.379	72.718	51,6%	5,3%
Mecklenburg- Vorpommern	925.376	332.205	517.874	24.128	51.169	56,0%	5,5%
Sachsen	2.336.745	721.756	1.400.447	9.618	204.924	59,9%	8,8%
Sachsen- Anhalt	1.263.370	484.624	658.112	7.247	113.387	52,1%	9,0%
Thüringen	1.167.279	486.863	578.897	7.798	93.721	49,6%	8,0%
Deutschland	43.106.589	17.824.355	23.059.310	297.939	1.924.985	53,5%	4,5%

Nichtwohngebäude

In Nichtwohngebäuden finden sich etwa 3,3 % oder rund 1,4 Millionen Wohnungen. Etwa 19 Millionen Wohnungen wurden in Ein- und Zweifamiliengebäuden gezählt.

Mehr als ein Drittel der Gebäude (rund 1 Million) mit drei oder mehr Wohnungen wurden vor 1978 gebaut (Tabelle 8). Ihr Primärenergieverbrauch liegt durchschnittlich bei etwa 247 kWh/m² und Jahr.

Tabelle 8: Anzahl Wohngebäude/ Wohneinheiten und Wohnfläche gem. dt. Wohngebäudetypologie. (Datenbasis: Loga et al. 2015, S. 19, aus Ebert et.al 2020, S.6)

Zeitraum	Dauer [a]	MFH (3- 12 WE)					GMH (> 12 WE)				
		Anzahl Geb.	Anzahl WE	Wohnfläche [10 ⁶ m ²]	WE/ Geb.	Wohnfläche/ WE [m ²]	Anzahl Geb.	Anzahl WE	Wohnfläche [10 ⁶ m ²]	WE/ Geb.	Wohnfläche/ WE [m ²]
...- 1860	-	54.000	214.000	16	4	74,8	600	11.000	0,7	18	63,6
1861- 1918	57	442.000	2.177.000	163	5	74,9	28.700	526.000	35,8	18	68,1
1919- 1948	29	388.000	1.911.000	129	5	67,5	7.400	126.000	7,9	17	62,7
1949- 1957	8	356.000	2.003.000	125	6	62,4	17.300	308.000	17,0	18	55,2
1958- 1968	10	586.000	3.348.000	225	6	67,2	34.000	818.000	47,1	24	57,6
1969- 1978	9	412.000	2.313.000	169	6	73,1	50.100	1.366.000	86,7	27	63,5
1979- 1983	4	146.000	852.000	64	6	75,1	15.000	356.000	21,9	24	61,5
1984- 1994	10	309.000	1.826.000	133	6	72,8	28.700	605.000	34,8	21	57,5
1995- 2001	6	244.000	1.390.000	104	6	74,8	20.900	408.000	25,5	20	62,5
2002-2009	7	85.000	461.000	39	5	84,6	7.600	151.000	10,4	20	68,9
...- 2009*		3.022.000	16.495.000	1.167	-	727	210.300	4.675.000	288	-	-
1949-1978		1.354.000	7.664.000				101.400	2.492.000			

Einfamilienhäuser haben im Durchschnitt einen deutlich höheren spezifischen Wärmebedarf wie die Mehrfamiliengebäude (Abbildung 8).

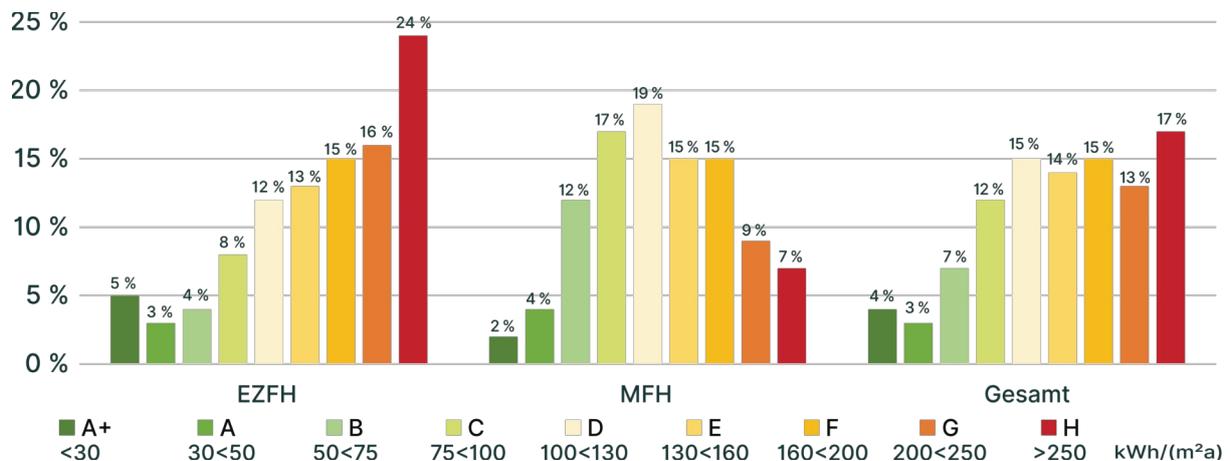


Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung der Energieeffizienzklassen im deutschen Wohngebäudebestand; Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) (Dena et al. 2019)

Die Verteilung der Energieeffizienzklassen kann daher je nach Gebäudebestand in Gemeinden sehr unterschiedlich aussehen (vgl. Abbildung 9).

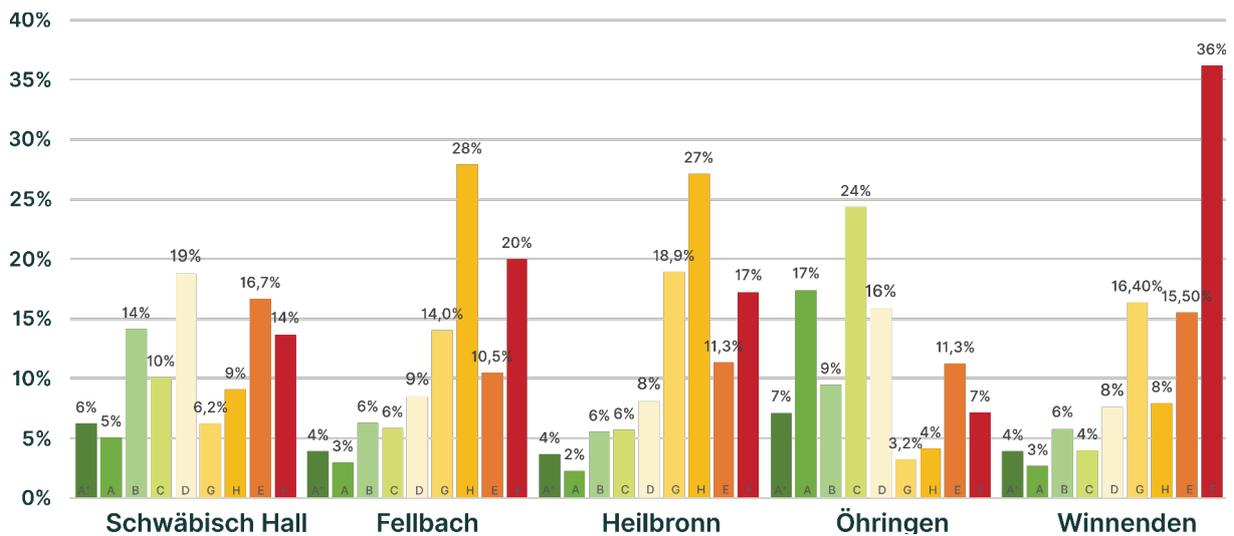


Abbildung 9: Die Verteilung der Gebäudeenergieeffizienzklassen in fünf verschiedenen Gemeinden Baden-Württembergs (Angaben aus den jeweiligen Kommunalen Wärmeplänen, Tabelle 62 im Anhang)

Der energetische Modernisierungsbedarf von Wohnimmobilien ist in Westdeutschland höher als in Ostdeutschland (Sprengnetter 2023).

Wohnungsbestand in Mehrfamiliengebäuden

54% der Wohnungen befinden sich in Gebäuden mit 3 oder mehr Wohnungen (WE). 39% der Wohnungen in Gebäuden mit 3-12 WE (16.495.000), 15% in Gebäuden mit mehr als 12 WE (4.675.000) (Ebert et al. 2020).

Etwa 48% (2.492.000) der Wohnungen in MFH wurden zwischen 1949-1978 (29 Jahre) gebaut. Sie fallen durchschnittlich in die Energieeffizienzklassen E und F.

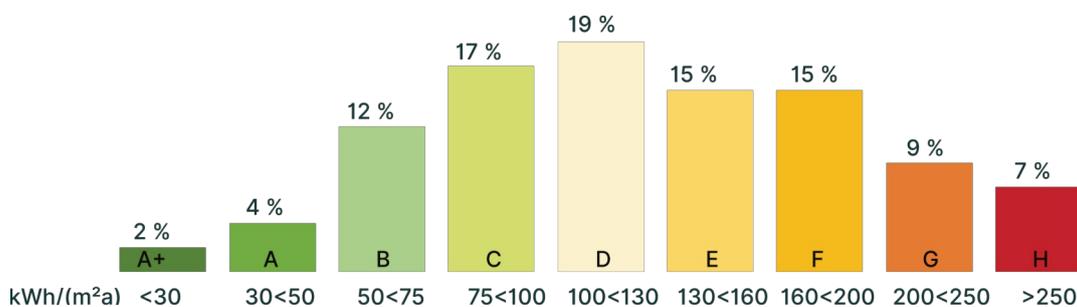


Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung der Energieeffizienzklassen der Mehrfamiliengebäude im deutschen Wohngebäudebestand (Dena et al. 2019)

Seit 2012 erhöhte sich der Wohnungsbestand um 6,3 % oder 2,6 Millionen Wohnungen, die Wohnfläche vergrößerte sich um 7,4 % auf 4,0 Milliarden Quadratmeter. Damit wuchsen der Wohnungsbestand und die Wohnfläche in den vergangenen zehn Jahren stärker als die Bevölkerung in Deutschland, die in diesem Zeitraum um 4,8 % beziehungsweise 3,8 Millionen auf 84,4 Millionen Menschen zunahm.

Die durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf ist seit der deutschen Vereinigung um 37 % auf etwa 47,4 Quadratmeter pro Kopf Ende 2022 gestiegen. Die zur Verfügung stehende Wohnfläche hängt wesentlich vom Alter, der Haushaltsgröße, den Eigentumsverhältnissen, dem Einkommen und dem Einzugsjahr ab.

Haushalte, in denen die Haupteinkommensbezieher mindestens 65 Jahre alt waren, nutzten im Jahr 2022 pro Person durchschnittlich 68,5 Quadratmeter Wohnfläche. In der Altersgruppe der 45- bis 64-Jährigen, standen dagegen 54,8 Quadratmeter Wohnfläche, bei den 25- bis 44-Jährigen 44,7 Quadratmetern und bei den unter 25-Jährigen im Schnitt 45,4 Quadratmeter pro Person zur Verfügung (destatis 14.6.23).

Wer wie viel Wohnraum nutzt, hängt u.a. von den Eigentumsverhältnissen ab. Wer im Eigentum lebt, hatte 2022 im Durchschnitt 65,1 Quadratmeter zur Verfügung, in einer Mietwohnung waren es mit 48,5 Quadratmetern deutlich weniger.

Wieviel Wohnfläche zur Verfügung steht ist auch eine Frage des Einkommens. Im Jahr 2022 haben die rund 19,9 Millionen Hauptmieterhaushalte in Deutschland durchschnittlich 27,8 % ihres Einkommens für die Miete ausgegeben.

Allerdings mussten rund 1,5 Millionen Mieterhaushalte 2022 bereits 50 % oder mehr ihres Einkommens für die Miete aufbringen, für weitere 1,6 Millionen Haushalte betrug die Bruttokaltmiete zwischen 40 % und 50 % ihres Haushaltseinkommens. Insgesamt wendeten somit 16 % aller Miethaushalte mehr als 40 % ihres Einkommens für die Miete auf (destatis Verbraucherpreisindex).

In Deutschland leben nach europäischen Angaben 46,5% und nach Angaben des statistischen Bundesamtes für 2022 sogar nur 41,8% der Bevölkerung im Wohneigentum. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern ist das nach der Schweiz der geringste Anteil (Abbildung 11). Deutschland gehört zu den Ländern, in denen der Anteil derer, die im Eigentum wohnen, zwischen 2012 und 2022 mit 6,8% am stärksten abgenommen hat (Abbildung 13). Unter den einkommensschwächeren Haushalten (weniger als 60 % des medianen Äquivalenzeinkommens) sind es in Deutschland 2022 bereits 73,7% und im Jahr 2023 sogar 75%. Hinzu kommen 2022 unter den gering verdienenden noch etwa 7,5% (2023 sogar 8,4%) der im Wohneigentum lebenden, die noch ein Darlehen abzahlen müssen (vgl. Abbildung 12).

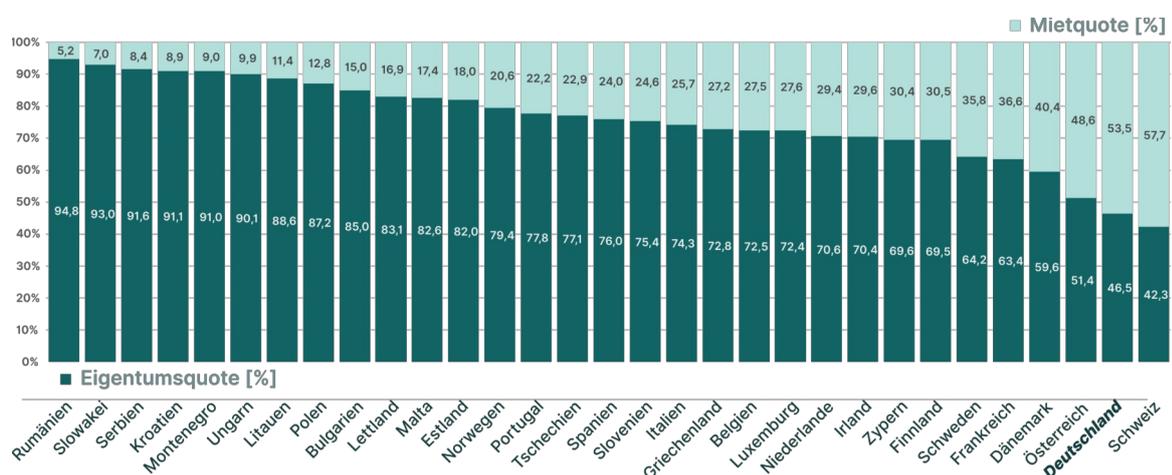


Abbildung 11: Wohneigentums- bzw. Mietquote in ausgewählten europäischen Ländern im Jahr 2022 (eurostat 2023).

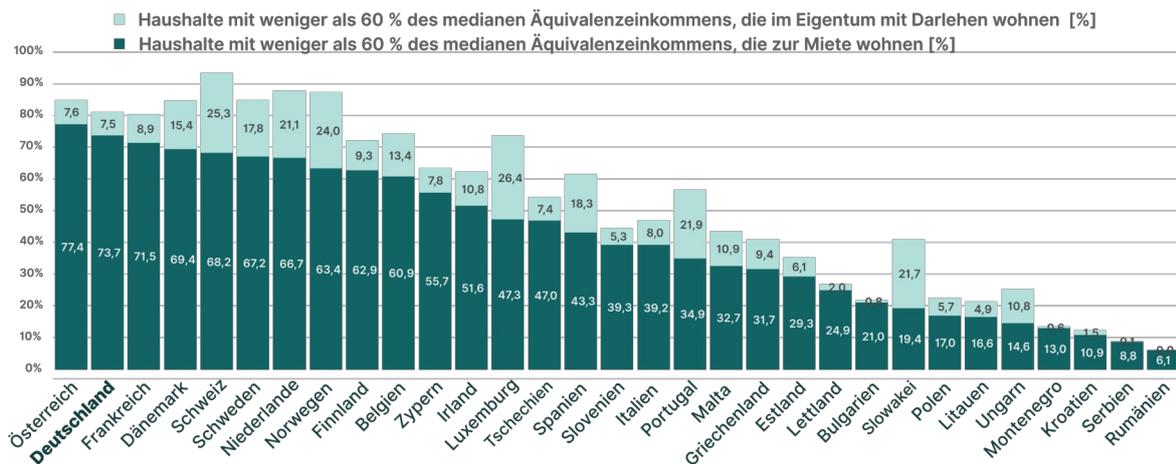


Abbildung 12: Anteil der Haushalte mit weniger als 60 % des medianen Äquivalenzeinkommens, die zur Miete wohnen und Anteil der Eigentümerhaushalte mit Hypothek oder Darlehen im Jahr 2022 (eurostat 2023).

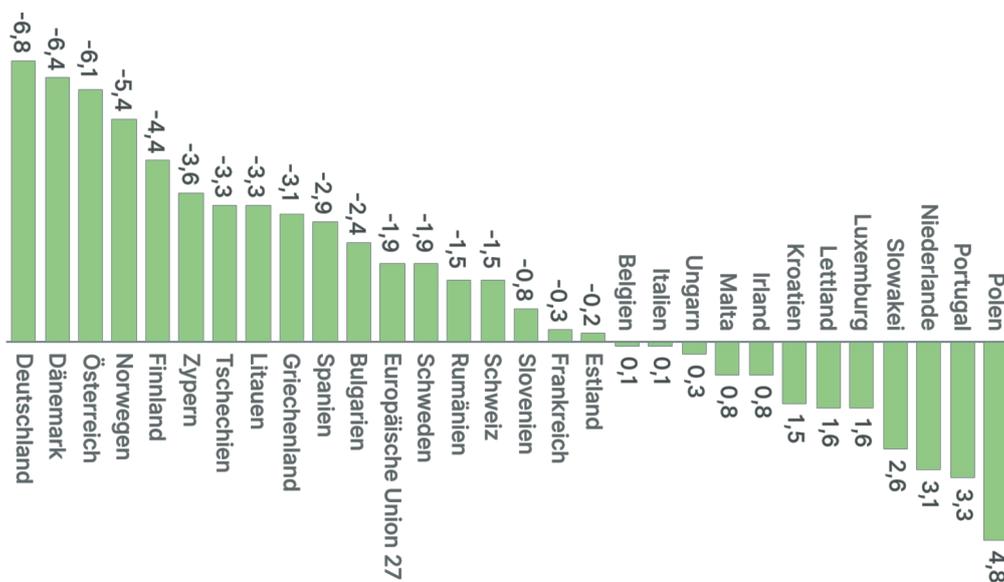


Abbildung 13: Ab- bzw. Zunahme des Anteils innerhalb 10 Jahre (2022-2012) von Menschen die im Eigentum wohnen (eurostat 2023)

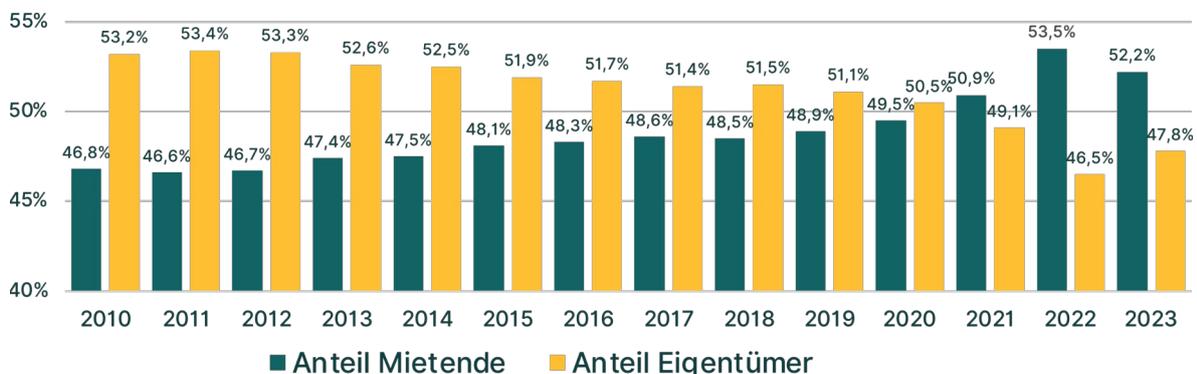


Abbildung 14: Entwicklung des Bevölkerungsanteile in Deutschland, die im Eigentum bzw. zur Miete leben (eurostat 2023)

In den unteren Einkommensdezilen ist der Anteil mietender Haushalte besonders hoch. Im ersten Dezil wohnen 91% (5,0 Mio.) der Haushalte zur Miete. Im zweiten Dezil sind es noch 82% (3,6 Mio.), im dritten Dezil 70% (3,0 Mio.). Der Anteil der Mietenden nimmt mit dem Einkommen stetig ab, während der Anteil der Eigentümer*innen zunimmt. Im zehnten und letzten Dezil wohnen lediglich 22% der Haushalte zur Miete ([Noka et al. 2023](#)).

Überbelegung von Wohnungen

2022 lebten in Deutschland 9,2 Millionen Menschen (11,0 % der Bevölkerung) in einer überbelegten Wohnung. Der Durchschnitt der 27 EU-Staaten liegt bei 16,8 % der Bevölkerung ([destatis 2023](#)).

Als überbelegt gilt eine Wohnung, wenn ein Haushalt über zu wenige Zimmer im Verhältnis zur Personenzahl verfügt, also z.B. wenn sich drei oder mehr Kinder ein Kinderzimmer teilen müssen oder wenn ein Wohnzimmer auch als Schlafraum genutzt werden muss. Besonders betroffen von einer Überbelegung sind z.B. Alleinerziehende und ihre Kinder und armutsgefährdete Personen (24%).

- ✓ **In Deutschland gibt es immer mehr Haushalte, die mit geringem Einkommen zur Miete wohnen und von ggf. steigenden Kosten z.B. durch einen Heizungstausch oder einen Fernwärmeanschluss besonders betroffen sind.**

4.3.2 Sanierung und Heizungstausch in Deutschland

Die Sanierungsquote der Gebäudehülle liegt derzeit (2023) trotz staatlicher Förderungen bei weit unter 1% pro Jahr ([BAFA Jahresrückblicke](#), [BUVEG](#), 9.4.24).

Laut einer Studie des Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (DIW) sind die realen Investitionen in die energetische Gebäudesanierung von 2011 bis 2022 um 13 % gesunken ([DIW 2023](#)).

Im Jahr 2023 wurden in Deutschland so viele Wärmepumpen eingebaut, wie nie zuvor, allerdings auch so viele Erdgas- und Öl- betriebene Kessel, wie nie zuvor.

Insgesamt nahm laut BDH der Absatz von Wärmepumpen 2023 um 51% (356.000) gegenüber 2022 (236.000) zu. Gleichzeitig hat sich aber auch der Absatz von Erdölkesseln auf 112.500 gegenüber 2022 (56.500) nahezu verdoppelt und der Absatz von Erdgaskesseln hat sich von 598.500 im Jahr 2022 auf 790.500 gesteigert (vgl. Tabelle 9).

Das Gebäudeenergiegesetz wurde im Bundesgesetzblatt am 16.10.2023 veröffentlicht. Im vierten Quartal 2023 sind gegenüber den ersten drei Quartalen 2023 die Absatzzahlen zu den Wärmepumpen um 39% eingebrochen, die Zahl der Gaskessel nur um 25%. Die Anzahl der getauschten Ölkessel ist sogar noch um 14% gegenüber den ersten drei Quartalen 2023 gestiegen. Das Ziel der Regierung, dass ab 2024 jährlich mindestens 500.000 Wärmepumpen in Betrieb genommen werden, scheint damit fraglich.

Für Vermietende könnte es attraktiv sein, ihre Gebäude an ein Fernwärmenetz anschließen zu lassen, unabhängig davon welche Fernwärmekosten damit auf Mietende zukommen.

Tabelle 9: Absatzzahlen Wärmerezeuger 2019-2023 (Quelle BDH)

Wärmerezeuger	2019	2020	2021	2022	2023
Gesamtmarkt Wärmerezeuger	748.000	842.000	929.000	980.000	1.308.500
Wärmerezeuger (Gas)	587.500	623.500	653.000	598.500	790.500
Gas-Brennwert	518.000	553.500	573.000	528.500	696.500
Gas-NT	69.500	70.000	80.000	70.000	94.000
Wärmerezeuger (Öl)	52.000	44.500	45.500	56.500	112.500
Öl-Brennwert	49.000	42.000	43.000	54.000	109.000
Öl-NT	3.000	2.500	2.500	2.500	3.500
Biomasse	22.500	54.000	76.500	89.000	49.500
Scheitholz	6.000	8.500	9.500	9.500	10.000
Pellet	11.500	35.000	53.000	64.500	28.000
Kombi-Kessel	2.000	4.500	6.500	7.000	5.000
Hackschnitzel	3.000	6.000	7.500	8.000	6.500
Heizungs-Wärmepumpen	86.000	120.000	154.000	236.000	356.000
Luft-Wasser	66.000	95.500	127.000	205.000	330.000
Sole-Wasser	17.500	20.500	23.000	23.500	23.000
Wasser-Wasser und sonstige	2.500	4.000	4.000	7.500	3.000
Hybridwärmepumpen			5.500	11.000	12.000

Im Jahr 2023 wurden insgesamt 157.916 Förderanträge für erneuerbare Heizungen gestellt, die im Rahmen der BEG beim BAFA von Anfang Januar bis Dezember 2023 gezählt worden sind, davon 112.633 (71%) Wärmepumpen (Umweltwärmeheizungen).

Tabelle 10: Antragstellungen für Erneuerbare Heizungen 2023 laut BAFA

Heizungsart	Jan 23	Feb 23	Mär 23	Apr 23	Mai 23	Jun 23	Jul 23	Aug 23	Sep 23	Okt 23	Nov 23	Dez 23	Gesamt 2023
Solarthermie- Heizungen	1.179	1.532	2.256	1.972	1.914	1.518	1.352	1.162	1.054	820	858	1.768	17.385
Biomasse- Heizungen	246	321	442	449	462	388	365	325	301	285	310	1.039	4.933
Umweltwärme- Heizungen	7.285	7.347	9.862	8.427	8.342	7.541	7.054	6.900	6.912	6.801	10.091	26.071	112.633
Brennstoffzellen	14	21	36	30	13	27	11	21	10	8	18	24	233
Wärmenetz- Heizungen	1.219	1.253	1.775	1.777	1.867	1.610	1.720	1.802	1.597	1.320	1.799	4.993	22.732
Gesamt	9.943	10.474	14.371	12.655	12.598	11.084	10.502	10.210	9.874	9.234	13.076	33.895	157.916

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) kommt in einer Kurzstudie zum Ergebnis, dass bis zu 45% der für den Klimaschutz verfügbaren Fördermittel nicht abgerufen werden. Allein im Gebäudebereich sind in den Jahren 2022 und 2023 über 10 Milliarden Mrd. Euro nicht angefordert worden. So wurden beispielsweise von 2023 von eingestellten 127,3 Millionen € für die serielle Sanierung nur 7,9 Mio. € aktiviert.

Nichtwohngebäude

Nach einer ersten Erhebung zur Struktur und der energetischen Qualität des Nichtwohngebäudebestands in Deutschland fallen etwa 1,981 ± 0,152 Mio. Nichtwohngebäude und einer Bruttogrundfläche von 3.507 ± 0.399 Mio. m² unter das Gebäudeenergiegesetz.

Auch bei Nichtwohngebäuden ist die mittlere energetische Sanierungsrate der Gebäudehülle mit 0,7% pro Jahr sehr niedrig. Etwa 2% der Außenwandflächen werden bislang ohne Dämmmaßnahmen pro Jahr saniert ([dataNWG 2022](#)).

Wohnungseigentümergeinschaften (WEG)

Privatpersonen und Wohnungseigentümergeinschaften gehören insgesamt rund 81 % der Wohnungen in Deutschland ([Cludius et al. 2022](#)).

In Deutschland gibt es circa 1,8 Millionen Wohnungseigentümergeinschaften (WEG) mit rund 9-10 Millionen Eigentumswohnungen. Das entspricht knapp ¼ aller Wohnungen in Deutschland. In den WEGs liegt die Sanierungsquote deutlich geringer. Bei mehr als 80 Prozent der Eigentümergemeinschaften übernehmen Immobilienverwaltungen die Bewirtschaftung und Erhaltung des gemeinschaftlichen Eigentums. Ihnen kommt also für Wartung ggf. Austausch der Heizung oder der energetischen Gebäudehülle eine wichtige Rolle zu.

Der Verband der Deutschen Immobilienverwalter hat in einer Blitzumfrage ermittelt, dass 59 % der Immobilienverwaltungen sich wenig oder gar nicht qualifiziert fühlen, energetische Sanierungen zu initiieren und zu begleiten. Zudem geben 85,1 % an, Ihnen fehle das Personal dafür ([VDIV 2023](#)).

4.4 Transformation von Wohngebäuden

Um die Klimaziele im Wohngebäudebestand zu erreichen, sind laut einer Studie der Hans Böckler Stiftung ([Fries et al. 2024](#)) im Wesentlichen:

- entsprechende Wärmedämmmaßnahmen an der Gebäudehülle durch Dachdecker-, Malerei- und Fensterbaufachbetrieben,
- der Einbau von Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen durch Fachbetriebe der Sanitär- und Heizungs, und Elektrobranche und
- Planungs- und Beratungsleistungen von Energieeffizienzexpert:innen, Ingenieur:innen oder Architekt:innen notwendig.

Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

Die gesamte Wertschöpfungskette „Transformation Wohngebäude“ hat im Jahr 2022 einen Anteil an der gesamten Bruttowertschöpfung der deutschen Wirtschaft von 8%. Es sind in diesem Bereich 2 Millionen Personen sozialversicherungspflichtig beschäftigt.

Mit den Förderprogrammen der Bundesregierung soll eine zusätzliche Nachfrage von mehr als 50.000 Fachkräften generiert werden.

Mitnahmeeffekte von Förderprogrammen zur energetischen Sanierung wie der Bundesförderung energieeffiziente Gebäude

Ein Mitnahmeeffekt liegt vor, wenn die Maßnahme - beispielsweise der Einbau einer effizienteren Heizungspumpe – auch ohne die Förderung vorgenommen worden wäre.

Die Studie der Hans Böckler Stiftung kommt auf Grundlage anderer Studien ([Reineck et al. 2022](#)) zum Schluss, dass die Mitnahmeeffekte wie dem Förderprogramm Bundesförderung von energieeffizienten Gebäuden mit einem Volumen von ca. 13 Mrd. € bei 50% liegen ([Fries et al. 2024](#)). Die Studie setzte dabei voraus, dass das Fördervolumen auch ausgeschöpft wird. Andere Studien zeigen, dass dies nicht immer der Fall ist, so wurden beim BEG im Jahr 2023 nur etwa 65,5% der Fördermittel abgerufen ([Bär & Colmer 2024](#)).

4.4.1 Das Heizungs- Sanitär und Klima-Handwerk

„Über 80 Prozent der Betriebe sind in der Lage, Wärmepumpen einzubauen“, so Frank Hehl, neuer Hauptgeschäftsführer des nordrhein-westfälischen SHK-Fachverbands (IKZ 2024). Das bedeutet im Umkehrschluss, dass fast 20% der Heizungsbetriebe noch nicht in der Lage sind Wärmepumpen anzubieten.

Zwischen 2013 und 2023 sind sowohl die Anzahl der Beschäftigten als auch der Umsatz im Heizungs- Sanitär und Klima-Handwerk gestiegen (vgl. Abbildung 15).

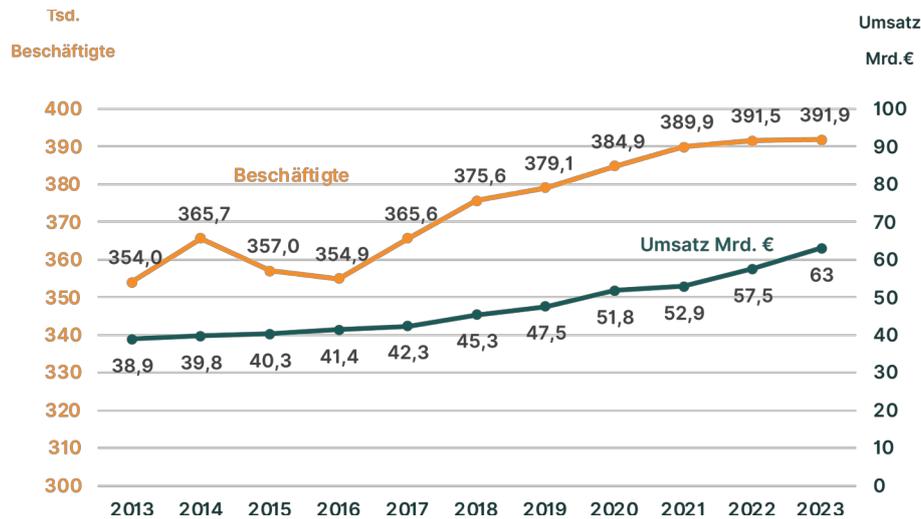


Abbildung 15: Entwicklung der Beschäftigten und des Umsatzes im Heizungs- Sanitär und Klima-Handwerk (ZVSHK)

Mehr als jede fünfte erwerbstätige Person in Sanitär- und Heizungsbauberufen war 2021 zwischen 55 und 64 Jahre alt und dürfte daher in den nächsten Jahren aus dem Berufsleben ausscheiden (destatis 2022).

Für die Wärmewende, insbesondere für den Hochlauf der Wärmepumpen, fehlen laut Handwerksverbänden 60.000 Fachkräfte.

Arbeitsaufwand Wärmepumpe: Zu wenig Fachkräfte für schnellen Wärmepumpen-Hochlauf?

Das Sanitär, Heizung und Klimahandwerk (SHK) rechnet mit durchschnittlich 18 Personentagen für eine Wärmepumpen-Installation (thermondo 2023). Bei durchschnittlich 14 produktiven Arbeitstagen im Monat bedeutet dies für das traditionelle SHK-Handwerk 0,8 Wärmepumpen-Installationen pro ausgebildeter Fachkraft im Monat.

Ein Fachhandwerker kann derzeit im Durchschnitt etwa 0,8 Wärmepumpen pro Monat einbauen. Damit dauert nach Angaben des Zentralverband Sanitär Heizung Klima der Einbau einer Wärmepumpe zu lang. Ein Forschungsprojekt (WESPE) will die Effizienz erheblich steigern (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 11: Zeitaufwand für verschiedene Gewerke der Gebäudesanierung

Tätigkeit	Zeitaufwand	Quelle
Photovoltaik (PV)	~10,4h pro kWp (~5 VZÄ pro MWp)	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0221&from=EN https://www.eupd-research.com/wp-content/uploads/EUPD_PVStudie_2021_final-1.pdf https://www.pv-magazine.de/2022/01/05/verbaende-fordern-fuer-2022-arbeitsmarktkonferenz-zu-fachkraeftemangel-in-der-energiewende/
Wärmepumpe (WP) EFH	18 Personentage (0,8 Wärmepumpen pro Monat, SHK) Thermondo derzeit 10 Personentag	https://www.capital.de/immobilien/-daemmen-ist-fuer-eine-waermepumpe-nicht-noetig--33386752.html
	6 Personentage	https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-04_DE_Scaling_up_heat_pumps/A-EW_273_Waermepumpen_WEB.pdf Laut Aussagen aus Herstellerkreisen ist eine Halbierung der derzeitigen Installationszeit (geschätzt sechs Personentage) möglich.
Austausch Fenster (3-Scheiben) Gesamt	4-8 Personenstunden	https://renewa.de/sanierung/gewerke/fenster
Wärmeverbundsystem WDVS bis 8 m, MW 140, min. Oberputz	1,1 Stunden pro m ²	https://www.reguvis.de/xaver/vergabeportal/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27vergabeportal_7509408779%27%5D#__vergabeportal__%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27vergabeportal_7509408779%27%5D__1718727435251

4.4.2 Die Betriebskosten („Zweite Miete“) bleiben trotz Sanierung auf hohem Niveau

Die Betriebskosten für eine Wohnung in Deutschland lagen nach Angaben des Betriebskostenspiegels des Deutschen Mieterbundes (DMB) und eigenen Berechnungen zu den Stromkosten für den Haushaltsstrom für das Jahr 2022 durchschnittlich bei insgesamt 3,47 € pro Quadratmeter und Monat (vgl. Abbildung 16).

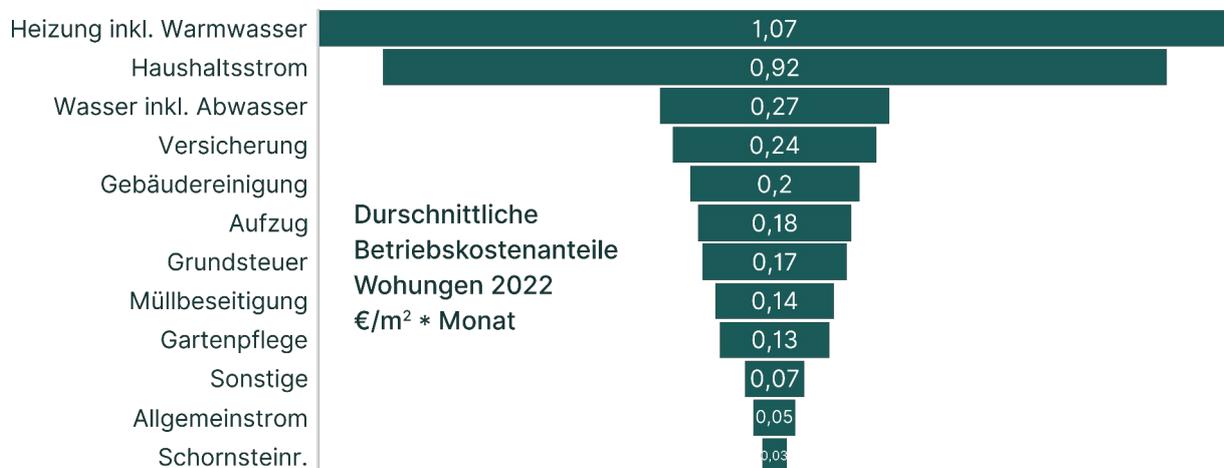


Abbildung 16: Durchschnittliche Betriebskostenanteile 2022 €/m² * Monat (Angaben des DMB 2024 und Stromkosten nach eigenen Berechnungen)

Den größten Anteil der Betriebskosten bilden dabei die Kosten für Warmwasser und Heizung und die Kosten für den Haushaltsstrom. Nach den statistischen Angaben von Brunata Minol hat sich dieser Anteil in Mehrfamilienhäuser in den Heizperioden zwischen 2015/2016 bis 2022/2023 kaum geändert (vgl. Tabelle 12 und Tabelle 13).

Tabelle 12: Energieverbrauch für Warmwasser & Heizung (Statistik Brunata Minol)

	2015/ 2016	2016/ 2017	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020	2020/ 2021	2021/ 2022	2022/ 2023
kWh/m ² *Jahr								
Mit Erdgas beheizte Gebäude								
2-5 Familienhaus	150	161	171	163	157	164	168	174
6-10 Familienhaus	129	137	142	138	148	138	145	128
11-50 Familienhaus	114	125	128	123	125	122	132	119
Mit Fernwärme beheizte Gebäude								
2-5 Familienhaus	167	149	170	131	122	141	140	145
6-10 Familienhaus	137	127	141	111	110	119	120	115
11-50 Familienhaus	112	120	127	98	97	99	104	89

Tabelle 13: Energiekosten für Warmwasser & Heizung (Statistik Brunata Minol)

	2015/ 2016	2016/ 2017	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020	2020/ 2021	2021/ 2022	2022/ 2023
€/m ² *Monat								
Mit Erdgas beheizte Gebäude								
2-5 Familienhaus	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
6-10 Familienhaus	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0
11-50 Familienhaus	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Mit Fernwärme beheizte Gebäude								
2-5 Familienhaus	1,3	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,3
6-10 Familienhaus	1,1	1,0	0,9	1,0	1,1	1,0	1,0	1,1
11-50 Familienhaus	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8

Die Wärmeausgaben belasten mit bis zu 7% vom Einkommen vor allem einkommensschwache Haushalte (vgl. Abbildung 17).

Abbildung 15 aus Cludius et al. 2022

Abbildung 17: Wärmeausgaben 2019 vs. 2022 nach Einkommensdezilen (Abbildung 15 aus Cludius et al. 2022, Quelle: FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Berechnungen des Öko-Instituts, Nettoeinkommen von 2018 auf 2019 mit 3,5% p.a. danach mit 2,6% p.a. (Institut Arbeit und Qualifikation der Universität Duisburg-Essen 2022) Preise für Strom, Erdgas und Heizöl von DIW (2022)).

- ✓ **Trotz staatlicher Subventionen für die energetische Sanierung von Gebäuden in Milliardenhöhe sind die Energieverbräuche und Energiekosten pro m² Wohnfläche in Deutschland auf nahezu gleichbleibend hohem Niveau. Sie belasten vor allem einkommensschwache Haushalte.**

4.4.3 Refinanzierung von Sanierungskosten über Mieterhöhung begrenzt und erfordert ein effizientes Vorgehen, Darlegung anhand eines Fallbeispiels.

Die Refinanzierung von Modernisierungskosten über die Kaltmiete ist aus sozialen Gründen begrenzt.

Neu in Bezug auf die Anpassungsmöglichkeiten ist die Abgrenzung von Heizungsanlagen und Heizungstechnischen Anlagen. Gemäß §559e BGB ist nach einer Modernisierung der Heizungsanlage die Erhöhung der Kaltmiete um 10 % der Kosten p.a. möglich, jedoch maximal 0,50 €/m²/Monat. Diese Erhöhung ist allerdings Teil der insgesamt zulässigen Anpassungsmöglichkeit bei Modernisierungsmaßnahmen (§ 559 (3a) BGB). Danach sind innerhalb von sechs Jahren max. 2,00 (bei einer monatlichen Ausgangsmiete vor der Mieterhöhung von weniger als 7 €/m²) bzw. 3,00 €/m²/Monat möglich. Darin sind die 0,50 €/m²/Monat der Heizungsanlagenmodernisierung bereits enthalten. Wurden also mehr als 1,50 €/m²/Monat bzw. 2,50 €/m²/Monat durch andere Maßnahmen in den vergangenen sechs Jahren mieterhöhend umgesetzt, können nur noch die verbleibenden Beträge zur grundsätzlich geltenden Obergrenze ausgeschöpft werden.

Fallbeispiel der Gesellschaft für Wohnen und Bauen mbH (GEWO) in Nordhorn

In einem Mehrfamilienhaus der GEWO mit 251 m² Wohnfläche und sechs Wohnungen, soll die Heizungsanlage erneuert und der Gaskessel durch eine Wärmepumpe ersetzt werden. Hätte man sich bei der Auslegung der Wärmepumpe auf die Nennleistung des vorhandenen, weit überdimensionierten Gaskessels mit 64 kW verlassen, würde das Kosten für eine Wärmepumpe mit 64 kW rund 101.000 € (brutto) auslösen. Aus der 10%igen Kostenumlage ergäben sich 2,34 €/m²/Monat, was die Kappungsgrenze deutlich überschreitet. Ein seit 2019 durchgeführtes Monitoring macht vor der Umsetzung die präzise Bestimmung der Heizlast über den Verbrauch möglich, wodurch die tatsächlich benötigte Leistung der Wärmepumpe mit 18 kW_{th} ermittelt werden konnte. Was Kosten von rd. 21.000,00 € (brutto) bedeutet und einer monatlichen Anpassungsmöglichkeit von 0,49 €/m² & Monat entspricht (Mitteilung Reno Schütt, GEWO Nordhorn).

4.5 Wohnraumsuffizienz thematisieren und politisch angehen

Inzwischen weisen immer mehr Studien daraufhin, wie wichtig es ist auch politischen Instrumente einzuführen, die auf Verbrauchsreduktionen und Suffizienz abzielen, wie z.B. die Stellungnahme der Wissenschaftsakademien ([acatech et al. 2023](#)) oder der Diskussionsbeitrag des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU) „Suffizienz als „Strategie des Genug““ ([SRU 2024](#)). Beide gehen explizit auf den Pro-Kopf-Verbrauch an Wohnraum ein, seine Bedeutung für den Anstieg von Ressourcen- und Energieverbrauch und deuten Vorschläge zu seiner Reduzierung an.

Der KiB E.V hat dazu im Juni 2024 eine Online-Veranstaltung durchgeführt auf der insbesondere, die in der Schweiz bei Genossenschaften und kommunalen Wohnungsunternehmen praktizierte n+1 Regel, die eine Obergrenze für die Zimmeranzahl in Relation zur Haushaltsgröße setzt, eine Wohnraumsteuer, die Wohnflächen z.B. über 50 qm pro Person besteuert und kommunale Dienstleistungen wie Umzugsboni, Beratung, Tauschbörsen etc. mit der Bundesabgeordneten Franziska Mascheck, SPD diskutiert. Die Diskussion und Aufarbeitung der gestellten Fragen und Diskussionen kann auf der [webseite des KiB](#) nachvollzogen werden.

Frau Mascheck verweist vor allem darauf, dass in Deutschland der Wohnungsbau und die Wohnungsbaupolitik in erster Linie Aufgabe der Bundesländer und Kommunen sind. Die Lösungsansätze der Länder setzen noch immer weitgehend auf den Neubau und den sozialen Wohnungsbau, gehen dabei aber zum Teil unterschiedliche Wege ([Vollmer 2024](#)). So wurden z.B.

mit der BayernHeim (2018) und WohnRaum Niedersachsen (2024) zwei neue landeseigene Wohnungsunternehmen (LWU) zur sozialen Versorgung gegründet. Baden-Württemberg setzt auf eine Wohnraumoffensive, dessen zentrales Element ein Grundstücksfonds ist. Er ist mit 100 Millionen € ausgestattet und soll helfen, Grundstücke für die Bebauung mit bezahlbarem Wohnraum für Kommunen zu sichern, die sich den Ankauf finanziell nicht leisten können.

Eine Untersuchung zu Suffizienzansätzen im Gebäudebereich im Auftrag des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) zeigt, das mit einer Reduktion der Pro-Kopf-Wohnfläche, Einsparungen bei den THG-Emissionen im Gebäudebetrieb um rund 11 Mio. Tonnen und bei den grauen Emissionen um rund 9 Mio. Tonnen erreicht werden könnten (Zimmermann et al. 2023). Das Wohnungsbauziel könnte von 400.000 neu zu bauenden Wohnungen pro Jahr auf rund 70.000 gemindert werden (Abbildung 18).

„Diese Ziele stehen auf den ersten Blick in Konkurrenz zu dem im Koalitionsvertrag der Bundesregierung festgesetzten Ziel, als Reaktion auf den bestehenden Mangel an bezahlbarem Wohnraum in Wachstumsregionen in Deutschland pro Jahr 400.000 neue Wohneinheiten zu schaffen. Auf den zweiten Blick aber wird deutlich, dass eine Harmonisierung dieses Zielkonflikts möglich ist, wenn geklärt wird, wo wie viel und welcher Wohnraum benötigt wird, und wie dieser möglichst durch eine optimierte Nutzung bestehender Gebäude, Nachverdichtung, Umnutzung und Konversion bereits bebauter Flächen und andere ressourcen- und flächenschonenden Ansätze entwickelt werden kann.“

(Zimmermann et al. 2023, S. 11)

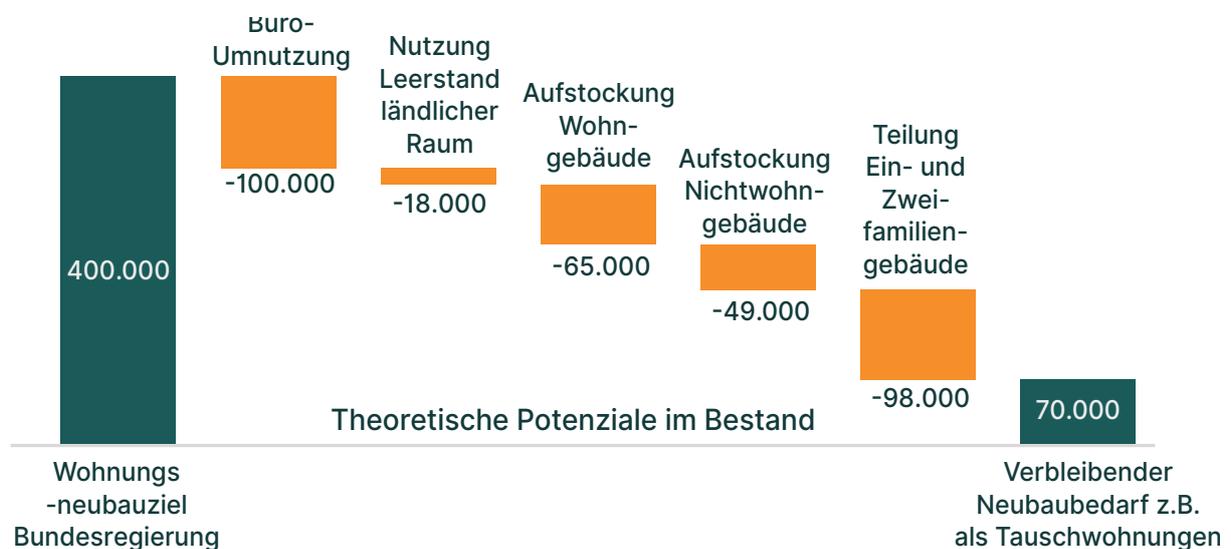


Abbildung 18: Technische Potenziale im Bestand zur Erfüllung des nationalen Wohnungsbauziels (verändert nach Abb. 11, S. 42 aus Zimmermann et al. 2023)

Der sozialen Wohnraumversorgung wird zukünftig eine noch größere Rolle einnehmen als bislang schon.

Eine Clusteranalyse des Sozialklimarates ergibt anhand einer Auswertung eines umfangreichen Datensatzes (infas 360) zu Einkommen, Alter, Energiebedarf oder dem Anteil von E-Autos zu allen Wohngebäuden in Deutschland 16 statistisch ermittelte Personas (infas360 & sozialklimarat 2024). Sie lassen sich wiederum zu drei Gruppen zusammenfassen.

Für die Gruppe 1 (etwa 30% der Bevölkerung) von überwiegend im Eigentum lebenden Menschen mit hoher Kaufkraft reicht der aktuelle Policy Mix aus. Für sie besteht entweder kein

Handlungsbedarf hinsichtlich energetischer Sanierung oder sie verfügen über genügend Einkommen, um sich eine energetische Sanierung oder E-Mobilität auch auf dem Land leisten zu können.

Eine zweite Gruppe (34% der Bevölkerung) leben in der Mittel- oder Großstadt entweder zur Miete oder im Eigentum überwiegend in Gebäuden mit höherem Sanierungsbedarf. Eine Erhöhung der Warmmiete und die Finanzierung umfangreicher Sanierungsmaßnahmen der Vermieter in dieser Gruppe ist kritisch und Fördermittel sollten stärker einkommensabhängig gestaffelt werden.

Die dritte Gruppe (36% der Bevölkerung) vertritt u.a. viele Pendler und mehrheitlich zur Miete in Großstädten Wohnende mit geringer Kaufkraft. Eine Erhöhung der Warmmiete wäre z.B. für viele Mieter in dieser Gruppe kritisch. Für diese Gruppe braucht es innovative Instrumente (Investitionsförderung oder direkte Kompensationszahlungen), um für sie ein treibhausgas-neutrales Leben zu ermöglichen (Zielorientierte Förderung statt Förderung für alle).

4.5.1 Wohnflächenkonsum und Wohnraumverteilung

Aus den Zahlen des Statistischen Bundesamtes geht hervor, dass die Wohnfläche in Deutschland zwischen 2013 und 2022 um 0,25 Mrd. Quadratmeter (m²) und die Wohnfläche pro Kopf im gleichen Zeitraum um 1,1 m² zugenommen hat (vgl. Tabelle 14).

Tabelle 14: Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden; Fortschreibung basierend auf den endgültigen Ergebnissen der Gebäude- und Wohnungszählung 2011, einschließlich Wohnheimen (Quelle: [Statistisches Bundesamt 2023, Wohnungsbestand im Zeitvergleich](#) (abgerufen am 15.03.2024))

Wohnungen und Wohnfläche	Einheit	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Wohnungen	Mio.	41,0	41,2	41,4	41,7	42,0	42,2	42,5	42,8	43,1	43,4
Wohnfläche insgesamt	Mrd. m ²	3,74	3,77	3,79	3,82	3,85	3,88	3,91	3,94	3,97	3,99
Durchschnittliche Wohnfläche je Wohnung	m ²	91,3	91,4	91,6	91,7	91,8	91,8	91,9	92,0	92,1	92,2
Bevölkerung	Mio.	80,8	81,2	82,2	82,5	82,8	83,0	83,2	83,2	83,1	84,4
Wohnfläche pro Kopf	m ²	46,3	46,4	46,2	46,3	46,5	46,7	47,0	47,4	47,7	47,4

Der Sachverständigenrat für Umweltfragen hat in seinem kürzlichen Bericht zur Suffizienz darauf aufmerksam gemacht, dass der Raumwärmebedarf pro Kopf damit seit 1990 nahezu gleichgeblieben ist, obwohl der spezifische Raumwärmebedarf pro Quadratmeter seit 1990 um 30% abgenommen hat (vgl. Abbildung 20).

Abbildung 12 aus Cludius et al. 2022

Abbildung 19: Wohnfläche gesamt und pro Kopf in den Einkommensdezilen (Abbildung 12 aus [Cludius et al. 2022](#), Quellen: FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Berechnungen des Öko-Instituts)

Darüberhinaus verteilen sich auch Wohnfläche und Wohnfläche pro Kopf nach Einkommen ebenfalls sehr unterschiedlich (Abbildung 19).

Man sieht daran, dass Effizienzmaßnahmen (energetische Sanierungen der Gebäude) durch „Reboundeffekte“, wie z.B. einen ansteigenden Wohnflächenbedarf pro Kopf aufgehoben werden.

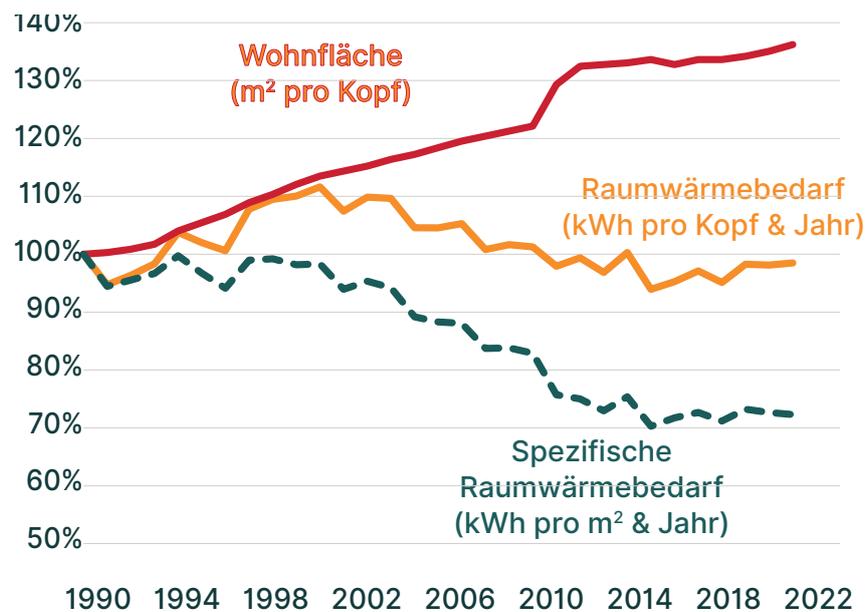


Abbildung 20: Zeitliche Entwicklung des Raumwärmebedarfs (breite Linie), der Pro-Kopf-Wohnfläche (schmale Linie) und des spezifischen Raumwärmebedarfs (gestrichelte Linie) in Deutschland (verändert nach [SRU 2024](#), Abb. 13, S. 41)

Geeignete Maßnahmen, um die Wohnraumverteilung zu verbessern, werden seitens der Politik bislang kaum ernsthaft in Erwägung gezogen, weil man sich entweder wenig davon verspricht und/oder eine weitere Diskussion um eine "Verbotspolitik" befürchtet.

Ein Teil der Lösung könnte sein, auf Wohnungstausch und Umbau statt auf Neubau zu setzen. Während vor allem Ältere oft zu zweit oder allein in großen Wohnungen und Häusern leben, müssen vor allem jüngere Familien mit sehr viel weniger Wohnraum auskommen ([UBA 2023](#)). Würden diese Menschen ihre Wohnungen tauschen, müsste für die Familie kein neues Haus mit viel Wohnfläche gebaut werden. Um das zu ermöglichen, müssten allerdings viele Anreize politisch ermöglicht werden. So müsste speziell Wohnraum im bereits bestehenden Umfeld angeboten und die ggf. günstigere Quadratmeter-Miete "mitgenommen" werden können, wie z.B. in Zürich. Niemand muss in eine kleinere Wohnung ziehen, die dann überproportional mehr Miete kostet.

4.5.2 Umbauordnung Niedersachsen

In seiner „Deutschlandstudie 2019“ zeigte der Architekturprofessor Karsten Ulrich Tichelmann ein technisches Potential von bis zu 2,7 Millionen Wohnungen (75 m² je Wohneinheit) im Bestand durch Umbau und Aufstockung auf ([Tichelmann et al. 2019](#)).

- 1,1 Millionen bis 1,5 Millionen Wohneinheiten auf Wohngebäuden der 1950er- bis 1990er-Jahre,
- 20.000 Wohneinheiten oder soziale Infrastruktur auf Parkhäusern der Innenstädte.
- 560.000 Wohneinheiten durch Aufstockung von Büro- und Verwaltungsgebäuden.
- 350.000 Wohneinheiten durch Umnutzung des Überhangs (Leerstand) von Büro- und Verwaltungsgebäuden.
- 400.000 Wohneinheiten auf den Flächen von eingeschossigem Einzelhandel, Discountern und Märkten, bei Erhalt der Verkaufsflächen.

Zum 1.7.2024 trat Niedersachsens und damit Deutschlands erste Um-Bauordnung in Kraft ([NBauO Niedersachsen](#)). Vielversprechend in der „Umbauordnung“ ist vor allem der neu eingeführte § 85 a. Er legt fest, dass an die vorhandenen Bauteile keine höheren Anforderungen ge-

stellt werden, als sie im Baujahr der Immobilie gefordert waren. Sie gilt etwa für Wände, Böden, Decken, Treppen oder Dächer, wenn Häuser aufgestockt oder umgebaut werden. Dafür zu sorgen, dass das Gebäude standfest bleibt und die Bauteile die neuen Lasten aufnehmen überlässt das Gesetz den Planenden. Für manches Umbauprojekt braucht es damit keine Baugenehmigung mehr, sondern nur noch eine Anzeige. Die Verpflichtung zum Bau neuer Stellplätze fällt weg und die Anforderungen an Abstandsflächen zum Nachbarn fallen bei der Aufstockung geringer aus.

4.5.3 Fallbeispiel: Belegungsvorschriften in der Schweiz als Vorbild?

In der Schweiz genießen Belegungsvorschriften seit Jahrzehnten vergleichsweise hohe Akzeptanz. Neben vielen Genossenschaften und Stiftungen haben inzwischen auch kommunale Wohnungsunternehmen Vorgaben, wie sie ihre Wohnungen belegen.

Bei vielen beträgt der Verteilungsschlüssel, die Anzahl der Zimmer minus eins entspricht der Anzahl der Bewohner. So kann eine junge Familie, die Nachwuchs bekommt, vergleichsweise einfach in eine Wohnung mit mehr Zimmern wechseln. Bei Auszug der Kinder sind diese auch dann eher wieder bereit in eine kleinere Wohnung z.B. im gleichen Quartier zu wechseln. Auch die Stadt Zürich wendet diese Regel an (vgl. Lage 2023, S. 69 ff.).

In Deutschland sind erfolgreiche Praxisbeispiele zur Umsetzung einer besseren Wohnraumverteilung noch auf einzelne kleine Eigeninitiativen begrenzt (vgl. wohnen-optimieren.de). Wohnungstauschbörsen wie in Freiburg (www.wohnungstausch.freiburg.de/) in Mannheim oder und entsprechende Begleitangebote, wie in Zürich sind noch selten. Die Stadtverwaltung Freiburg bietet Tauschwilligen, die bereit sind, aus einer größeren Wohnung in eine kleinere Wohnung zu ziehen, eine Umzugskostenpauschale von 2.000 Euro an.

Für Umbauprogramme im Wohnungsbestand, z.B. im kommunalen Besitz, um gezielt Wohnungen zum Umzug (geeignete Tauschwohnungen) von groß nach klein anbieten zu können (und einer Garantie zu einer vergleichbaren Quadratmeter-Miete), wurden im Rahmen dieses Projektes noch keine Angebote in Deutschland gefunden.

4.5.4 Fallbeispiel Landau: Zweckentfremdungsverbotssatzung und Leerstandsmanagement

Trotz der großen Wohnungsnot stehen viele Tausende Wohnungen leer. Und das auch in Städten in denen man es nicht vermuten würde.

Zweckentfremdungsgesetze gibt es mit Stand von 2020 in Bremen, Hamburg, Berlin, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Brandenburg, Rheinland-Pfalz, Thüringen, Baden-Württemberg und Bayern (erfolgreicher-vermieten.de).

In Hamburg gilt ein Zweckentfremdungsverbot schon seit 1971. Allein im Jahr 2021 sollen so die Stadt insgesamt 1.259 Wohnungen dem Wohnungsmarkt wieder zugeführt worden sein. Seit 2023 gibt es auch in Hamburg einen Onlinedienst zur Meldung eines Leerstands (Stadt Hamburg 2023).

Zunehmend mehr Städte erlassen Zweckentfremdungsgesetz, wie beispielsweise in Landau. Dort trat die Zweckentfremdungsverbotssatzung zum 1.1.2024 in Kraft. Nach ihr müssen eine anderweitige Nutzung oder Leerstand von Wohnraum der Stadt Landau (knapp 50.000 Einwohnern) angezeigt werden und unterliegen einer Genehmigungspflicht (Stadt Landau).

Eine Geldbuße bis zu 5.000 Euro kann belegt werden, wenn Auskünfte nicht, nicht richtig oder nicht vollständig erteilt werden. Bis zu 50.000 Euro Geldbuße droht, wenn vorsätzlich oder fahrlässig Wohnraum ohne Genehmigung der Stadt zweckentfremdet wird.

Durch die Presse ging das Fallbeispiel Landau ([ZDF, 22.6.2024](#)) vermutlich aus mehreren Gründen:

- Nach Inkrafttreten der Satzung wurden alle Eigentümerinnen und Eigentümer von Wohnraum angeschrieben und informiert, dass sie gemäß § 6 Absatz 1 der Zweckentfremdungsverbotssatzung verpflichtet sind, sich bei der Stadtverwaltung zurückzumelden – auch wenn sie keinen leerstehenden oder zweckentfremdeten Wohnraum ihr Eigen nennen ([Stadt Landau](#)). Dazu steht eine [digitale Plattform](#) zur Verfügung.
- Seit Inkrafttreten der Satzung haben Eigentümer*innen der Stadt rund 700 Leerstände oder Zweckentfremdungen gemeldet. Dabei stellt sich heraus: Es sind vor allem ältere Menschen die Leerstände haben und deren Wohnungen zudem oft in einem schlechten Zustand sind.
- Daher ist der möglicherweise noch viel wichtigerer Schritt, die Eigentümer im Rahmen eines Leerstandsmanagements zu beraten, wie sie mit z.B. mit dem Leerstand umgehen können und Hilfsangebote bei der Vermietung oder der Sanierung oder dem Finden von Handwerkern anzubieten.

Auch in vielen anderen Städten, wie z.B. der Stadt Freiburg gibt es solche Zweckentfremdungssatzungen seit zum Teil mehr als 10 Jahren. In Freiburg können leerstehende Wohnungen der Stadt gemeldet werden; diese werden in einem [Leerstandskataster](#) erfasst ([Satzung der Stadt Freiburg](#)).

Eine nicht mehr aktualisierte Übersicht (Stand 2020) in welchen Bundesländern und Städten eine Zweckentfremdungssatzung findet sich unter [erfolgreicher-vermieten.de](#).

Eine [Anfrage im Bayerischen Landtag vom 20.2.23](#) hat leider wenig konkrete Hinweise z.B. zum Erfolg der Zweckentfremdungssatzung oder zu den genauen Gründen oder verhängten Bußgeldern.

Systematische Untersuchungen, inwieweit Zweckentfremdungssatzungen auch gegen Leerstand helfen, sind uns bislang nicht bekannt. Aber einzelne Stimmen sagen, dass es zumindest ein Baustein unter vielen ist ([SWR, 25.11.2023](#)). Für Hinweise ist der KiB e.V. dankbar.

4.6 Wohngemeinnützigkeit

Im Juni 2024 wurde in Deutschland die Wohngemeinnützigkeit gesetzlich wieder eingeführt, die 1990 abgeschafft wurde (zur Geschichte der Wohngemeinnützigkeit vgl. [Schreiner, P. 2024](#)). Bereits im Jahr 2020 wurde im Bundestag dazu diskutiert ([Bundestag, 7.10.2020](#)). Mit der Neuregelung im Jahressteuergesetz 2024 können sozialorientierte Unternehmen, Vereine und Stiftungen künftig vergünstigten Wohnraum bereitstellen und dabei von den Steuererleichterungen der Gemeinnützigkeit profitieren. Voraussetzung ist die Wohnungsunternehmen verpflichten sich als gemeinnützige Wohnungsunternehmen (gWU) durch ihre Satzung dazu, dauerhaft Wohnraum günstiger als die marktübliche Miete an einkommensschwache Haushalte zur Verfügung zu stellen.

Von der Regelung könnten laut Gesetzentwurf zunächst etwa 100 Körperschaften, wie zum Beispiel Stiftungen, Vereine oder Unternehmen und rund 105.000 Mieterinnen und Mieter profitieren.

Aus Sicht des KiB e.V. sollten sozialer Wohnungsbau und Wohngemeinnützigkeit im Sinne der gemeinnützigen Praxis der Wohnungsunternehmen in Österreich und des [Wiener Modells](#), dauerhaft günstigen und sozial gebundenen Wohnraum anzubieten, weiterentwickelt werden (vgl. auch [Wikipedia](#)).

4.7 Gebäuderelevante Gesetze, Gesetzesvorhaben, Strategien und Förderungen

Neben aktuellen Reformen wie dem Gebäudeenergiegesetz oder neuen Gesetzen, wie dem Wärmeplanungsgesetz stehen derzeit bundespolitisch zahlreiche Strategien zur Diskussion, wie die Langfriststrategie Negativemissionen, die Carbon Management Strategie, die Biomassestrategie, die Kraftwerksstrategie, die Photovoltaikstrategie, Wind-an-Land-Strategie, Wasserstoffstrategie, Stromspeicher-Strategie oder auch die Diskussionen zur Strommarktdesign im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem, um nur einige zu nennen. Im Folgenden werden einige wesentliche Bestimmungen gebäuderelevanter Gesetze und Gesetzesvorhaben vorgestellt.

4.7.1 Umsetzung der Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) in Deutschland nach Veröffentlichung?

Im Dezember 2021 legte die EU-Kommission einen Entwurf für die Novelle der Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (EPBD 2010) vor. Im Oktober 2022 einigten sich der Europäische Rat und die Kommission auf einen Entwurf.

Am 7. Dezember 2023 haben sich das Europäische Parlament, der Europäische Rat und die Kommission im Trilog-Verfahren auf eine überarbeitete Gebäuderichtlinie (EPBD) als Teil der EU „Fit for 55“-Klimaschutzpakets, geeinigt. Durch die Neufassung der EPBD soll die Grundlage für einen flächendeckenden Nullemissionsstandard aller Gebäude bis zum Jahr 2050 geschaffen werden (Definition Artikel 2 Nr. 2 und neuer Artikel 9b).

Das Europäische Parlament hat die EPBD am 12.3.2024 beschlossen und vom Rat am 12.4.24 angenommen. Nach der Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union muss sie von den Mitgliedsstaaten innerhalb von 24 Monaten in nationales Recht umgesetzt werden. Auf eine zunächst vom EU-Parlament geforderte Sanierungspflicht, nach der bis zum Jahr 2030 alle Wohnhäuser mindestens die Energieeffizienzklasse "E" und bis 2033 mindestens die mittlere Energieeffizienzklasse "D" erreichen sollten, wurde verzichtet.

Die Einigung enthält u.a. folgende Bestimmungen:

- Eine Bilanzierung von Treibhausgasemissionen (THG bzw. GWP) im Lebenszyklus wird verpflichtend eingeführt (Artikel 7 Abs. 2), ab 1.1.2028 für alle neuen Gebäude mit einer Fläche > 1.000 m² und ab 1.1.2030 für alle neuen Gebäude.
- Jeder Mitgliedstaat muss einen nationalen Rahmen festlegen, um den durchschnittlichen Primär- bzw. Endenergieverbrauch (Summe aus erneuerbaren und nicht erneuerbaren Anteilen) von Wohngebäuden bis 2030 um 16 % und bis 2035 um 20-22 % zu senken (Artikel 9). Dabei sollen mindestens 55 % der Senkung des durchschnittlichen Primärenergieverbrauchs durch die Renovierung von Gebäuden mit der schlechtesten Energieeffizienz erreicht werden.
- Für Nichtwohngebäude sieht die überarbeitete Richtlinie schrittweise Verbesserungen durch Mindeststandards für die Gesamtenergieeffizienz vor, mit dem Ziel, bis 2030 16% der Gebäude mit der schlechtesten Energieeffizienz und bis 2033 26% der Gebäude mit der geringsten Energieeffizienz zu renovieren.
- Bestimmte Kategorien von Wohn- und Nichtwohngebäuden, einschließlich historischer Gebäude oder Ferienwohnungen können von Verpflichtungen ausgenommen werden.
- Renovierungspässe für bestehende Gebäude (Artikel 10) sollen Eigentümer befähigen, ihre Gebäude bis weit vor 2050 in Nullemissionsgebäude zu transformieren.

- Große Gebäude mit Anlagen über 70 kW Leistung müssen ab 2025 schrittweise Gebäudeautomations- und -steuerungssysteme einsetzen (Artikel 11).
- Die Information von Eigentümern und Gebäudenutzern zur Energieeffizienz und zum Energieverbrauch von Gebäuden soll durch Zugang zu digitalen Schnittstellen verbessert werden (Artikel 14).
- Relevante Daten, auch Renovierungspässe und Energieausweise sollen in einer nationalen Datenbank gespeichert werden (Artikel 19).
- Fördermaßnahmen müssen Anreize und Schutzvorkehrungen insbesondere für z.B. einkommensschwache Haushalte in Gebäuden mit der schlechtesten Energieeffizienz bieten, um dem Risiko der Zwangsräumung schutzbedürftiger Haushalte aufgrund unverhältnismäßiger Mieterhöhungen nach einer Renovierung entgegenzuwirken (Energiearmut).
- Subventionen für die Installation eigenständiger mit fossilen Brennstoffen betriebener Heizkessel sind ab dem 1. Januar 2025 nicht mehr zulässig.
- Zur Umsetzung der Maßnahmen sind nationale Gebäuderenovierungspläne zu erstellen, die Hindernisse wie Finanzierung, Ausbildung und Gewinnung von Fachkräften für Minimierung der Treibhausgasemissionen des Gebäudebestands identifizieren und beseitigen und Gebäudeeigentümer bei der schrittweisen Renovierung bis hin zu Nullemissionsgebäuden unterstützen sollen.
- Es sind zur unabhängigen Unterstützung und Beratung zentrale Anlaufstellen für Eigenheimbesitzer, klein- und mittel-ständische Unternehmen (KMU) sowie alle Akteure in der Wertschöpfungskette für Renovierungen anzubieten.
- Gemäß der Einigung dürfen neue Wohn- und Nichtwohngebäude ab dem 1. Januar 2028 für öffentliche Gebäude und ab dem 1. Januar 2030 für alle anderen Neubauten keine Emissionen aus fossilen Brennstoffen (von Ausnahmen abgesehen) mehr aufweisen.
- Die Installationen von Solaranlagen ist bis 2030 auch in neuen Wohngebäuden verpflichtend, wo es technisch und wirtschaftlich sinnvoll ist.
- Hindernisse für die Installation von Ladestationen müssen beseitigt werden, um das Recht auf Elektroanschluss in die Praxis umzusetzen.

4.7.2 Wärmeplanungsgesetz (WPG)

Die wichtigsten Punkte des WPG sind

- Bis Ende 2044 muss jedes Wärmenetz vollständig mit Wärme aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder aus einer Kombination daraus gespeist werden.
- Bestehende Wärmenetze sind bis 2030 mindestens zu 30 Prozent und bis 2040 zu 80 Prozent mit Wärme zu speisen, die aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme hergestellt wurde (§29).
- Für neue Wärmenetze wird ein entsprechender Anteil von 65 Prozent verlangt (§30).
- Ergebnis der Wärmeplanung sind Wärmepläne, die in Städten mit mehr als 100.000 Einwohnern bis Ende Juni 2026 und in kleineren Städten und Gemeinden bis Ende Juni 2028 erstellt werden müssen. Für Gemeinden mit weniger als 10.000 Einwohnern können die Länder ein vereinfachtes Verfahren vorsehen. Auch können mehrere Gemeinden eine gemeinsame Wärmeplanung vornehmen.

- Der Anteil der Biomasse an der jährlich erzeugten Wärmemenge in Wärmenetzen von mehr als 50 Kilometern Länge wird ab 2045 auf maximal 15 Prozent begrenzt.
- § 13b des Baugesetzbuches wird durch einen neuen Paragraphen 215a ersetzt. Nach 13b konnten Außenbereichsflächen unter bestimmten Voraussetzungen im beschleunigten Verfahren ohne Umweltprüfung überplant werden. Das Bundesverwaltungsgericht hatte am 18. Juli 2023 einen solchen Bebauungsplan für unwirksam erklärt und dies mit der Unvereinbarkeit mit EU-Recht begründet. Paragraf 215a soll es nun ermöglichen, nach 13b begonnene Planverfahren geordnet zu Ende zu führen und abgeschlossene Pläne, die an einem beachtlichen Fehler leiden und unwirksam sind, im ergänzenden Verfahren in Kraft zu setzen. Schließlich sollen Naturerfahrungsräume künftig nicht nur in Bebauungsplänen, sondern bereits in Flächennutzungsplänen festgesetzt werden können.
- WPG legt den Ablauf der Wärmeplanung in sieben Schritten fest:
 1. Beschluss zur Wärmeplanung
 2. die Eignungsprüfung nach §14, ggf. mit dem Beschluss zur verkürzten Wärmeplanung für ein Gebiet oder Teilgebiet.
 3. die Bestandsanalyse nach §15,
 4. die Potenzialanalyse nach §16,
 5. die Entwicklung und Beschreibung eines Zielszenarios nach §17,
 6. Einteilung in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete nach §18 sowie die Darstellung der Wärmeversorgungsarten für das Zieljahr nach §19 sowie
 7. die Darstellung der Wärmeversorgungsarten für das Zieljahr nach §20.
- § 20 definiert die Anforderungen an die Umsetzungsstrategie. Die planungsverantwortliche Stelle ist dazu aufgefordert von ihr selbst zu realisierende Umsetzungsmaßnahmen zu entwickeln, die im Einklang mit dem Zielszenario stehen. Die Umsetzungsmaßnahmen können gemeinsam mit weiteren Akteuren identifiziert werden und es können Vereinbarungen zur Umsetzung mit den betroffenen Personen oder Dritten abgeschlossen werden.
- § 25 verlangt die Überprüfung ggf. Fortschreibung der Wärmeplanung alle fünf Jahre.
- § 26 Entscheidung über Ausweisung als Gebiet zum Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen oder als Wasserstoffnetzausbauggebiet.
- § 28 definiert Anforderungen zur Transformation von Gasverteilernetzen und verlangt die Entscheidung ob sie auf grüne Gase umgestellt werden oder nicht.
- § 34 verlangt eine zentrale Veröffentlichung der Wärmepläne im Internet.

§§ 26 bis 28 verknüpfen die Wärmeplanung mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG). Auf die Entscheidung über die Ausweisung von Gebieten zum Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen oder als Wasserstoffnetzausbauggebiet (und nicht auf den Wärmeplan) nimmt das GEG Bezug (§ 71 Absatz 8 Satz 3 sowie § 71k Absatz 1 Nummer 1 GEG). Die damit verbundenen Rechtswirkungen sind in § 27 WPG formuliert.

Auf Grundlage der aktuellen Gesetzeslage ist ein Kommunaler Wärmeplan (KWP) auch nach dem Wärmeplanungsgesetz des Bundes ein informeller, strategischer Plan ohne unmittelbare rechtliche Auswirkung. Allein der Beschluss eines KWP durch die Kommunen löst damit nicht unmittelbar die Anwendung des GEG auf bestehende Gebäude aus.

Zum Wärmeplanungsgesetz liegt ein mehr als 100 Seiten starker Leitfaden vor. Adressat, sind diejenigen, die die Wärmeplanung durchführen ([ifeu et al. 2024, Juni 2024](#)). Er erläutert anhand der einzelnen Paragraphen die wichtigsten Schritte der Wärmeplanung.

Unter anderem erwartet auch der Leitfaden „Datenlücken bei strombasierten Wärmeversorgungstechnologien – vor allem Wärmepumpen, elektrische Direktheizungen oder elektrischen Prozesswärmeverfahren – ..., da es laut WPG keine Erhebungsermächtigung für Strom-Verbrauchsdaten gibt.“ (ifeu et al. 2024, Juni 2024, S. 43).

An der bisherigen Bewertungsmethodik nach Primärenergiefaktoren (PEF) der netzgebundenen Versorgung mit Wärme ändert das Wärmeplanungsgesetz nichts.

Die Bewertung von Wärmesystemen nach Primärenergiefaktoren, wie sie durch die Formulierungen im GEG vorgegeben ist, wurde bereits vielfach kritisiert (Ortner et al. 2023). So besteht in der Anwendung der PEF zur energetischen Bewertung das Problem, dass er nicht nach Treibhausgasintensität verschiedener fossilen Energieträger (Erdgas, Heizöl und Steinkohle werden mit dem gleichen Faktor bewertet) differenziert. Feste Biomasse wird durch einen sehr geringen PEF zu einem attraktiven Brennstoff, dessen Angebot aber sehr begrenzt ist.

✓ **Es wird vorgeschlagen die energetische Bewertung für den Betrieb von Gebäuden in der Objektversorgung sowie in Gebäude- und Fernwärmenetzen auf Treibhausfaktoren in gCO_{2e}/kWh umzustellen, die neben der Verbrennung auch alle Prozessketten von Energieträgern auf Lebenszyklusbasis (Vorkettenemissionen) berücksichtigen (vgl. Kapitel 8).**

Offene Fragen:

- ? **Für Gebäudenetze (Gebäudeenergiegesetz) gelten andere Vorgaben wie für Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz), Definition/Abgrenzung Gebäudenetz zu Wärmenetz wirkt relativ willkürlich. Wie erfolgt eine Abgrenzung von „unvermeidbare Abwärme aus der Stromerzeugung“ zur Nutzwärme aus der KWK?**
- ? **Wärmeplanungsgesetz und Gebäudeenergiegesetz geben keine Handreichung für eine geeignete Abstimmung/Verzahnung zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle. Was passiert mit den Fernwärmepreisen, wenn im Laufe Zeit energetische Sanierungen der Gebäudehülle erfolgen und die Abnahme von Wärme abnimmt?**

4.7.3 Das Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Der Anteil der Wärme, die aus einem Wärmenetz (Fernwärme) stammen aus Fernwärme beträgt aktuell etwa 10% (Abbildung 34). Auch bei einer geplanten Verdopplung bis 2045 dieses Anteils im Rahmen des Wärmeplanungsgesetz und der Wärmenetzförderung bleibt das Gebäudeenergiegesetz das maßgebliche Gesetz zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Bereich der Gebäude, da es auch 2045 noch bis zu 80% der Wärme umfasst.

Die aktuelle Reform des Gebäudeenergiegesetz (GEG) macht einen Anteil von mindestens 65% Erneuerbare Energien (vgl. GEG §71 (1)) zum maßgeblichen Bewertungskriterium beim Tausch oder dem Neubau einer Heizung in der Objektversorgung und in Gebäudenetzen (Wärmenetze mit bis zu 16 Gebäuden).

Nach GEG §71 (2) kann der Gebäudeeigentümer frei wählen, mit welcher Heizungsanlage die Vorgabe nach Absatz 1 erfüllt wird. Es unterscheidet Lösungsoptionen, die ohne rechnerischen Nachweis umgesetzt werden dürfen, von solchen, die nur mit einem rechnerischen Nachweis eingesetzt werden dürfen (vgl. Abbildung 21).

GEG §71 (1) Bei Heizungserneuerung mindestens **65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme mit erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme (65%EE)**

GEG §71 (2) **Der Gebäudeeigentümer kann frei wählen, mit welcher Heizungsanlage die Vorgabe nach Absatz 1 erfüllt wird.**

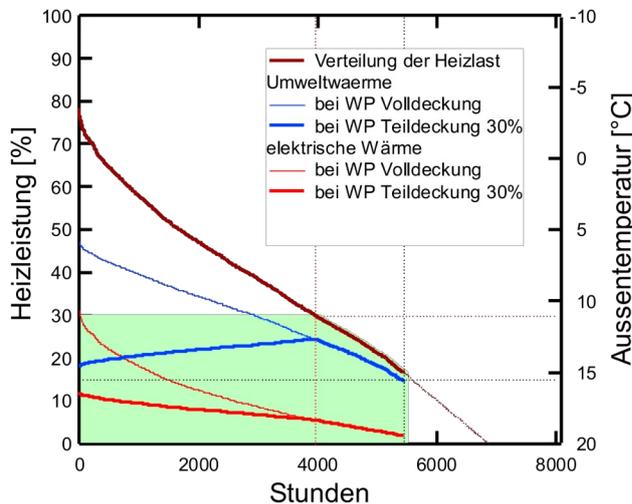
Erfüllungsoptionen ohne rechnerischen Nachweis

1. Anschluss an ein **Wärmenetz** § 71b,
2. elektrisch angetriebene **Wärmepumpe** (§ 71c),
3. Stromdirektheizung (§71d),
4. Solarthermische Anlage (§71e),
5. Heizungsanlage zur Nutzung von **Biomasse** oder grünem oder blauem Wasserstoff ... nach Maßgabe §§71f & 71g
6. Kombination aus Wärmepumpe mit einer Gas-, Biomasse- oder Flüssigbrennstofffeuerung (§ 71h) = **Hybridheizung**.

Rechnerischer Nachweis für 65% EE
 nach der DIN V 18599: 2018-09 durch eine nach § 88 berechnete Person vor Inbetriebnahme zu erbringen.

➔ **Beiblatt zum Nachweis/Berechnung nach DIN V 18599**

Abbildung 21: Vereinfachtes Schema zu den Optionen beim Heizungstausch mit und ohne rechnerischen Nachweis (vgl. auch UBA 2024)



Heizleistung:
 linearer Zusammenhang mit Aussentemperatur
 Raumtemperatur 20° C

Jahresverbrauch:
 Verlauf der Aussentemperatur
 68% des Verbrauchs entsteht bei Heizleistungen < 30%

Wärmepumpe mit 30% Heizleistung deckt 68% des Verbrauchs mit 2/3 Umweltwärme → 45% EE

Abbildung 22 Strukturdiagramm zum Zusammenhang zwischen dem Anteil der Wärmepumpe an der Heizleistung der Abdeckung am Wärmebedarf und dem Anteil an Umweltwärme (Abbildung Seelmann-Eggebert)

Im GEG §71 h wird an die Hybridheizung lediglich die Anforderung gestellt, dass die Wärmepumpe (WP) so dimensioniert werden muss, dass sie mindestens 30% der Heizleistung abdeckt. Bei einer Heizleistung von 30% kann beim Teillastpunkt A nach DIN EN 14825 u.E. zwar z.B. 65% des Wärmebedarfs abgedeckt werden, nicht aber kann die WP damit 65% erneuerbare Wärme (vgl. Umweltwärme §3 (2) und §3 (1) 30.) bereitstellen. Dazu ist aus Sicht des KiB e.V. die Wärmepumpe zu klein dimensioniert (vgl. Abbildung 22).

Dazu erhielt der Klimaschutz im Bundestag e.V. aus dem BMWK folgende Erläuterung:

Antwort Dr. Martin Schöpe, Leiter des Referats "Rechtsfragen Gebäudeenergie" BMWK vom 27.10.23:

„Mit dem in der 2. GEG-Novelle geforderten Leistungsanteil von 30% der Wärmepumpe und dem geforderten bivalent parallelen oder teilparallelen Betrieb ergeben sich Deckungsanteile der Wärmepumpe, die über den geforderten 65% liegen.“

Als Hinweis kann die Tabelle 5.3-4 aus DIN V 4701-10 gelten, hier werden bei einem Leistungsanteil von 27% ein Deckungsanteil von 77% und bei 31% Leistungsanteil ein Deckungsanteil von 83% angegeben.

In der GEG-Novelle wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die gesamte von einer Wärmepumpe bereitgestellte Wärme als erneuerbar anzusehen ist. Das kann wie folgt begründet werden:

Die übliche Nutzungsdauer von Wärmepumpen beträgt etwa 20 Jahre. Im Jahr 2022 lag der erneuerbare Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland bei 44%, im Jahr 2030 sollen es mindestens 80% sein und 100% erneuerbare Energien im Strombereich spätestens 2045. Wenn man den über die Nutzungsdauer ansteigenden erneuerbaren Anteil bei der Stromerzeugung berücksichtigt, dann ergeben sich bei einer im Jahr 2024 installierten Wärmepumpe über die Nutzungsdauer erneuerbare Anteile von über 85% beim bezogenen Strom. Wird die Wärmepumpe in 2026 installiert, dann wird über 90% erneuerbarer Strom genutzt.“

Der Ansatz mit der GEG-Novelle würde der Anteil der Wärmepumpe an der Wärmeerzeugung zu 100% erneuerbar sein, steht allerdings so nicht im Gesetz, da nach GEG §3 Begriffsbestimmungen als erneuerbar nur die Umweltwärme gilt und nicht der EE-Anteil des Stroms zum Betrieb der Wärmepumpe.

Auf unseren Hinweis an das BMWK, dass im GWG §71h zwar ein Brennwertkessel mit Erdgas zum Einsatz kommen kann, nicht aber eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) mit Erdgas (umrüstbar auf grüne Gase) bzw. es im Gesetz keinen Hinweis darauf gibt, dass es sich bei dem Spitzenlastzeuger auch um eine KWK-Anlage handeln kann, kam am 27.10.23 vom BMWK folgende Antwort:

Antwort Dr. Martin Schöpe, Leiter des Referats "Rechtsfragen Gebäudeenergie" BMWK, 27.10.23

„KWK-Anlagen mit einem fossilem Energieträger sind keine Erfüllungsoption; KWK-Anlagen können dann eine Erfüllungsoption sein, wenn sie nach § 71f mit entsprechenden Anteilen grüner Gase betrieben werden. D.h. eine Heizungsanlage mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen, die nach § 71 Abs. 3 iVm. § 71f GEG betrieben wird und dabei mindestens 65 % aus Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff einsetzt, ist ohne weitere Berechnung zulässig.

Bei einer Wärmepumpen-Hybridheizung, bestehend aus einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe in Kombination mit einer Gas-, Biomasse- oder Flüssigbrennstoffeuerung nach § 71 Abs. 3 iVm. § 71h GEG muss der Spitzenlastzeuger im Fall des Einsatzes von gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen ein Brennwertkessel sein. Da KWK kein Brennwertkessel ist, ist dies als Spitzenlastzeuger nicht zulässig und würde grundsätzlich auch nicht der Betriebsweise einer KWK-Anlage entsprechen.

Immer zulässig ist eine Berechnung nach DIN V 18599 gemäß § 71 Abs. 2 iVm. § 71c GEG: Danach kann eine Kombination Wärmepumpe und KWK gerechnet werden zum Nachweis über einen Deckungsanteil von 65 % durch die Wärmepumpe bzw. zusätzlicher anteiliger Einsatz von Biogas.“

Beiblatt zum rechnerischen Nachweis nach DIN V 18599

Aus dem Entwurf des Beiblattes zur DIN/TS 18599 Beiblatt 2 mit Stand vom 8.1.2024 geht hervor, sobald im Anlagenkonzept 65% EE-Wärme nachgewiesen werden können, die Anforderung nach GEG §71 erfüllt wird, unabhängig wie die restlichen 35% zu Stande kommen. Damit gilt die Wärme aus der Wärmepumpe stets zu 100% als EE-Wärme. Wie der Strom erzeugt wurde, spielt dabei keine Rolle. Damit wird auch der elektrische Heizstab zum EE-Wärmeerzeuger, wenn er technisch in der Wärmepumpe integriert ist.

Sobald also die Wärmepumpe 65% der benötigten Gesamtwärme, kann der Rest der Wärme auch durch z.B. ein Erdgas betriebene KWK-Anlage erzeugt werden.

Warum also im GEG §§ 72 h eine Kombination aus Wärmepumpe und Spitzenlastkessel ohne rechnerischen Nachweis auskommt aber für eine Anlagenkombination aus Wärmepumpe (65%) und KWK-Anlage (<=35%) ein rechnerischer Nachweis §71 Abs. 2 erbracht werden muss, erschließt sich den Autoren des Berichtes nicht.

Wann das DIN/TS 18599 Beiblatt 2 oder ggf. eine eigene DIN veröffentlicht wird kann derzeit nicht eingeschätzt werden.

- ✓ **Eine auf Wasserstoff umrüstbare KWK-Anlage sollte in der Kombination mit einer Wärmepumpe als Lösungsoption im GEG auch ohne rechnerischen Nachweis nach DIN/TS 18599 Beiblatt 2 im GEG ergänzt werden.**

Überprüfung und Monitoring im GEG für Wohn- und Nichtwohngebäuden

Die Regelungen zur Überprüfung und Monitoring von Heizungsanlagen gehören aus Sicht des Projektes mit zu den wichtigsten Änderungen des Gesetzes.

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG 2024) schreibt im § 71a (Gebäudeautomation) vor, dass Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude) mit einer Nennleistung der Heizungsanlage oder der kombinierten Raumheizungs- und Lüftungsanlage über 290 Kilowatt bis zum 31. Dezember 2024 mit einer Gebäudeautomatisierung und -steuerung ausgestattet werden müssen, „mittels derer eine kontinuierliche Überwachung, Protokollierung und Analyse der Verbräuche aller Hauptenergieträger sowie aller gebäudetechnischen Systeme durchgeführt werden kann...“.

Nach §60a sind Wärmepumpen und nach §60b Heizungsanlagen in einem Gebäude mit mindestens sechs Wohnungen oder sonstigen selbständigen Nutzungseinheiten innerhalb bestimmter Fristen einer Heizungsprüfung und Heizungsoptimierung zu unterziehen.

Zur Prüfung gehören explizit die Effizienz der Heizungspumpe im Heizsystem und ob Dämmmaßnahmen von Rohrleitungen oder Armaturen und Maßnahmen zur Absenkung der Vorlauf-temperatur durchgeführt werden können.

Als Maßnahmen im Gesetz zur Optimierung einer Anlage werden im Gesetz genannt:

- die Absenkung der Vorlauf-temperatur oder die Optimierung der Heizkurve bei groben Fehleinstellungen,
- die Aktivierung der Nachtabsenkung, Nachtabschaltung oder andere zum Nutzungsprofil sowie zu der Umgebungstemperatur passende Absenkungen oder Abschaltungen der Heizungsanlage und eine Information des Betreibers, insbesondere zur Sommerabschaltung, Urlaubsabsenkung oder Anwesenheitssteuerung,
- die Optimierung des Zirkulationsbetriebs unter Berücksichtigung geltender Regelungen zum Gesundheitsschutz,
- die Überprüfung der ordnungsgemäßen Einstellung der Umwälzpumpe,
- die Absenkung der Warmwassertemperaturen unter Berücksichtigung geltender Regelungen zum Gesundheitsschutz,
- die Absenkung der Heizgrenztemperatur, um die Heizperiode und -tage zu verringern, und
- die Information des Eigentümers oder Nutzers über weitergehende Einsparmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien, insbesondere die Vorgaben des § 71 Absatz 1 für Heizungsanlagen.

Die Heizungsprüfung ist von einer fachkundigen Person (vgl. § 60a Absatz 4) im Sinne des § 60a Absatz 3 durchzuführen. Das Ergebnis der Prüfung und der etwaige Optimierungsbedarf sind schriftlich festzuhalten und dem Verantwortlichen zum Nachweis zu übersenden.

Sofern Optimierungsbedarf besteht, sind die Optimierungsmaßnahmen innerhalb von einem Jahr nach der Heizungsprüfung durchzuführen und schriftlich festzuhalten und auf Verlangen dem Mieter unverzüglich vorzulegen.

Eine Sanktion bei Nichtausführung der Optimierungsmaßnahmen ist im Gesetz allerdings nicht vorgesehen.

Darüber hinaus wird von den per Interview befragten Experten festgestellt:

- Die in der Praxis meist angewandte Erfüllungsoption wird voraussichtlich die Hybridheizung mit Wärmepumpe (bzw. Klimageräten) mit 30% der Heizleistung und einem Erdgaskessel nach §71h. Diese Hybridheizung erfüllt die Anforderung 65% EE nicht, noch gehen damit die Treibhausgasemissionen in dem Maß zurück, wie sich die Bundesregierung das vorstellt.
- Die zeitliche Verzahnung zwischen GEG und WPG (vgl. Kapitel 4.7.2) könnte sich die Wärmewende verzögern (vgl. Absatzzahlen im Wärmeerzeugungsmarkt Tabelle 9).
- Erdgas-KWK zur Deckung von Residuallast auf dezentraler Ebene in Gebäudenetzen der Industrie oder bei größeren Wohngebäuden, Gebäudekomplexen wird kaum mehr realisiert werden.
- GEG und WPG geben trotz Ausrichtung auf Wärmepumpe und Anschluss an ein Wärmenetz für die Praxis nahezu keine sinnvolle Handhabe, um mit vertretbaren Kosten und Arbeitskräften möglichst viel Treibhausgase einzusparen und damit den zusätzlichen Strahlungsantrieb größtmöglich einzudämmen.
- Effizienzanforderungen an Wärmepumpen fehlen weitgehend.
- Mit jeder Wärmepumpe, die in Zeiten nicht vollständig durch erneuerbaren erzeugten Strom (Stichwort kalte Dunkelflaute) Strom aus dem öffentlichen Netz bezieht, erhöht zeitgleich die Leistung aus Ausgleichskraftwerken. Der Zubau von elektrischer Wärmepumpenleistung und Leistung an erneuerbaren oder auf erneuerbare umstellbare Ausgleichskraftwerken sollte weitgehend zeitgleich erfolgen.

4.7.4 Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG)

Tabelle 15 gibt eine Übersicht über die Bundesförderung für effiziente Gebäude zu den Einzelmaßnahmen, die die Anforderungen des Gebäudeenergiegesetz erfüllen. Der Förderkompass des Bafas fasst weitere Infos zusammen ([BAFA-Förderkompass März 2023](#)).

Tabelle 15: Förderübersicht: Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM); es gilt in der Kombination der möglichen Fördersatzes eine maximale Obergrenze von 70 Prozent (BAFA Stand 1.3.2024).¹ Bei Biomasseheizungen wird bei Einhaltung eines Emissionsgrenzwertes für Staub von 2,5 mg/m³ ein zusätzlicher pauschaler Zuschlag in Höhe von 2.500 Euro gemäß Richtlinien-Nr. 8.4.6 gewährt.
² Der Klimageschwindigkeits-Bonus reduziert sich gestaffelt gemäß Richtlinien-Nr. 8.4.4. und wird ausschließlich selbstnutzenden Eigentümern gewährt. Bis 31. Dezember 2028 gilt ein Bonussatz von 20 Prozent.
³ Beim BAFA nur in Verbindung mit einem Antrag zur Errichtung, Umbau und Erweiterung eines Gebäudenetzes gemäß Richtlinien-Nr. 5.3 g) möglich.
⁴ Bei der KfW ist keine Förderung gemäß Richtlinien-Nr. 5.5 möglich. Die Kosten der Fach- und Baubegleitung werden mit den Fördersatzes des Heizungstausches als Umfeldmaßnahme gefördert.

Einzelmaßnahme	Grundfördersatz	iSFP-Bonus	Effizienz-Bonus	Klimageschwindigkeits-Bonus ²	Einkommens-Bonus	Fachplanung und Baubegleitung	Zuständig
Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle	15 %	5 %	–	–	–	50 %	BAFA
Anlagentechnik (außer Heizung)	15 %	5 %	–	–	–	50 %	BAFA
Anlagen zur Wärmeerzeugung (Heizungstechnik)							
Solarthermische Anlagen	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	- ⁴	KfW
Biomasseheizungen ¹	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	- ⁴	KfW
Elektrisch angetriebene Wärmepumpen	30 %	–	5 %	max. 20 %	30 %	- ⁴	KfW
Brennstoffzellenheizungen	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	- ⁴	KfW
Wasserstofffähige Heizungen (Investitionsmehrausgaben)	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	- ⁴	KfW
Innovative Heizungstechnik auf Basis erneuerbarer Energien	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	- ⁴	KfW
Errichtung, Umbau, Erweiterung eines Gebäudenetzes ³	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	50 %	BAFA
Anschluss an ein Gebäudenetz ³	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	50 % ⁴	BAFA/KfW
Anschluss an ein Wärmenetz	30 %	–	–	max. 20 %	30 %	- ⁴	KfW
Heizungsoptimierung							
Maßnahmen zur Verbesserung der Anlageneffizienz	15 %	5 %	–	–	–	50 %	BAFA
Maßnahmen zur Emissionsminderung von Biomasseheizungen	50 %	–	–	–	–	50 %	BAFA

Das Ökozentrum NRW hat einen kostenfreien Förderrechner als Excelblatt zur Heizungsförderung entwickelt und hier veröffentlicht (Förderrechner Ökozentrum NRW).

- ✓ **Die weitere Förderung der Biomasseverbrennung nach BEG passt nicht zum Entwurf der Biomassestrategie und den Ergebnissen der ihr zugrundeliegenden Studien. Die Verfügbarkeit von fester Biomasse ist limitiert, ihre Verfeuerung sollte daher nicht länger über die Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude gefördert werden (Richtlinien BEG).**

4.7.5 Kraftwerksstrategie: Energieeffizienz verschiedener Kraftwerke unter Berücksichtigung der Stromverluste

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 wird in allen Szenarien ein weiterer Zubau an Kraftwerksleistung in Höhe von 22 GW angenommen. Darunter ein Zubau von 10 GW wasserstofffähiger Kraftwerksleistung (H₂ready), welche bis spätestens 2032 in Betrieb gehen soll, sowie mittelfristig ein Bau von zusätzlich 12 GW Leistung über einen Kapazitätsmechanismus ab 2028 (NEP 2037/2045, S. 96).

Von den zusätzlichen 22 GW werden von den Übertragungsnetzbetreibern etwa 9,5 GW in Baden-Württemberg und Bayern verortet (vgl. Abbildung 23).

In Abhängigkeit der Ausbaugeschwindigkeit an Erneuerbaren Energien, der Nachfrageflexibilität oder den angenommenen Stromimportmengen gehen Studien von einem Bedarf zwischen 16 – 40 Gigawatt (GW) an zusätzlich zu installierender Nettoleistung zur gesicherten Abdeckung der Residuallast in Deutschland bis zum Jahr 2030 aus.

Ein Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien zeigt einen Anstieg der installierten Leistung von regelbaren Gaskraftwerken bis 2030 in allen Szenarien. Die Bandbreite reicht allerdings von

31 GW bis auf 106 GW. In den meisten Szenarien wird dabei von einer Abnahme des Anteils der Bioenergie ausgegangen. (Stiftung Klimaneutralität et al. 2022, Folie 20).

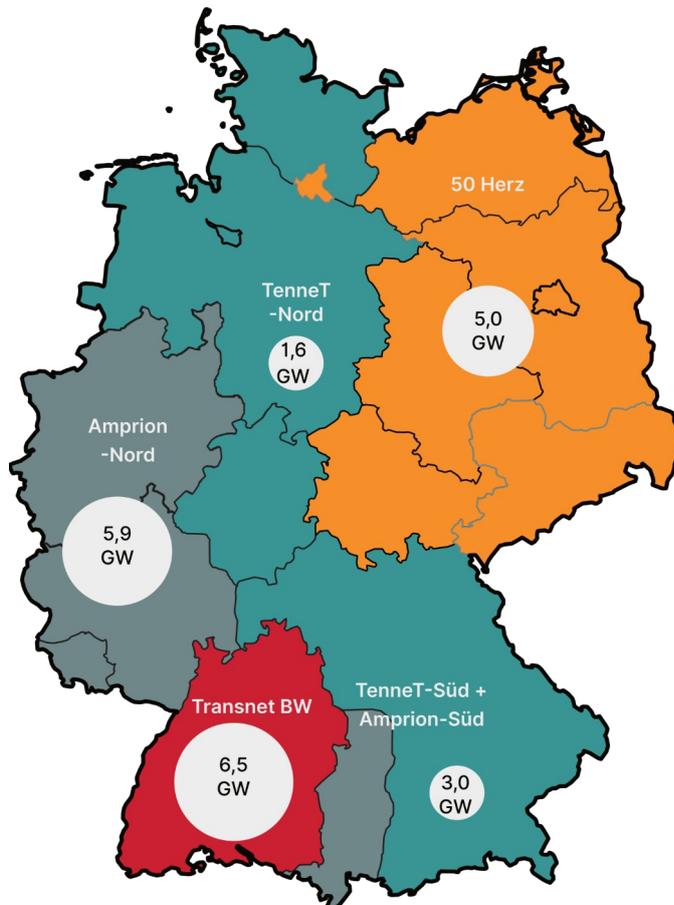


Abbildung 23: Verortung des angenommenen Kraftwerkszubaus von 22 GW nach Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismus (nach NEP 2037/2045, Abb. 29)

Bereits seit dem Februar 2023 laufen intensive Diskussionen zu einer Kraftwerksstrategie in der (BMWK 1.2.2023).

Hauptziele der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung sind die Versorgungssicherheit zu stärken und den Ausstieg aus der Kohlekraft abzusichern. Sie sieht im Wesentlichen vor, konventionelle sowie wasserstofffähige Gaskraftwerke (H₂ready oder H₂-Readiness) übergangsweise über Investitionskostenzuschüsse und die höheren Brennstoffkosten für Wasserstoff staatlich zu fördern. Eine kritische Auseinandersetzung mit dem Begriff H₂-Readiness liefert eine Studie der (Christidis et al. 2023).

Ab 2028 sollen über einen „Kapazitätsmechanismus“ weitere Reserven bereitgestellt und bezahlt werden.

Laut Pressemitteilung des BMWH vom 5.7.2024 soll die Kraftwerksstrategie im Rahmen eines Kraftwerkssicherheitsgesetzes im Vorgriff auf einen umfassenden Kapazitätsmechanismus in zwei Ausschreibungsrunden (Säulen) umgesetzt werden (BMWK, 5.7.2024).

1. Ausschreibung ab Ende 2024 / Anfang 2025 von 5 Gigawatt an neuen H₂-ready-Gaskraftwerken und 2 GW an umfassenden H₂-ready-Modernisierungen, die ab dem 8. Jahr ihrer Inbetriebnahme/Modernisierung auf den Betrieb auf grünen oder blauen Wasserstoff gemäß Nationaler Wasserstoffstrategie umstellen müssen. Hinzu kommen 500 MW an reinen Wasserstoffkraftwerken, die sofort mit Wasserstoff laufen (Wasserstoffsprinter) und 500 MW an Langzeitspeichern.

2. Ausschreibung von noch einmal 5 Gigawatt Gaskraftwerksleistung bis zur Etablierung des Kapazitätsmechanismus ab 2028.

Die Kraftwerke sollen jeweils überwiegend im sog. „netztechnischen Süden“ Deutschlands zugebaut werden, um Redispatchkosten zu senken und zur Netzstabilität beizutragen (vgl. Abbildung 23).

Die Förderung der Kraftwerke erfolgt zum einen über einen Zuschuss zu den Investitionskosten (Capex) und ab dem Umstieg auf Wasserstoff für 800 Vollbenutzungsstunden über einen staatlichen Ausgleich der Differenzkosten zwischen Wasserstoff und Erdgas (Opex).

Die genauen Ausschreibungskriterien bleiben damit weiterhin offen. Ebenso unklar bleibt welche Rolle die dezentrale KWK und sog. Speicherkraftwerke dabei spielen können und sollen. Zu einer Weiterführung des EEG für Biogasanlagen (Stichwort Speicherkraftwerke, vgl. Kapitel 7.6) oder des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz über 2026 hinaus gab es bis zum Redaktionsschluss keinerlei Informationen. Beides hätte aber aus Sicht des KiB e.V. zu einer Kraftwerksstrategie dazu gehört.

Die Kosten schätzte das BMWK im Februar bei einem damals geplanten Zubauvolumen von 10 GW bei 15 bis 20 Milliarden Euro über 15 Jahre (Schriftbericht BMWK, Ausschussdrucksache 20(25)574).

Die Eckpunkte für die Kapazitätsförderung ab 2028 will die Bundesregierung im Oktober vorgelegen. Kapazitätsmechanismen sind z.B. aus europäischen Nachbarländern wie Belgien, Polen oder Frankreich bekannt. Wie effizient und sinnvoll ein Kapazitätsmechanismus für die Energiewende in Deutschland sein wird, ist seit Jahrzehnten stark umstritten. Es wird befürchtet, dass Kapazitäten dauerhaft auf staatliche Förderung und Planung angewiesen sein werden.

„Wir brauchen einen intelligenten Marktrahmen anstelle einer planwirtschaftlichen Förderung von Kapazitäten. Es kann nicht sein, dass wir den marktlichen Aufwuchs verschiedener Flexibilisierungsangebote zugunsten der Förderung von Erdgaskraftwerken mit einer bestenfalls ungewissen Wasserstoffhypothek verdrängen. Auch der absehbar folgende Förderwettbewerb zwischen Erneuerbaren Energien und neuen Kraftwerken sollte vermieden werden.“

so der Geschäftsführer Robert Busch des Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bnw) anlässlich der Veröffentlichung einer Studie (bnw 2024) der Connect Energy Economics GmbH (connect 2024).

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass eine Kapazitätsförderung, die auf bestimmte Technologien (z.B. große Gaskraftwerke an abbeschriebenen Standorten) fokussiert, bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien Flexibilitätsoptionen sowie innovative Lösungen verdrängt und damit zu Pfadabhängigkeiten mit dauerhaft erhöhten Gesamtkosten führt.

Die Autoren sehen in der „Absicherungspflicht“, wie sie in der europäischen Strommarkttrichtlinie vorgegeben ist, und die dem „Strommarkt-Plus“ der Plattform klimaneutrales Stromsystem (PKNS) entspricht eine deutlich effizientere Alternative.

Vereinfacht bedeutet eine Absicherungspflicht, dass Stromversorger ihre Lieferverpflichtungen zum Beispiel am Terminmarkt absichern müssen und damit zu einer Nachfrage nach emissionsarmen Reservekapazitäten führen, wenn gleichzeitig der CO₂-Preis entsprechend hoch ist. Derzeit müssen sich Unternehmen nicht absichern, und gehen bei starken Preisschwankungen am Spotmarkt große Risiken ein, die zum Konkurs führen können.

Die Vorteile seien, so die Studie, unter anderem:

- die schnelle Umsetzbarkeit, da es sich um die Weiterentwicklung einer bestehenden Anreizsystematik handelt

- die marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit
- die Lösung ist kostengünstig, robust und mit dem geringsten Aufwand verbunden
- es werden keine ökonomischen Fehlanreize gegeben
- die Lösung ist EU-konform.

Darüber hinaus hat die richtige Wahl von Netzausbau einerseits und Ausbau und Verteilung von Residuallastkapazitäten andererseits großen Einfluss auf die Gesamtkosten, wie Studien andeuten (z.B. McKinsey & Company 2024), vgl. hierzu auch Kapitel 7ff. und 12.4 ff..

4.8 Wärmewende gleich Stromwende gleich Rohstoffwende

Eine der Forderungen des Projektes ist es, bei der Wärmewende den Strom immer mitzudenken. Die Erzeugung von Wind und Sonne, deren Transport und deren Umwandlung und Speicherung in z.B. grünen Wasserstoff erfordert jedoch große Mengen an Rohstoffen, wie z.B. Kupfer.

Deutschland ist wie wenige andere Länder abhängig von Rohstoffen aus dem Ausland (vgl. Abbildung 24 und Bastian et al. (BGR) 2023). Diese werden vielfach unter Missachtung von sozialen und ökologischen Standards gewonnen. Um nur ein Beispiel von vielen zu nennen: Bei der Kupfergewinnung von Kupfer in Peru vergiftet der Abbau das Wasser ganzer Landstriche und ihre Bewohner mit Blei, Arsen oder Kadmium (CooperAccion 2023). Bergbau ist ohne Umweltauswirkungen kaum zu bewerkstelligen. Zudem sind in Deutschland vergleichsweise wenig Vorkommen kritischer Rohstoffe bekannt (vgl. Abbildung 25).

Aus Sicht der Autoren sind auch daher mehr Dezentralität, mehr Effizienz, mehr Suffizienz z.B. bei der Verteilung von Wohnraum, ein besseres Produktdesign z.B. bei Solar- und Windstromanlagen, elektronischen Bauteilen und Batteriespeichern für eine Kreislaufführung der eingesetzten Rohstoffe oder Bauteile neben dem Ausbau von Wärmepumpen und den Erneuerbaren Energien wichtige Aufgaben. Abbildung 25 zeigt Beitrag des Recyclings zur Deckung der Rohstoffnachfrage.

Abb.1, S. 4, Europäische Kommission 2020

Abbildung 24: Wichtigste Lieferländer von kritischen Rohstoffen an die EU (Europäische Kommission 2020, Abb.1, S. 4)

Abb. 3, S. 13 und Abb. 2, S. 11 Europäische Kommission 2020

Abbildung 25: Beitrag des Recyclings zur Deckung der Rohstoffnachfrage (Recycling- Einsatzquote) links (Abb. 2, S. 11 Europäische Kommission 2020) und Vorkommen kritischer Rohstoffe in der EU-27 (2020) rechts (Abb. 3, S. 13 Europäische Kommission 2020)

Einen wichtigen Beitrag zu einem reduzierten Rohstoffeinsatz bzw. zur Verbesserung der sozialen und ökologischen Bedingungen in den Lieferketten kann die Einführung von digitalen Produktpässen leisten, wie von der europäischen Union geplant.

5 Zusammenfassende Ergebnisse aus der Online-Expertenbefragung und den Experteninterviews

Die gesamte Auswertung der Online Expertenumfrage lässt sich herunterladen unter <https://klimaschutz-im-bundestag.de/ksse/>

"Man sollte mal uns Handwerker fragen", so titelte ein Interview im Münchner Merkur mit Heizungsbauer Olaf Zimmermann, Chef der Firma Heizung Obermeier in München.

Einige Handwerksbetriebe gehen bereits heute soweit, dass sie sich bereits vollständig von Gas- und Ölkesseln verabschiedet haben, wie z.B. die Fa. Henrich Schröder GmbH aus Gütersloh.

Mittels einer personalisierten Online-Umfrage hat das vorliegende Projekt Erfahrungen, Einschätzungen und Bewertungen von Experten rund um das Thema Wärmeerzeugung von Gebäuden und kommunaler Energieleitplanung abgefragt und dokumentiert (vgl. Abbildung 26).

Für die qualitative Befragung zur Wärmeerzeugung von Gebäuden und kommunalen Energieleitplanung wurden rund 2.000 Praxisexperten (Planende, Energieberatende, Heizungsbetriebe, Wärmenetzbetreibende, Wohnungsbauunternehmen u.v.m.) per E-Mail angeschrieben. Davon haben 339 Experten im Alter zwischen 27-82 (Ø 52) Jahre aus Unternehmen/Institutionen mit 1-15.000 (Ø 100) Mitarbeitenden per Online-Fragebogen teilgenommen.

Wegen des Umfangs des Fragebogens (93 Fragen) konnten einzelne Fragen von den Teilnehmenden übersprungen werden. Mehrfachnennungen waren bei den meisten Fragen möglich. Die Angaben und Hinweise werden nur anonymisiert zitiert und veröffentlicht. Die 1.590 individuellen, zum Teil umfangreichen Kommentare zeigen das große Interesse an den Fragestellungen.

Expertenumfrage DBU-Projekt



Die Expertenumfrage wird gefördert mit Mitteln der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU-AZ 38842)

Expertenumfrage zur Wärmeerzeugung in Gebäuden und kommunalen Energieleitplanung

Viele der Praktiker vor Ort stehen derzeit vor der Frage, welche Lösungen (z.B. im Rahmen eines energetischen Sanierungsfahrplans oder einer Heizungssanierung) sie ihren Kunden unter den derzeit sich stark ändernden Rahmenbedingungen empfehlen sollen, um eine zukunftsfähige, kosteneffiziente Wärmewende umzusetzen und die Klimaschutzziele im Gebäudebereich zu erreichen. Klar ist, dass bei der Wärmewende die Wärmepumpe aus Klimaschutzgründen eine zunehmend große Rolle spielen wird. Klar ist aber auch, dass Wärmepumpen derzeit verhältnismäßig teuer sind und zu einem zusätzlichen Strombedarf auch zu Zeiten führen werden, wenn wenig erneuerbarer Strom zur Verfügung steht.

Im Folgenden möchten wir Sie zu Ihren Erfahrungen, Erwartungen und Bewertungen rund um das Thema Wärmeerzeugung von Gebäuden und der kommunalen Wärme-/Energieleitplanung befragen und ihre Einschätzungen kennen lernen.

Falls Sie zu bestimmten Fragen oder Themengebieten keine Einschätzung haben, können Sie diese gerne leer lassen bzw. überspringen.

Vielen Dank für die Teilnahme, das Ausfüllen der Umfrage dauert etwa 30 Minuten.

Datenschutzhinweis: Ihre Angaben und Hinweise werden von uns nur anonymisiert zitiert und veröffentlicht. Nähere Hinweise zum Datenschutz finden sie unter:
<https://klimaschutz-im-bundestag.de/datenschutzerklaerung-zur-expertenumfrage/>

Abbildung 26: Titelblatt des Expertenfragebogens

Die gesamte Auswertung der Online-Expertenumfrage lässt sich herunterladen unter <https://klimaschutz-im-bundestag.de/ksse/>

5.1 Erfahrungen und Wirkungsbereich der befragten Experten

Es überwiegen Experten mit beruflichen Erfahrungen im Bereich der Planung (26%), der Energieberatung (24%), der Erstellung energetischer Sanierungsfahrpläne (20%) und des Handwerks (10%), vgl. Abbildung 27. Ihr Wirkungsbereich verteilt sich überproportional auf die Bundesländer Baden-Württemberg (37,4 %), Bayern (27,3%) sowie die bevölkerungsreichen Länder Nordrhein-Westfalen (18,4%) und Hessen (10,4%).

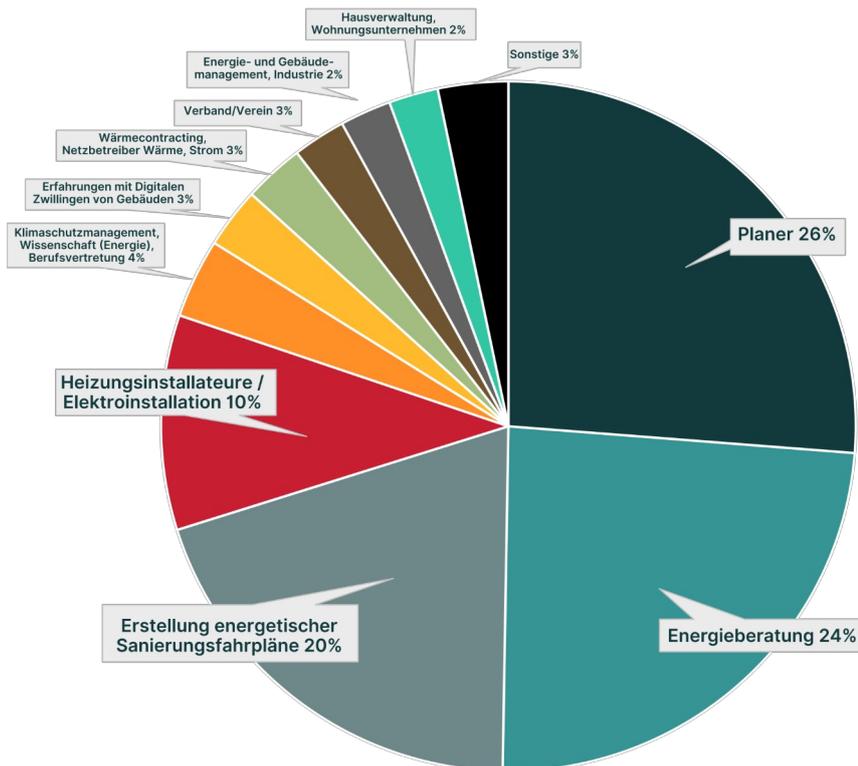


Abbildung 27: Angaben der Befragten zu Ihrer Expertise / beruflichen Erfahrungen

5.2 Einschätzungen zur Treibhausgasminderung und Entwicklung des Stromverbrauchs

Von 313 Antwortenden gaben knapp 60% an, dass sie nicht mehr daran glauben, dass mit den bisher von der Bundesregierung beschlossenen Maßnahmen die Klimaziele im Gebäudebereich bis 2030 noch erreicht werden können. Weitere 14 % sind der Ansicht, dass dafür in anderen Sektoren größere Emissionsreduktionen erreicht werden müssen. Durchschnittlich gehen die Befragten von einem erhöhten Stromverbrauch bis 2030 von +38% und bis 2045 von +92% mit einem erneuerbaren Anteil von 64% in 2030 und 80% in 2045 aus.

5.3 Einschätzungen zur kommunalen Wärmeplanung

185 (68%) der Befragten finden die Verpflichtung zur kommunalen Wärmeplanung gut oder notwendig, 40 (15%) nicht. Viele wünschen sich dazu einen Abschluss der kommunalen Wärmeplanung noch in 2025 (43% für Kommunen > 100.000 und 25,4% für >100.000 Einwohner). Ein Großteil fänden eine frühere Umsetzung als im Wärmeplanungs- bzw. Gebäudeenergiegesetz vorgesehen, sinnvoll.

233 (88,3%) der Experten halten es für notwendig, dass die Kommunen im Rahmen der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung dazu angehalten werden, sich darüber Gedanken zu machen, wie der ggf. erhöhte Strombedarf, insbesondere für Wärmepumpen, gedeckt werden kann und welche Maßnahmen vor Ort dazu notwendig sind (vgl. Abbildung 38).

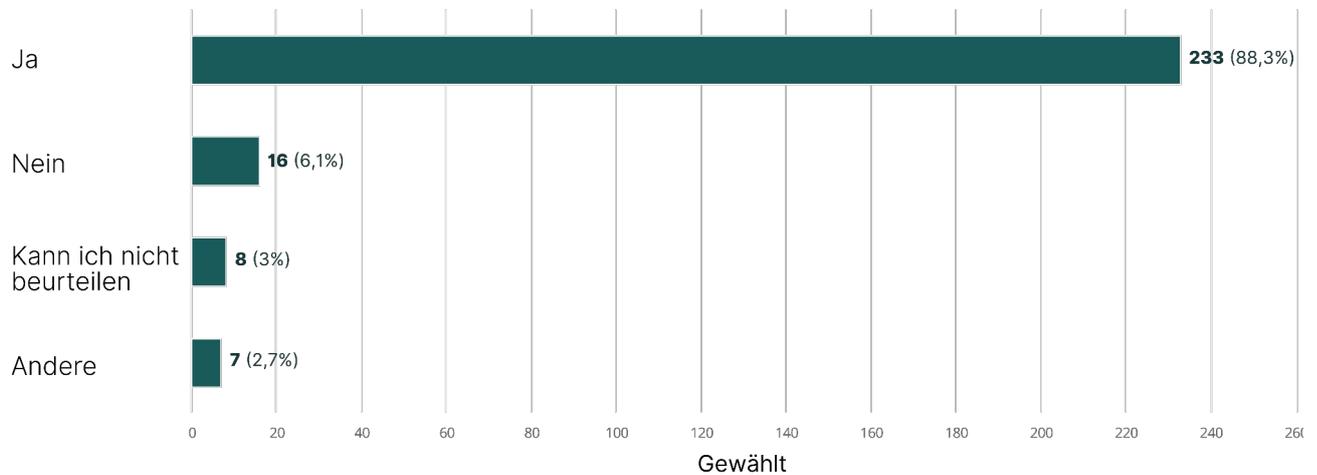


Abbildung 28: Angaben der Befragten zur Frage, ob Kommunen im Rahmen der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung auch dazu angehalten werden sollen, sich darüber Gedanken zu machen, wie der ggf. erhöhte Strombedarf insbesondere für Wärmepumpen gedeckt werden kann und welche Maßnahmen vor Ort dazu notwendig sind (Anzahl Antworten: 264).

Die Experten schätzen bis 2030 durchschnittlich den Anteil an Wärmenetzen an der Wärmeversorgung auf 23,4% mit einem erneuerbaren Anteil von 39,3% und bis 2045 auf 36,9% mit einem erneuerbaren Anteil von 64,5%. In den Kommentaren wird vor allem bezweifelt, dass einige Kommunen über ausreichend erschließbare erneuerbare Wärmequellen und Ressourcen (Planungskapazitäten, Arbeitskräfte, Geld) verfügen.

Die Mehrheit der Experten (62%) nimmt an, dass die zukünftig steigenden erneuerbaren Anteile zu höheren Wärmepreisen führen (Abbildung 43).

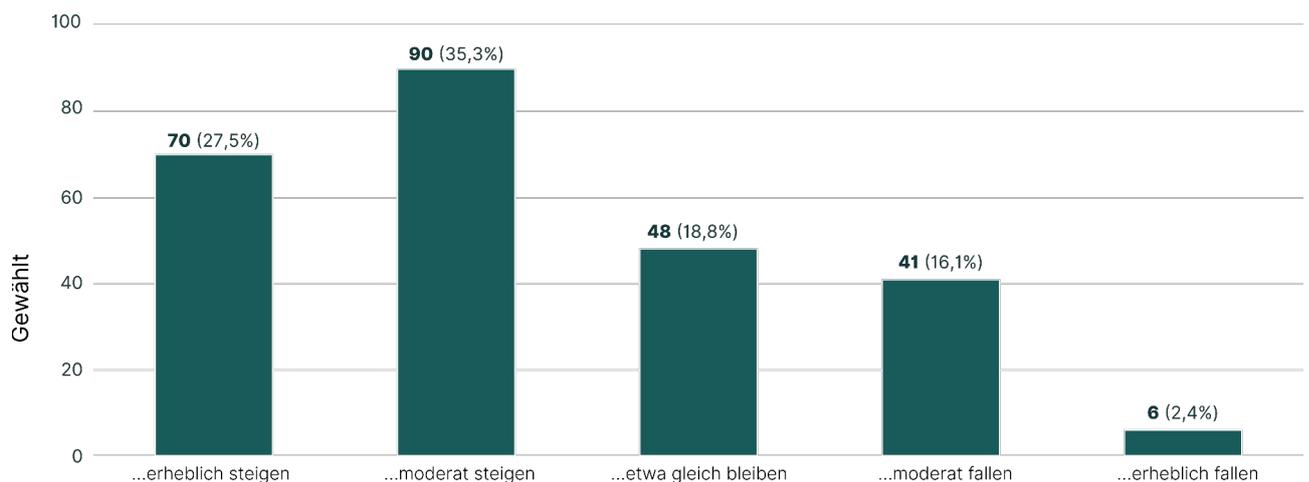


Abbildung 29: Angaben der Befragten zur Frage, wie sich mit dem steigenden Anteil an Erneuerbarer Wärme die Wärmepreise in den Wärmenetzen entwickeln (Anzahl Antworten: 255).

Etwa ein Drittel (29,8%) erwartet einen höheren, 14% dagegen einen niedrigeren Anstieg der Wärmepreise in Wärmenetzen gegenüber der Objektversorgung.

Bis 2045 wird ein Anstieg des Anteils der Raumwärmeerzeugung über kalte (bis 40°C) und Niedertemperaturnetze (bis 70°C) gegenüber Mittel- und Hochtemperaturnetzen erwartet.

Als meist genanntes Hemmnis für den schnellen Ausbau von Wärmenetzen werden genannt die Kosten (28,2%), gefolgt von fehlenden Fachkräften (26,2%), der fehlenden Bereitschaft der Endkunden sich an ein Wärmenetz anschließen zu lassen (23%) sowie fehlendes Kapital bei Energieversorgungsunternehmen (15,5%).

5.4 Einschätzungen zum Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Mit 64% (162) plädiert auf die Frage geeigneter klimapolitischer Instrumente eine Mehrheit der Antwortenden für eine abgestimmte Kombination aus einheitlichen Gesetzesvorgaben (Ordnungsrecht), Förderprogrammen und CO₂-Bepreisung, um fossil betriebene Gas- und Ölheizungen durch klimafreundlichere Heizsysteme zu ersetzen.

Die Pflicht im GEG, beim Einbau neuer Heizungen die Wärme zu 65% aus erneuerbarer Energie (EE) bereitzustellen, wurde 121-mal (40,5%) als geeignetes und 53-mal (17,7%) als ungeeignetes Bewertungskriterium genannt. 120 Befragten (40,1%) fänden es sinnvoller, das GEG nicht am erneuerbaren Anteil, sondern an den tatsächlichen Treibhausgasemissionen der Gebäude auszurichten.

14,8 % (37) gegen davon aus, dass die Vorgabe 65% EE mit dem Anschluss an ein Wärmenetz erfüllt wird, 32% (80) nicht, und 48% (120) sind der Meinung, dass es auf den Einzelfall ankommt. Eine knappe Mehrheit (50,4%) geht davon aus, dass mit einer Hybridheizung die Vorgabe 65% EE erfüllt wird, 40% tun es nicht.

Eine große Mehrheit (73,5%) würde die 65% EE als den Anteil der erzeugten Wärme durch die Wärmepumpe inkl. Strom definieren. Nur 19,1% (47) definieren 65% EE als den Anteil der Umweltwärme, wie die Definition im §3 des GEG.

Etwa die Hälfte (121, 49,8%) der 243 Nennungen findet die Verzahnung mit der kommunalen Wärmeplanung, 86 (35,4%) die Berücksichtigung sozialer Härten und 94 (38,7%) die Option der Biomasseheizungen ohne Auflagen am GEG gut.

An der Reform des GEG fehlte den Befragten am meisten mit 128 (53,3%) der Nennungen der gleichzeitige Beschluss über die Förderquoten. Dass das Wärmeplanungsgesetz nicht gleichzeitig zur Entscheidung vorlag fehlte 87 (31,3%) und die Kraft-Wärme-Kopplung in der Kombination mit Wärmepumpen fehlte 75 (31,3%) der Antwortenden.

Insgesamt sprechen sich sehr viele der Expert*innen für eine Untersagung des Einbaus einer Ölheizung (76,5%) und gegen eine Gasheizung (71%) als Hauptwärmeerzeuger bis spätestens 2030 aus.

Befragt, welche Optionen zum Heizungstausch im GEG möglich bleiben sollten, wurden folgende von mehr als 50% der Befragten genannt: Wärmepumpe mit der Wärmequelle Luft, Erdreich oder Wasser (92,3%), Anschluss an ein Wärmenetz (88,7%), Hybridheizung mit Wärmepumpe + zweiter Erzeuger (73%), Biomasseheizung (72,1%) sowie Kombinationen aus Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung (52,4%).

Die zunehmende Verbrennung von Holzbiomasse zu Heizzwecken halten 26% der Antwortenden für sehr nachhaltig, 38% für weniger und 31,7% für gar nicht nachhaltig (Abbildung 44).

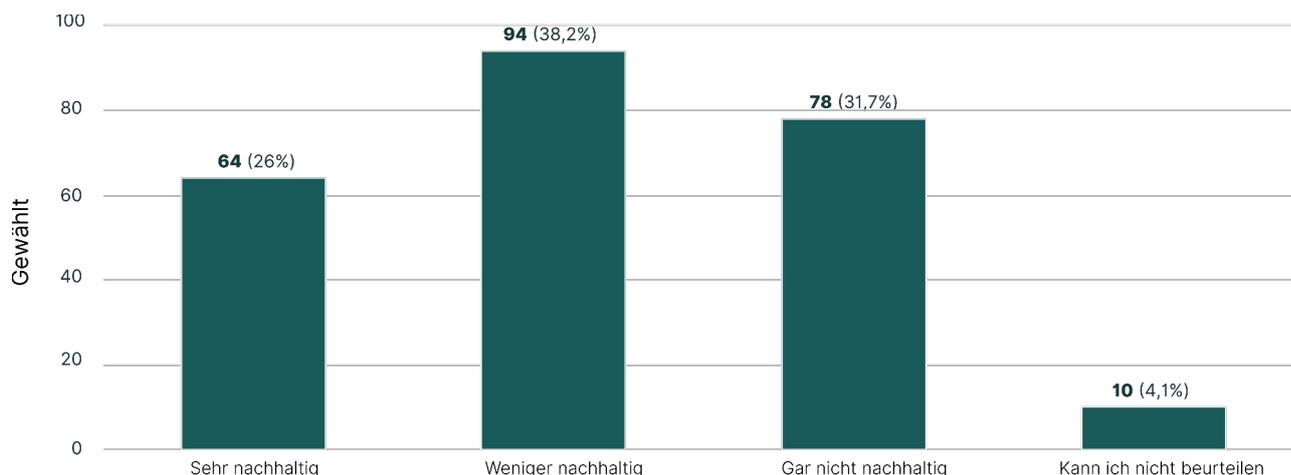


Abbildung 30: Angaben der Befragten zur Frage, für wie nachhaltig sie die zunehmende Verbrennung von Holzbiomasse zu Heizzwecken halten (Anzahl Antworten: 246).

42,3% der 248 Antwortenden halten die Option (Biomasse zu Heizzwecken) im GEG dennoch für wichtig, 19,3% für weniger wichtig, knapp 30% plädieren dafür die Option aus Klimaschutzgründen (23,8%) oder gesundheitsschädlicher Emissionen (5,7%) weitgehend einzuschränken. Nur 3,2% würden sie ganz als Option streichen.

Den Einsatz von Stromdirektheizungen halten dagegen lediglich 10,5% der Antwortenden für sinnvoll. Für eine Einschränkung plädieren etwa 85% von 248.

Auf die Frage, welchen Marktanteil die Wärmepumpe im Jahr 2030 erreichen wird, liegt der Mittelwert aller Einschätzungen bei 59,1% ($\pm 16\%$).

5.5 Fragen zur Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude

Für einen Heizungstausch wurden vier Optionen von mehr als 50% der Antwortenden ausgewählt, die über Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude gefördert werden sollen: Der Einbau einer Wärmepumpe (93%), der Anschluss an ein Wärmenetz, zusätzlich zur Förderung der Wärmenetze (79,1%), der Einbau einer Hybridheizung (60,3%) sowie die netzdienliche Kombination aus Wärmepumpe und Kraft-Wärme-Kopplung (50,8%). Letztere liegt damit knapp über der Biomasseheizung (49,6%).

5.6 Fragen zu Residuallastkraftwerken

Von 235 Antwortenden haben mehr als 70% angegeben, dass sie nicht angeben können, wie hoch (Größenordnung) zukünftig der Bedarf an fossiler Residuallastleistung sein könnte. Durchschnittlich wurde von den übrigen die Residuallastleistung für 2030 auf etwas über 50 GW und für 2045 etwas unter 50 GW geschätzt.

Auch eine Einschätzung, wieviel flexible Residuallastleistung bis 2030 zugebaut werden muss, trauen sich nur wenige (62, 31,3%) zu. Sieben (3,5%) gehen davon aus, dass weniger als 10 GW, und 20 (10%) gehen davon aus, dass mehr als 30 GW an Residuallastleistung bis 2030 zugebaut werden müssen.

Auf die Frage, welche Kraftwerke die Befragten zur Abdeckung der Residuallast empfehlen würden, wählten 111 (54,2%) von 205 die Option der technologieoffenen Rahmenbedingungen, die alle Formen von Residuallastkraftwerken ermöglichen. Bei den übrigen dominieren diejenigen, die für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) plädieren.

Zur Frage, mit welchen Energieträgern und Anteilen 2030 die Residuallastkraftwerke betrieben werden, dominiert durchschnittlich mit 41,8% das Erdgas, gefolgt von den grünen Gasen (Biomethan, Grünem Wasserstoff und grünem Methan) mit zusammen 20,5% und Braun- und Steinkohle mit immer noch 18,3%.

Ob der einheitliche Börsenstrompreis ein geeignetes Signal für den Betrieb von Residuallastkraftwerken in Süddeutschland ist, wollten 118 (54%) von 219 nicht beurteilen, 79 (36%) sagen „Nein“ und 22 (10%) „Ja“.

Unter Vor-/Nachteilen großer zentraler Residuallastkraftwerke ohne KWK an geeigneten Standorten gegenüber einer dezentralen Residuallasterzeugung durch KWK geben 71 (32,7%) an, dass sie das nicht beurteilen können. 98 (45,2%) sehen die höhere Flexibilität, 96 (44,2%) geringere Netzverluste und 85 (39,2) eine systemdienlichere Fahrweise bei der dezentralen KWK. 62 (28,6%) sind der Meinung das beide, große Kraftwerke und dezentrale KWK-Anlagen, im zukünftigen Energiesystem gebraucht werden. 35 (16,1%) halten große zentrale Kraftwerke für kostengünstiger und 16 (7,4%) kleine dezentrale KWK-Anlagen bereits heute als „stranded investments“.

Zur Frage, welche politischen Rahmenbedingungen für eine zentrale Residuallasterzeugung notwendig/hilfreich sind, gehen die meisten 72 (50,4%) von 143 davon aus, dass eine Netzentgeltreform notwendig oder hilfreich sein könnte, gefolgt von nodalen Preisen auf der Kundenebene (64,4%), dem Kapazitätsmarkt (35; 24,5%) und Preiszonen (29; 20,3%). Für eine dezentrale Residuallasterzeugung sehen 112 (70,4%) die Einführung einer kommunalen Energieleitplanung inkl. dem Stromsektor (statt nur auf Wärme ausgerichtete Planung), 64 (40,3%) eine Netzentgeltreform, 49 (30,8%) nodale Preise auf der Endkundenebene, 28 (17,6%) einen Kapazitätsmarkt, 24 (15,1%) nodale Preise auf der Versorgerebene und 24 (15,1%) mehrere Preiszonen als notwendige oder hilfreiche Rahmenbedingungen an.

5.7 Bewertung von Treibhausgasemissionen zusätzlichen Stroms z.B. für Wärmepumpen

Auf die Frage, mit welchem Emissionsfaktor sie den Strom für den Betrieb von Wärmepumpen bewerten, haben nur 89 Befragte Angaben gemacht. Hinzu kommt, dass einige statt wie im Fragebogen vorgegeben ihre Angaben nicht in g/kWh CO_{2e} eingetragen haben oder mit Primärenergiefaktoren verwechselt haben. Wenn man diese Angaben abzieht, wurden von 73 Antwortenden Werte zwischen 0 und 1.000 g/kWh CO_{2e} angegeben (Abbildung 31).

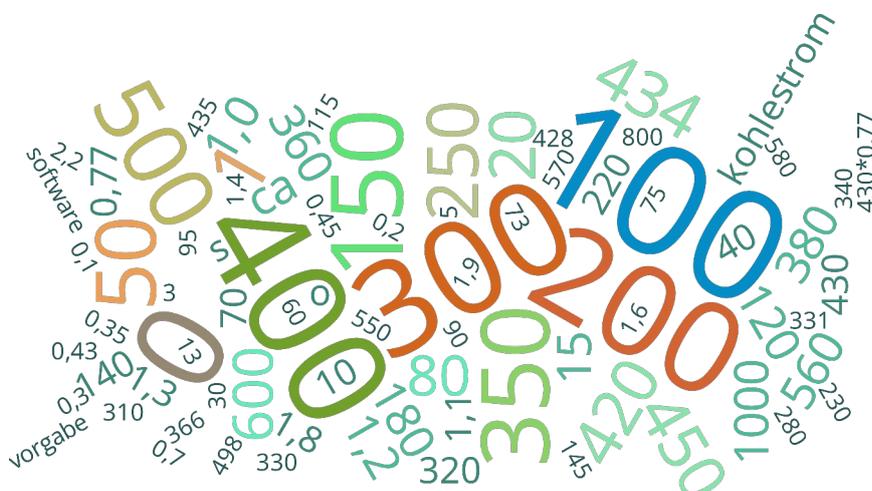


Abbildung 31: Angaben der Befragten zur Frage mit welchem Emissionsfaktor sie den Strom für den Betrieb von Wärmepumpen bewerten (in g/kWh CO_{2e}) gehen weit auseinander (Anzahl Antworten: 89).

Ob der Emissionsfaktor des deutschen jährlichen Strommixes ein geeigneter Parameter sei, um die Treibhausgasemissionen für den zusätzlich benötigten Strom für den Betrieb von Wärmepumpen zu bestimmen, antworten 88 (40,7%) von 216 mit „Ja“, 73 (33,8%) mit „Nein“ und 55 (25,5%) geben an, dies nicht beurteilen zu können. Als Bewertungsalternative bekam der durchschnittliche Strommix im Winterhalbjahr 42 (19,4%) Stimmen, der durchschnittliche Residuallastmix im Winterhalbjahr 24 (11,1%), der tägliche Strommix 18 (8,3%), ein viertelstündlichen Strommix 17 (7,9%) ein viertelstündlicher Residuallastmix 12 (5,6%) sowie der tägliche Residuallastmix 7 (3,2%) Stimmen.

5.8 Fragen zu energetischen Sanierungsfahrplänen

Von 234 halten 129 (55,1%) individuelle Sanierungsfahrpläne (ISFP) für die Umsetzung der Wärmewende in ihrer alltäglichen Praxis für sehr hilfreich, 58 (24,8%) manchmal und 40 (17,1%) für wenig hilfreich. In den Kommentaren überwiegt gegenüber den positiven Erfahrungen (ca. 15) wie z.B. *„ein sehr gutes Handwerkstool für die Vorbereitung von Energetischen Sanierungen“* die zum Teil heftige Kritik an den individuellen Sanierungsfahrplänen (ca. 26), so z.B. *„Der Sanierungsfahrplan ist ein typisches bürokratisches Behördenprodukt. Anstatt kurz und knapp Fakten aufzulisten wird hier seitenweise Prosa erstellt mit wenig hilfreichen Informationen für den Kunden. Eine gewisse Normierung der Energieberatung ist natürlich richtig und wichtig, jedoch sollte eine Konzentration auf technische Fakten im Vordergrund stehen.“* Oder: *„Der ISFP geht völlig an der Realität vorbei. Ich kenne kaum einen, der das Ding haben will, weil da so viel Schlaues drinsteht, sondern nur, weil er dafür 5% Prozent mehr Förderung erhält. Zu komplex und zu viel Quatsch wie z. B. Sanierungskostenschätzung (wie denn? bei der Marktsituation). Und ich kenne auch keine(n), der den ISFP komplett durchliest. Zu teuer, zu aufwändig. Bindet enorm viel Beratungskapazität. Zu viel Mitnahmeeffekte. Sollte dringend abgeschafft werden. ...“*

77 (33,6%) von 229 halten es für möglich auf Grundlage eines „digitalen Zwillings“ der Gebäude die Erstellung von sinnvollen standardisierten Sanierungsfahrplänen, 54 (23,6%) nicht, 84 (36,7%) sagen „Teils/Teils“ und 12 (5,2%) geben an, dies nicht beurteilen zu können.

Auf die Frage, welche Optionen sie für den Austausch von Heizungen derzeit bei Ein- und Zweifamiliengebäuden empfehlen, geben 177 (79,4%) die Luft-Wasser-Wärmepumpe (meist zur Abdeckung der gesamten Heizleistung), 156 (60,5%) den Anschluss an ein Wärmenetz sofern möglich, 110 (49,3%) eine Erdreichwärmepumpe, 106 (47,5%) eine Hybridheizung, 85 (38,1%) Biomasseheizung und 81 (36,3%) die bislang wenig eingesetzte PVT-Kombination von Photovoltaik und Solarthermie an.

Für größere Gebäude empfehlen 190 (86%) den Anschluss an ein Wärmenetz, 141 (63,8%) eine Hybridheizung mit Wärmepumpe + zweiter Erzeuger, 108 (48,9%) eine Luft-Wasser-Wärmepumpe, 94 (42,5%) die Erdreichwärmepumpe, 90 (40,7%) die Wärmepumpe zur Abdeckung der gesamten Heizleistung, 72 (32,6%) eine Kombination aus Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung und 68 (30,8%) eine Biomasseheizung.

5.9 Priorisierung von Maßnahmen anhand eines Fallbeispiels

Die Aufgabe/Frage lautete:

Bitte ordnen Sie für das nachstehende Fallbeispiel ihre vorgeschlagenen Maßnahmen in der Reihenfolge ihrer Bedeutung für Sie ein, wobei der erste Punkt der wichtigste ist, der als erstes erfolgen sollte usw..

Fallbeispiel

Gebäude einer Wohnungseigentümergeinschaft (WEG) in Innenstadtlage mit 1400 m² beheizte Wohnfläche,

*Baujahr Gebäude & Heizung 1994, 2 Vollgeschosse und ausgebautes Satteldach (Ziegel) mit Gauben (Süd-Nord-Ausrichtung), Heizwärmebedarf ohne Warmwasser etwa 100 kWh/m² * a (140.000 kWh) Zentrale Gasheizung; Warmwasserbereitung erfolgt wohnungsweise elektrisch, Normaußentemperatur -10°C. Gasbezugskosten liegen aktuell bei ca. 10 Cent/kWh. Geringe Instandhaltungsrücklage der WEG. Anschlusskosten an das nächste Fernwärmenetz laut Angebot des Betreibenden 150.000 €.*

In den 158 Sanierungsvorschlägen sehen für das genannte Fallbeispiel 78 Befragte Maßnahmen an der Gebäudehülle vorrangig zur Sanierung der Heizung, 48 priorisieren zunächst die Heizungssanierung vor der Gebäudehülle (vgl. Abbildung 32 linke Grafik).

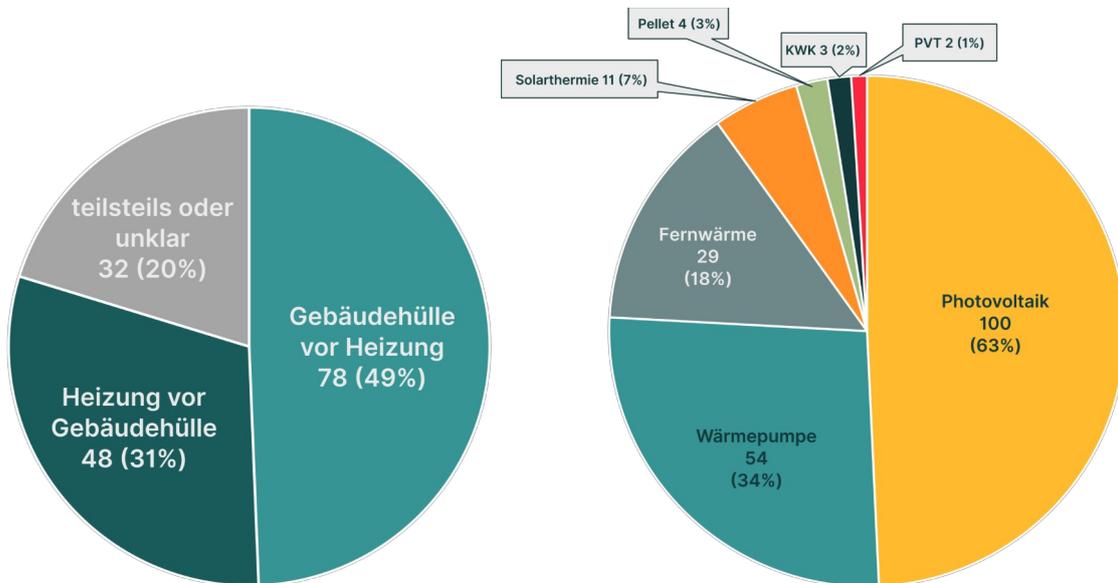


Abbildung 32: Expertenantworten (158) zur Priorisierung von energetischen Sanierungsmaßnahmen anhand eines Fallbeispiels im Rahmen eines Sanierungsfahrplan.

Eine PV-Anlage ist in 100 Vorschlägen, die Wärmepumpe in 54, ein Fernwärmeanschluss in 29, die Solarthermie in 11, eine Pelletheizung in 4, die KWK in 3 und eine PVT-Anlage in 2 Vorschlägen Bestandteil der von den Experten genannten Sanierungsmaßnahmen (vgl. Abbildung 32, rechte Grafik).

5.10 Hinweise aus den Experteninterviews

Gespräche wurden u.a. mit folgenden Personen geführt:

- Andreas Klingemann, BDEW
- Prof. Dr. Oschatz, Uni Dresden
- Dr. Martin Pehnt, IFEU
- Dr. Bernadette Leitz, Transnetbw
- Stefan Werner, Easy Smart Grid GmbH
- Reinhard Jank, Volkswohnung Karlsruhe i.R.
- Reno Schütt, Wohnungsunternehmen Gesellschaft für Wohnen und Bauen mbH, Nordhorn
- Konrad Wangart, Lassen GmbH
- Susanne Ochse, GEF Ingenieure
- Stefan Böhler und Christian Linz, Elektrizitätswerk Mittelbaden AG & Co. KG
- Dr. Severin Beucker, Borderstep Institut
- Heiko Lehn, Landwirt und Bilogasanlagenbetreiber

Die Gespräche wurden bewusst weitgehend frei ohne starren Fragen- oder Themenkatalog geführt, mit ganz unterschiedlichen Themenschwerpunkten. Die Aussagen und Hinweise der

Experten sind meist ohne Zitat oder Hinweis darauf in die jeweils thematisch passenden Kapitel des Endberichtes eingeflossen, um keine Rückschlüsse auf die Interviewpartner zuzulassen.

Von vielen der Experten wurde berichtet, dass ein Monitoring von Energieverbräuchen in Gebäuden und eine entsprechende Nachsteuerung der Heizungsanlagen bislang noch zu wenig vorgenommen werden, obwohl zahlreiche Fallbeispiele zeigen, dass mit einem einfachen Monitoring und daraus abgeleiteten Maßnahmen sich in vielen größeren Gebäuden bereits bis zu 20 % der Energieverbräuche durch angepasste Einstellungen (Zirkulationszeiten, Vorlauf-temperaturen u.v.m.) meist mit geringem Aufwand einsparen lassen. In Nichtwohngebäuden läuft manche Heizung unbemerkt auch im Sommer bei gleichzeitiger Kühlung.

Entgegen der Auffassung der Mehrheit der online befragten Experten bestätigen die meisten per Interview befragten, dass mit einer Sanierung der Heizung, z.B. Hybridheizung mit Wärmepumpe, in der Regel nicht auf die Sanierung der Gebäudehülle gewartet werden muss. In den meisten Fällen ermöglichen entsprechende Maßnahmen, die zu niedrigeren Vorlauf- und niedrigeren Rücklauftemperaturen führen, wie z.B. zusätzlichen Heizflächen und/oder dem Tausch durch Niedertemperaturheizkörper, den Einsatz von Wärmepumpen, zumindest im Rahmen einer Hybridvariante, also z.B. durch zusätzliche Abdeckung der Wärme bei kalten Außentemperaturen eines vorhandenen Heizkessels.

Bezüglich der Emissionsbewertung von Holz wurde auf einen Vorschlag des IWU, vor etwa 10 Jahren verwiesen. Danach wird das Potential an energetisch nachhaltig nutzbarem Holz in Deutschland bestimmt. Damals lag dieses umgerechnet bei etwa 8-10 kWh/m²a. Dieser Verbrauch sei mit 0 zu bewerten. Wird mehr verbraucht müsse an anderer Stelle mit Gas geheizt werden, damit ist dieses zusätzliche Holz mit dem Faktor für Gas zu bewerten (mündliche Mitteilung Reinhard Jank).

6 Wie heizt Deutschland heute und in Zukunft?

6.1 Wärme- und Stromverbrauch in Deutschland

Wärme machte 2022 mit etwa 1.344 TWh mehr als 50 Prozent des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs aus, vgl. Abbildung 33 ([BDEW Statusreport Wärme 2024](#)). Davon private Haushalte 47% (637 TWh), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) 14% (192 TWh) und in der Industrie 38% (517 TWh) (vgl. Tabelle 16).

Für Raumwärme werden insgesamt 50% (672 TWh), für Warmwasser 9% (122 TWh) und für Prozesswärme 41% (550 TWh) der Endenergie aufgewendet.

Vom Raumwärmebedarf fallen dabei im langjährigen Mittel entsprechend der Heizgradtage etwa 83% auf die Monate Oktober bis März. Nimmt man den Warmwasserbedarf hinzu sind es noch etwa 78% der Wärme, die Winterhalbjahr verbraucht werden. Der Stromverbrauch zeigt dagegen in Deutschland nur eine geringe saisonale Schwankung von Sommer zu Winterhalbjahr.

Beim Strom dominiert im Jahr 2022 mit 44% (203 TWh) die Industrie, gefolgt mit 30% (139 TWh) des Strombedarfs die Haushalte und GHD mit 26% (123 TWh) ([UBA, Endenergie nach Sektoren 2.4.24](#)).

Damit braucht im Verhältnis von Strom zu Wärme der GHD-Bereich mit etwa 35% im Verhältnis am meisten Strom, gefolgt von der Industrie mit 28% und den privaten Haushalten mit 19%.

Folie 6, BDEW Statusreport Wärme 2024

Abbildung 33: Teil der Wärme am Gesamtverbrauch an Energie in Deutschland (aus [BDEW Statusreport Wärme 2024](#), Folie 6)

Tabelle 16: Endenergieverbrauch für Wärme 2022 nach Anwendungs- und Verbrauchsbereichen ([BDEW Statusreport Wärme 2024](#)).

Anwendung	Endenergieverbrauch für Wärme 2022	davon Haushalte	davon Industrie	davon Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
	TWh	TWh	TWh	TWh
Raumwärme	672	456	43	173
Warmwasser	122	106	11	5
Prozesswärme (incl. Prozesskälte)	550	75	460	14
Gesamt	1344	637	514	192

Bezogen auf den Wohnungsbestand werden 74 % noch immer mit Heizöl oder mit Gas beheizt, 14,2 % der Wohnungen sind an Wärmenetze angeschlossen. Bezogen auf den Wärmeverbrauch dominieren als Energieträger mit 67 % Heizöl und Erdgas. Knapp 10 % werden über Fernwärme versorgt und 20,7% der Wärme aus Erneuerbaren erzeugt (vgl. Abbildung 34).

Abbildung 34: Wärmeverbrauch nach Heizungsart (links) und Energieträger (rechts) in Wohngebäuden (¹Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden; ²einschl. Biomethan und Flüssiggas; ³Sonstige (u.a. Holzpellets, Solarthermie, Koks/Kohle); ⁴vorläufig (aus BDEW Statusreport Wärme 2024, Folie 28, Stand 11/2023))

Durch den Einsatz von Wärmepumpen werden sich diese Verhältnisse stark verändern. Eine zunehmende Elektrifizierung macht ein Zusammendenken von Strom und Wärme als Energie daher aus im kommunalen Zusammenhang unerlässlich. 2021 hat eine Kurzstudie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministerium den Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 in ihrem Szenario mit 655 TWh (+/- 10 TWh) angegeben (Kemmler et al. 2021). Das entspricht ungefähr einem Nettostromverbrauch in 2023 von 608 TWh. Im Vergleich dazu liegt der reale Nettostromverbrauch im Jahr 2023 bei 467 TWh (Abbildung 35).

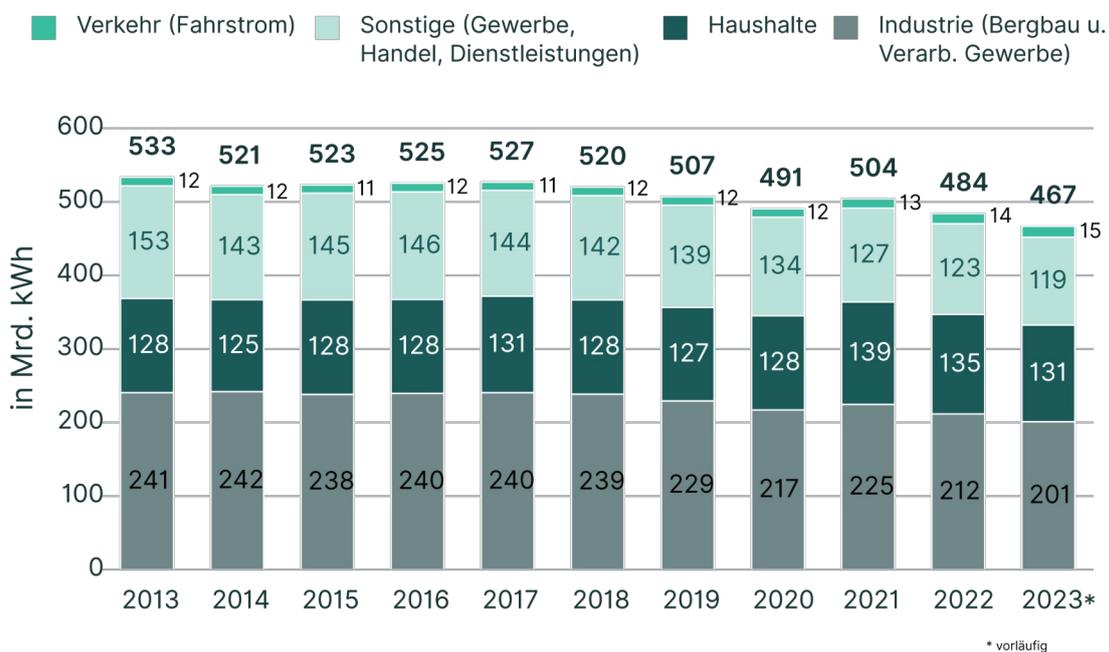


Abbildung 35: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchergruppen in Deutschland (verändert nach BDEW, 24.1.24)

6.1.1 Batteriekleinspeicher und Eigenstromoptimierung boomen

Der Zubau auf Eigenstromerzeugung optimierter Anlagen (kleine Batteriespeicher, PV-Anlagen etc.) hat sich von 2022 zu 2023 mehr als verdoppelt (Abbildung 36 und Abbildung 37). Die Fachverbände gehen aufgrund der Verkaufszahlen von noch höheren Zahlen aus, da vermutlich nicht alle Batteriespeicher im Marktstammdaten auch gemeldet sind.

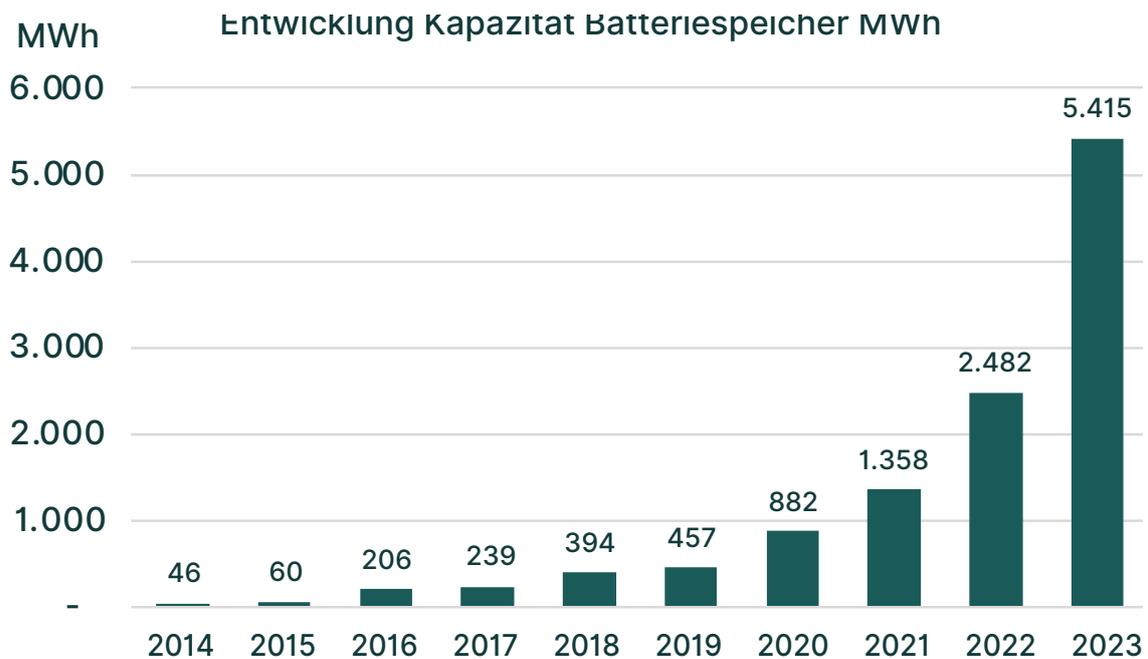


Abbildung 36: Entwicklung der Kapazität von Batteriespeicher zwischen 2014 und 2023; Quelle: ISE 2024 auf Basis MaStR-Daten (Stand 16.10.2023) bereinigt, BNetzA 2024a)

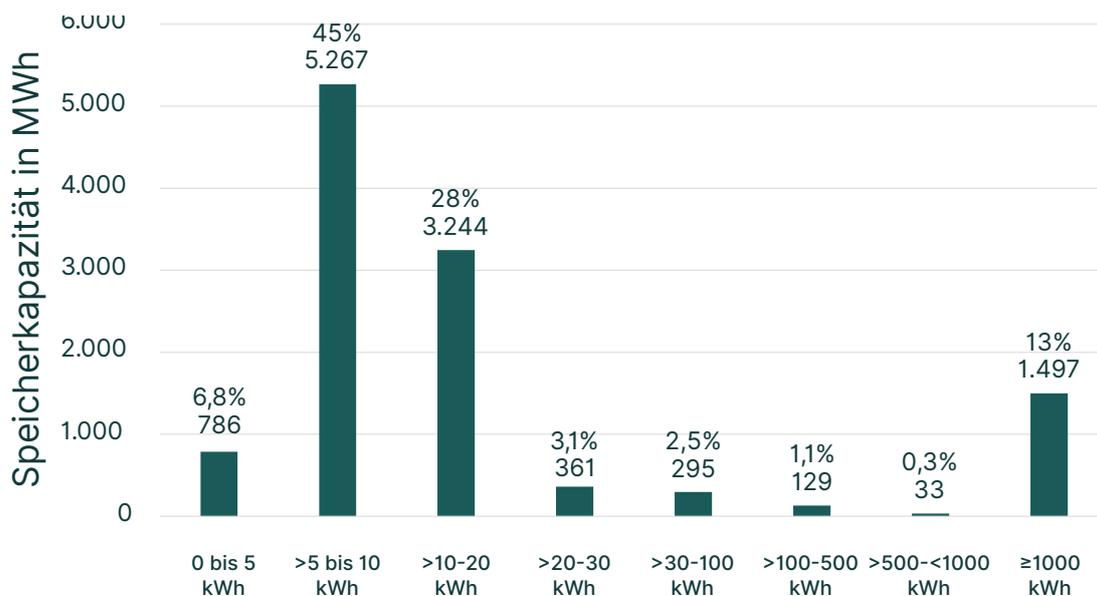


Abbildung 37: Verteilung des Bestandes (Speicherkapazität) von Batteriespeichern nach Kapazitätsklassen bis Ende des Jahres 2023 in Prozent und in MWh; Quelle: ISE 2024 auf Basis MaStR-Daten (Stand 16.10.2023) bereinigt, BNetzA 2024a)

Bidirektionales, system- und netzdienliches Laden noch nicht absehbar

Die anspruchsvollste Option des bidirektionalen Ladens - das Elektrofahrzeug speist den in der Batterie gespeicherten Strom nicht nur ins heimische, sondern ins öffentliche Netz ein (Vehicle-to-Grid, V2G) ist bisher noch nicht in Funktion.

Die Vision dahinter: Durch eine intelligente Steuerung könnten viele lokale Batteriespeicher Elektroautos zu einem großen flexiblen Speicher zusammengeschaltet werden und so zu einer stabilen, flexiblen und treibhausgasarmen Energieversorgung beitragen. Etwa während der

Bedarfsspitzen am Morgen und am Abend, wenn in vielen Haushalten gleichzeitig das Licht oder der Herd angeschaltet wird und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht.

Auch die Nutzung flexibler Stromspeicher in den Elektrofahrzeugen braucht geeignete Signale (Informationen) zur Residuallast und Netzauslastung.

6.1.2 Anteil erneuerbarer Wärme

Der Anteil erneuerbarer Wärme in Deutschland lag im Jahr 2022 bei etwa 17,5% und im Jahr 2023 bei etwa 18,71%. Der Zuwachs lässt sich vor allem auf den Zubau von Wärmepumpen zurückführen (vgl. Abbildung 38 und Tabelle 17).

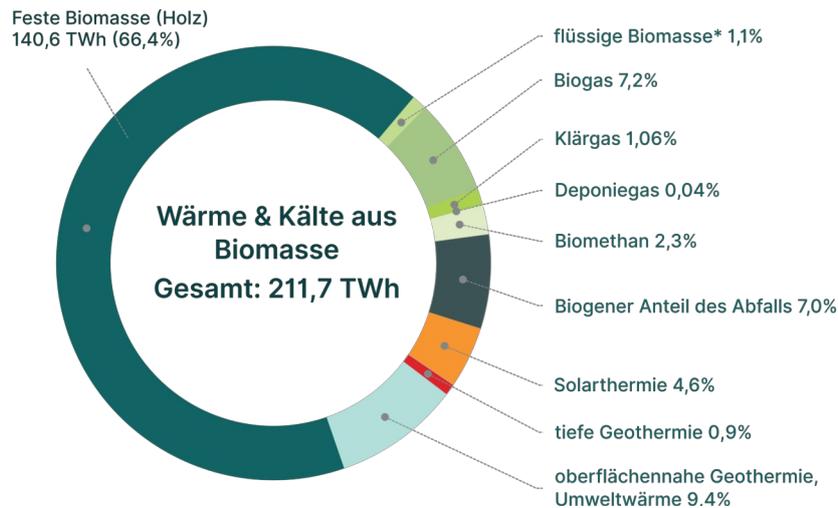


Abbildung 38: Erneuerbare Energie für Wärme und Kälte im Jahr 2022; Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen für Wärme und Kälte (einschließlich Fernwärme) (* inklusive Biodiesolverbrauch in der Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär, verändert nach [UBA, 2.4.24 Energieverbrauch Wärme](#))

Etwa zwei Drittel der erneuerbaren Wärme stammt aus der Verbrennung von fester Biomasse.

Tabelle 17: Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme aus UBA 2024 – Erneuerbare Energie, Tabelle 3)

(¹ überwiegend Holz inklusive Holzpellets; ²GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; ³inklusive Klärschlamm; ⁴inklusive Klärschlamm (HW= Heizwerke, HKW= Heizkraftwerke), ⁵inklusive Biokraftstoffe für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär; ⁶biogener Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 Prozent angesetzt; ⁷durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft-Wasser-, Wasser-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gaswärmepumpen); ⁸ohne Strom für Wärme, bezogen auf den EEV für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme, 2022: 1.163 TWh, 2023: 1.094 TWh, nach AGE, vorläufige Schätzung)

	Erneuerbare Energien 2022		Erneuerbare Energien 2023	
	Endenergieverbrauch Wärme in GWh	Anteil am Endenergieverbrauch Wärme ⁸ in %	Endenergieverbrauch Wärme in GWh	Anteil am Endenergieverbrauch Wärme ⁸ in %
biogene Festbrennstoffe (Haushalte) ¹	80.011	6,9	79.398	7,3
biogene Festbrennstoffe (GHD) ²	19.949	1,7	20.100	1,8
biogene Festbrennstoffe (Industrie) ³	25.589	2,2	25.589	2,3
biogene Festbrennstoffe (HW/HKW) ⁴	6.470	0,6	6.487	0,6
biogene flüssige Brennstoffe ⁵	2.471	0,2	2.591	0,2
Biogas	15.136	1,3	14.318	1,3
Biomethan	4.797	0,4	4.874	0,4
Klärgas	2.322	0,2	2.300	0,2
Deponiegas	77	0,01	72	0,01
biogener Anteil des Abfalls ⁶	15.033	1,3	14.920	1,4
Solarthermie	9.733	0,8	9.126	0,8
tiefe Geothermie	1.822	0,2	1.817	0,2
oberflächennahe Geothermie, Umweltwärme ⁷	19.878	1,7	23.860	2,2
Summe	203.288	17,51	205.452	18,71

6.2 Anforderungen an das Heizungsmanagement

Monitoring auf Grundlage gemessener Daten statt Bedarfsberechnung

Mit dem Monitoring fängt die energetische Sanierung an: Nach Aussagen der Experten werden noch immer hohe Energieverluste im Heizungskeller nicht bemerkt. Noch immer führen hohe Vorlauf- und Rücklauftemperaturen, eine rund um die Uhr laufende Zirkulation, überdimensionierte, oft taktende Heizkessel oder Festlegungen zur Heizperiode zu unnötig hohen Energieverbräuchen und Emissionen.

Erst ein Erfolgsnachweis durch Verbrauchsdatenmessung decken im Bestand Einsparpotentiale auf und stellen nach einer Sanierung sicher, dass die Maßnahmen zu den gewünschten Einsparzielen geführt haben.

Um ein Monitoring und ggf. eine Nachsteuerung vornehmen zu können, sollten zukünftig Wärme- und Stromzähler zum selbstverständlichen Bestandteil jedes Wärmeerzeugers gehören. Sie sollten von den Herstellern vorkonfektioniert und mit allen gängigen Schnittstellen kompatibel angeboten und bei jeder Heizungssanierung bereits vorhanden sein oder eingebaut werden.

Wie ein Monitoring in Mehrfamilienhäusern aufgebaut prinzipiell werden kann, hat das Forschungsprojekt „Wärmeversorgung in Mehrfamilienhäusern – Permanente Betriebs-

Optimierung durch automatische Analyse im Feld", kurz FeBOp-MFH (01.05.2018 – 31.07.2022) an 30 Mehrfamilienhäusern in Hannover, Hameln und Nordhorn erprobt (FeBOp).

Heraus kam u.a. auch eine Installationsbeschreibung der notwendigen Messeinrichtungen.

Das Interesse eines Wohnungsunternehmens am Projekt schildert Reno Schütt, Geschäftsführer der GEWO Gesellschaft für Bauen und Wohnen mbH mit Sitz in Nordhorn in einem Interview sehr eindrücklich.

Bereits die Anpassung einer Heizungsanlage auf die spezifischen Anforderungen von Bewohnern und Gebäude kann 10 bis 15 Prozent Energie einsparen. Insbesondere bei „Hybridheizungen“, die aus mehreren Wärmeerzeuger (Wärmepumpe, KWK, Kessel, Solarthermie usw.) bestehen können aufeinander abgestimmte Einstellungen viel Energie zur richtigen Zeit einsparen.

Nutzerverhalten und Reboundeffekte sind zu berücksichtigen

Viele denken beim Sparen vor allem ans Stromsparen. Aber auch beim Heizen lässt sich viel Energie einsparen. So lautet eine bekannte Faustformel: Bei einem °C geringerer Raumtemperatur lassen sich ca. 6% Energie einsparen.

Laut der Firma tado sind 80 Prozent der ausgewerteten deutschen Haushalte in der Heizperiode 2022/23 dem Aufruf der Politik gefolgt und haben ihre Innenraumtemperatur um durchschnittlich 0,8°C im Vergleich zum Vorjahr auf 19,4°C reduziert, um Energie und Heizkosten einzusparen (tado 2023).

Die Auswertung des Wohnungsbestandes eines Wohnungsunternehmens zeigt, dass sich der Endenergieverbrauch von Gebäuden in unterschiedlichen Jahren ohne jede bauliche Maßnahme bis zu 3 Gebäudeenergieeffizienzklassen (temperaturbereinigt) stark variieren kann.

So betrug bei der Auswertung von 45 Gebäuden über 10 Jahre (2011-2020) und einem mittleren spezifischen Verbrauch von 133 kWh/m² und Jahr der Unterschied ohne Maßnahmen zwischen maximalem und minimalem Verbrauch durchschnittlich 45 kWh/m² und Jahr, bei einem Gebäude bei bis zu 100 kWh/m² und Jahr (vgl. Tabelle 18).

Wesentliche Gründe dafür sind das Verhalten der Bewohner und/oder schlecht geregelte Heizungskomponenten.

Aber auch nach Sanierungen stellen viele fest, dass die tatsächlichen Einsparungen kleiner sind als vor berechnet oder erwartet. Verantwortlich dafür können „Reboundeffekte“ sein, wie z.B. dass nach einer Sanierung mehr Räume höher beheizt werden als vorher (direkt) oder neue Verbraucher angeschafft wurden (indirekt).

Intelligente Heizungsregelungen können helfen Energie einzusparen

Vor allem bei großen Wohnflächen wie Einfamilienhäusern und langen täglichen Abwesenheitszeiten sind die Einsparpotentiale durch intelligente Steuerungselemente von bis zu 15% (in Einzelfällen mehr) zu erreichen (Beucker et al. 2022, Kersken et al. 2018).

Festlegungen zur Heizperiode bzw. zu Abschaltzeiten von Heizanlagen

Viele Hausverwaltungen und Vermieter*innen orientieren sich an der etablierten Heizperiode zwischen dem 1. Oktober und dem 30. April, um die Heizung einzuschalten.

Es können aber auch regional unterschiedliche Heizperioden oder Klauseln im Mietvertrag vereinbart werden, damit z.B. die Heizung eingeschaltet wird, wenn z.B. die Außentemperatur mehr als drei Tage am Stück unter 12 Grad Celsius fällt. Aufgrund der Energiekrise konnten die ggf. in Mietverträgen festgelegten Mindesttemperaturen für 2022 ausgesetzt werden.

Empfohlen wird in Wohnungen tagsüber die Raumtemperaturen nicht unter 19-20 °C zu senken, nachts kann (über Nachtabsenkung) 18 °C eingestellt werden.

In der Regel gibt es nach oben keinerlei Begrenzung der Raumtemperaturen, und Bedürfnisse auch über 20°C lassen sich in vielen Gebäuden realisieren.

Tabelle 18: Temperaturbereinigte spezifische Wärmeverbräuche (Angaben in kWh/m²*a) von 45 Gebäuden in den Jahren 2011-2020 mit zugeordneten Energieeffizienzklassen (Datenquelle mit freundlicher Genehmigung der GEWO Nordhorn)

2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Mittelwert 2011-2020	Max 2011-2020	Min 2011-2020	Abweichung	Min zu Max
C 95	C 89	C 85	C 84	C 87	D 102	C 95	D 105	D 106	C 85	93	106	84	7,5	22
E 134	E 131	E 134	E 136	E 136	F 173	F 184	F 183	F 179	F 177	157	184	131	22,5	53
E 154	E 158	E 157	E 145	D 129	F 169	E 149	F 164	F 180	E 153	156	180	129	9,9	51
F 161	E 136	E 135	E 151	D 126	F 166	E 152	F 163	E 155	D 124	147	166	124	13,2	43
D 108	D 108	C 100	D 102	C 97	D 120	D 108	D 112	D 120	D 111	109	120	97	5,7	23
E 138	E 131	D 125	D 114	C 93	D 111	D 104	E 142	D 109	D 101	117	142	93	13,8	49
D 116	D 112	D 106	D 118	C 98	D 123	D 107	D 129	D 114	D 106	113	129	98	7,2	32
E 141	D 126	E 141	D 119	D 117	E 145	D 126	F 175	E 154	E 131	137	175	117	13,8	58
D 111	D 106	D 109	D 116	D 114	E 140	D 128	E 135	E 138	D 109	121	140	106	11,6	34
C 82	C 89	C 84	C 85	C 80	C 90	C 91	C 98	C 94	C 87	88	98	80	4,5	18
C 87	C 82	C 76	B 70	B 71	C 81	C 79	C 86	C 84	C 76	79	87	70	4,7	17
D 112	D 106	D 106	D 113	D 106	D 121	D 113	D 111	D 115	D 104	111	121	104	4,0	16
F 179	F 170	F 174	F 176	E 159	E 150	E 146	E 158	E 153	E 147	161	179	146	10,8	33
C 82	C 81	C 79	C 83	B 74	C 85	C 89	C 98	C 93	C 80	84	98	74	5,5	24
C 99	D 104	D 103	D 104	C 93	D 116	D 119	D 125	D 117	D 104	109	125	93	8,7	32
B 51	D 116	D 118	D 115	C 99	D 130	D 109	E 132	D 106	D 103	108	132	51	14,6	81
						D 122	E 137	D 115	D 102	119	137	102	10,6	36
E 131	D 117	D 104	D 100	D 103	D 118	D 105	D 110	D 105	C 100	109	131	100	7,6	31
E 137	E 140	D 111	D 119	D 128	E 148	E 135	F 175	G 211	F 188	149	211	111	25,1	100
D 124	E 137	D 125	E 134	D 121	E 158	E 133	E 154	E 154	E 132	137	158	121	10,9	37
C 91	C 92	C 89	C 88	C 87	D 103	C 98	D 104	C 96	C 83	93	104	83	5,6	21
E 153	F 176	F 166	E 138	E 131	E 152	E 151	F 164	F 164	E 145	154	176	131	10,8	45
C 82	C 85	C 86	C 86	C 86	D 101	C 92	D 110	D 100	C 86	91	110	82	7,6	27
E 159	F 169	F 181	F 173	E 158	G 203	F 181	F 190	F 188	F 175	178	203	158	10,9	44
E 133	E 136	E 142	E 148	E 137	F 177	F 163	F 170	E 156	E 131	149	177	131	13,8	46
F 200	E 159	F 174	G 216	F 172	F 180	F 169	F 177	F 197	E 140	178	216	140	15,7	76
F 180	F 173	F 186	D 122	D 108	E 144	E 148	E 157	E 158	E 134	151	186	108	19,6	78
E 154	C 82	D 113	D 114	D 105	E 148	E 144	E 151	E 146	E 136	129	154	82	20,7	73
E 154	E 152	F 160	F 163	E 146	F 163	F 170	F 179	F 178	F 162	163	179	146	7,8	33
F 161	E 159	E 148	E 150	E 148	F 185	F 167	F 177	F 174	E 150	162	185	148	11,0	37
E 148	E 150	F 160	D 121	D 109	E 148	E 134	E 145	E 153	E 160	143	160	109	12,9	52
E 158	D 108	D 106	D 108	C 99	D 124	D 113	D 122	D 121	D 107	116	158	99	11,6	59
G 214	G 201	G 201	G 210	F 186	G 213	F 199	G 243	G 207	F 189	206	243	186	21,1	57
E 143	E 134	E 131	D 126	D 116	E 153	E 130	F 161	E 151	D 120	136	161	116	12,2	45
E 135	E 142	E 135	E 140	D 120	F 162	E 150	F 169	F 160	E 140	145	169	120	12,1	49
F 166	E 148	E 142	E 147	E 135	F 170	E 152	F 171	F 166	E 154	155	171	135	10,5	36
D 129	E 137	D 130	E 143	D 123	F 165	E 149	F 165	E 159	E 147	145	165	123	12,3	43
E 159	E 146	E 151	F 164	E 139	F 175	F 161	F 176	F 172	E 148	159	176	139	10,5	37
D 100	C 93	C 99	D 101	C 87	D 121	D 108	D 117	D 121	D 113	106	121	87	10,0	34
D 130	D 122	D 118	D 125	C 97	E 144	D 109	F 166	E 136	D 129	127	166	97	13,6	69
D 108	F 163	E 137	E 146	D 121	E 158	E 138	E 155	E 146	E 131	140	163	108	13,2	55
D 105	D 102	D 102	D 111	C 95	D 127	D 120	D 119	D 121	D 116	112	127	95	8,7	32
D 107	C 91	D 106	D 108	C 97	E 143	D 116	D 120	D 119	D 118	112	143	91	10,8	52
C 97	D 109	D 103	D 101	C 85	D 120	D 105	D 113	D 115	D 108	105	120	85	7,4	34
G 203	G 237	G 232	G 246	G 210	G 223	F 194	F 179	F 177	F 160	206	246	160	23,6	86
										133	156	111	11	45

Hohe Vor- und Rücklauftemperaturen und hoher Taktzahlen vermeiden

Bereits bei einer bestehenden Heizungsanlage kann oft durch Abschaltzeiten in Abhängigkeit der Außentemperaturen (manche Heizung ohne Warmwasserbereitung läuft noch während der Sommermonate), Absenkung der Vorlauftemperaturen, der Installation und Auslegung eines Pufferspeichers oder Änderungen bei den Heizelementen wie Heizkörper sehr viel Energie eingespart werden. Hohe Taktfrequenzen von oft überdimensionierten Gaskesseln, die im Einzelfall zu Nutzungsgraden <70% führen, können z.B. durch Nachrüstung eines Pufferspeichers vermieden werden.

Die technischen Optimierungsmöglichkeiten spielen beim Einsatz von Wärmepumpen eine noch sehr viel größere Rolle. Die Absenkung der Vorlauftemperatur um nur ein Kelvin kann beispielsweise die Effizienz einer Luft/Wasser-Wärmepumpen um etwa 2 bis 2,5 Prozent steigern. Daher ist es sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch sinnvoll, eine möglichst niedrige Vorlauf-temperatur anzustreben und z.B. hydraulisch Warmwassererzeugung und Heizung zu trennen.

6.2.1 Auslegung und Betriebsweisen von Hybridheizungen mit Wärmepumpen

Wärmepumpen kann man „monovalent“ betreiben. Das bedeutet die Wärmepumpe ist der einzige Wärmeerzeuger, und seine maximale Leistung muss dann auch am kältesten Tag das entsprechende Gebäude noch aufheizen können.

In gut gedämmten Gebäuden ist dies in der Regel kein Problem. In schlecht gedämmten Gebäuden, deren Gebäudehülle aber ggf. zu einem späteren Zeitpunkt gedämmt wird, macht es durchaus Sinn, den bestehenden Kessel oder einen neuen Kessel zum Beispiel an kalten Tagen alternativ, parallel oder teilparallel zur Wärmepumpe zu nutzen (vgl. Abbildung 39).

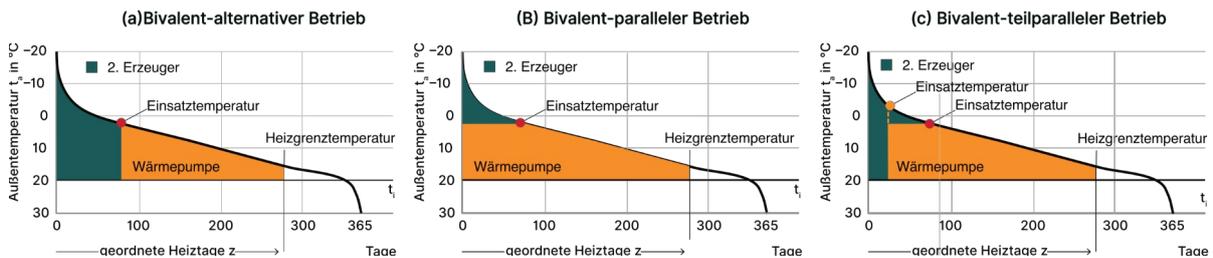


Abbildung 39: Heiztage in Abhängigkeit von Außentemperatur und Einsatz der Wärmeerzeuger.

- (a) Bivalent-alternativer Betrieb: Oberhalb der Einsatztemperatur (ET) deckt die Wärmepumpe die gesamte Heizlast, unterhalb davon der Kessel.
- (b) Bivalent-parallelen Betrieb: Unterhalb des Bivalenzpunktes werden weitere Wärmeerzeuger (z.B. Gas- Holzessel oder KWK-Anlage gleichzeitig (parallel) mit der Wärmepumpe betrieben.
- (c) Bivalent-teilparalleler Betrieb: Unterhalb des Abschaltpunktes wird die Wärmebereitstellung nur vom ergänzenden Wärmeerzeuger, z. B. Kessel, übernommen. Zwischen dem Bivalenz- und dem Abschaltpunkt sind Wärmepumpe und Kessel gemeinsam in Betrieb. Die Abschaltung der Wärmepumpe kann ggf. auch COP-abhängig erfolgen (z.B. $COP < 2$).

Der Vorteil eines alternativ, parallel oder teilparallelen Betriebs, ist dass die Wärmepumpe immer dann eingesetzt werden kann, wenn sie besonders effizient ist und deutlich kleiner dimensioniert werden kann. Ein Maß für die Effizienz der Wärmepumpe ist der COP-Wert („Coefficient of Performance“). Er drückt aus mit wieviel Einheiten Strom wieviel Einheiten Wärme unter bestimmten Bedingungen erzeugt werden kann. Dieser COP-Wert hängt dabei stark von der Außentemperatur und der Vorlauftemperatur ab (vgl. Abbildung 40).

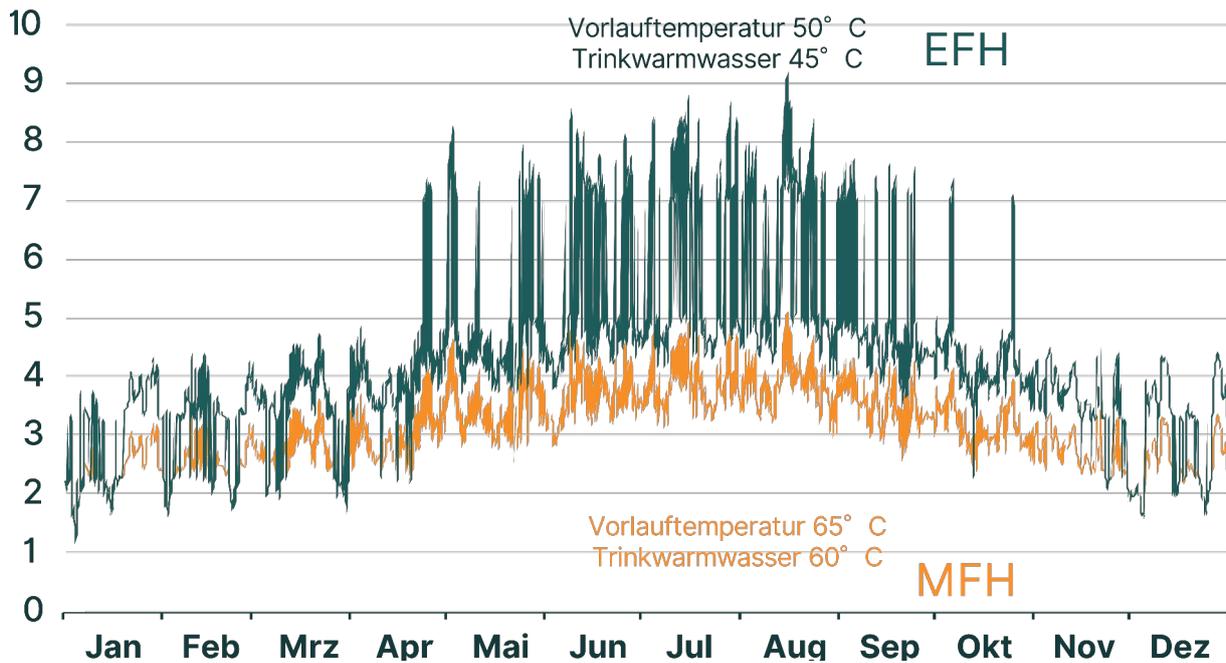


Abbildung 40: Modellierter COP von Wärmepumpen in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur und Trinkwarmwassertemperatur im Jahresverlauf (2022)

Abbildung 41 zeigt schematisch den Anteil der Wärme übers Jahr, den ein zweiter Erzeuger gegenüber einer monovalent betriebenen Wärmepumpe noch erzeugen muss, wenn die Wärmepumpe z.B. auf 30% der maximalen Heizleistung ausgelegt wird. Die Auslegung einer Wärmepumpe muss vor allem bei einem monovalenten Betrieb sorgfältig erfolgen.

Eine Überdimensionierung kann vor allem beim Kessel, aber auch bei einer Wärmepumpe zu häufigem Takten und ggf. zur Störanfälligkeit an wärmeren Tagen führen. Modulierende Anlagen (Inverter) sind zwar teurer aber wesentlich besser im Teillastverhalten.

Flächenheizungen mit niedrigen Vorlauftemperaturen sind grundsätzlich gut für Wärmepumpen geeignet. Um niedrige Vorlauftemperaturen zu erreichen, sind bei der Sanierung ggf. Heizkörper zu ergänzen oder durch Niedertemperaturheizkörper zu tauschen.

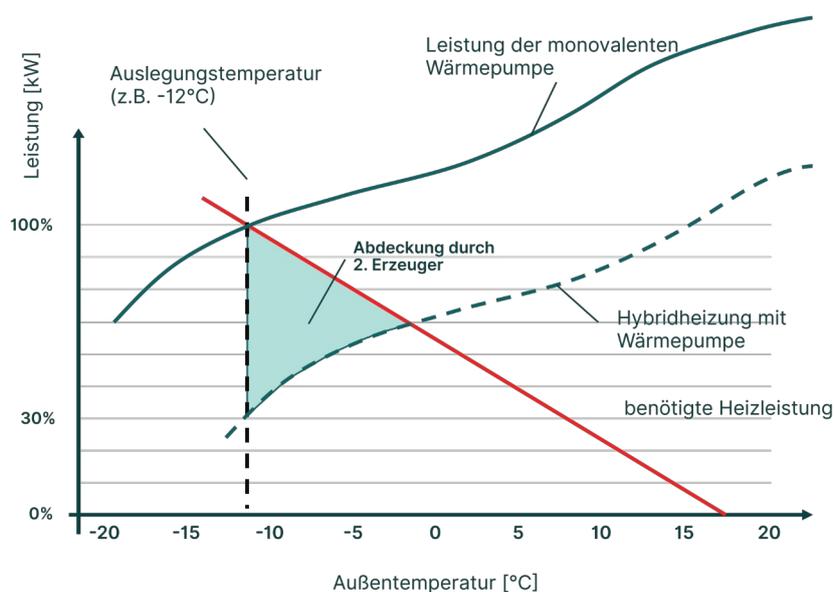


Abbildung 41: Schema zur Auslegung einer monovalenten Wärmepumpe gegenüber der Auslegung einer Wärmepumpe z.B. gemäß GEG §71h.

6.3 Verbrauchsabhängige Bestimmung der Heizlast statt aufwändige Bedarfsberechnungen

Es gibt zahlreiche Verfahren zur Berechnung der Heizlast eines Gebäudes, vgl. z.B. Heizlastrechner des Bundesverbandes Wärmepumpe (BDW).

Eine einfaches aber dennoch ausreichend genaues Verfahren ist die Berechnung der Norm-Heizlast aus dem Brennstoffverbrauch. Dazu müssen der spezifische Brennwert [H_o] des Heizmediums, der Jahresnutzungsgrad der Anlage [η] und die Volllaststunden [$t_{voll.}$] bekannt sein (vgl. delta-q, Bundesamt für Energie). Da die Norm-Aussentemperatur jeweils auf 100 Meter um 0,5 Kelvin ($^{\circ}C$) sinkt, steigt die Anzahl der Volllaststunden mit der Lage (Region und Höhe) des Gebäudes (vgl. Klimakarte des Bundesverband Wärmepumpe). Je nach Region liegen sie in Deutschland zwischen 1.600 (Süddeutschland) und 2.200 Volllaststunden (Norddeutschland) mit vermutlich leicht abnehmender Tendenz durch die fortschreitende Bedarfsreduzierung durch Klimaerwärmung (vgl. Kapitel 4.2.1).

Die Formel zur Berechnung der Norm-Heizlast

$$\Phi_{HL} = \frac{\text{Verbrauch} \times H_o \times \eta}{t_{voll.}} \quad \Phi_{HL} = \text{Norm-Heizlast in kW}$$

Bei größeren Gebäuden, bei denen die Ermittlung der Norm-Heizlast aus dem jährlichen Brennstoffverbrauch nicht geeignet ist, wie z.B. Schulen, Spitälern, Industriebauten oder Verwaltungsgebäuden, die z.B. nicht ganzjährig beheizt werden, kann eine stichprobenartige Datenerhebung in Abhängigkeit der Außentemperatur über z.B. zwei Wochen und Extrapolation auf die Bemessungstemperatur vorgenommen werden, sofern man nicht auf kontinuierliche oder zumindest monatsweise Messdaten z.B. über einen Wärmemengenzähler zurückgreifen kann (vgl. Abbildung 42).

In Wohngebäuden ist in der Regel eine Leistungsreserve zur so berechneten Heizleistung von 10 % bis 15 % z.B. für das Wiederaufheizen nach einer längeren Absenkerperiode ausreichend.

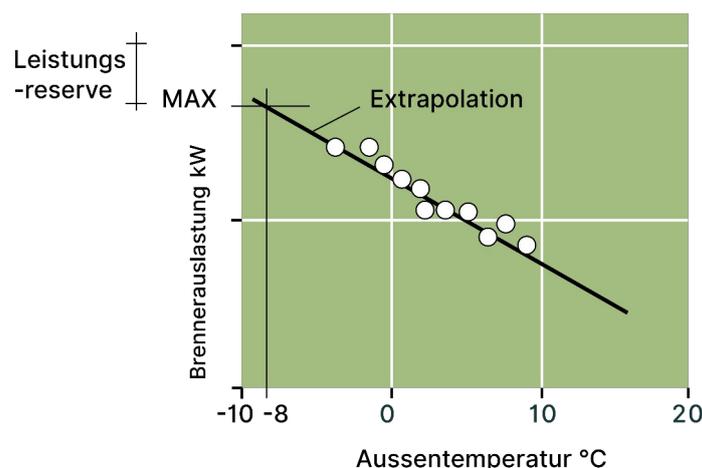


Abbildung 42: Extrapolation von punktuell erhobenen Daten zur Bestimmung der Heizlast.

Wertvolle weitergehende Hinweise für die Optimierung einer Heizungsanlage, wie z.B. Dämmung der Wärmeverteilung oder der Dimensionierung von Heizflächen für niedriger Vorlauftemperaturen liefern Diefenbach et al. 2002.

Gebäudealter-Standards und Effizienzklassen lassen nur gröbere Abschätzungen zur Heizlast zu (vgl. Tabelle 19 und Tabelle 20).

Tabelle 19: Grobe Abschätzung zur Heizgrenztemperatur und der benötigten Heizleistung in Abhängigkeit des Gebäudestandards bzw. des Baualters

Gebäudestandard	Heizgrenztemperatur	Benötigte Heizleistung
Altbau vor 1977	15 bis 17 °C	80 bis 150 W/m ²
Altbau von 1977 bis 1995	14 bis 16 °C	60 bis 120 W/m ²
Altbau von 1995 bis 2002	13 bis 15 °C	50 bis 80 W/m ²
Gebäude nach EnEV	12 bis 14 °C	25 bis 60 W/m ²
Niedrigenergiehaus	11 bis 14 °C	20 bis 60 W/m ²
Passivhaus	9 bis 11 °C	bis 20 W/m ²

Tabelle 20: Zuweisung Heizlast nach Gebäudeeffizienzklassen (IFEU 2023)

Effizienzklasse	spez. Heizlast [W/ m ²]
B	60
C	70
D	80
E	90
F	100
G	120
H	130

Aus den Tabelle 21, Tabelle 22 und Tabelle 23 lässt sich beispielhaft ablesen, wie stark der Wärmebedarf eines einzelnen Jahres (hier im Jahr 2022) vom langjährigen Mittel abweichen kann.

Tabelle 21: Gradtagszahlen/Heizgradtage 2023 in Freiburg bei Heizgrenztemperatur 15° und Innentemperatur 20°C (<https://www.iwu.de/publikationen/tools/>)

Tage	2023				langjähriges Mittel (20 Jahre, 2004 bis 2023)			
	Gradtagzahl		Außen-temperatur	Außentemp.	Gradtagzahl		Außen-temperatur	Außen-temp.
	GTZ 20/15	Heiztage		an Heiztagen	GTZ 20/15	Heiztage		an Heiztagen
[d]	[Kd]	[d]	[°C]	[°C]	[Kd]	[d]	[°C]	[°C]
31	456	31	5,3	5,3	533	31	2,8	2,8
28	434	28	4,5	4,5	460	28	3,7	3,7
31	333	28	8,8	8,1	401	30	6,9	6,8
30	296	29	10,0	9,8	249	25	11,1	10,1
31	99	14	15,4	12,9	126	16	15,0	12,0
30	0	0	21,2		24	4	19,1	13,7
31	0	0	21,4		7	1	20,7	14,3
31	6	1	20,8	14,3	13	2	19,8	14,1
30	24	4	19,3	13,9	86	12	16,1	12,7
31	166	20	13,9	11,7	239	25	11,6	10,4
30	345	29	8,3	8,1	397	29	6,7	6,5
31	425	31	6,3	6,3	502	31	3,8	3,8
365	2584	215	12,9	8,0	3037	235	11,4	7,1

Tabelle 22: Gradtagszahlen/Heizgradtage 2022 in Freiburg bei Heizgrenztemperatur 15° und Innentemperatur 20°C (<https://www.iwu.de/publikationen/tools/>)

Tage	2022				langjähriges Mittel (20 Jahre, 2004 bis 2023)			
	Gradtagzahl		Außen-temperatur	Außentemp.	Gradtagzahl		Außen-temperatur	Außentemp.
	GTZ 20/15	Heiztage		an Heiztagen	GTZ 20/15	Heiztage		an Heiztagen
[d]	[Kd]	[d]	[°C]	[°C]	[Kd]	[d]	[°C]	[°C]
31	549	31	2,3	2,3	533	31	2,8	2,8
28	375	28	6,6	6,6	460	28	3,7	3,7
31	381	31	7,7	7,7	401	30	6,9	6,8
30	265	26	10,6	9,8	249	25	11,1	10,1
31	70	10	17,1	13,0	126	16	15,0	12,0
30	0	0	20,7		24	4	19,1	13,7
31	0	0	22,4		7	1	20,7	14,3
31	0	0	22,7		13	2	19,8	14,1
30	116	15	15,8	12,3	86	12	16,1	12,7
31	94	14	15,0	13,3	239	25	11,6	10,4
30	333	30	8,9	8,9	397	29	6,7	6,5
31	486	30	4,2	3,8	502	31	3,8	3,8
365	2669	215	12,8	7,6	3037	235	11,4	7,1

Tabelle 23: Gradtagszahlen/Heizgradtage 2022 in Freiburg bei Heizgrenztemperatur 10° und Innentemperatur 20°C (<https://www.iwu.de/publikationen/tools/>)

2022					langjähriges Mittel (20 Jahre)*			
Tage	Gradtagzahl		Außen-	Außentemp.	Gradtagzahl		Außen-	Außentemp.
	GTZ 20/10	Heiztage	temperatur	an	GTZ 20/10	Heiztage	temperatur	an
[d]	[Kd]	[d]	[°C]	Heiztagen	[Kd]	[d]	[°C]	Heiztagen
				[°C]				[°C]
31	531	29	2,3	1,7	513	29	2,8	2,2
28	353	25	6,6	5,9	440	26	3,7	3,0
31	294	21	7,7	6,0	347	24	6,9	5,3
30	131	9	10,6	5,4	146	11	11,1	7,2
31	0	0	17,1		31	3	15,0	8,8
30	0	0	20,7		1	0	19,1	9,1
31	0	0	22,4		0	0	20,7	
31	0	0	22,7		0	0	19,8	
30	0	0	15,8		11	1	16,1	9,4
31	0	0	15,0		137	11	11,6	7,2
30	263	21	8,9	7,5	348	24	6,7	5,2
31	416	21	4,2	0,2	477	28	3,8	2,9
365	1987	126	12,8	4,2	2451	156	11,4	4,3

6.4 Optimierung im Betrieb nach Verbrauchsdaten statt Bilanzierung von End- und Primärenergie unter Normklima- und Normnutzungsdaten

Bereits die Studien an der Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften vor mehr als 20 Jahren haben gezeigt, welche Einsparmöglichkeiten über ein Monitoring und eine Optimierung der Heizanlagen möglich sind.

Eine von CO2online herausgegebene Studie aus dem Jahr 2015 stellt fest, dass es „eine nennenswerte Diskrepanz zwischen dem technischen Potenzial von Modernisierungsmaßnahmen und den erzielten Energieeinsparungen“, eine „Differenz zwischen dem rechnerisch ermittelten Bedarf und dem gemessenen Verbrauch für Endenergie in der Praxis gibt“ sowie „die **installierte Leistung in fast allen Fällen deutlich über der tatsächlichen Heizlast der Gebäude** liegt.“

Deutschland könnte co2online zufolge *jährlich mindestens 4,7 bis 6,2 Mio. Tonnen CO2 zusätzlich einsparen, würden geltende Qualitätsstandards (unter anderem Heizungs- optimierung) bei erfolgten Sanierungsmaßnahmen und begleitendes Monitoring bei Gebäuden mit Baujahr nach 1978 nachträglich angewendet (co2online 2015)*. Im genannten Bericht finden sich zahlreiche Praxisbeispiele im Monitoring.

Frau Prof. Dr.-Ing. Kati Jagnow und Prof. Dr.-Ing. Dieter Wolff Ostfalia Hochschule Wolfenbüttel stellen auf der webseite delta-q.de haben zahlreiche Untersuchungen, Daten und ein Berechnungstool (Excel-Werkzeug „Standardbilanz“) zur Bilanzierung nach dem Verbrauch von Gebäuden zur Verfügung.

Sie sehen in ihrer Standardbilanz die Möglichkeit zum Verzicht auf komplizierte Berechnungen und unzählige Annahmen für die Nachweisführung sowie die Chance mit der noch in deutsches Recht umzusetzenden EPBD-Reform, WPG und GEG in einem stark vereinfachten Gesetz zusammenzufassen. Dabei wird dringend empfohlen, in die verbrauchsbasierte Bewertung, den Haushalts- bzw. Anwenderstrom mit in die Gesamtbewertung für Wohn- und Nichtwohngebäude

aufzunehmen. Darüber hinaus wird vorgeschlagen die verbrauchsbasierte Bewertung von Gebäuden und Maßnahmen in die Fördersystematik der Energieberatung, z. B. für den individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) zu ergänzen und gegebenenfalls zu vereinfachen. Es könnten weitergehende Mindesteffizienzkennwerte für die Gebäudehülle, Mindestarbeitszahlen für Wärmepumpen usw. sowie verpflichtende Anforderungen zur Nutzung regenerativer Energie (insbesondere Photovoltaik) festgelegt werden.

6.4.1 Gebäudeautomation am Fallbeispiel Quartier „Hosemannstraße“ in Berlin-Prenzlauer Berg

Dass Gebäudeautomation erheblich Endenergie einsparen, aber auch welcher Aufwand damit verbunden sein kann, zeigt das Projekt Quartier Hosemannstraße, Berlin Prenzlauer Berg im Rahmen des Projektes WindNODE ([WindNode 2020](#)). Im Quartier Hosemannstraße wurden 224 Wohnungen mit Temperaturfühlern, elektrischen Thermostatventilen, Bewegungsmeldern und die Steuerungsdisplays ausgestattet, um die Bewohnenden in die Lage zu versetzen, die Temperaturen für einzelne Räume genau vorzugeben.

Das Quartier in der Hosemannstraße wurde in den 1990er- Jahren nach der Wärmeschutzverordnung 1995 saniert. Damals wurde die Gebäudehülle gedämmt und die Fenster ausgetauscht. Durch den Einbau der neuen Steuerungstechnik seien die Energieverbräuche noch mal um 24 Prozent gesunken und auf das Niveau eines Niedrigenergiehauses mit rund 60 Kilowattstunden je Quadratmeter pro Jahr gesunken.

Alle Wohnungssteuerungen sind mit der Heizzentrale vernetzt. Wenn die Wohnungssteuerungen erwarten lassen, dass in den kommenden Stunden wenig Wärme im Haus gebraucht wird, dann fährt es auch die Vorlauftemperatur herunter, mit der ein BHKW oder (wenn der Strom günstiger aus dem Netz angeboten wird) Heizstäbe (PtH mit $8 \times 6 = 48$ kW elektrischer Leistung) für die 224 Wohnungen in sechs Gebäuden die notwendige Wärme erzeugen. Für die PtH-Elemente ergibt sich ein positiver Erlös nur bei negativen Strombörsenpreisen, die Stromerzeugung im BHKW wird ohne Eigennutzung bei der Direktvermarktung dagegen mit zunehmendem Strombörsenpreis attraktiver. Allerdings sind die einmaligen und laufenden Kosten (Gateway, Verträge etc.) für eine Direktvermarktung derzeit noch so hoch, dass sie sich erst ab 300-500 kW_{el}. Leistung lohnen.

Im Rahmen der Gebäudebilanzierung nach DIN V 18599 wird bislang die Auswirkung von zeitlicher Flexibilität bei Stromerzeugung und -verbrauch nicht berücksichtigt (vgl. auch [Beucker & Hinterholzer 2021](#)). Im Rahmen des Projektes WindNODE wurde ein Bilanzierungsverfahren entwickelt (IN SPEC 91410-2).

Es bietet sich bei kleineren Anlagen eine Kombination aus PV, Wärmepumpe, KWK und gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung (vgl. Kapitel 7.10.1) an. Damit lässt die Flexibilität der Kombination ohne Direktvermarktung ausnutzen (vgl. Kapitel 7.8.3 und 7.10).

6.4.2 Steuerbarkeit von Wärmepumpen durch den Netzbetreiber nach § 14a EnWG

Nach § 14a EnWG sind Wärmepumpen oder andere steuerbare Verbrauchseinrichtungen (Stromspeicher, Kühlaggregate, nicht öffentliche Ladestationen) mit einer Nennleistungsaufnahme von 4,2 kW (inkl. Heizstab) oder mehr bei Inbetriebnahme nach dem 1.1.2024 zur netzorientierten oder präventiven Steuerung (Dimmung) durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) bis spätestens 2029 verpflichtet. Bezüglich der 4,2 kW zählen mehrere Wärmepumpen oder Klimaanlagen als eine Gesamtanlage, dagegen mehrere Ladestationen oder Stromspeicher zählen als jeweils einzelne Anlagen. Die garantierte Mindestleistung liegt bei Wärmepumpen und Klimageräten bei 4,2 kW_{el}. bzw. bei 40% der Netzanschlussleistung größerer Anlagen.

Die Regelung soll sicherstellen, dass die Netzbetreiber den Anschluss einer WP nicht unter Verweis auf mangelnde Netzkapazitäten vorübergehend ablehnen dürfen. Mit der Regelung stehen zwei wahlweise Varianten einer Netzentgelt-Reduzierung zur Verfügung. Entweder ein einheitlich berechneter netzbetreiberindividueller pauschaler Betrag (Modul 1) oder eine Reduzierung des Netzentgelt-Arbeitspreises um 60 % und dem Erlass einer Grundgebühr (Modul 2). Voraussetzung für Modul 2 ist der Betrieb der Wärmepumpe über einen eigenen Strom Zähler.

Mit der Regelung erhöht sich der planerische Aufwand, um zu ermitteln, welcher der Varianten kostengünstiger ist. Details finden sich in einem Vortrag von [Jaschke 2024](#).

6.5 Die leitungsgebundene Wärmeversorgung über Wärmenetze und Gebäudenetze

Für einen Wärmenetzanschluss im urbanen Raum sprechen viele Gründe:

- so machen sie die Abwärme aus Müllverbrennung, Tiefengeothermie und Industrie sowie Umweltwärme, beispielsweise aus Flüssen und Seen, erst nutzbar,
- die Installation von Wärmepumpen ist oftmals auf Grund von Platzmangel bzw. Schallimmissionen eine größere Herausforderung im urbanen Raum,
- ebenso ist die Biomassefeuerung in vielen Städten auf Grund der Feinstaubemissionen verboten und Biomasse ist ein knappes Gut, und
- Gebäudeeigentümer müssen sich um eigene Lösungen nicht mehr kümmern.

Die bestehenden Fernwärmenetze steht aber auch vor großen Herausforderungen:

- Die Wärme insbesondere aus Kohle- und Öl-KWK (ca. 22%) muss kurz- bis mittelfristig durch Gas-KWK oder durch Erneuerbare ersetzt werden.
- Um größere Anteile Erneuerbarer Energien in die Fernwärmeversorgung einbinden zu können, muss ein Großteil des Fernwärmenetzbetriebs auf ein niedrigeres Temperaturniveau von z.T. noch von 130°C auf unter 95°C umgestellt werden.
- Damit das Temperaturniveau sinken kann und um Energie- und Kosten einsparen zu können, sind eine optimierte Steuerung der Fernwärmeerzeuger und zum Teil auch der Hausinstallationen notwendig (z.B. Vorhersage von Wärmebedarfen).
- Die Fernwärmepreise befinden sich zumindest hinsichtlich eines Neuanschlusses im Wettbewerb mit dezentralen Lösungen wie der Wärmepumpe.

Die Möglichkeit zum Anschluss an die leitungsgebundene Wärmeversorgung kann für einige gefühlt wie eine Erlösung sein, sich selbst nicht mehr kümmern zu müssen. Für andere ist es ein gefühlter Kontrollverlust über die eigene Wärmeversorgung. Hinzu kommt die Demographie. Viele Ältere werden fragen, warum sie nun in ihrem Alter noch etwas ändern sollen und sofern überhaupt möglich Geld investieren und Handwerker ins eigene Haus zu holen.

Herausforderungen und Kosten des Fernwärmeausbau

Zahlreiche Studien zeigen auf vor welchen Herausforderungen die Transformation der Fernwärme steht (z.B. [Maaß et al. \(BDEW\) 2021](#), [Burkhardt et. al 2023](#), [dena 2023a](#), [Ortner et al. \(UBA\) 2023](#), [Köhler et al. \(UBA 14/2024\)](#)). Dazu gehören u.a., die Netztemperaturen abzusenken, Hausübergabestationen zu überwachen und regeln, Gebäudeheizungssysteme auf niedrigere Netztemperatureinstellungen zu optimieren, attraktive Fernwärmepreise, Kundenkommunikation, Ersatz von fossilen Energieträgern durch Umweltwärme, Geothermie, erneuerbaren Strom, KWK-Anlagen flexibilisieren und ggf. saisonale Wärmespeicher zu bauen.

Risiken bestehen vor allem durch hohe Kosten, zu gering kalkulierte Anschlusskosten, langer Genehmigungszeiten, Platzbedarf im öffentlichen Straßenraum vor allem im urbanen Raum, zu wenig Planungskapazitäten und Fachkräften, Netzengpässe beim Strom für Großwärmepumpen, hohe Projektentwicklungszeiten, seismische Aktivitäten, Korrosion oder zu geringe Fördermengen bei der Tiefengeothermie.

Laut einer Studie für den AGFW werden für den angestrebten Ausbau der Fernwärmenetze, der Wärmespeicher und neuen Erzeugungsanlagen bis zum Jahr 2030 in Summe Investitionen von etwa 33 Milliarden Euro notwendig ([AGFW 2020](#)). Nach der Studie würden etwa 16 Milliarden Euro der Investitionen auf den Ausbau bzw. die Erweiterung von Wärmenetzen, etwa 11,1 Milliarden Euro auf Investitionen in Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Wärme und der Nutzbarmachung von Abwärme und etwa 4,3 Milliarden Euro auf den Anschluss neuer Wärmequellen an bestehende Netze.

Je nach Entwicklung der zukünftigen Rahmenbedingungen, insbesondere der CO₂-Bepreisung im Wärmemarkt und im EU-Emissionshandel (ETS) kann die Fernwärme auf einen hohen Förderbedarf angewiesen sein, um Risiken zu mindern und halbwegs attraktive Fernwärmepreise bieten zu können.

6.5.1 Vorbild Dänemark?

Viele, wie z.B. Bundeswirtschaftsminister Habeck schwärmen von Dänemark, wenn es um die Entwicklung der Fernwärme in Deutschland geht (Berliner Zeitung, 12.6.2023). Allein 2022 wurden dort etwa 60.000 weitere Haushalte an Fernwärmenetze angeschlossen. 2028 soll der Ausbau der Fernwärmenetze abgeschlossen sein.

In Folge der Ölkrise verabschiedete Dänemark im Jahr 1979 das erste Wärmeversorgungsgesetz, um unabhängiger von importierten Brennstoffen zu werden. Seitdem sind Kommunen gesetzlich verpflichtet Wärmepläne zu entwickeln. Die Wärme sollte damals, wo möglich, durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden. Die Wärmepreise müssen alle erforderlichen Kosten decken und gemeinnützig bleiben.

Seit 2013 ist die Installation von Öl- und Gasheizungen in Neubauten und seit 2016 auch ihr Betrieb in Altbauten untersagt, wenn der Anschluss an das Fernwärmenetz bzw. die Nutzung anderer grüner Anlagen wie Wärmepumpen möglich ist. Auch Elektroheizungen dürfen nicht mehr installiert werden. Überschüssiger Windstrom wird zur Wärmeerzeugung genutzt und bei der Integration von Solarwärme gilt Dänemark ebenfalls als Vorreiter.

Fernwärme und KWK haben in Dänemark eine lange und vor allem kontinuierliche Geschichte. Bereits 1903 liefert eine Müllverbrennungsanlage Strom und Wärme für ein nahegelegenes Krankenhaus in Kopenhagen. Bereits in den 1920er und 1930er Jahren wurden Wärmenetze gebaut, um die Abwärme großer Stromerzeugungsanlagen kollektiv zu nutzen. Bereits 1970 wurde 30% der Haushalte mit Fernwärme versorgt.

Von den mehr als 420 Wärmenetzen liefern die 13 große zentrale Fernwärmenetze 60% der Wärme. Von den etwa Wärmeversorgungsunternehmen sind etwa 350 im Besitz der Kunden und etwa 50 kommunal geprägt. In den 13 großen zentralen Fernwärmenetzen wird die Wärme überwiegend über Kraft-Wärme-Kopplungs- und Müllverbrennungsanlagen erzeugt. Etwa 50% der Wärme kommt aus Biomasseanlagen, gefolgt von Müllverbrennungsanlagen (22%) und Wärmepumpen (9%), vgl. Tabelle 24.

Tabelle 24: *Fernwärmeproduktion 2022 nach Energieträger in Dänemark (Deutsch-Dänische Handelskammer 2022)*

Energieträger	PJ	TWh	Anteil
Biomasse	68,81	19,1	50%
Müllverbrennung	30,28	8,4	22%
Wärmepumpe	11,89	3,3	9%
Biogas	5,78	1,6	4%
Kohle	5,41	1,5	4%
Erdgas	5,28	1,5	4%
Überschusswärme	5,09	1,4	4%
Photovoltaik	2,62	0,7	2%
Stromkessel	1,32	0,4	1%
Öl	0,67	0,2	0%
Sonstige	0,2	0,1	0%
Summe	137,35	38,2	

Im Jahre 2030 sollen in der Fernwärmeproduktion Dänemarks 15 TWh aus Biomasse, 14 TWh durch Wärmepumpen und 5,5 TWh durch Abfallverbrennung erzeugt werden (Deutsch-Dänische Handelskammer 2022). Die Nutzung von Abwärme aus der Industrie in den Fernwärmesystemen nimmt zu.

Flexible Fernwärmesysteme mit hohen Anteilen an Windenergie sind inzwischen die wichtigsten Bausteine der Energieversorgung Dänemarks. Heute werden 63 Prozent der Haushalte mit Fernwärme versorgt. Über 60 Prozent dieser Wärme wird aus erneuerbaren Quellen erzeugt.

Feste Biomasse-Brennstoffe werden seit 1990 zunehmend anstelle von fossilen Brennstoffen verwendet. Nach den IPCC-Leitlinien der Vereinten Nationen wird die Ernte von Holz und anderer Biomasse als Emission dem Land angerechnet, in dem das Holz geerntet wird. Wird die Biomasse anschließend z. B. in Kraftwerken verbrannt, zählt dies als Nullemissionen im Versorgungssektor, da die Emissionen bereits bei der Ernte in die Schätzung im Zusammenhang mit der Ernte der Biomasse einbezogen wurden (Leitlinien des IPCC). Es werden lediglich die Produktions- bzw. Transportemissionen dem Land angerechnet, dass die Biomasse verbrennt.

Dänemarks Globaler Bericht 2023 (GR23) zu den globalen Klimaauswirkungen Dänemarks legt eine Gesamtbewertung aller mit der Nutzung von Biomasse im dänischen Versorgungssektor verbundenen Emissionen vor. Nach dieser Schätzung führte der dänische Verbrauch von Holzpellets und Holzhackschnitzeln für die Strom- und Fernwärmeversorgung im Jahr 2021 zu Emissionen von 10,6 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr des Verbrauchs. Die Emissionen im Zusammenhang mit der Verwendung fossiler Brennstoffe aus Produktion und Transport beliefen sich im Jahr des Verbrauchs auf 0,5 Millionen Tonnen CO₂, und die biogenen Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse usw. betragen 10,1 Millionen Tonnen CO₂. Die Nettoemissionen, d. h. die Auswirkungen auf die Atmosphäre, die sich aus dem Verbrauch von Holzpellets und Holzhackschnitzeln im Jahr 2021 ergeben, werden Schätzungen zufolge im Laufe der Zeit exponentiell abnehmen. Nach zehn Jahren wird die mit dem spezifischen Verbrauch im Jahr 2021 verbundene CO₂-Menge in der Atmosphäre auf 5,8 Millionen Tonnen gesunken sein (ein Rückgang um 45 %), nach 20 Jahren auf 3,5 Millionen Tonnen (ein Rückgang um 67 %) und nach 30 Jahren werden die Nettoemissionen auf 2,3 Millionen Tonnen gesunken sein (ein Rückgang um 78 %).

Dies führt der Bericht darauf zurück, dass die Emissionen aus der Verbrennung des Holzes durch die Zersetzung der Holzreste usw. "überholt" werden, die sonst stattgefunden hätte, wenn das Holz nicht aus dem Wald entfernt und verbrannt worden wäre. Das bedeutet, dass nach 70 bis 80

Jahren die verbleibenden Nettoemissionen hauptsächlich aus den Brennstoffen bestehen, die durch die Verwendung fossiler Brennstoffe bei der Herstellung und dem Transport der festen Biomassebrennstoffe entstehen.

In Dänemark ist die energetische Verwendung von fester Biomasse von 2012 (33 TWh) bis 2021 (48 TWh) um ein Drittel gestiegen (GR23, Abb. 20). Insgesamt wird knapp die Hälfte der Biomasse importiert. Der Anteil importierter Holzpellets ist von 1990 bis 2018 auf 95% gestiegen. Die Fernwärmeerzeugung aus Biomasse hatte im Jahr 2020 in Dänemark einen Anteil von 48 % an der Gesamterzeugung und dürfte 2022 mit 54 % ihren Höhepunkt gehabt haben. Bis 2030 soll der Anteil der Biomasse an der Fernwärmeerzeugung dann auf 34 % und bis 2035 auf 29 % zurückgehen und vor allem durch die zunehmende Erzeugung durch Wärmepumpen ersetzt werden (Projektionsbericht 2023 der dänischen Energieagentur).

Seit 2010 sind Holzpellets die Hauptquelle für feste Biomasse und werden hauptsächlich als Ersatz für Kohle in KWK-Anlagen und damit zur Versorgung mit Fernwärme verwendet (Dänischer Biomassebericht 2020). Die Emissionen aus der Verbrennung fester Biomasse sind in Dänemark von rund 4 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 1990 auf rund 19 Millionen Tonnen im Jahr 2019 gestiegen.

Von der dänischen Regulierungsbehörde gibt es eine zweimal jährlich veröffentlichte Statistik freiwillig übermittelter Fernwärmepreise, die etwa 2/3 aller Energieversorgungsunternehmen abdeckt (Forsyningstilsynet 2023). Damit die Preise vergleichbar sind, sind diese bei allen Unternehmen z.B. für ein Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 130 m² und einem Jahresverbrauch von 18,1 MWh dargestellt.

Letzterer lag bei den für den August 2023 gemeldeten Preisen im gewichteten Durchschnitt bei 14.875 DKK (etwa 1.994,46 Euro) für ein Standardhaus mit 130 Quadratmetern. Das entspricht einem spezifischen Fernwärmepreis von 11 Cent/kWh. Allerdings variieren auch die Fernwärmepreise in Dänemark gegenüber sehr stark. Sie lagen für das genannte Vergleichsgebäude im August 2023 zwischen 3,8 und 43 €Cent/kWh. Im Vergleich zu August 2022 ist der Durchschnittspreis im August 2023 um 9,8 Prozent gestiegen.

Schlussfolgerungen

So attraktiv das Beispiel Dänemark als Vorbild für viele sein mag, so wenig übertragbar ist es in einigen wesentlichen Punkten für Deutschland, wie die direkte Gegenüberstellung in Abbildung 43 zeigt.

So hat Dänemark eine für Deutschland uneinholbare Entwicklung bei der Fernwärme genommen, und die Preise sind durch die überwiegend kostendeckenden statt gewinnorientierten Erwartungen der Betreibergesellschaften von jeher deutlich niedriger als in Deutschland. Der erneuerbare Anteil der Fernwärme Dänemarks geht zur Hälfte auf Biomasse zurück, die zu etwa 70% importiert wird. Beide Entwicklungen sind für Deutschland derzeit kaum denkbar.

Dadurch, dass viele der am Non-Profit-Prinzip orientierten Fernwärmeversorger in Dänemark keinen Gewinn erwirtschaften müssen, sind die Wärmepreise im Durchschnitt deutlich niedriger. Ähnlich organisierte Betreiber, ebenfalls am Non-Profit-Prinzip orientierte Betreiber sind in Deutschland bislang die Ausnahme. Oft werden Fernwärmenetze in Deutschland von Stadtwerken organisiert, die bestimmten Gewinnerwartungen der Eigentümer unterliegen, um z.B. den ÖPNV damit querzufinanzieren.

Vergleich Dänemark & Deutschland	 Dänemark 5,88 Mio. Einw.	 Deutschland 83,86 Mio. Einw.
Ziel: Wärme zu 100% EE / unvermeidbarer Abwärme	~ 2030	~ 2050
Anteil an erneuerbarem Strom 2023	80 %	51,8 %
Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	20 %	20 %
Anteil Wärme aus Nah-/Fernwärme / Länge	65 % / 40Tkm	14 % / 36Tkm
Anteil erneuerbarer Wärme (Biomasse)	89 % (53%)	18,8 % (15,6%)
Anteil importierter Biomasse	Ca. 70%	<1 %
Betreiber Nah-/Fernwärmeanlagen	85% Energieversorgungs- Gemeinschaften 12,5 % Kommunen	überwiegend Stadtwerke, Contractoren

Abbildung 43: Kennzahlen zur Fernwärme in Dänemark und Deutschland

Ein Preisvergleich zwischen Wärmenetzen vergleichbarer Struktur und für vergleichbare Anschlussituationen (z. B. Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser) ist in Deutschland bislang kaum möglich, da es keine entsprechenden staatlich veranlassten Datenbanken oder Publikationen gibt.

Die Preisanpassungsklauseln und die darin verwendeten Parameter und Indizes sind in Deutschland für Nutzende nur schwer nachvollziehbar und bieten daher für Unternehmen der leitungsgebundenen Wärmeversorgung auch die Möglichkeit, Preise stärker zu erhöhen als es z. B. Entwicklungen von Energiepreisen erfordern würden.

Die Anpassung der Fernwärmepreise hinkt oft ein bis zwei Jahre hinter z.B. gestiegenen Gaspreisen hinterher.

Ausblick bis 2030

Für 2030 erwartet die dänische Regierung, „dass der Verbrauch fossiler Brennstoffe (einschließlich Abfälle) für die Strom- und Fernwärmeerzeugung bis 2030 gegenüber 2020 um 81 % und bis 2035 gegenüber 2020 um weitere 91 %“ und „der Verbrauch von biologisch nicht abbaubaren Abfällen im Jahr 2030 um ca. 40 % gegenüber 2020 und im Jahr 2035 um ca. 70 % gegenüber 2020 gesenkt wird“. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass bis 2030 der Ausstieg aus der Kohle vollzogen ist und ab 2030 das im Gasnetz für die Strom und Wärme-produktion nur noch erneuerbares Gas transportiert wird (Dänischer Projektionsbericht 2023).

6.5.2 Zahlen zur Fernwärme/Wärmenetzen in Deutschland

In Deutschland existieren rund 3.800 Fernwärmenetze. Aktuell werden etwa 6,4 Mio. von 43 Mio. Wohnungen (14,2% im Jahr 2022) bzw. 1,2 Mio. von 18 Mio. Gebäuden in Deutschland mit Fernwärme versorgt.

Von den 2023 etwa 129 TWh erzeugten Fernwärme stammten 122 TWh aus Heiz- und Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung, davon knapp 87 TWh (67%) in Kraft-Wärme-Kopplung. Bei der Verwendung (abzgl. Betriebsverbrauch, Netz- und Speicherverlusten sowie statistischen Differenzen) entfielen von etwa 120 TWh, 37,1 TWh (30,1%) auf Industrie (Bergbau und verarbeitendes Gewerbe), 53,5 TWh (45%) auf die Haushalte und 29,2 TWh (24%) auf

Sonstige. Unter den verwendeten Energieträgern dominierten Erdgas mit 44%, Braun- und Steinkohle mit 16%, Erdöl mit 7%. Der erneuerbare Anteil lag bei rund 20% (BDEW – Jahresbericht 2023) und hier dominiert die Verbrennung von fester Biomasse (Holz).

Von 2019 bis 2023 stieg der Anteil von Wohnungen, die an die Fernwärme angeschlossen wurden von 5,6 auf 6,4 Mio. um 800.000 Wohnungen, das entspricht pro Jahr etwa 200.000 Wohnungen (BDEW Statusreport Wärme, 27.06.2024, S. 37). Ziel der Bundesregierung ist es bis 2030 jedes Jahr 100.000 Gebäude (nicht Wohnungen!) zusätzlich an Fernwärmenetze anzuschließen (BMWK 2023c). Bei durchschnittlich etwa 2,4 Wohnungen pro Gebäude wären das ca. 2 Mio. Wohnungen bis 2030 und rund 6 Mio. bis 2045. Das entspräche etwa 250.000 Wohnungen pro Jahr und damit einer Beschleunigung der Anschlussraten um den Faktor 4-5 gegenüber heute. Der Ariadne-Szenarienreport sieht bis 2030 den Anschluss von 1,6 Mio. Gebäuden (160.000 Neuanschlüsse pro Jahr) an Fernwärmenetze vor, damit müsste sich die Zahl der Anschlüsse pro Jahr verdreifachen (Luderer et al. 2021).

Das wird u.a. abgeleitet aus den Langfristszenarien der Bundesregierung, in denen ein massiver Wärmenetzausbau in allen Szenarien für erforderlich angesehen wird (no-regret-Maßnahme) und davon ausgehen, dass die Zahl der Anschlüsse sich bis 2045 etwa verdoppelt. (Langfristszenarien 2021). Im Szenario T45 Strom aus dem Jahr 2021 wurde noch davon ausgegangen, dass im Jahr 2025 bereits 48 TWh der in den Fernwärmenetzen benötigten 141 TWh durch Großwärmepumpen erzeugt würden.

Das im Februar veröffentlichte Update des Szenarios T45-Strom* (Langfristszenarien 2024) kommt u.a. zum Ergebnis, dass der Bau von Großwärmepumpen deutlich langsamer als im Szenario 2021 angenommen voran kommt. Er wird dennoch bereits für 2030 als die dominante Technologie in Fernwärmenetzen gesehen (vgl. Abbildung 44).

Die Auffassung, dass Großwärmepumpen (G-WP) in Wärmenetze ein bedeutender Teil der Lösung zur Treibhausgasneutralität sein werden, wird nicht von allen Fachleuten geteilt. So wird argumentiert, dass G-WP in Fernwärmenetzen beim Endkunden mit einer Jahresarbeitszahl von durchschnittlich 2,3 (vgl. z.B. Egelkamp et al. 2021, S. 14) und incl. Transportverlusten von etwa 2 doppelt so viel Strom benötigen als dezentrale Luft-Wasser-WP mit Jahresarbeitszahlen von 3,5-4 und mehr. Nur unmittelbar beim Endkunden sei der Exergieaufwand am geringsten. Bis auf wenige Ausnahmen, z.B. bei heißer Geothermie oder wirklich großer und dauerhafter Abwärme aus der Industrie, sei Fernwärme kein sinnvolles Element der zukünftigen Wärmeversorgung. Allerdings nehme in vielen Fällen die verfügbare Abwärme der Industrie ab, weil sie ihre Abwärme mit industriellen Hochtemperatur-WPs selbst nutzen könne. Hochtemperatur-Wärmepumpen bis 140°C sind bereits am Markt und bis 250°C in Entwicklung.

aus S.14 Langfristszenarien 2024

Abbildung 44: Wärmeerzeuger in Fernwärmenetzen T45-Strom (2021) zu T45-Strom* (aus Langfristszenarien 2024, S. 14)

Gegen die Kritik von Großwärmepumpen in der Fernwärme wird eingewendet, dass nicht die Wärmeerzeugung selbst, sondern die Erschließung von saisonalen Speichern das Problem sei. Je nach Speichergröße können die Betriebsstunden der Wärmepumpe flexibel auf Schwachlastzeiten oder Zeiten mit einem Überangebot an Windstrom verlagert werden. Dadurch würde ein zu 100 % regional versorgtes netzdienliches EE-Wärmesystem mit langfristig niedrigen und kalkulierbaren Kosten entstehen.

Letztlich werden die Höhe der Kosten für erneuerbare Fernwärme ein gewichtiges Argument dafür sein, ob sich Endkunden für oder gegen einen Fernwärmeanschluss entscheiden und wie schnell der Ausbau der Fernwärme erfolgen kann.

Seit 2013 hat die Trassenlänge der Fernwärmenetze im Durchschnitt pro Jahr etwa um 1082 km pro Jahr zugenommen. In den letzten Jahren mit leicht abnehmender Tendenz (Abbildung 45).

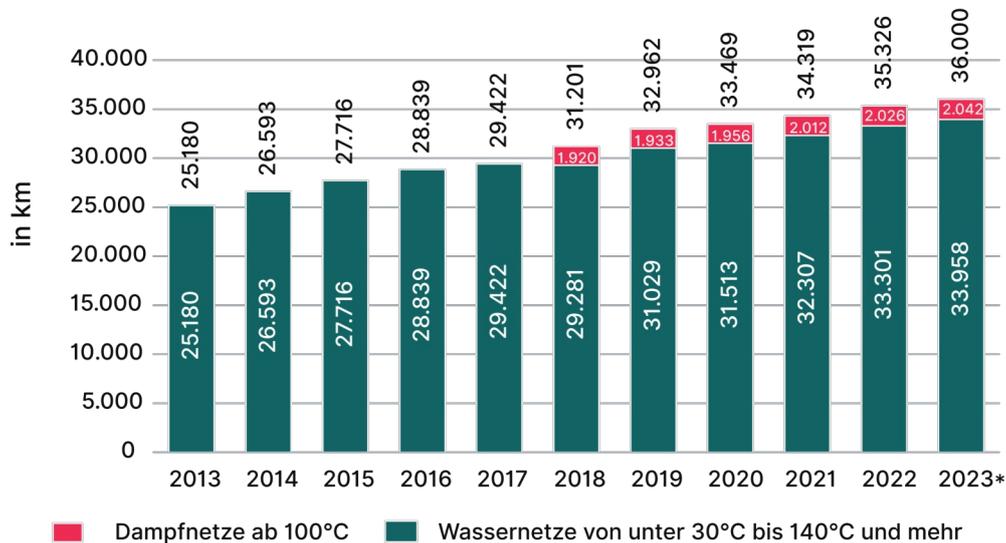


Abbildung 45: Entwicklung der Trassenlängen von Fernwärmenetzen, *vorläufige Angabe (BDEW, 26.02.24).

Im Jahr 2023 (vorläufige Angaben) wurden 120 TWh über Fernwärmeleitungen an Industrie (37 TWh) Haushalte (54 TWh) und Sonstige (29 TWh) abgegeben (vgl. Abbildung 46).



Abbildung 46: Verbraucher von Fernwärme in Deutschland 2023 (vorläufig) in TWh (BDEW 2024b).

Nichtwohngebäude

Von den etwa 2 Millionen zu beheizenden Nichtwohngebäuden (öffentliche Gebäude wie Schulen oder auch Produktionsgebäude) sind aktuell etwa 16% der Gebäude an ein Fernwärmenetz angeschlossen (Hörner, M. (IWU) 2021, S.27) angeschlossen. Genaue Zielvorgaben der Bundesregierung der Bundesregierung zu den Nichtwohngebieten sind bisher nicht bekannt.

6.5.3 Fernwärmepreise

Die Fernwärmepreise lagen in der letzten Preisabfrage des Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (AGFW) e. V. mit durchschnittlich rund 17 Cent/kWh vergleichsweise hoch (waermepreise.info). Der Bundesverband der Energie-Abnehmer e.V. (VEA) kommt in seinem aktuellsten Preisvergleich auf einen durchschnittlichen Fernwärmepreis für 2024 von netto 14,5 Cent/kWh das entspricht ab dem 1.4. mit einem Umsatzsteuersatz wieder von 19 % brutto etwa 17,2 Cent/kWh ([VEA 2024](#)). Im Fernwärmevergleich 2023 für das Jahr 2022 lagen sie im Durchschnitt bei 15,6 Cent/kWh netto ([VEA 2023](#)).

Nach der aktuellen Fassung der AVBFernwärmeV (§ 1a und § 24 Abs. 4 Satz 2) sind die Preisregelungen der Fernwärmeversorger vollständig und in allgemein verständlicher und leicht zugänglicher Form barrierefrei im Internet zu veröffentlichen.

„Jedoch sind die auf den Webseiten der Fernwärmeanbieter veröffentlichten Preisübersichten sehr häufig intransparent und für den typischen Fernwärmekunden weder inhaltlich verständlich noch nachvollziehbar. Dies gilt insbesondere für die Preisänderungsklauseln.“

Zu diesem Schluss kommt Werner Siepe in seiner Studie „Hohe Fernwärmepreise in Deutschland“ vom Februar 2024 ([Siepe 2024](#)). Sein Vergleich kommt bei Fernwärmenetzen, die alle mit Erdgas betrieben auf Preisspannen bei den aktuellen Arbeitspreisen zwischen 4,953 Cent/kWh und 25,873 Cent/kWh.

Die Interessensverbände AGFW, BDEW und VKU haben inzwischen die Transparenzplattform waermepreise.info eingerichtet, auf der viele Wärmepreise zu finden sind.

Für 2024 sind besonders hohe Fernwärmepreise im Vergleich zu den Vorjahren zu erwarten, weil die Preisbremse für Fernwärme wegfällt, die Mehrwertsteuer von 7 auf 19 Prozent steigt und die hohen Energiepreise der letzten 2 Jahre über die Preisgleitklauseln zum Teil erst jetzt eingepreist werden.

Fernwärme und Fernwärmepreise sind Vertrauenssache

Fernwärmepreise befinden sich nur so lange im finanziellen Wettbewerb mit anderen Lösungen, solange man sich noch nicht an ein Fernwärmenetz hat anschließen lassen. Danach sind sie, wie es Kartellamtspräsident Mundt einmal formuliert hat, „gefangene Kunden“ ([Bundeskartellamt 2023](#)). Für Mieter gilt dies gleich in doppelter Hinsicht, da sie in Deutschland kaum Einfluss auf die Entscheidung haben, ob ein Gebäude an ein Fernwärmenetz angeschlossen wird oder nicht.

Eigentümer von Mietwohnungen haben bei einem Fernwärmeanschluss dagegen in der Regel den Vorteil, dass sie um die Wärmeerzeugung und den Einkauf von Energieträgern und Energiepreise nicht mehr kümmern müssen. Besonders gefangen (machtlos) gegenüber Fernwärmeversorgern, die ihre Monopolstellung ausnutzen und viel zu hohe Fernwärmepreise berechnen sind vor allem die Mietenden. Mit der kommunalen Wärmeplanung drohe sich diese für Fernwärmennutzer noch weiter zu verschärfen, so die Monopolkommission in ihrem Jahresgutachten und schlägt deshalb die Festlegung einer Preisobergrenze vor ([Monopolkommission 2024](#)).

Die Fernwärmepreise werden für viele Eigentümer vermutlich dennoch die Entscheidung für oder gegen einen Anschluss beeinflussen.

Zukünftige Fernwärmepreise?

Über die voraussichtlichen Wärmepreise in der Zukunft gibt es nur wenige Studien.

Im Gegensatz zu den in den letzten Jahren durchschnittlich hohen Fernwärmepreisen hat der Projektionsbericht 2023 des Umweltbundesamtes mit deutlich niedrigeren Fernwärmepreisen gerechnet (vgl. Tabelle 25).

Tabelle 25: Annahmen zur Entwicklung der Fernwärmepreise gemäß Projektionsbericht 2023 (Treibhausgas-Projektionen 2024 Rahmendaten)

Jahr	2022	2025	2030	2035	2040	2045
ct2022/kWh	10,82	10,41	9,32	9,25	9,62	9,80

Schätzungen des Instituts für Solare Energiesysteme gehen dagegen eher von steigenden Fernwärmepreisen für Endkunden aus (Meyer et al. 2024, Tabelle 3, S. 12). Laut einer Meldung der Zeitschrift für kommunale Wirtschaft vom 18.3.2023 geht das BMWK davon aus, dass nach leicht sinkenden Fernwärmepreisen in den nächsten Jahren diese bis 2035 auf 15,46 Cent pro kWh wieder ansteigen werden.

Im kommunalen Wärmeplan für die Stadt Nagold fand sich eine Tabelle zu den voraussichtlichen Wärmepreisen verschiedener Energieerzeugungsformen für Einfamilienhäuser mit einem Quellenverweis auf EW1, der aber nicht genauer eruiert werden konnte (vgl. Tabelle 26).

Tabelle 26: Voraussichtliche Wärmepreise verschiedener Energieerzeugungsformen (aus Kommunaler Wärmeplan Nagold 2023, S. 140) für Einfamilienhäuser

Einfamilienhäuser							
Technologie\Jahr	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	€ pro MWh						
Gaskessel	148,39	145,10	143,80	143,45	143,29	143,34	143,62
Sole-Wärmepumpe	180,00	174,14	168,48	163,05	157,85	152,90	148,20
HP air-to-water	193,40	187,81	182,47	177,42	172,67	168,24	164,14
Pelletheizung	169,56	164,42	161,20	158,90	156,97	155,43	154,29
Gas-Solarthermie Hybridheizung	161,46	158,30	156,94	156,44	156,10	155,95	156,01
Pellet-Solarthermie Hybrid-Heizung	189,81	184,90	181,78	179,51	177,59	176,03	174,84
Fernwärme Innenstadt Anschlussgrad 80%	240,12	240,12	240,12	240,12	240,12	240,12	240,12
Fernwärme Innenstadt Anschlussgrad 60%	320,20	320,20	320,20	320,20	320,20	320,20	320,20
Fernwärme Bsp.Vollmaringen	150-250						

6.5.4 Kalte Nahwärme und Organisation in Energiegemeinschaften in den Blick nehmen

Kalte Nahwärmenetze, auch Anergie-Netze oder Wärmenetze der 5. Generation, genannt, nutzen Wärmequellen niedriger Temperatur (meist <20°C) um sie mit Hilfe dezentraler Wärmepumpen für eine Wärmeversorgung in Quartieren zu nutzen. Bislang sind etwa 100 solcher kalten Nahwärmenetze überwiegend in Neubauquartieren umgesetzt (vgl. auch Karte in Wirtz 2023).

Beispielhafte Wärmepreise für kalte Nahwärmenetze finden sich ebenfalls bei Wirtz (npro.energy 2022) und liegen bei den vier genannten Beispiel ohne Anschlussgebühr zwischen 14,2 und 24,4 Cent/kWh.

6.5.5 Großwärmepumpen

Laut einer Studie der Agora Energiewende könnten bis 2045 Großwärmepumpen 70 Prozent der Fernwärmeversorgung sicherstellen und somit einen Großteil des Erdgases ersetzen (Agora Energiewende 2023a). Allerdings seien 2023 erst ca. 60 Megawatt Leistung installiert. Komplexe Planungs- und Genehmigungsverfahren würden den Markthochlauf bremsen.

„Zudem begünstigen das bestehende Fördersystem über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie die höhere Abgabenlast auf Strom gegenüber Erdgas bisher gasbasierte Wärmelösungen – diese Fehlanreize gilt es zu beheben.“

Auch beim Einsatz von Großwärmepumpen gilt Dänemark als Vorbild. Eine der größten Meerwasser-Wärmepumpe steht im dänischen Esbjerg. Mit einer Kapazität von 4.000 Liter Meerwasser pro Sekunde liefert sie Wärme für bis zu 25.000 Haushalte, betrieben vorwiegend mit Strom aus dänischen Windkraftanlagen. Sie ersetzt dort ein Kohlekraftwerk im Hafen von Esbjerg. Die Wärmepumpe stammt vom Hersteller MAN Energy Solutions und bringt flüssiges CO₂ zum Verdampfen (Temperatur).

Im dänischen Aalborg liefern drei Wärmepumpen mit einer Leistung von jeweils 44 MW jährlich 550.000 MWh Wärme, ein Drittel der Wärmeproduktion in Aalborg.

Dem dänischen Beispiel folgend planen die Ostseestädte Flensburg (30 MW in 2025) und Kiel (50MW in 2028) ebenfalls den Einsatz von Meerwasserwärmepumpen.

6.5.6 Fallbeispiele Flusswärmepumpen

Flusswärmepumpen gelten derzeit als vielversprechenden kostengünstigen Ansatz zu einer treibhausgasärmeren Ausgestaltung der großen Fernwärmenetze in Deutschland. Allerdings sind erst wenige Anlagen umgesetzt und viele Projekte befinden sich derzeit noch in einem frühen Planungsstadium.

Mannheim

Seit Oktober 2023 ist die größte Flusswärmepumpe (FWP) Deutschlands offiziell in Betrieb. Laut MVV lagen die Kosten der Anlage bei 15 Millionen Euro. Davon wurden 40% durch den Bund gefördert. Die FWP steht auf dem rechten Rheinufer auf dem Gelände des Energieversorgers der MVV Energie AG in einer Halle auf dem Gelände des Grosskraftwerk Mannheim (GKM)⁶.

Laut MVV kann die FWP mit bis zu 20 Megawatt Wärmeleistung in Mannheim und Umgebung anteilig etwa 3.500 Haushalte versorgen.

Im Januar und Februar hat der Rhein im Mittel etwa zwischen 5 und 7°C. Mittels der Wärmepumpe wird das Rheinwasser um ca. 2 bis 3 °C abgekühlt und in den Rhein zurückgeleitet. Die Wärmepumpenanlage nutzt die dem Rheinwasser entzogene thermische Energie (Umweltwärme) und heizt über den geschlossenen Kältemittelkreislauf Wasser aus dem Rücklauf des Fernwärmenetzes von 60 Grad Celsius auf bis zu 99 Grad Celsius auf. Die Leistung der Wärmepumpe bei 5°C liegt bei etwa 14 MW, der Coefficient of Performance (COP) fällt bei dieser Temperatur auf etwa zwei gegenüber einem COP im Sommer von bis zu drei (vgl. auch Steckbrief in Agora Energiewende 2023a, S. 118). Betrieben wird die Wärmepumpe mit ~18.000kg des Kältemittels R1234ze(E) (HFO, synth. Kältemittel) mit einem GWP von 7. Das Kältemittel R1234ze wird in der Atmosphäre unter anderem zu Trifluoressigsäure (TFA) abgebaut. TFA ist hochmobil, gilt als wassergefährdend und gelangt bis ins Grund- und Trinkwasser. Derzeit ist keine Methode bekannt, mit der TFA mit verhältnismäßigen Mitteln aus dem Wasserkreislauf entfernt werden könnte – auch nicht bei der Trinkwasseraufbereitung (UBA, 25.5.21 – Trifluoressigsäure).

Ein möglicherweise effizienteres Wärmepumpen-Projekt stellte der Geschäftsführer Volkmar Langefeld (Stadtwerke Frankenthal GmbH) in seiner Stellungnahme zum Antrag der Fraktion der CDU/CSU „Ungenutzte Potenziale der Wärme aus Abwasser erschließen“ im Juli 2024 im Ausschuss für Klimaschutz und Energie des Bundestages vor. In dem ein gemeinsamen Projekt zwischen BASF, den Technischen Werken Ludwigshafen (TWL) und den Stadtwerken

⁶ Das GKM gehört anteilig der RWE Generation SE (40 %), der EnBW Energie Baden-Württemberg AG (32 %) und der MVV RHE GmbH (28 %) ohne eigene Strom- und Wärmevermarktung.

Frankenthal soll die Abwärme aus dem Abwasser der BASF-Kläranlage genutzt werden. Im Rahmen des Projektes soll mittels einer Wärmepumpe (Leistung 50MW) das Wärmepotential von bis zu 300.000 MWh_{th} des gereinigten Abwassers (20-35°C) für die Fernwärme nutzen (Bundestags-Ausschussdrucksache 20 (25) 649).

Kommunale Wärmeplanung Mannheim

Das Fernwärmenetz der MVV versorgt etwa 120.000 Haushalte (etwa 60% aller Haushalte) in Mannheim und nochmal etwa 40.000 Haushalte in der Region (von Heidelberg auf der rechten Rheinseite bis Speyer auf der linken Rheinseite). Bislang kam die Wärme zu etwa 30% aus einer Müllverbrennungsanlage (ca. 620 GWh) und 70 Prozent aus dem steinkohlebetriebenen GKM. Mannheim will nun die Kohle als Energieträger unter anderem durch Biomasse (z.B. Ausbau des Altholzwerkwerkes auf der Friesenheimer Insel auf 578 GWh in 2024), industrielle Abwärme und Flusswärme ersetzen (Kommunaler Wärmeplan Mannheim), vgl. Abbildung 47. Bezüglich der Emissionen gehen Stadtverwaltung und MVV davon aus, dass Altholz ein erneuerbarer Brennstoff ist und es sich daher bei seiner Verbrennung in einem Kraftwerk um eine effiziente Altholzverwertung im Sinne der nachhaltigen Kaskadennutzung handelt (Mannheim 2021).

Abbildung 31, S. 60 aus Kommunale Wärmeplanung Mannheim

Abbildung 47: Entwicklung des Erzeugungsmixes der Fernwärme in Mannheim (aus Kommunale Wärmeplanung Mannheim, Abbildung 31)

Berlin: Spree (BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin)

So wie der Rhein in Mannheim für die ökologische Wärmewende genutzt wird, ist es in Berlin die Spree. Die BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin hat am 6. Januar 2023 am Standort des Heizkraftwerks Berlin-Schönwalde ihre Strategie zur Dekarbonisierung vorgestellt.

Darin enthalten sind zwei neu installierte Flusswasser-Großwärmepumpen Schlüsselemente und erste Modulbausteine für eine treibhausgasärmere Fernwärmeversorgung Berliner Haushalte.

700 m³ Spreewasser fließen seitdem stündlich durch die zwei Großwärmepumpen des Herstellers Friotherm aus dem bayerischen Weißensberg in der Nähe von Lindau / Bodensee und helfen dabei, bei einer Quellwassertemperatur von mindestens 8 Grad Celsius eine Vorlauftemperatur von 93 Grad Celsius zu erreichen. Die von den beiden Anlagen erzeugte thermische Leistung von je 3.500 kW ist dabei in der Lage, ein Drittel des Sommerwärmebedarfs der Fernwärmekunden abzudecken.

Der BTB-Geschäftsführer David Weiblein erklärt dazu, dass

„gerade in den Sommermonaten, wenn die Stadtspreewasser weniger Zufluss aus der Lausitz erhält und die Wassertemperaturen steigen, kann das durch Wärmeentzug gekühlte und in die Spree rückgeleitete Flusswasser (mindestens 4°C) dazu beitragen, das Ökosystem Fluss zu stabilisieren und Fischsterben wegen Sauerstoffarmut vermeiden helfen.“

Das hört sich nach einer auch aus Sicht der Flussökologie sinnvollen Lösung an. Bisher liegen aber dazu wenig Erfahrungen vor, und Genehmigungsverfahren sind aufwändig und langwierig.

Bei herkömmlichen fossilen Kraftwerken konnten Behörden auf Untersuchungen bestehender Wasserentnahmen und Wärmeeinleitungen zurückgreifen. Bei Großwärmepumpen liegen noch keine Erfahrungswerte vor. Inwieweit auch nach Ablauf des Kohlebergbaus in der Lausitz genug Wasser in der Spree zur Verfügung steht, scheint noch offen (Focus 2024).

Eine weitere Großwärmepumpe, diesmal vom Hersteller Siemens Energy, mit einer Leistung von 8 Megawatt steht am Potsdamer Platz. Energetisch mit Wind- und Solarstrom versorgt Qwark3, so die Produktbezeichnung, die von Vattenfall betriebene Großwärmepumpe rund 12.000 Büros, 1.000 Wohneinheiten und zahlreiche kulturelle Einrichtungen mit Kälte und Wärme.

Weitere Planungen von Großwärmepumpen gibt es in Berlin-Neukölln mit einer thermischen Leistung von 1,3 MW und Berlin-Köpenick mit 1,2 MW.

Lemgo 1 MW

Die Flusswasser-Großwärmepumpe der Stadtwerke Lemgo nutzt ungefähr an 6.000 Stunden jährlich die Umweltwärme der Bega und unterstützt damit das Fernwärmenetz.

Ludwigshafen: Großwärmepumpe der BASF (Abwärme)

Ein weiteres Mega-Projekt ist eine Großwärmepumpe auf dem Gelände der BASF in Ludwigshafen. Künftig wird der Chemie-Gigant Teile von Ludwigshafen sowie der Kleinstadt Frankenthal mit Fernwärme versorgen. Das Projekt ist eine Kooperation von BASF, den Stadtwerken Frankenthal und den Technischen Werken Ludwigshafen (TWL) und soll rund 18.000 Haushalte mit Fernwärme versorgen.

Genutzt wird dafür das Abwasser der BASF-eigenen Kläranlage. Bislang wurde dies gereinigt und in den Rhein zurückgeleitet. Das Abwasser hat aber ein höheres Temperaturniveau, als der Rhein selbst und hat in der Vergangenheit das Ökosystem des Flusses mit Wärme belastet. Künftig wird mittels Großwärmepumpe die Abwärme zur genutzten Abwärmequelle.

Fallbeispiel Köln (150 MW, 200 Mio. €):

In der Projektplanung befindet sich eine Großwärmepumpe für Köln. Diese soll nach Fertigstellung bis zu 50.000 Haushalte in Köln mit Wärme versorgen. Mit einer Leistung von 150 Megawatt liegen die Kosten bei rund 200 Millionen Euro. Auch hier nutzt der spätere Betreiber, die Rheinenergie, das Flusswasser des Rheins und laut Aussagen des Betreibers mittels „Ökostrom“ das Wasser für die Fernwärme auf 90 bis 100 Grad erhitzen und im Rücklauf abgekühlt in den Rhein zurückführen. Der Startschuss für dieses Projekt soll allerdings erst erteilt werden, wenn die genauen Projektkosten und die Fördersummen geklärt sind.

Derzeit konzentriert sich der Einsatz von Großwärmepumpen auf größere Flüsse.

6.5.7 Preise und Akzeptanz von Großwärmepumpen

Die Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz von Großwärmepumpen wird unter anderem von den damit verbundenen (Fern-)Wärmebezugspreisen abhängen, die neben den Wärmeerzeugungskosten auch die Netzkosten enthalten.

Eine für die kommunale Wärmeplanung notwendige Aufgabe ist es daher aus Sicht des KiB e.V., die mit dem Ausbau von Wärmenetzen und der Umstellung auf erneuerbare Wärmequellen verbunden Kosten zu ermitteln und abzuschätzen ob gegenüber anderen Versorgungsvarianten ein sozialverträgliches Preisniveau durch Fernwärme zu erreichen ist. Hier können Kombinationen aus Wärmepumpen und KWK helfen, hohe Strombezugskosten der Wärmepumpen in Zeiten geringen erneuerbaren Stromangebots bei geringen Außentemperaturen zu dämpfen.

Potentialabschätzung einer kleineren Flusswasserwärmepumpe am Beispiel Badepark der Kommune Nagold

Im kommunalen Wärmeplan der Kommune Nagold, erstellt durch die Stadtwerke Tübingen, finden sich einige konkrete Umsetzungsbeispiele mit einer Abschätzung zu konkreten Wärmepreisen, u.a. auch zu einer kleineren Flusswärmepumpe.

Bei einem mittleren Abfluss in der Nagold von etwa 1,16 m³/s, einer Entnahme von max. 0,027m³/s, einer Temperaturdifferenz von 5°C ergibt sich eine mögliche Wärmeentzugsleistung von knapp 0,58 MW und einer Wärmeleistung der Wärmepumpe von ca. 0,9 MW. Etwa bis zu einer Wassertemperatur von 7°C ließe sich die Wärmepumpe sinnvoll einsetzen ohne Risiko des Einfrierens. Damit ließen sich mit einer Stromleistung von ca. 0,36 MW in 3.500 Vollbenutzungsstunden etwa 3.150 MWh Wärme erzeugen. Die Autoren schätzen die Kosten für die Wärmepumpe auf 3,75 Mio. € zzgl. Kosten für die Wärmeleitung zu einem Badepark, einem Seniorenheim und zwei Unternehmen als Ankerkunden auf 0,8 Mio. € und kommen damit incl. 40% Abzug Förderung für etwa 2 GWh zu deckende Wärme auf Kosten von ca. 0,27 Cent/kWh bei einer Anschlussquote von 80% (Kommunaler Wärmeplan der Stadt Nagold 2024, S. 95). Eine Variante mit einem kalten Wärmenetz und dezentralen Wärmepumpen wurde nicht geprüft.

6.5.8 Tiefengeothermie

In vielen kommunalen Wärmeplänen in Baden-Württemberg wird ein hohes Potential der Tiefengeothermie gesehen. Der Bundesverband Geothermie gibt eine Karte heraus auf der die Geothermieprojekte in Deutschland zu finden sind. Von den derzeit in Betrieb befindlichen 42 Anlagen erzeugen 12 Strom (Bundesverband Geothermie, Karte Stand Februar 2023).

Einrichtungen der Fraunhofer- Gesellschaft und der Helmholtz-Gemeinschaft haben ein Strategiepapier zur Nutzung der tiefen Geothermie veröffentlicht (Bracke et al. 2022).

Zu den größten Risiken der Tiefengeothermie gehören laut Experten hohe Projektentwicklungszeiten, seismische Aktivitäten, Korrosion oder zu geringe Fördermengen bei der Tiefengeothermie. Oft sind mehrere kostspielige Bohrungen notwendig um ausreichend Wärme aus der Tiefe fördern zu können.

6.5.9 Energieverbrauch und Abwärmenutzung aus Rechenzentren (KI to heat)

Allein von 2021 bis 2022 ist der Energiebedarf der Rechenzentren in Deutschland um 70 Prozent gestiegen (SWR 2024). Offizielle Zahlen, wie viel Strom und Wasser die KI-Modelle verbrauchen, haben die Unternehmen bisher nicht veröffentlicht.

Eine Studie zeigt, dass für das Training des KI-Chatbots ChatGPT-3 rund 5.4 Millionen Liter Wasser zur Kühlung benötigt wurden (Pengfei Li et al. 2023). Laut NZZ, 16.2.24 sollen für das Training des GPT-3-Modells geschätzt 1287 Megawattstunden aufgewendet worden sein.

Eine Marktstudie kommt zum Ergebnis, dass vor allem durch die Abwärmenutzung neuer Rechenzentren zwischen 4 bis 6 Mrd. kWh/a Wärme aus Rechenzentren zur Verfügung gestellt werden könnten. 6 Mrd. kWh/a können nur erreicht werden, wenn schon bestehende Rechenzentren an Wärmenetze angeschlossen würden (bitkom 2023, S. 29).

6.6 Heizen mit Strom: Wärmepumpen, Nachtspeicheröfen und Infrarotheizungen

Nachtspeicherheizungen hatten im Jahr 2022 einen Strombedarf von knapp 8,4 TWh (1,24 Mio. Nachtspeicher) und Wärmepumpen von gut 4,5 TWh (0,74 Mio.). Die Anzahl von Wärmepumpen stieg gegenüber dem Vorjahr um 5,9% während die Anzahl von Nachtspeicherheizungen um rund 3,2 Prozent gesunken ist. Die Strombezugskosten lagen zum 1. April 2023 im arithmetischen

Mittel für Nachtspeicherheizung bei 36,31 Cent/kWh (Vorjahr 25,07 Cent/kWh) und für Wärmepumpen bei 36,90 Cent/kWh ([Monitoringbericht Bundesnetzagentur 2023](#)).

Infrarotheizungen sind aus Sicht des KiB e.V. und der meisten Experten aufgrund ihrer geringen Effizienz, des hohen Strombedarfs und der hohen Stromkosten, allenfalls im extremen Ausnahmefall eine ggf. ergänzende Alternative ([IG Infrarot](#)).

Fallbeispiel der Gesellschaft für Wohnen und Bauen mbH (GEWO) in Nordhorn

Zeitgleich sind im ersten Quartal 2021 zwei Neubauten fertig gestellt worden, die sich in Bezug auf die wichtigen Parameter ideal vergleichen lassen: eins energetisch nach KfW 40+ Standard mit Infrarotheizung, das Zweite im ENEC-Standard unter Nutzung einer Wärmepumpe.

Der Vergleich zeigt, dass in das besser gedämmte Gebäude mit Infrarotheizung nicht nur signifikant mehr investiert werden musste, sondern auch der Stromverbrauch mit rund 11.000 kWh gegenüber 7.000 kWh zu höheren Betriebskosten führt (Mitteilung Reno Schütt, GEWO Nordhorn).

6.6.1 Europäischer und deutscher Wärmepumpenmarkt

Der Absatz von Wärmepumpen in 14 europäischen Ländern ging 2023 im Vergleich zu 2022 um insgesamt rund 5 % zurück, von 2,77 Millionen auf 2,64 Millionen ([EHPA 2024a](#)). Damit kehrt sich der Trend des letzten Jahrzehnts um, in dem der Gesamtabsatz jährlich stieg. Marktanalysten gehen davon aus, dass sich dieser Abwärtstrend auch im Jahr 2024 fortsetzen könnte.

Entgegen dem EU-weiten Trend stiegen die Absatzzahlen 2023 in Portugal, Belgien, Norwegen, den Niederlanden, Spanien und Deutschland. Insgesamt ging der vierteljährliche Absatz gegen Ende 2023 zurück (Abbildung 49).

Der europäische Verband für Wärmepumpen geht bereits von einem Arbeitsplatzabbau bei Wärmepumpenherstellern aus.

Seite 1 aus [EHPA 2024b](#)

Abbildung 48: Verkaufte Wärmepumpen europäischer Länder im Vergleich in 2022 und 2023 ([EHPA 2024b](#)).

Für den Absatzzrückgang werden u.a. die Verschiebung des EU-Aktionsplan für Wärmepumpen und gestiegene Zinsen verantwortlich gemacht.

Seite 2 aus [EHPA 2024b](#)

Abbildung 49: Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes in Europa nach Quartalen 2021-2023 ([EHPA 2024b](#))

In Deutschland zeigt sich, welchen starken Einfluss geänderte Rahmenbedingungen (GEG-Reform) und deren Diskussion in Politik, den Medien und der Öffentlichkeit haben können. Zwar wurden in Deutschland im Jahr 2023 mit 356.000 insgesamt 120.000 Wärmepumpen mehr verkauft als im Jahr 2022. Gleichzeitig wurden 2023 mit insgesamt 903.000 rund 200.000 mehr mit (weit überwiegend) fossilen Energieträgern betriebenen Kesseln abgesetzt als noch 2022.

In Deutschland ging vor allem der Absatz von Wärmepumpen im vierten Quartal 2023 mit 60.000 um knapp 40 % gegenüber dem Durchschnitt der ersten 3 Quartale (98.000) und im ersten Quartal 2024 auf 46.000 zurück (vgl. Abb. Abbildung 50). Neben politischen Zielvorgaben und Rahmenbedingungen spielt das Verhältnis des Strompreises zu den Preisen für fossile Energie-

trägern eine Rolle. Vor allem 2022/2023 waren die Gaspreise hoch, was den Absatz elektrischer Wärmepumpen kurzfristig zu einer finanziell lohnenden Investition machte.

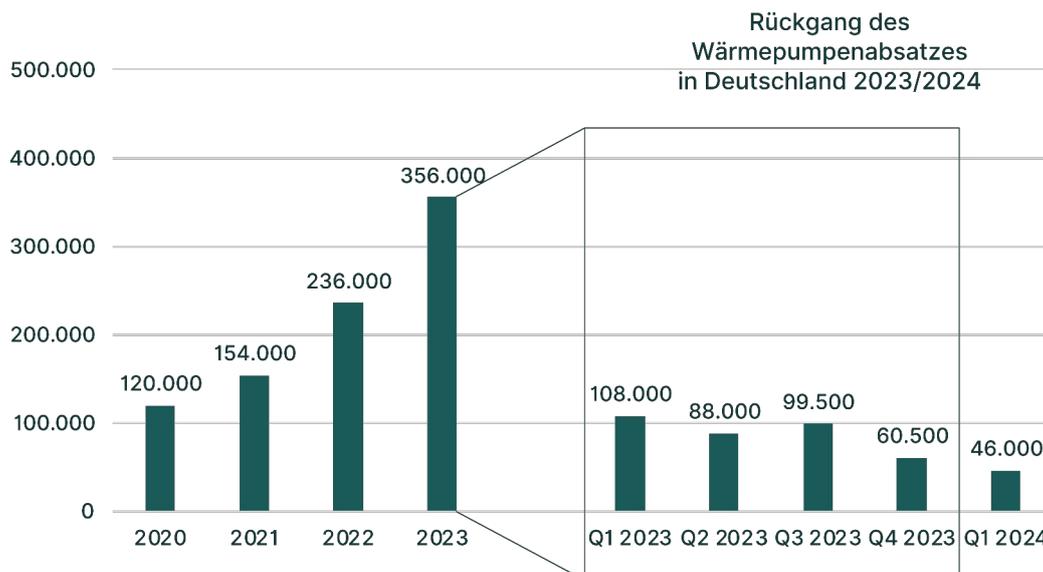


Abbildung 50: Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes in Deutschland 2020 bis zum 1. Quartal 2024 (BDH Marktzahlen)

Bei durchschnittlich 59 Prozent der installierten Luft-Wasser-Wärmepumpen war weder eine PV-Anlage vorhanden, noch wurde eine solche integriert (Wärmepumpenmonitor 2023).

Die Verlangsamung des Wärmepumpenabsatzes gefährdet die Klima- und Energieziele der EU. Dazu gehören das 2030-Ziel von 49 % erneuerbaren Energien im Wärmebereich und die 60 Millionen Wärmepumpen, die die europäische Gesetzgebung REPowerEU erreichen soll.

6.6.2 Zukünftig nur noch natürliche Kältemittel in Wärmepumpen

Viele der heutigen Wärmepumpen nutzen noch Kältemittel mit fluorierten Treibhausgasen (F-Gase). Die Kältemittel werden zwar in geschlossenen Kreisen geführt, doch gelangen im Herstellungsprozess, bei der Befüllung und bei Reparaturen Teile der Substanzen in die Atmosphäre. Zu den derzeit noch am meistgenutzten Kältemitteln in kleineren Wärmepumpen zählen R32 (Difluormethan) und R410a, eine Mischung aus R32 und R125 (Pentafluorethan). Sie gehören zu den teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (HFKW). Ihr in der EU in Verkehr gebrachten Mengen werden aufgrund ihres hohen Treibhausgaspotentials (GWP⁷) per F-Gas-Verordnung zunehmend beschränkt.

Zahlreiche der teilfluorierten Kohlenwasserstoffe gehören zu einer Gruppe von inzwischen über 10.000 chemischen Stoffen, den Per- und Polyfluoralkylsubstanzen (PFAS). Sie werden in zahllosen Alltagsprodukten eingesetzt, sind in der Umwelt sehr stabil (persistent) und ihre schädlichen Folgen erst zum Teil bekannt. Das Kühlmittel R32 gehört zwar nicht zu den PFAS, wird aber in der Atmosphäre photochemisch zu Trifluoressigsäure (TFA) abgebaut. TFA ist nicht toxisch aber sehr persistent und reichert sich im Erdreich und in Gewässern an und wird zu den PFAS gezählt. Die REACH-Verordnung (Europäische Chemikalienverordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe) könnte den künftigen Einsatz von fluorhaltigen Kältemitteln zusätzlich beschränken oder gänzlich untersagen. Die Einschränkungen könnten dann möglicherweise nicht nur für Neuanlagen, sondern auch für z.B.

⁷ Der GWP-Wert (Global Warming Potential) ist ein Maß für das Treibhauspotenzial eines Stoffes im Vergleich zu Kohlendioxid (CO₂) mit einem GWP von 1. Ein Kältemittel mit einem GWP-Wert von 1.000 würde demnach 1.000-mal mehr zum Treibhauseffekt beitragen als die gleiche Menge CO₂ über einen bestimmten Zeitraum (üblicherweise 100 Jahre).

die Wartung bereits bestehender Wärmepumpen gelten. Bereits nach der F-Gase-Verordnung stehen 2024 im Vergleich zu 2023 nur noch etwa die Hälfte der F-Gase zur Verfügung. Das dürfte zu Lieferengpässen und weiter steigenden Preisen bei entsprechenden Stoffen führen.

Wer diesbezüglich heute auf Nummer sicher gehen will, der sollte eine Wärmepumpe wählen, die mit natürlichen Kältemittel betrieben wird. Als „natürliche Kältemittel“ sind anerkannt: Propan (R290), Isobutan (R600a), Propen (R1270), Ammoniak (R717), Wasser (R718) und Kohlendioxid (R744).

Im Rahmen der Neufassung der F-Gase-Verordnung (EU-Verordnung Nr. 2024/573) über fluorierte Treibhausgase, die am 11. März 2024 in Kraft getreten ist, sind für Wärmepumpen nur wenige zusätzliche Beschränkungen hinzugekommen.

Bereits seit 2020 sind Kältemittel verboten, deren Global Warming Potential (GWP) gegenüber CO₂ den Faktor 2.500 übersteigt. Darüber hinaus schreibt die EU-Verordnung über fluorierte Treibhausgase (kurz F-Gase-Verordnung), eine kontinuierliche Reduktion des klimaschädlichen Potenzials von Kältemitteln vor.

Lediglich reversible Luft-Luft-Wärmepumpen (nach Art. 11 Abs. 1 i.V.m. Anhang III Nr. 15, da sie zu den Mono-Splitklimageräten zählen) dürfen ab 01.01.2025 noch mit F-Gasen auf den Markt gebracht werden, wenn deren Treibhauspotenzial kleiner als 750 ist.

Ein starker Anreiz zum Umstellen besteht für Hersteller darin, dass nach der aktuellen Richtlinie Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ab 2028 nur noch Wärmepumpen mit natürlichen Kältemitteln gefördert werden. Details zur BEG inkl. der Liste der förderfähigen Wärmepumpen sind auf den Internetseiten des BAFA und der KfW zu finden.

Für die kleinen Wärmepumpen wird sich zukünftig vermutlich das natürliche Kältemittel Propan (R290) durchsetzen. Es ist mit neben dem geringen GWP von 3 relativ preisgünstig, in unbegrenzter Menge verfügbar und somit zukunftssicher. Darüber hinaus erlauben Propan-Wärmepumpen auch die Erzeugung höherer Vorlauftemperaturen (bis zu 70-75 °C).

Für mittlere und größere Wärmepumpen wird bereits heute überwiegend auf natürliche Kältemittel zurückgegriffen. Ein Nachteil des Propans ist seine höhere Endzündlichkeit. Ein Luft-Gemisch mit Difluormethan (R32) kann z.B. erst bei 12,7 Vol.-% entzündet werden (untere Explosionsgrenze). Beim Propan liegt dieser Wert bereits bei 2,1 Vol.-%. Es darf daher in geschlossenen Räumen nur in sehr geringen Mengen eingesetzt werden. Bei Propan liegt diese bei 0,038 kg/m³. Dieser Wert wird zudem noch mit einem Sicherheitsfaktor von 20 % multipliziert. Bei einer Raumgröße von 20 m³ können also rechnerisch max. 600 g eingefüllt werden, ohne dass sich ein zündfähiges Sauerstoff/Gas-Gemisch bildet ($m=0,8 \times 0,038 \text{ kg/m}^3 \times 20 \text{ m}^3$ ergibt 600 g). Um den Nachteil zu minimieren, ist die Reduzierung des Kältemittels auf unter 150 g ein Ziel des Forschungsprojektes LC150 („Low charge 150 g“). Entsprechende Produkte sollen bald verfügbar sein.

Tabelle 27: GWP von Kühlmitteln, die in Wärmepumpen eingesetzt werden

Kühlmittel	GWP
R-410A (Gemisch)	2.088
R-32 (Difluormethan)	675
R-290 (Propan)	3
R-717 (Ammoniak)	0
R-744 (CO ₂)	1

Wie relevant das GWP der Kühlmittel zeigt folgender Vergleich: Würde die gesamte Füllmenge (2kg) einer kleinen Wärmepumpe (13 kW_{th}) mit dem Kältemittel R410a in die Atmosphäre ent-

weichen, so würden etwa 4 Tonnen CO₂- Äquivalente freigesetzt. Das entspricht dem CO₂ Fußabdruck des Verbrennens von etwa 1.500m³ Erdgas oder 1.500 Liter Heizöl (15.384 kWh).

Wärmepumpen werden derzeit über die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) gefördert, wenn sie Mindestenergieeffizienzwerte erreichen und mit einer Energieverbrauchs- und Effizienzanzeige ausgestattet sind. Ab 2028 werden nur noch Wärmepumpen mit natürlichen Kältemitteln gefördert.

6.6.3 Biomethan für die Wärmeerzeugung von Gebäuden?

Der Großteil des in Deutschland produzierten Biomethans (ca. 10 TWh) wird derzeit in Blockheizkraftwerken zur Produktion von Wärme und Strom genutzt.

Das aktuelle GEG ermöglicht weiterhin unter bestimmten Voraussetzungen den Einbau von Gasheizungen. Sofern der derzeitige Trend zu Gasheizungen anhält (vgl. Tabelle 9) und für die auch bis 2040/2045 noch bestehenden Gaskessel keine ausreichenden Mengen Wasserstoff für die Nutzung in Gebäuden zur Verfügung stehen, könnte der Druck auf die Produktion von Biomethan steigen.

Das technische Potential an Biomethan an Biogas wird auf 90-118 TWh geschätzt (DBFZ – Kurzstudie Biogas 2022). Dafür müsste aber ein Großteil des noch Potenzial aus Abfall- und Reststoffen (40 bis 71 TWh, insbesondere Stroh und tierische Exkrememente) trotz aller Konkurrenz um diese Stoffe zur Produktion von Biomethan genutzt werden. Eine Steigerung des Biomethanpotenzials aus Energiepflanzen ist aufgrund steigender Flächenkonkurrenz und Nachhaltigkeitsanforderungen (Extensivierung, Artenschutz etc.) dagegen unwahrscheinlich.

Selbst wenn die Biomethanproduktion erheblich gesteigert werden könnte, sollte Biomethan deutlich effizienter zur flexiblen Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen genutzt (vgl. auch dena 2024).

Abb. 2, S. 6 aus Dena Branchenbarometer Biomethan 2023

Abbildung 51: Anzahl und Einspeisekapazität von Biogasaufbereitungsanlagen 2006 bis 2022 (Abb. 2, S. 6 aus)Dena Branchenbarometer Biomethan 2023

6.7 Solarthermie

In Deutschland sind etwa 53 solarthermische Großanlagen in ländliche und städtische Wärmenetze eingebunden und im Betrieb, viele weitere sind geplant. Eine Übersicht und Karte findet sich auf solare-waermenetze.de.

Einige wenige nutzen einen Erdbecken-Wärmespeicher zur saisonalen Speicherung der Wärme, wie z.B. in Bracht mit 26.600m³.

Welche Rolle die Solarthermie und Kombinationen aus Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpe (PVT) zukünftig spielen kann und wird, konnte im Rahmen dieses Projektes nicht weiter untersucht werden. Insbesondere PVT-Anlagen können im dicht bebauten Raum eine interessante Alternative zu anderen Wärmepumpen sein, da sie auf dem Dach zum Einsatz kommen können.

6.8 Treibhausgasneutrale Brennstoffe

Ein grundsätzliches Problem bei der Nutzung von Wasserstoff und daraus abgeleiteter sekundärer Energieträger zur Rückverstromung, liegt darin, dass zur elektrolytischen Herstellung

als Energie der Brennwert aufgebracht werden muss, während in konventionellen Kraftwerken lediglich der Heizwert genutzt werden kann. Hierdurch reduziert sich in Kraftwerken, deren Wirkungsgrade üblicherweise in Bezug auf den Heizwert angegeben werden, die nutzbare Energie auf 85%. Brennstoffzellen basieren hingegen auf einer wässrigen Lösung, so dass dieses Problem für sie bei der Rückverstromung nicht existiert. Bei KWK-Anlagen lässt sich die Kondensationswärme zumindest thermisch nutzen.

Die hier genannten sekundären Energieträger werden alle in Formierungsreaktionen hergestellt, die exotherm verlaufen. Diese Energie steht für die eigentliche Verbrennungsreaktion nicht mehr zur Verfügung. Der damit verbundene (weitere) Energieverlust fällt für Methanol mit 12% am geringsten und für Methan mit 17% am höchsten aus (Tabelle 28). Dieser Verlust besteht bei direkter Verwendung von Wasserstoff als Brennstoff nicht.

Wasserstoff, Methan und Ammoniak sind Gase, welche in Gasnetzen transportiert werden können. Für Methan kann das bestehende Erdgasnetz direkt weiterverwendet werden. Für Wasserstoff sind zur Vermeidung von Leckage umfängliche Nachbesserungen oder Neuverlegungen vorzunehmen.

Tabelle 28: Nutzbarkeit bezogen auf Heiz und Brennwert ausgewählter treibhausgasneutral produzierter Brennstoffe

Nutzbarkeit bezogen auf	Heizwert	Brennwert
Wasserstoff H ₂	100%	85%
Methan (CH ₄)	83%	70%
Methanol (CH ₃ OH)	88%	75%
Ammoniak (NH ₃)	87%	74%

Zur elektrolytischen Herstellung muss der Brennwert von 7,09 kWh pro Normkubikmeter eingesetzt werden. Als Energieinhalt von Wasserstoff wird der Heizwert angegeben.

Für einen Transport auf Schiffen ist eine hohe Dichte des Energieträgers erforderlich. Gasförmige Substanzen sind daher unter sehr hohem Druck zu verdichten oder durch Abkühlen zu verflüssigen. Der Kühlaufwand ist dabei für Wasserstoff mit Abstand am höchsten. Der Transport von Methan als LNG ist bereits großtechnisch üblich, aber ebenfalls aufwändig. Ammoniak wird hingegen schon bei relativ hohen Temperaturen flüssig und ist in dieser Form gut zu transportieren. Methanol ist indessen schon bei Zimmertemperatur flüssig, so dass mit diesem Stoff ein Raumproblem weder für den Transport noch für die Speicherung besteht.

Für die Speicherung von Erdgas existieren in Deutschland große Kavernenspeicher, die unverändert für Methan genutzt werden können. Für Methan ergibt sich eine nominelle Speicherkapazität von 246 TWh, die in einer treibhausgasneutralen Wirtschaft als saisonaler Speicher ausreichen dürfte.

Inwieweit geologische Speicher für die saisonale Speicherung sicher und kostengünstig erschlossen werden können, ist bislang noch nicht abschließend geklärt. Vielversprechend scheinen Salzkavernen zu sein. Entsprechende geeignete geologische Salzsichten finden sich in Deutschland ausschließlich nördlich des 52. Breitengrades (Warnecke & Röhling 2021).

Theoretisch könnten die Kavernenspeicher auch für Wasserstoff genutzt werden, ein Praxistest steht aber noch aus. Wegen der geringen Energiedichte würde der vorhandene Speicher mit Wasserstoff aber nur etwa für 74 TWh ausreichen. Diese Kapazität ist für einen saisonalen Speicher sehr wahrscheinlich zu gering. Dasselbe gilt für Ammoniak, das nur eine unwesentlich höhere Energiedichte als Wasserstoff hat.

Eine Energiewirtschaft, die auf grünem Wasserstoff oder Ammoniak basiert, ist treibhausgasneutral, da bei der Verbrennung lediglich Wasser produziert wird. Bei der Verwendung von Methan, Methanol oder andere synthetische kohlenstoffbasierte Energieträger wie Kerosin muss sichergestellt sein, dass das zur Synthese verwendete Kohlendioxid aus einem zyklischen Kreislauf stammt. Dies kann entweder durch aufwändige Rückgewinnung von CO₂ aus der Atmosphäre oder den Ozeanen oder durch eine dem Verbrennungsprozess direkt nachgelagerte Abscheidung erreicht werden.

Bis zur Wiederverwendung muss das abgeschiedene CO₂ allerdings vor Ort gelagert und/oder zu einer Lagerstätte transportiert werden. Eine treibhausgasneutrale Energiewirtschaft muss zu diesem Zweck für diesen Hilfsstoff zur Herstellung des sekundären Energieträgers eine zusätzliche umfängliche Infrastruktur schaffen. Hier ist grüner Ammoniak im Vorteil, denn Ammoniak bedient sich des Hilfsstoffs Stickstoff, der über die Atmosphäre direkt und jederzeit zur Verfügung steht.

Mit der Anwendung der Elektrolyse steht reiner Sauerstoff im großen Maßstab zur Verfügung. Dies ermöglicht den wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerken mit dem Oxyfuel Prinzip und damit die Abscheidung von Kohlendioxid.

Elektrolyse, Formierungsanlage und Kraftwerk sollten künftig als Gesamtheit und in Verbindung mit Speichermöglichkeiten für die verwendeten chemischen Stoffe konzipiert werden. Dies hat den Vorteil, dass Wasserstoff und Sauerstoff direkt vor Ort weiterverarbeitet werden können. Da beim Betrieb jeder dieser Anlagen große Mengen an Abwärme anfallen, sollten sie an den Einspeisepunkten von Wärmenetzen platziert werden.

Viele Argumente sprechen für die Verwendung von Methan oder Methanol als Energieträger an Stelle von Wasserstoff im Falle einer lokalen Produktion. Das setzt allerdings die Bereitschaft voraus, umfassende Investitionen für eine CO₂-Infrastruktur zu tätigen. Netzausbau und Speicheraufbau sind hingegen auch beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in ähnlichem, wenn nicht höherem Umfang erforderlich (vgl. [Seelmann-Eggebert 2024a](#)).

Eine Literaturstudie kommt zum Ergebnis, dass für Distanzen bis ca. 4.000 km der Transport über Wasserstoffpipelines am kostengünstigsten ist und die höchste Energieeffizienz aufweist ([Kreidelmeyer et al. 2023](#)).

Antrag zum Wasserstoffkernnetz wurde von Fernleitungsnetzbetreibern am 22.7.2024 eingereicht.

In der aktuellen Fassung umfasst das Kernnetz etwa 9700 Kilometer (km). Der überwiegende Teil soll aus bereits bestehenden Wasserstoff- oder umgebauten Erdgasleitungen bestehen. Nur etwa 3.500 km müssen als Wasserstoffleitungen neu gebaut werden. Es soll bis 2023 weitgehend fertiggestellt sein, mit der Möglichkeit, einzelne Vorhaben bis 2037 zu strecken. Kosten werden mit 12,3 Milliarden angegeben. In einer Marktabfrage wurde ein Bedarf von bis zu 250 TWh H₂ ermittelt. Die Genehmigung soll von der Bundesnetzagentur bis Ende September 2024 vorliegen ([FNB Gas 2024](#)).

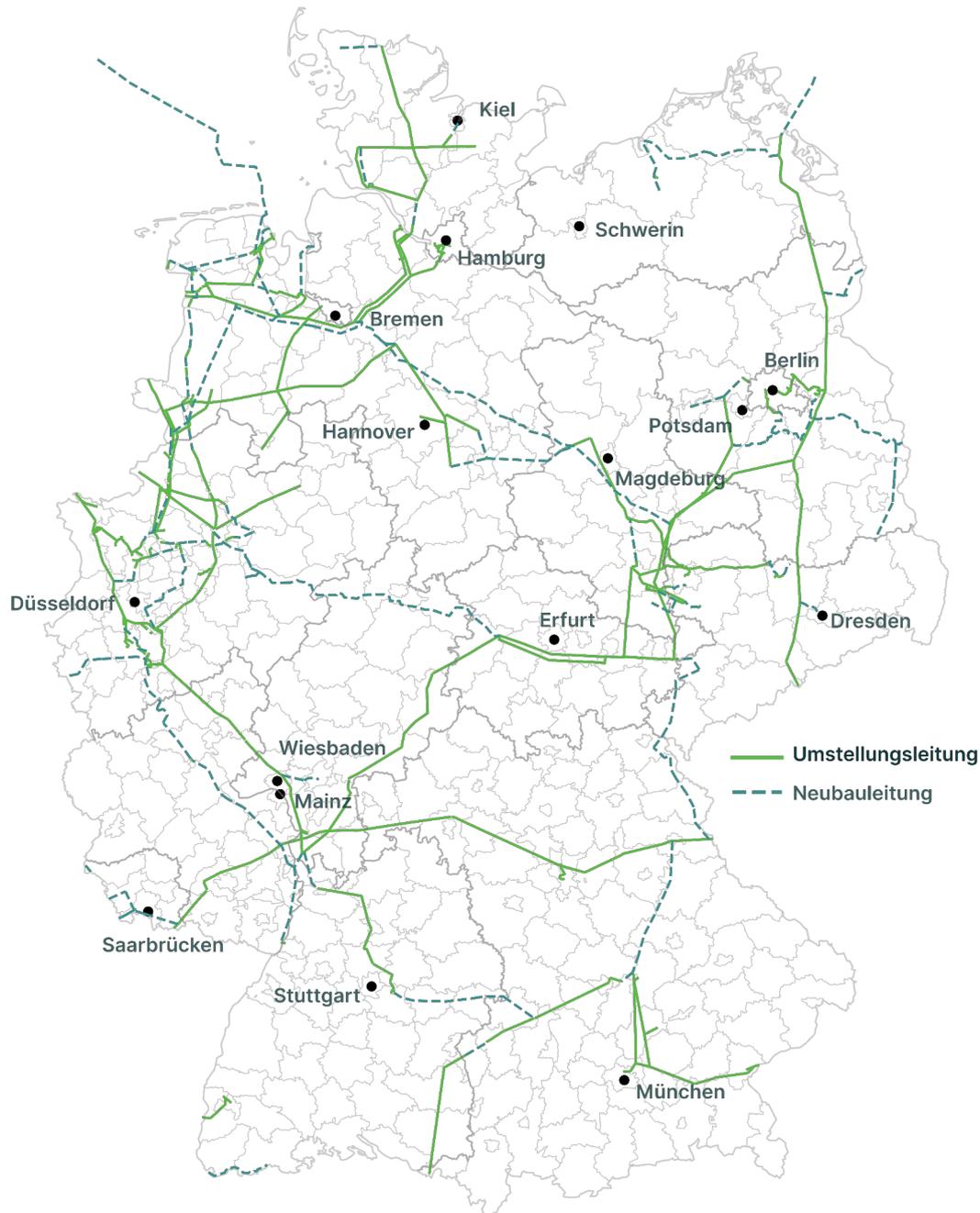


Abbildung 52: Karte des Wasserstoffkernetzes (Stand, 22.7.24, nach [FNB-Gas 2024](#))

6.8.1 Wasserimportstrategie der Bundesregierung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geht davon aus, dass bereits 2030 vom Bedarf an Wasserstoff und Derivaten in Höhe von 95-130 TWh voraussichtlich rund 50 bis 70 % in Deutschland durch Importe aus dem Ausland abgedeckt werden müssen.

Bis 2045 soll sich der Bedarf auf etwa 360-500 TWh für Wasserstoff sowie 200 TWh für Wasserstoffderivate erhöhen. Den Bedarf sieht das BMWK v. a. in der Stahlindustrie, der Grundstoff- und Petrochemie, in der Mobilität und Logistik sowie im Kraftwerkssektor.

Der im Juli 2024 vorgelegten Wasserstoffimportstrategie fehlt es an Kriterien welche sozialen und umweltpolitischen Bedingungen in den Erzeugerländern für den Import von Wasserstoff gelten sollen ([Wasserstoffimportstrategie](#)).

6.9 Was passiert mit den Gasnetzen?

Mittels 554.000 Kilometer Erdgasleitungen verteilen 703 Verteilnetzbetreiber (VNB Gas) jährlich etwa 750 TWh Gas über die 11 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber.

Prinzipiell scheinen die Erdgasverteilnetze in weiten Teilen auch für den Transport für Wasserstoff geeignet. Auf Wasserstoff umgestellte Leitungen können etwa 80% der ursprünglichen Energie transportieren, verglichen mit Erdgas (Wasserstoffrat).

Wie das Beispiel in Freiburg zeigt, sind viele Gasnetze in einem guten Zustand und ermöglichen Spielräume für Investitionsentscheidungen hinsichtlich einer dezentralen Wasserstoffversorgung (z.B. von dezentralen KWK-Anlagen).

Im Freiburger Gasnetz besteht wegen zu geringer hydraulischer Kapazitäten oder einer alters- und zustandsbedingten Erneuerung in den nächsten Jahren, insbesondere bis 2030, kaum Handlungs- und damit Investitionsbedarf. Dies eröffnet für den Netzbetreiber die Option, das Gasnetz ohne hohe Investitionen weiterbetreiben zu können. Für die Stadt Freiburg ergibt sich entsprechend ein größerer Spielraum für Pfad-Entscheidungen, da niedriger Investitionsbedarf auch ein niedrigeres Risiko für Fehlinvestitionen („stranded investment“), die sich für den Netzbetreiber als Folge politischer Entscheidungen zum Klimaschutz ergeben könnten.

(Masterplan Wärme Freiburg)

Die Investitionskosten für eine Umstellung des bestehenden Erdgasnetzes auf Wasserstoff werden auf 47 Milliarden € geschätzt. Dabei wurde unterstellt, dass 2045 noch etwa 2/3 der heutigen Gasanschlüsse in Haushalte und im Gewerbe (ca. 9 Millionen) bestehen und das auf Wasserstoff umgestellte Verteilnetz 2045 noch 81% der heutigen Netzlänge aufweist (Sperlich et. al 2024).

Die Transformation der Gasnetze steht vor erheblichen Herausforderungen. Insbesondere im Gebäudebereich sind hier die kommunalen Wärmepläne gefragt, in welchem Umfang ein Bedarf zur Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff besteht (Wachsmuth et al. 2023).

Dezentrale Erzeugung und Speicherung

Die Verfasser des kommunalen Wärmeplans in Tübingen kommen zu dem Schluss:

„Aus erneuerbaren Energien hergestellte brennbare Gase (v.a. Wasserstoff) sind auf lange Sicht nicht aus überregionalen Netzen und für Heizzwecke verfügbar. Die lokale Herstellung in ausreichenden Mengen ist aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht realistisch.“

(Kommunaler Wärmeplan Tübingen 2023, Seite 4)

Etwa die Hälfte der kommunalen Wärmepläne sehen aber Wasserstoff bzw. grüne Gase in größeren Mengen auch für die dezentrale Erzeugung von Wärme, insbesondere Prozesswärme, in ihren Zielszenarien vor.

In einer Finanzierungsstrategie für die Erdgasunabhängigkeit von Deutschland fordert der Fachrat Energieunabhängigkeit u.a. die Umlenkung von Kapitalströmen in erdgasfreie Technologien – schätzungsweise 482 Mrd. Euro im Gebäudesektor und etwa 44 Mrd. Euro in der Industrie. Damit ließe sich die Abhängigkeit von Erdgas um 64 % senken und den Weg für Gesamteinsparungen von insgesamt knapp 78 % ebnen. Schwerpunkte sieht die Studie darin, den Bestand an Gasheizungen in Gebäuden (50 % der Heizungen) sowie die Nutzung von Erdgas in der industriellen Prozesswärme (80 % des industriellen Gasverbrauchs) zu reduzieren (Fachrat Energieunabhängigkeit 2024 – Sicherheitsorientierte-Energiepolitik).

Wasserstoff kann und wird im Gebäudebereich vor allem für die Flexibilität an der Schnittstelle zwischen Strom und Wärme eine Rolle spielen. Wie dezentral Wasserstoffherzeugung und

Speicherung gelingen wird, hängt unter anderem auch von Energiepreisen und ihrer Dynamik (regionalisierte systemdienliche zeitvariable Strompreise) ab, die ein zukünftiges Strommarktdesign erlaubt ([dena 2023b](#)).

Beim Verbrennen von Wasserstoff in dezentralen KWK-Anlagen kann die vergleichsweise hohe latente Wärme (Brennwert/Heizwert=3/3,54 kWh/m³ etwa 18%) genutzt werden (vgl. Tabelle 29).

Tabelle 29: Brenn- und Heizwerte im Vergleich zum Methan (de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoff)

Brennstoff	Brennwert / Masse	Dichte	Brennwert / Vol	Heizwert / Vol
Wasserstoff	39,39 kWh/kg	0,090 kg/m ³	3,54 kWh/m ³	3,0 kWh/m ³
Methan CH ₄	13,9 kWh/kg	0,72 kg/m ³	10 kWh/m ³	9,0 kWh/m ³

Bei der Elektrolyse werden für 1 kg Wasserstoff H₂ etwa 9 Liter Wasser benötigt. Pro kWh Wasserstoff sind dies etwa 0,23 Liter.

Beispiel: Ein Kleinelektrolyseur der Fa. Enapter hat nach Angaben des Herstellers ungefähr die Größe einer Mikrowelle und wiegt 42 kg. Das Gerät hat einen anfänglichen Stromverbrauch von 2,4 kW und einen Wasserverbrauch von 0,4 l pro Stunde und produziert pro Tag etwa 1 kg H₂; das entspricht etwa 39 kWh ([Datenblatt Enapter](#)).

Für Ein- und Zweifamilienhäuser bietet die Fa. Picea einen ganzjährigen Stromspeicher an ([Datenblatt Picea 2024](#)).

7 Die Rolle der Residuallast (Strom) und Flexibilitätsoptionen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung und im Gebäudeenergiegesetz

7.1 Fehlende Flexibilität vor Ort: Ausgangslage und Zukunft der Residuallast?

Der Nettostrombedarf in Deutschland lag 2023 bei etwa 470 TWh (vgl. Abbildung 35). Die Residuallast (Strom) ist definiert als die verbleibende Stromlast nach Abzug der aktuellen Leistung der nicht regelbaren erneuerbaren Energien (Sonne, Wind, Wasser, Biomasse) von der aktuellen Gesamtlast (Stromverbrauch).

Die Bundesregierung hat das Ziel bis zum Jahr 2030 etwa 80% des Bruttostromverbrauchs im Jahresdurchschnitt durch Erneuerbare Energien zu decken. Bei der Bilanzierung bleibt unberücksichtigt, dass auf Grund der Schwankungen (der sog. Volatilität) von Wind- und Sonnenstrom ein großer Teil des Stroms keine Verwendung findet, weil er zu falschen Zeiten produziert wird. Da im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen muss, wird dieser Strom heute noch weitgehend abgeregelt. Man bezeichnet dies auch als negative Residuallast.

Zu anderen Zeiten reicht das Angebot an Erneuerbarer Energie nicht zur Deckung des Strombedarfs aus und entsprechend muss das Defizit z.B. durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden, die sog. positive Residuallast.

Die Residualleistung bez. der Bedarf an Flexibilität ist über das Jahr und regional sehr unterschiedlich verteilt, abhängig vom Dargebot von den Erneuerbaren, vor allem Sonne und Windstrom.

Der Statusbericht Flexibilitätsbedarf im Stromsektor der TU München zeigte, dass die konventionellen Kraftwerke ihre Leistung im Jahr 2012 nur auf 22,1 GW drosselten, obwohl die minimalen Residuallast zeitgleich 10,6 GW betrug. Braunkohle- und Kernkraftwerke senkten ihre Einspeisung nur auf die minimale technische Mindestlast ([Buttler et al. 2015](#)).

Auch 11 Jahre später in 2023 fällt die Residuallasterzeugung aus fossilen Kraftwerken nie unter 7 GW, bei gleichzeitiger deutlich niedriger oder negativer Residuallast (Abbildung 53).

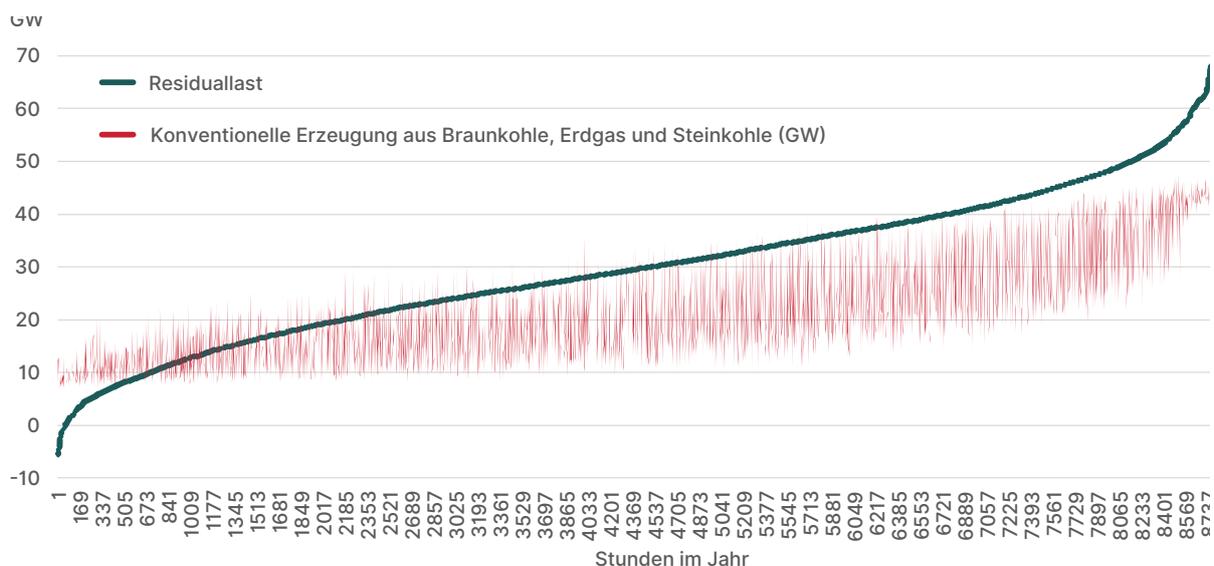


Abbildung 53: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast und gleichzeitige fossile Stromerzeugung 2023 (Daten smard.de)

Braun, Gas- und Steinkohlekraftwerke speisen auch bei niedrigen oder negativen Preisen mit mehr als 10% ihrer verfügbaren Leistung (69 GW) ein (Abbildung 54). Dabei überwiegt die Erzeugung aus Braunkohle (44,4%), gefolgt von Erdgas (31,3) und der Steinkohle (24,3).

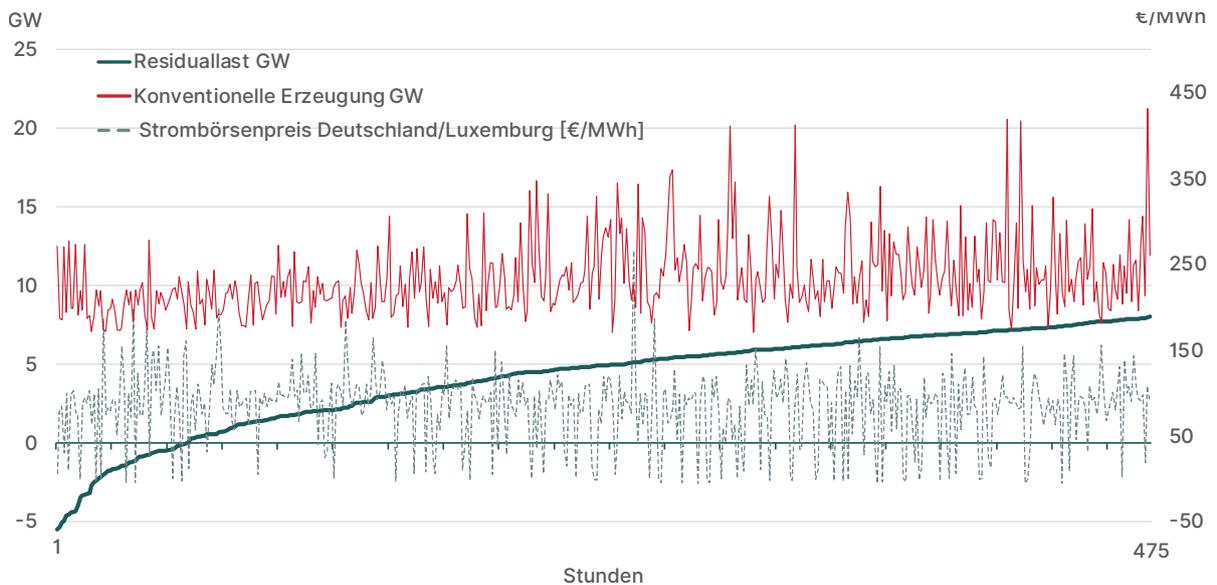


Abbildung 54: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallasten unter 8.000 GW und gleichzeitige fossile Stromerzeugung 2023

Dies ist auf ihre nur unzureichenden Regelungsmöglichkeiten, auf KWK-Anlagen, die auch Wärme bereitstellen und die Bereitstellung von Redispatch bzw. Regelleistung zurückzuführen.

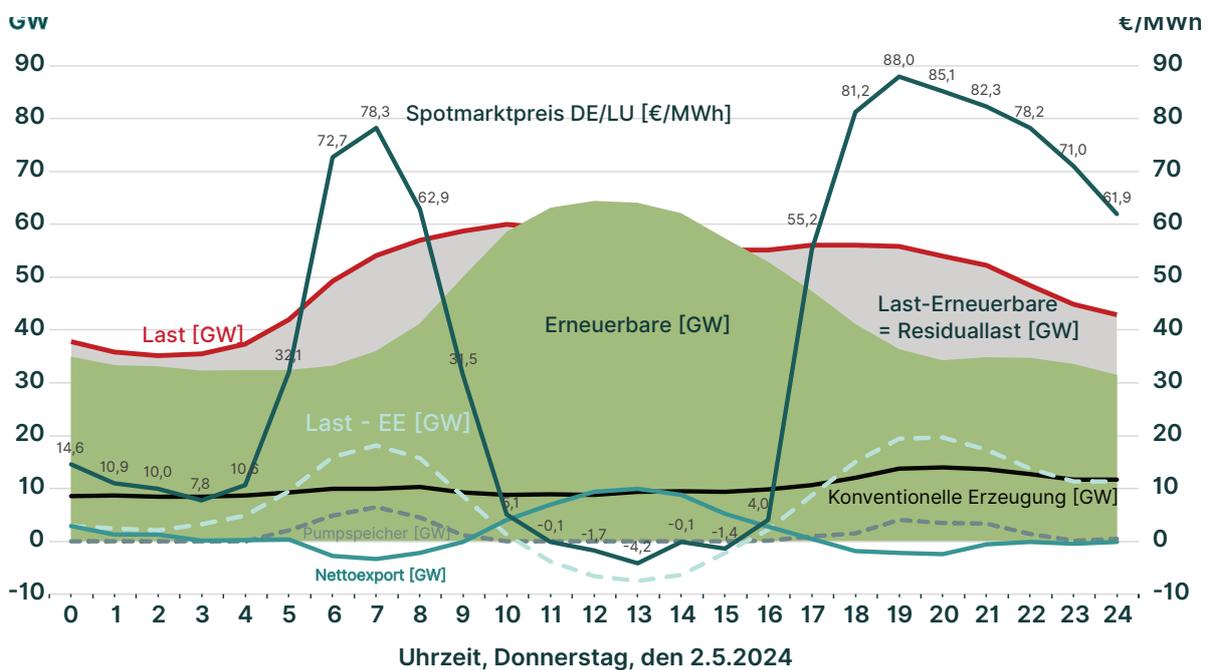


Abbildung 55: Stromerzeugung, Spotmarktpreise und Last am Donnerstag, den 2.5.2024 in Deutschland (Daten smard.de)

Die Abbildung 55 zeigt beispielhaft die aktuelle Verbrauchs- und Erzeugungssituation in Deutschland an einem Tag mit hohem erneuerbarem Anteil. Die konventionelle Erzeugung, verbunden mit hohen Treibhausgasen sinkt an diesem Tag auch an den Stunden nicht unter 8,8 GW an denen die Strompreise negativ und ein Überschuss an Erneuerbaren erzeugt wird. Obwohl

der Strompreis an der Strombörse von 7:00 Uhr an kontinuierlich sank, bis er zwischen 11:00 und 15:00 Uhr unter null Euro/kWh sank, reagierte die Nachfrage darauf kaum.

Bereits frühere Studien zeigen, dass dezentrale Flexibilitätsoptionen (wie z.B. Lastverschiebung, Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung) und die Verortung dezentraler Erzeugungskapazitäten von Solar- und Windstromanlagen vom Strommarktdesign abhängen und damit einen erheblichen Einfluss auf den Ausbau unseres Stromnetzes haben (Peter et al. 2016).

Die statistisch mathematische Analyse der Residuallast von Seelmann-Eggebert 2024c untersucht, wieviel erneuerbaren Strom und wieviel Speicher oder Speicherkraftwerke (vgl. auch Kapitel 7.6) es braucht, um die Residuallast zu decken, und unterteilt die Residuallast dazu in zwei Anteile:

- den „Interdies“-Anteil, der die Bilanz aus Tagesertrag und Tagesverbrauch widerspiegelt und die saisonale Abhängigkeit einschließt, sowie
- den „Intradiem“-Anteil, der alle Tageszeiten mit Unterdeckung aufsummiert.

Unter der Vereinfachung, dass übers Jahr genauso viel Strom aus Erneuerbaren erzeugt wird und sich die Tagesverbräuche relativ gleichmäßig über das Jahr verteilen, ergibt sich folgendes Bild.

Wenn beispielsweise der Tagesertrag einer Solaranlage den Tagesverbrauch übersteigt, kann der Intradiem-Anteil der Residuallast z.B. vollständig durch Batteriespeicher ausgeglichen werden. Pro kWp installierte Leistung Solar ist dabei eine Kurzzeitspeicherkapazität von etwa 1,5 kWh notwendig.

Werden bei einer reinen Versorgung mit Solarstrom keinerlei Speicher oder Maßnahmen zur Lastverschiebung eingesetzt, so beträgt die Residuallast wegen dem großen Intradiem-Anteil bei bilanziell ausgeglichener Jahresversorgung mehr als 60%. Kurzzeitspeicher sind in der Lage z.B. die Nachtlücke auszugleichen und damit den nutzbaren Solarstrom zu verdoppeln!

Da der Wind auch nachts weht, zeigt Windstrom im Gegensatz zum Solarstrom durchschnittlich keine Korrelation mit der Tageszeit und lediglich schwache saisonale Tendenzen. Grundsätzlich entstehen Unterdeckungssituationen Intradiem in deutlich geringerem Umfang. Bei einer reinen Windkraftversorgung, bei der in der Jahresbilanz genauso viel Windstrom erzeugt wie durch Lasten verbraucht wird, beträgt die Intradiem-Residuallast durchschnittlich etwa 7% und kann schon durch Batterien mit 10% bis 20% Kapazität einer durchschnittlichen Tageslast durchweg überbrückt werden. Überraschenderweise ist die Interdies-Residuallast von Windkraft ähnlich hoch wie bei der Photovoltaik. Auch hier können mehr als 30% des Stroms nicht direkt genutzt werden.

Ein selbstversorgendes System muss hinreichend Überschuss für die Produktion von synthetischem Brennstoff für Residuallastkraftwerke produzieren. Abhängig vom Wirkungsgrad für Rückverstromung gibt es einen Minimalwert für den notwendige Überschuss, um über einen Langzeitspeicher (wie z.B. eine Wasserstoffherzeugung mit Rückverstromung) die Interdies-Residuallast zu decken. Dieser Minimalwert beträgt ein Vielfaches der Interdies-Residuallast.

Rechenbeispiel: Wieviel Erneuerbaren Strom braucht es, um die Residuallast vollständig über Kurz- und Langzeitspeicher zu decken?

Unter der vereinfachten Annahme, dass sich die Tagesverbräuche relativ gleichmäßig über das Jahr verteilen, braucht es zur Abdeckung eines Strombedarf von z.B. 750 TWh (100%) 1014 TWh (135%) erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft und Sonnenstrom. Dabei können etwa 662 TWh des Stroms statistisch direkt oder über einen Kurzzeitspeicher (Batterie etc.) genutzt werden, der die Tagesschwankungen ausgleicht.

Etwa 351 TWh (47%) des Stroms fallen statistisch zu Zeiten an, in denen er nicht genutzt werden kann. Es ist der minimal notwendige Überschuss, um z.B. über einen Langzeitspeicher (wie z.B. eine Wasserstoffherzeugung mit Rückverstromung) die Interdies-Residuallast zu decken (vgl. Abbildung 56).

Abweichungen ergeben sich, sobald die Tagesverbräuche im Jahresdurchschnitt stark vom Durchschnitt abweichen. Lokal hängen die genauen Zeiten von Stromerzeugung und Verbrauch am jeweiligen Verhältnis von der erzeugten Solar- zur Windstrommenge.

Dieses Verhältnis von Windstrom zu Solarstrom kann in Deutschland von Bundesland zu Bundesland sehr verschieden sein (vgl. Abbildung 5) und reicht von unter 1, wie in Baden-Württemberg und Bayern bis zu über 10, wie in Niedersachsen und Schleswig-Holstein.

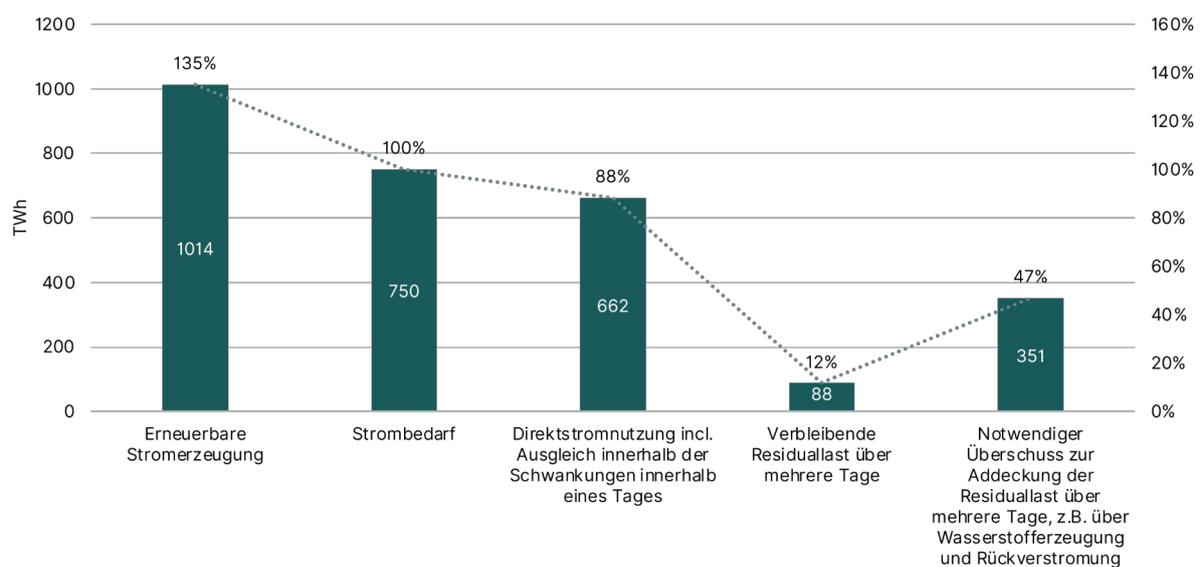


Abbildung 56: Unter der vereinfachten Annahme, dass sich die Tagesverbräuche relativ gleichmäßig über das Jahr verteilen, braucht es zur Abdeckung eines Strombedarf von z.B. 750 TWh (100%) 1014 TWh (135%) erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft und Sonnenstrom. Dabei können etwa 662 TWh des Stroms statistisch direkt oder über einen Kurzzeitspeicher (Batterie etc.) genutzt werden, der die Tagesschwankungen ausgleicht. Etwa 351 TWh (47%) des Stroms fallen statistisch zu Zeiten an, in denen er nicht genutzt werden kann. Es ist der minimal notwendige Überschuss, um z.B. über einen Langzeitspeicher (wie z.B. eine Wasserstoffherzeugung mit Rückverstromung) die Interdies-Residuallast zu decken (nach Seelmann-Eggebert 2024).

Somit sehen die Anforderungen an Speicher- und Flexibilitäten lokal vor allem zeitlich sehr unterschiedlich aus. Ein Netzausbau in einer Dimension, der einer Kupferplatte entsprechen würde, ist aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und der Ressourcen unrealistisch.

Ein Beitrag von Seelmann-Eggebert fasst die Eignung der Energieträger Wasserstoff, Methan, Methanol und Ammoniak als chemische Speicher zur Abdeckung der Residuallast zusammen (Seelmann-Eggebert 2024a).

Noch unveröffentlichte Auswertungen der letzten 7 Jahre zeigen, dass der Wärmebedarf in kalten Wintern um 20% höher liegen kann und gleichzeitig 20% weniger regenerativ erzeugter Strom zur Verfügung steht (mündliche Mitteilung Hinrichsen, BTB).

Die gewünschte Ausbreitung von Wärmepumpen in Kombination mit Elektroautos stellt eine Herausforderung für das Stromverteilnetz dar. Die notwendigen Peakleistungen vor allem im Winter und damit der Ausbaubedarf von Stromnetzen und Backup-Leistungen erhöhen sich.

Zudem wird insbesondere der gewünschte Ausbau von Photovoltaik-Anlagen hohe einseitige Spitzenleistungen verursachen, welche um bis zu 60 GW höher sein könnten als die lastseitigen Spitzenleistungen (vgl. einfaches Szenario Abbildung 58 zu 2023 Abbildung 57).

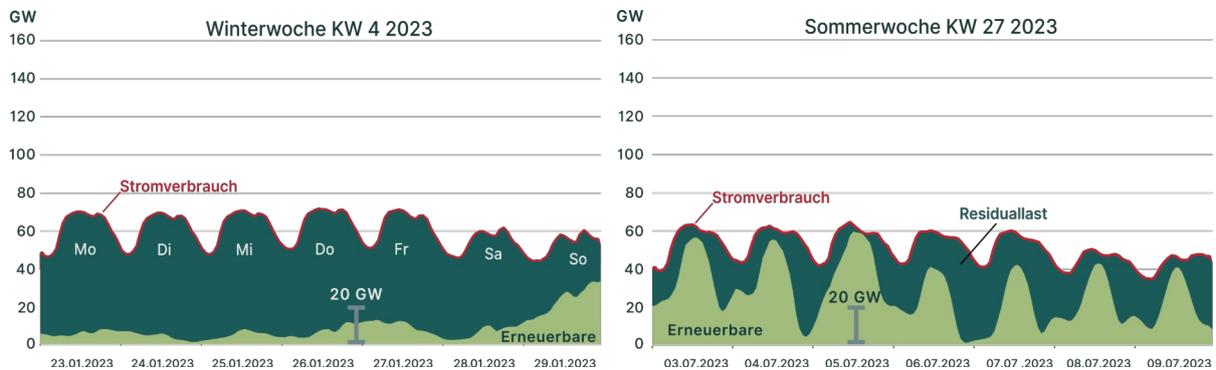


Abbildung 57: Residuallast (Strom) in einer Winterwoche mit geringem Anteil an erneuerbar erzeugtem Strom und einer Sommerwoche mit hohem erneuerbarem Stromanteil im Jahr 2023 in Deutschland (Datenquelle Smard.de)

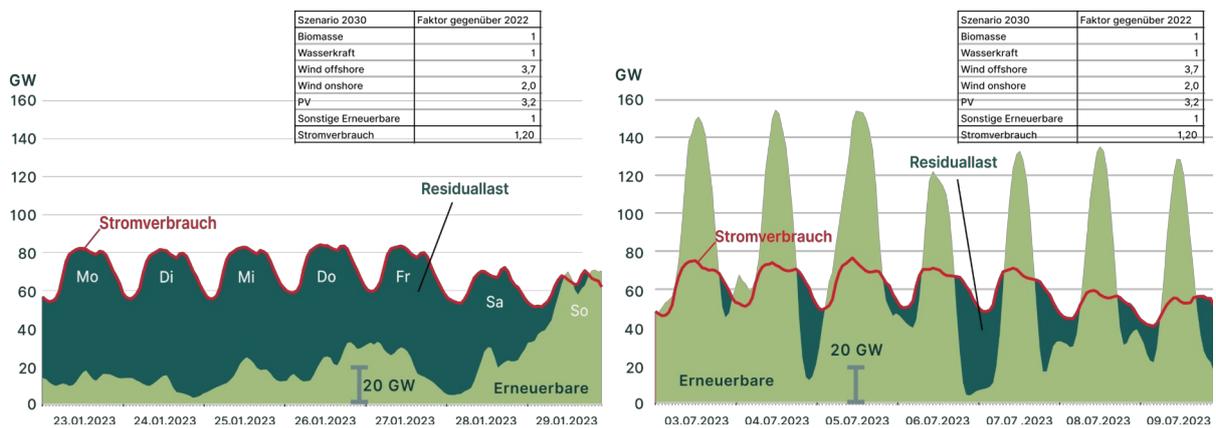


Abbildung 58: Wie Abbildung 57, geändert als einfaches Szenario für 2030 auf Grundlage Stromdaten 2023 ohne Speicher und Flexibilität mit linear höherem Dargebot an Erneuerbarem Strom (Wind offshore Faktor 3,7, Wind onshore Faktor 2 und PV-Faktor 3,2 gegenüber 2023) linear höherem Verbrauch (Faktor 1,2 gegenüber 2023).

Zum Vergleich: Bereits eine Leistung 20 GW entsprechen $\sim 5x$ der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen SuedOstLink ($2 \cdot 2GW$), oder $\sim 2/4$ der Kapazität der internationalen Netzkupplungen nach/von D, oder $\sim 3x$ der gesamten Pumpspeicherleistung in D ($\sim 7GW$) oder ~ 400.000 Schnellladesäulen mit 50kW gleichzeitig in Betrieb, bzw. ~ 2 Mio. Elektrofahrzeugen mit 11 kW Ladeleistung oder $\sim 2/3$ der deutschen Gaskraftwerke (Gesamt ~ 29 GW).

Die volatile Erzeugung des Stroms aus Sonne und Wind benötigt bei weiterem Ausbaugrad Flexibilitäten über längere Zeiträume. Netzengpässe (Redispatch) wirken bereits jetzt auf die Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom. Bisher konnten die Leistungsänderungen durch den Einsatz vorhandener konventioneller Kraftwerke oder dem Austausch mit europäischen Nachbarländern kompensiert werden.

Auch 2030 und 2045 wird es Tage mit geringer Einspeiseleistung aus Sonnen und Windstrom geben. Damit bleibt auch zukünftig der Bedarf an flexibleren Kraftwerken hoch, um Einspeisemanagement und Redispatch zu verhindern.

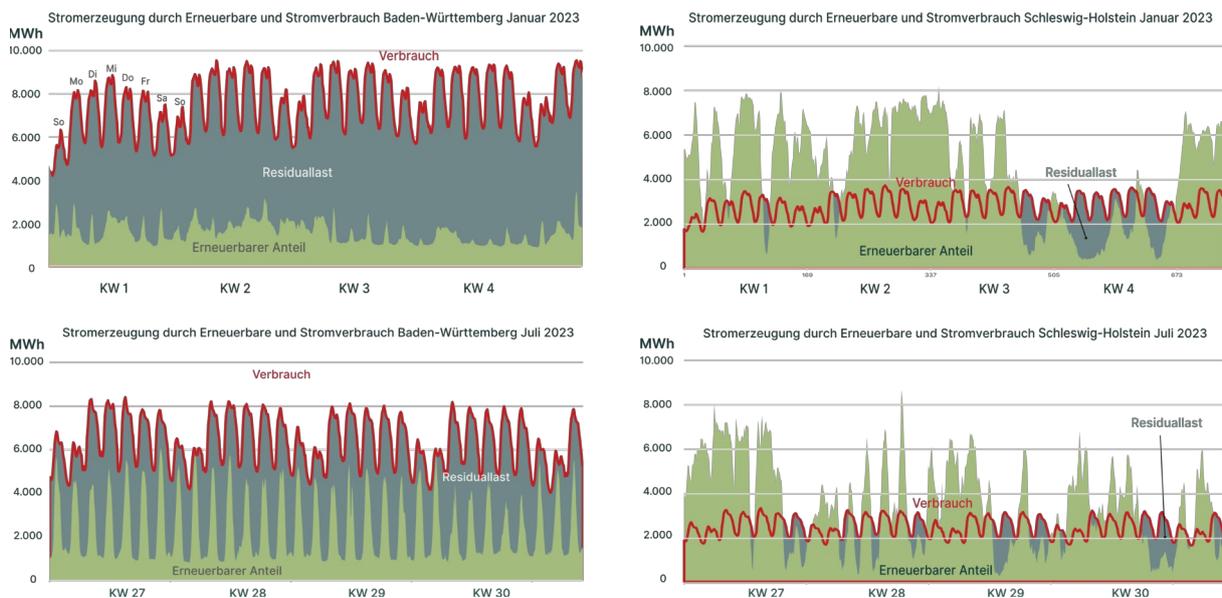


Abbildung 59: Verbrauch, Anteil der Residuallast und die Erzeugung der Erneuerbaren in Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein jeweils im Januar und Juli 2023 zum Vergleich ([Daten co2map](#))

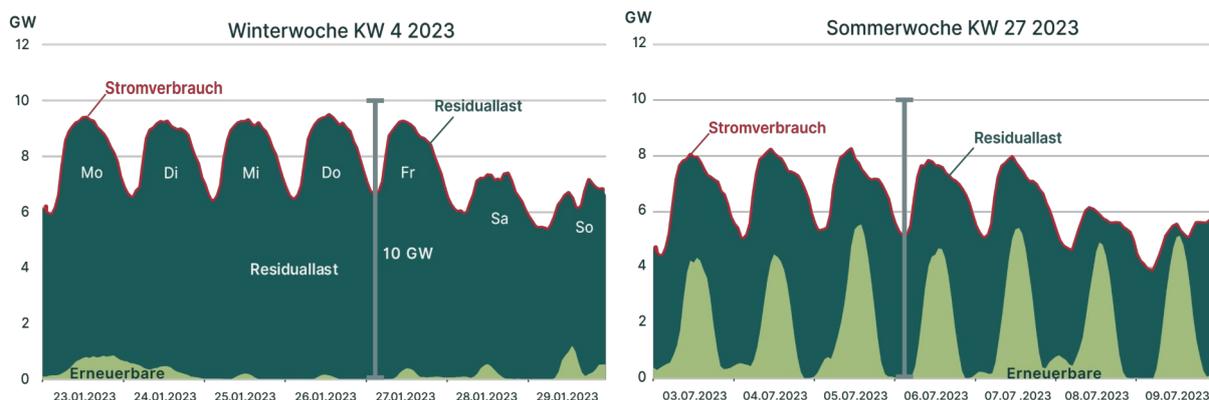


Abbildung 60: Residuallast (Strom) in einem Winter mit geringem Anteil an erneuerbar erzeugtem Strom und Sommerwoche mit hohem erneuerbarem Stromanteil im Jahr 2023 in Baden-Württemberg (Datenquelle Smard.de)

Fachlich unstrittig ist, dass Wärmepumpen eine wichtige Rolle im Wärmemarkt – auch im Altbau – spielen werden (vgl. z.B. [Dena 2023](#)). Für fossil betriebene Kessel und Stromdirektheizungen zur alleinigen Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser hätte schon vor Jahren ein Auslaufpfad politisch ausgehandelt werden können oder müssen, um die Ziele zur Reduktion von Treibhausgasen im Gebäudebereich zu erreichen.

Strittig ist dagegen, welche Rolle Biomasseheizungen spielen können (Biomassestrategie!) und in welchen Kraftwerken der Residualstrom erzeugt wird, bis zeitgleich Strom aus 100% Erneuerbaren Energien kommt (Kraftwerksstrategie, Wasserstoffstrategie).

Während der Einsatz der Wärmepumpe im Ein- und Zweifamilienhaus im Bestand inzwischen zum Standard mit viel Erfahrung gehört, steht ihr Einsatz in größeren Mehrfamiliengebäuden im Wohnungsbestand vor besonderen Herausforderungen, und die Erfahrungen hierzu sind noch gering.

Das vorliegende Projekt beschränkt sich daher auf die Betrachtung der Wärmepumpen und entsprechenden Hybridvarianten in größeren Mehrfamiliengebäuden. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Kombination aus Wärmepumpe mit Solarstromanlage und Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen einer Kundenanlage⁸.

Aus einer eigenen Abschätzung (vgl. Tabelle 30) geht hervor, dass bis 2045 bis etwa 137 TWh mehr an Strom für den Betrieb von bis zu 15 Mio. Wärmepumpen bereitgestellt werden müssen (ggf. mehr wenn die Verdopplung der Sanierungsquote oder der Ausbau von Fernwärme sowie die Nutzung Erneuerbarer Wärmequellen nicht wie angedacht gelingt), vgl. Tabelle 30.

Bis 2030 wird mit etwa 45 TWh Strom für ca. 5,5-6 Millionen Wärmepumpen gerechnet (Prognos et al. 2021).

Tabelle 30: Abschätzung der zusätzlichen Menge an Strom, der für den Betrieb für Wärmepumpen in Deutschland bis 2045 gebraucht wird.

Endenergiebedarf für Raumwärme & Warmwasser in Deutschland 2021			806 TWh	← Hat sich seit 2011 nur wenig verändert
davon Raumwärme	674		TWh	
davon Warmwasser	132		TWh	
Einsparung durch Dämmung bis 2045		-15%	-121 TWh	← Bei Verdopplung der Sanierungsquote
Verbleibender Endenergiebedarf 2045 für Raumwärme und Warmwasser 2045			685 TWh	
über Biomasse, Geothermie, unvermeidbare Abwärme (Industrie, KWK) etc.		-30%	-206 TWh	
über Wärmepumpen			480 TWh	← bisher ca. 23,4 TWh über Wärmepumpen (2020, UBA)
Zusätzlicher Strom durch Wärmepumpen (Umweltwärme) bei Jahresarbeitszahl von 3,5			137 TWh	

Die Sonderanalyse „Elektrischer Leistungsbedarf von Wärmepumpen“ (IFEU 2023) kommt zu dem Ergebnis, dass mit einer Anzahl von 15 Millionen Wärmepumpen zur Beheizung von Wohngebäude bis zum Jahr 2045 die erforderliche Anschlussleistung im Auslegungsfall von 4,9 GW im Jahr 2020 auf 40,1 GW im Jahr 2023 und auf rund 91 GW im Jahr 2045 ansteigen würde (vgl. Abbildung 61).

Abb. S. 31 aus Pehnt et al. (IFEU) 2023

Abbildung 61: Entwicklung der elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen unter Berücksichtigung einer verstärkten Wärmepumpen-Offensive (Pehnt et al. (IFEU) 2023, S. 31)

Im Rahmen des KSSE-Projektes wurde die Frage bearbeitet, welche Rolle die KWK im Rahmen der Umsetzung des Gebäudeenergiegesetzes noch spielen kann, nachdem sie im Gebäudeenergiegesetz an keiner Stelle mehr erwähnt wird. So unterscheidet sich die Definition des Begriffs der „unvermeidbare Abwärme“ im Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze die Wärme aus einer Stromerzeugungsanlage (Entwurf WPG § 3(1)

⁸ Eine Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24a oder b EnWG entsteht, wenn über eine kundeneigene Energieanlage Letztverbraucher angeschlossen sind und diese Anlage mit einem Summenzähler vom Netz der allgemeinen Versorgung abgegrenzt ist.

15)⁹ gegenüber der Definition von unvermeidbarer Abwärme im Gebäudeenergiegesetz (GEG § 3 (1) 30a)¹⁰.

Im WPG gilt die Abwärme aus der Stromerzeugung zwar als „unvermeidbare Abwärme“, die „Ab“wärme aus einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK) aber als Nutzwärme.

Dass die KWK eine gewichtige Rolle zur Abdeckung der Residuallast vor Ort leisten kann, steht außer Frage (IFAM, DLR 2018). Welche Rolle sie in Zukunft, wann und mit welchen Brennstoffen spielen (vgl. Kapitel 7.5, 7.6 und 7.7) wird, muss im Rahmen der Neuordnung des Strommarktes, der Kraftwerksstrategie und der Novelle des KWK-Gesetzes geklärt werden.

7.2 Strommarkt, Merit Order und Redispatch (Netzengpasskosten)

Der Strommarkt unterscheidet zwischen Langfrist- bzw. Terminmärkten, an denen Strommengen über Monate und Jahre im Voraus gehandelt werden und Kurzfrist- bzw. Spotmärkte an denen Strom am Vortag (Day-Ahead-Markt) und am gleichen Tag (Intraday-Markt) gehandelt wird, um die Bilanz zwischen Verbrauch und Erzeugung möglichst entsprechend der Prognose zeitgleich zur Deckung zu bringen. Deutschland hat im Gegensatz zu vielen anderen Ländern nur eine Gebotszone. Entsprechend gilt der durch die Merit-Order (Grenzkostenmarkt) sich bildende Preis einheitlich für ganz Deutschland jede Viertelstunde des Tages (Abbildung 62).

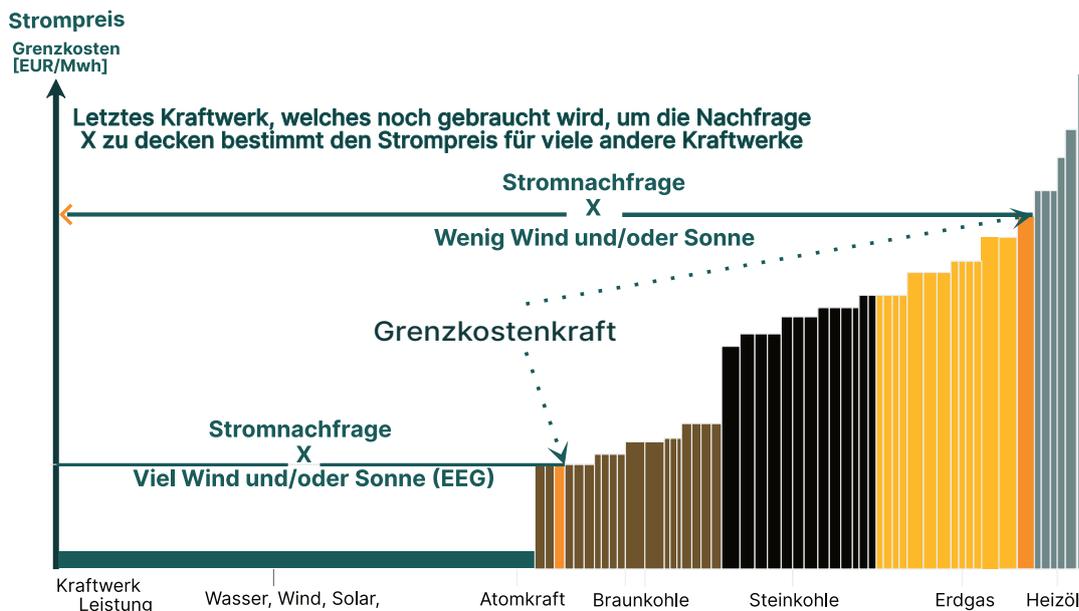


Abbildung 62: Schema zur Merit-Order (Einsatzreihenfolge) und Grenzkostenkraftwerk

Die Merit-Order regelt die Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke in einer Preiszone. Dabei kommen die Stromerzeugungsanlagen mit den jeweils niedrigsten Grenzkosten (Betriebs- und Brennstoffkosten) zum Einsatz, bis der prognostizierte Verbrauch für die entsprechend Viertelstunde vollständig gedeckt werden kann. Das letzte zum Einsatz kommende

9 Entwurf WPG § 3(1) 15. „unvermeidbare Abwärme“ Wärme, die als unvermeidbares Nebenprodukt in einer Industrieanlage, Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und ohne den Zugang zu einem Wärmenetz ungenutzt in die Luft oder in das Wasser abgeleitet werden würde; Abwärme gilt als unvermeidbar, soweit sie aus wirtschaftlichen, sicherheitstechnischen oder sonstigen Gründen im Produktionsprozess nicht nutzbar ist und nicht mit vertretbarem Aufwand verringert werden kann;.

10 GEG § 3 (1) 30a. „unvermeidbare Abwärme“ der Anteil der Wärme, der als Nebenprodukt in einer Industrie- oder Gewerbeanlage oder im tertiären Sektor aufgrund thermodynamischer Gesetzmäßigkeiten anfällt, nicht durch Anwendung des Standes der Technik vermieden werden kann, in einem Produktionsprozess nicht nutzbar ist und ohne den Zugang zu einem Wärmenetz ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde“.

Kraftwerk bestimmt dann den einheitlichen Preis für die gesamte Strommenge zu dieser Viertelstunde.

Bei einer geringen Einspeisung erneuerbare Energien treten in der Regel deutlich höhere Strompreise (z.B. Day ahead Preise) auf, als bei einer hohen EE-Einspeisung. Die erneuerbaren Energieträger verdrängen in diesen Fällen aufgrund ihrer geringen Grenzkosten (Betriebs und Brennstoffkosten) Kraftwerke mit hohen Grenzkosten aus der Angebotskurve (Merit Order). In der Regel sinkt dadurch der Strompreis (Merit Order Effekt). Da Deutschland bislang nur eine Gebotszone hat orientieren sich bislang viele auch ggf. zur Ausregelung ihrer Kraftwerke an diesem Preis.

Das dies aus Klimaschutzsicht derzeit nicht in jedem Fall sinnvoll ist, zeigt Abbildung 63. Wenn z.B. ein Anlagenbetreiber in Baden-Württemberg seine KWK-Anlage immer dann abschaltet, wenn die Strompreise unter z.B. 80 €/MWh auf Grund hoher Windeinspeisung in Norddeutschland fallen, muss ggf. ein anderes fossiles Kraftwerk ohne Kraft-Wärme-Kopplung einspringen. Zusätzlich muss die wegfallende Wärme auf andere Weise (z.B. von einem Gaskessel) gedeckt werden.

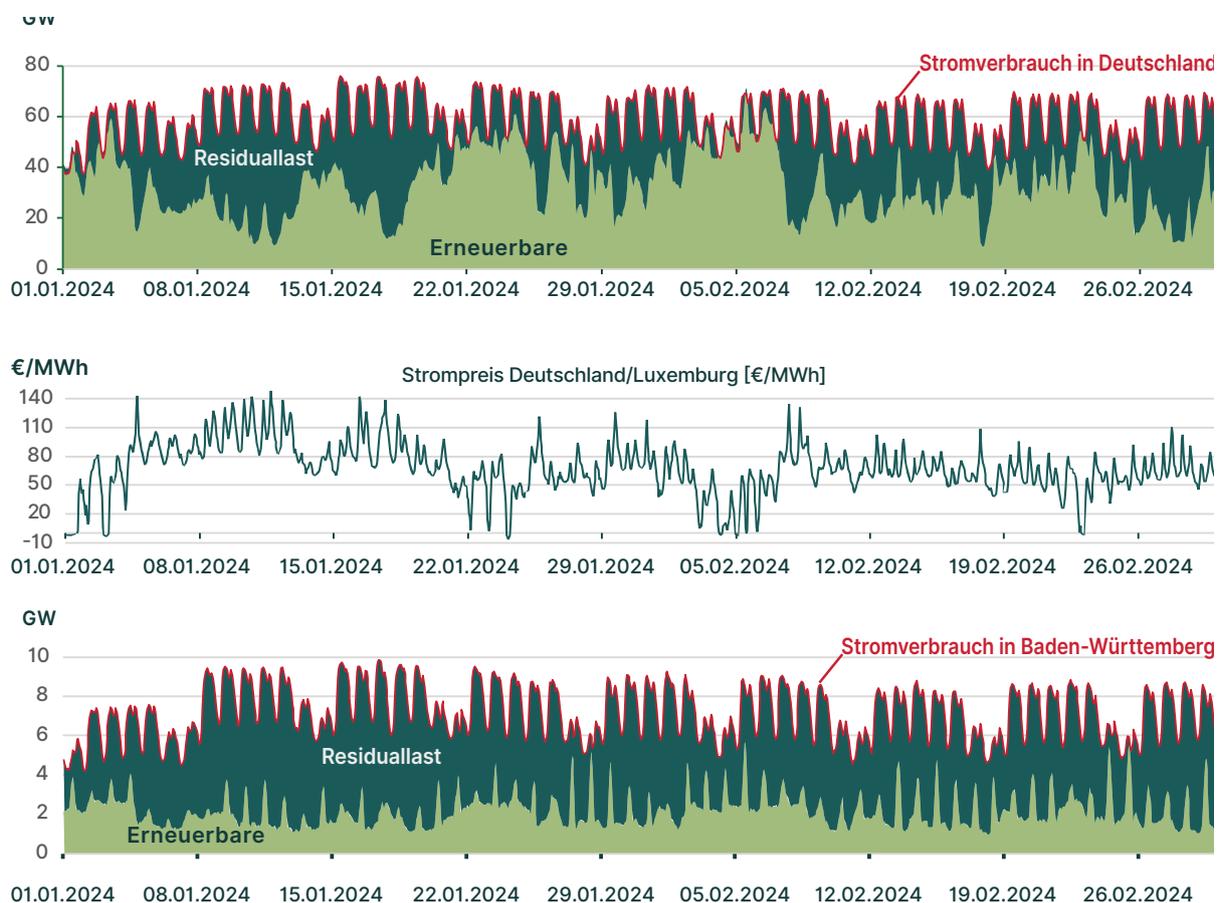


Abbildung 63: Stündliche Werte des Stromverbrauchs, Erneuerbarer und Residuallastanteil im Januar und Februar 2024 in Deutschland (oben), zugehörige Day Ahead Strompreise (mitte) und Stromverbrauch, Erneuerbarer und Residuallastanteil in Baden-Württemberg (unten), Quelle smard.de.

Einige Betriebsoptimierer von KWK-Anlagen gehen davon aus, dass niedrige Strombörsenpreise und die Abschaltung von KWK-Anlagen immer auch CO₂-Einsparung bedeuten. Abbildung 63 zeigt, dass dies insbesondere in Baden-Württemberg selten der Fall ist. Im Winter, wenn KWK-Anlagen auch bei stromorientierter Betriebsweise vorrangig zum Einsatz kommen, ist der Anteil an Erneuerbaren insbesondere in Baden-Württemberg gering. Es spricht beim derzeitigen Kraftwerkspark alles dafür, dass der Weiterbetrieb einer KWK-Anlage in Baden-Württemberg

auch bei niedrigem Strombörsenpreis gegenüber dem Grenzkostenkraftwerk (vgl. Abbildung 62) zu geringeren Emissionen führt als das Hochfahren eines Grenzkraftwerks (vgl. Kapitel 12.4.5).

Redispatch (Netzengpassmanagement) – Mengen und Kosten

Wenn das Netz den Stromhandel physikalisch aus Mangel an Transportkapazitäten nicht abbilden kann, spricht die Energiewirtschaft von Redispatch. Der Netzbetreiber greift ein, indem er vor dem Netzengpass die Produktion drosselt. Hinter dem Engpass muss gleichzeitig ein Kraftwerk für Ausgleich sorgen. Sowohl das gedrosselte als auch das zusätzlich produzierende Kraftwerk werden vom Netzbetreiber entschädigt und die Kosten über die Netzentgelte refinanziert. Die monatlichen Mengen werden seit Mai 2024 von der Bundesnetzagentur veröffentlicht ([smar_d.de](https://www.smar.d.de)).

Grund für die zunehmenden Netzengpässen sind u.a., dass Erzeugung, insbesondere der großen Solar- und Windparks und die regionalen Verbrauchsschwerpunkte geografisch immer weiter auseinanderdriften. In der Tendenz wird immer mehr abgeregelter (Wind-)Strom aus dem Norden mit fossilem Strom im Süden ausgeglichen.

Im bisherigen Strommarkt und bei einer einheitlichen Strompreiszone haben Netzengpässe keinen Einfluss auf die Rentabilität der Anlagen. Folglich gibt es keinen Anreiz, die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen durch eine strategische Standortwahl aufeinander abzustimmen. Handel soll, so die bisherige Politik, ungestört von Netzengpässen ablaufen können. Netzengpässe (so die Fiktion der Kupferplatte) sollen vor allem durch Ausbau der Stromnetze aufgelöst werden. Standortverlegungen von energieintensiven Verbrauchern z.B. von Süden nach Norden sind von vielen nicht gewünscht.

Über die Netzentgelte zahlt der Verbraucher im Durchschnitt bereits etwa 1 Cent / kWh für den Redispatch. Die Kosten für Redispatch werden trotz Netzausbau steigen. Europaweit könnten sich Redispatchkosten bis 2040 versechsfachen ([Thomassen et al. 2024](#)).

7.3 Kriterien zur Beurteilung der Flexibilität von Gasturbinen , Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Gasmotoren im Einsatz als Residualerzeuger

Die technischen Anforderungen an Stromerzeuger zur Abdeckung der Residual sind:

- Hohe Verfügbarkeit
- Schnelle Lastübernahme
- Rasche Anpassbarkeit an den Residualleistungsbedarf
- Feinstufige Regelbarkeit (= niedrige Mindestleistung im Betrieb)

Die neben Brennstoffzellen im kleineren Leistungsbereich in Frage kommenden Bauarten sind:

- Gasturbinen
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)
- Gasmotoren

Der einfache Vergleich der Technologien über Kenndaten aus der Literatur führt leider schnell zu verzerrter Beurteilung, da die Größenklassen und die Modularität eine wesentliche Rolle spielen.

Wird z.B. der Wert für die Mindestleistung im Betrieb als Prozentwert bezogen auf die Nennleistung verglichen, scheinen Gasturbinen gegenüber Gasmotoren im deutlichen Vorteil zu sein (Tabelle 31).

Dabei wird übersehen, dass Gasturbinen zur Stromerzeugung i.d.R. Nennleistungen von mindestens 15-20 MW (Industriebetrieb) und in der Energiewirtschaft eher von mindestens 100-200 MW aufweisen.

Motorenkraftwerke werden dagegen bis auf wenige Ausnahmen modular aufgebaut, wobei die einzelnen Module zwischen 2 bis 10 MW elektrische Nennleistung aufweisen. Typische kommunale Motorenkraftwerke bestehen aus 2-5 Modulen à 5 MW elektrischer Leistung, jedoch existieren auch Kraftwerke wie das Küstenkraft Kiel mit 20 Motoren und insgesamt 191 MW.

Die Tabellenangabe zur Mindestleistung einer typischen Gasturbine (20%) verglichen mit Gasmotoren (50%) täuscht hier den Vorteil der Gasturbine vor. Denn die Mindestleistung gilt je Modul. Das genannten Motorenkraftwerk kann durch die modulare Schaltweise daher von 4,8 MW (50% von 9,6 MW) bis zur Nennleistung 191 MW extrem fein gestuft werden, ein vergleichbares Gasturbinenkraftwerk bestehend aus 10 Industrieturbinen à 20 MW hat die vergleichbare Mindestleistung von 4 MW, ein jedoch eher typisches Kraftwerk mit zwei Gasturbinen à 100 MW fährt mit der Mindestleistung von 20 MW.

Tabelle 31: Kenndaten aus der Literatur für die Flexibilität von konventionellen Gaskraftwerken

Kriterium	Quelle	Gasturbine	Gas- und Dampfkraftwerk	Modular aufgebaute Gasmotorenkraftwerke 5-50 MWel.
		Salzinger 2020, Tabelle 3-18		Jenbacher, MWM, Caterpillar
Mindestleistung (flexibilisiert)	%	20%	30%	2-50% siehe Text
Leistungsänderungsrate (flexibilisiert)	%/min	15	8	50
Anfahrzeit (heiß, flexibilisiert)	Stunden	0,1	0,5	0,02-0,1
Anfahrzeit (warm, flexibilisiert)	Stunden	0,1	1,3	0,02-0,1
Anfahrzeit (kalt, flexibilisiert)	Stunden	0,1	2	n.n
Typische Zeit bis Nennlast	Minuten	1-5		1-5
Soll-Regellaufzeit pro Start	Stunden	5-10		1-3
Typische Netto-Wirkungsgrade el		38-40%	-60%	42-45%
Temperaturabhängigkeit der Leistung		hoch	hoch (GT)	bis 40°C keine

Die Einschätzung, welche Technologie im Einzelfall die vorteilhaftere ist, muss daher immer auf der Abwägung mehrerer Faktoren beruhen: spezifische Kosten, benötigte Infrastruktur, Laständerungsgradient, Verfügbarkeit durch Modularität, elektrischer Wirkungsgrad, Kosten usw.

Der „einfache“ Vergleich bestimmter Kennwerte führt auch deswegen leicht zu einer falschen Einschätzung, weil zahlreiche bekannte Vorgaben wie Mindestlaufzeiten eines Aggregats je Start, Laständerungsgradient usw. auf Vorgaben der Packager und den Servicekosten beruhen.

Soweit Startbedingungen (Mindesttemperaturen) am Aggregat vorliegen, dauert es im Mittel rund 5 Minuten, bis 100% Last gefahren werden.

Überwiegend werden Motoranlagen so ausgelegt, dass die technischen Vorgaben für die Sekundärregelleistung (SRL) gesichert eingehalten werden können.

Hersteller bieten auch bei großen Motoren „Sonderlösungen“ an, die unter 1 Minute bis zum Betrieb mit 100% Leistung benötigen (Abbildung 64).

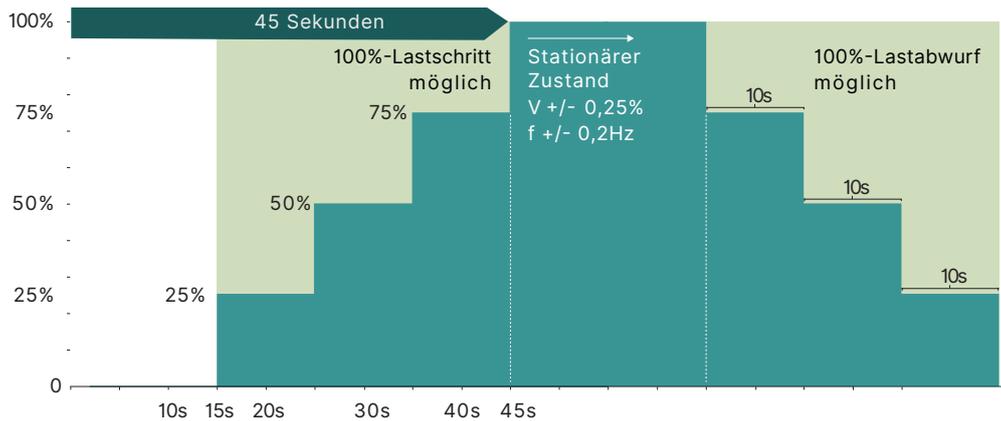


Abbildung 64: Fallbeispiel Schnellstart-Schwarzstartfähigkeit eines flexiblen Gasmotors am Beispiel innio Jenbacher (für andere Hersteller wie MWM, Zeppelin, MTU usw. gilt ähnliches) veränderter Auszug aus dem Datenblatt für das Aggregat J620 ([Datenblatt Jenbacher](#)).

Ähnlich sind die Vorgaben für die sog. Mindestlaufzeiten zu beurteilen: Die Standardvorgaben nehmen Rücksicht auf den typischen Verschleiß und die damit verbundenen Wartungs- und Instandhaltungskosten. Sondervereinbarungen sind aber in allen Fällen möglich und bekannt.

Es sind weiterhin gerade in Zeiten steigender Temperaturen Eigenschaften zu bedenken, die zunächst nicht so im Fokus stehen:

Stationäre Gasmotoren, die für die Klimazone Mitteleuropa ausgelegt sind, weisen keinen Wirkungsgrad- bzw. Leistungsverlust auf, solange die Ansaugtemperaturen 35-40°C nicht überschreiten.

Anders typische Gasturbinen: deren Wirkungsgrad und damit die erreichbare Leistung sinkt relativ stark mit der Eintrittstemperatur der Luft in die Brennkammer (Abbildung 65).

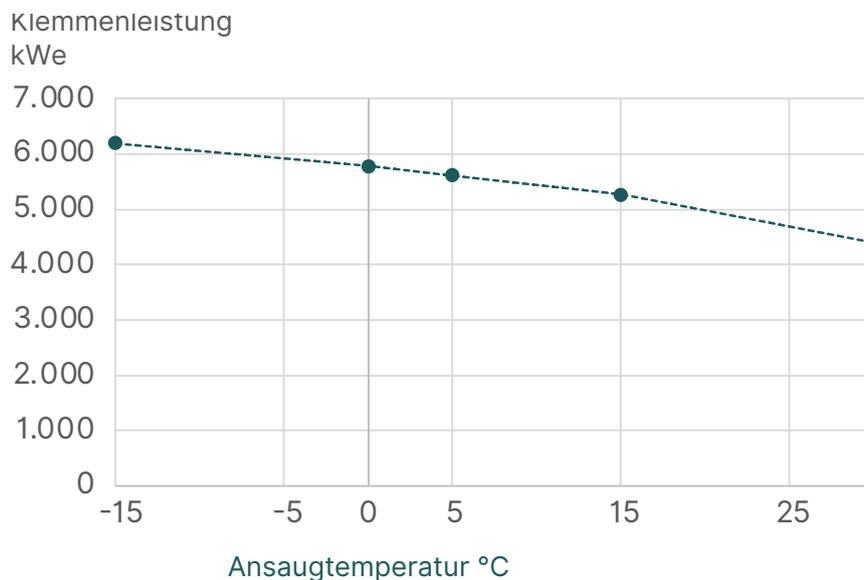


Abbildung 65: Leistungsverlust einer Gasturbine in Abhängigkeit der Außentemperatur (Quelle: Kawasaki)

Die Stromerzeugung zur flexiblen Abdeckung der Residuallast durch Motorenkraftwerken aller Größenklassen bietet folgende Vorteile gegenüber Gasturbinen:

- Hohe Flexibilität und Verfügbarkeit durch modulare Bauweise (bis zu 5 GW pro Jahr wären nach Angaben der Hersteller verfügbar).
- Einige Baureihen können bereits heute im laufenden Betrieb flexibel zwischen Biogas, Biomethan und Wasserstoff als Brennstoff wechseln.
- Hohe elektrische Wirkungsgrade .
- Sehr gute Eigenschaften bzgl. der Anforderungen an die Regelenergie .
- Durch die Erzeugung in unmittelbarer Lastnähe wird eine Minimierung von Verlusten und Netzausbau möglich .
- Durch Standortverteilung hohe Resilienz gegen Sabotage .
- Durch Aufstellung im kommunalen Bereich auch bei geringen Nutzungsdauern hohe Gesamtnutzungsgrade möglich, da die Abwärme nur im Sommer weggekühlt werden muss, aber ansonsten in Wärmenetze eingespeist werden kann .

In der Kombination mit Solarstromanlagen, Wärmepumpen und Wärmespeicher sind Motorenkraftwerke eine kostengünstige und emissionsarme Lösung für größere Gebäude und Gebäudenetze (vgl. Kapitel 7.8)

7.4 Die zukünftige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): Flexibilität auf der Angebotsseite ermöglichen

Der Anteil der KWK betrug 2022 nach vorläufigen Angaben des Umweltbundesamtes 108,7 TWh (22%) an der Nettostromerzeugung in Höhe von 495 TWh (UBA, 6.12.23 - KWK-Energieerzeugung 2023).

Tabelle 32 zeigt, wie sich die KWK-Erzeugung im Jahr 2022 auf die verschiedenen Energieträger verteilt. Dabei fallen die vergleichsweise schlechten Nutzungsgrade auf. Das hängt vermutlich an der unzureichenden statistischen Erhebung der Daten. So werden vermutlich einige der KWK-Anlagen zeitweise nur zur Stromerzeugung ohne Nutzung der Wärme betrieben, der Brennstoffeinsatz aber dennoch unter die KWK verbucht.

Tabelle 32: Angaben zur Strom- und Wärmeerzeugung, dem Brennstoffeinsatz in KWK sowie den sich daraus errechneten Nutzungsgraden (Strom, Wärme, Gesamt) im Jahr 2022 (UBA 2023)

	Stromerzeugung (netto)	Wärmeerzeugung (netto)	Brennstoffeinsatz	Gesamtnutzungsgrad	Elektrischer Nutzungsgrad	Thermischer Nutzungsgrad
	TWh	TWh	TWh	%	%	%
Energieträger						
Steinkohle	9	24	41	81%	22%	58%
Braunkohle	3	12	20	79%	17%	62%
Mineralöle	2	11	16	83%	15%	69%
Gase	58	95	184	83%	31%	52%
Erneuerbare Energien	33	53	116	74%	28%	46%
Sonstige Energieträger	3	15	24	75%	12%	63%
Insgesamt	109	210	400,4	80%	27%	52%

Für einige gelten KWK-Anlagen noch immer als wärmegeführte Dauerläufer (> 5.000 Volllaststunden): fossil, je kleiner desto teurer und daher allenfalls als Brückentechnologie mit mittelfristiger Perspektive (UBA 18.10.23 - Kraft-Wärme-Kopplung 2023). Tatsächlich laufen auch größere KWK-Anlagen längst strommarktorientiert, und die wenigsten kommen noch auf 4.000 Volllaststunden (vgl. Kapitel 7.5.1).

Dass vor allem kleinere Anlagen noch auf Vollaststunden von mehr als 3.000 Stunden kommen und insbesondere die Industrie-KWK zeitweise nur zur Stromerzeugung läuft, hängt an den bislang noch nicht ausreichenden Rahmenbedingungen für mehr Flexibilität und am Fehlen einer klaren Ausrichtung nicht nur am Spotmarktpreis, sondern an den Emissionen.

Klar ist, alle Residuallastkraftwerke haben eine weitergehende Zukunft nur dann, wenn sie langfristig erneuerbare Brennstoffe einsetzen. Erneuerbare Brennstoffe sind vermutlich nur begrenzt verfügbar oder teuer. Darüber hinaus ist ihr Einsatz nur dann sinnvoll, wenn der Strom zeitgleich nicht zu 100% aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Selbst dann muss die KWK nicht nur flexibel sein, sondern auch Synergien vor Ort (wie z.B. Lastverschiebungen) sollten mit angeregt werden.

Dass KSSE-Projekt ging der Frage nach, welche Kraftwerke geeignet sind, um fehlerfreundlich mit möglichst wenig Emissionen die insbesondere durch Wärmepumpen hinzukommende Residuallast in Leistung und Arbeit abzudecken.

Dazu wurden verschiedene mit Erdgas betriebene Kraftwerke mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung in Kombination mit Luft-Wasser-Wärmepumpen bei 0°C Außentemperatur (Arbeitszahl 3) hinsichtlich ihrer Effizienz (Nutzenergie zu Brennstoffenergie) verglichen (vgl. Abbildung 66).

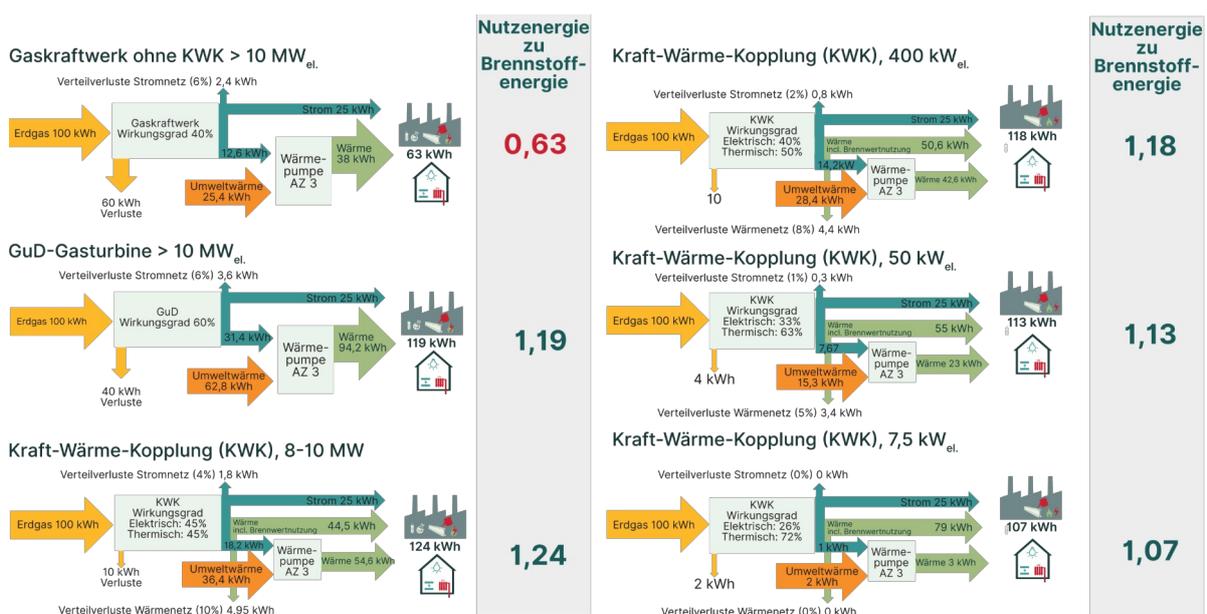


Abbildung 66: Schematischer Vergleich mit verschiedenen Kraftwerks-Luft-Wasser-Wärmepumpen-Kombinationen bei 0°C Außentemperatur (Arbeitszahl 3)

Dabei zeigt sich unter Einbeziehung von Netzverlusten und Nutzung der latenten Wärme, dass bereits auch Erdgas-betriebene KWK-Anlagen in ihrer Effizienz in nahezu allen Größenklassen vergleichbar sind mit einer Residuallasterzeugung für den Wärmepumpenstrom aus einer großen GuD-Anlage mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 60% ohne Nutzung der Abwärme.

Wenn Sie zukünftig auf Wasserstoff umgerüstet betrieben werden und die latente Wärme beim Wasserstoff bei rund 18% statt rund 10% wie beim Erdgas genutzt werden kann, verschiebt sich das Verhältnis von Nutzenergie zu Brennstoffenergie noch zugunsten der dezentralen KWK (vgl. auch [Seelmann-Eggebert 2024a](#)).

Je dezentraler der Einsatz der KWK in der Kombination mit anderen Erzeugern, wie Wärmepumpen erfolgt, desto geringer ist der Anreiz auf Grundlage der aktuellen Rahmenbedingungen, die KWK-Anlagen nur zur Stromerzeugung einzusetzen.

Derzeit ist noch unklar, welche Flexibilitätssignale mit der Kraftwerksstrategie (vgl. Kapitel 4.7.5), einem zu änderndem Strommarktdesign (vgl. Kapitel 12.4) und einer Netzentgeltreform (vgl. Kapitel 12.3.1) gesetzt werden und welche Kraftwerke davon profitieren werden.

Daher ist eine bisherige Bewertung der sich ändernden Rahmenbedingungen im aktuellen Projekt nicht möglich. Allenfalls können Fragen gestellt werden, die es zu prüfen gilt (vgl. Kapitel 12.4).

7.5 Flexibilität durch Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpe und PV in der Fernwärme

Nicht nur die Industrie kann Flexibilität zur Verfügung stellen, sondern auch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Speicher der Haushalte bieten laut einer Studie der Agora ein Potential an Flexibilität von bis zu 100 TWh pro Jahr (Godron et al. 2023).

Die Kurzstudie „Mehrwert dezentraler Flexibilität im Auftrag des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie“ (ZVEI e.V.) zeigt, dass der unflexible Betrieb von Wärmepumpen, Elektroautos und Heimspeicher zu hohen und vermeidbaren Kosten im Stromsystem führt. Eine Modellierung zeigt, dass ein systemdienlicher Betrieb die Stromkosten für eine Wärmepumpe um 24% senken kann. Beim Laden eines Elektroautos können die Kosten um mehr als 70% sinken (Eicke et al. 2024).

In beiden genannten Studien wurde die Flexibilität durch KWK-Anlagen noch nicht berücksichtigt.

Um Flexibilität zu erreichen, braucht es Anreize, wie z.B. dynamische Strompreise (vgl. Kapitel 12.4.4 und 12.4.5).

7.5.1 Fallbeispiel Küstenkraftwerk Kiel

Das die Kombination aus KWK, Großwärmepumpe und Erneuerbaren Energien auch in Fernwärmenetzen eine flexible, spartenübergreifende, fehlerfreundliche Option sein können, zeigen die Stadtwerke Kiel.

Im Januar 2020 ist das Küstenkraftwerk offiziell in Betrieb genommen worden. Investiert wurden laut der Stadtwerke rund 290 Millionen Euro, das entspricht etwa 1.600 € pro KW hochflexibler elektrischer Leistung.

Das Großmotoren-Heizkraftwerk mit seinen 20 Motoren-BHKWs hat eine thermische Leistung von bis zu 190 MW und eine elektrische Leistung von 180 MW und ersetzt ein ehemaliges Kohlekraftwerk. Es kann sehr schnell in der Leistung herauf und heruntergefahren werden und ist somit ein hochflexibles Kraftwerk, um Strom und Wärme auch dann zu erzeugen, wenn zeitgleich aus Wind, Sonne oder Kurzzeitspeichern nicht genug Energie liefern.

Die Stadtwerke Kiel gehen auf Nachfrage für Ihr Motoren-BHKWs im Küstenkraftwerk Kiel in einem Szenario mit beschleunigtem Ausbau der Erneuerbaren davon aus, dass sich die Zahl der Vollbenutzungsstunden im Küstenkraftwerk von ca. 3.600-3.800 h/a bis zum Jahre 2033 auf ca. 2.300-2.400 h/a verringern wird. Die Abnahme wird dabei als annähernd linear angenommen. Die Stadtwerke Kiel wollen Ihre KWK-Anlagen bis 2035 von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt haben und bis 2027 die Abwärme aus Klärschlamm- und Müllverbrennung und 2028 die erste Großwärmepumpe in die Fernwärme integrieren (Stadtwerke Kiel 2024).

7.6 Flexibilität durch Biogas-Speicherkraftwerke?

Laut Fachverband Biogas belief sich im Jahr 2022 die Zahl der Biogasanlagen auf 9.876 Stück mit einer installierten elektrischen Leistung von 5.895 Megawatt (MW) und einer Stromproduktion von rund 34 TWh. Das meiste Biogas wird vor Ort für die Erzeugung von Wärme und Strom genutzt. Von der anfallenden Wärme konnten mit etwa 22,9 TWh knapp 2 Mio. Haushalte versorgt werden (Fachverband Biogas 2023).

Biomethaneinspeisung

Ein Teil des Biogases wird zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Im Jahr 2022 haben in Deutschland insgesamt 946 mit Biomethan betriebene KWK-Anlagen mit einer gemeinsamen elektrischen Leistung von 489 MWel 4,6 TWh Wärme (ca. 2,4% der erneuerbaren Wärme) und 3,8 TWh Strom erzeugt (dena 2024). Abbildung 67 zeigt die Verteilung der Einspeiseleistung von Biomethananlagen nach Bundesländern. Bei Biomethaneinspeisung gibt es eine etwas bessere Verteilung über das ganze Land als z.B. bei der Windkraft (vgl. Abbildung 5).

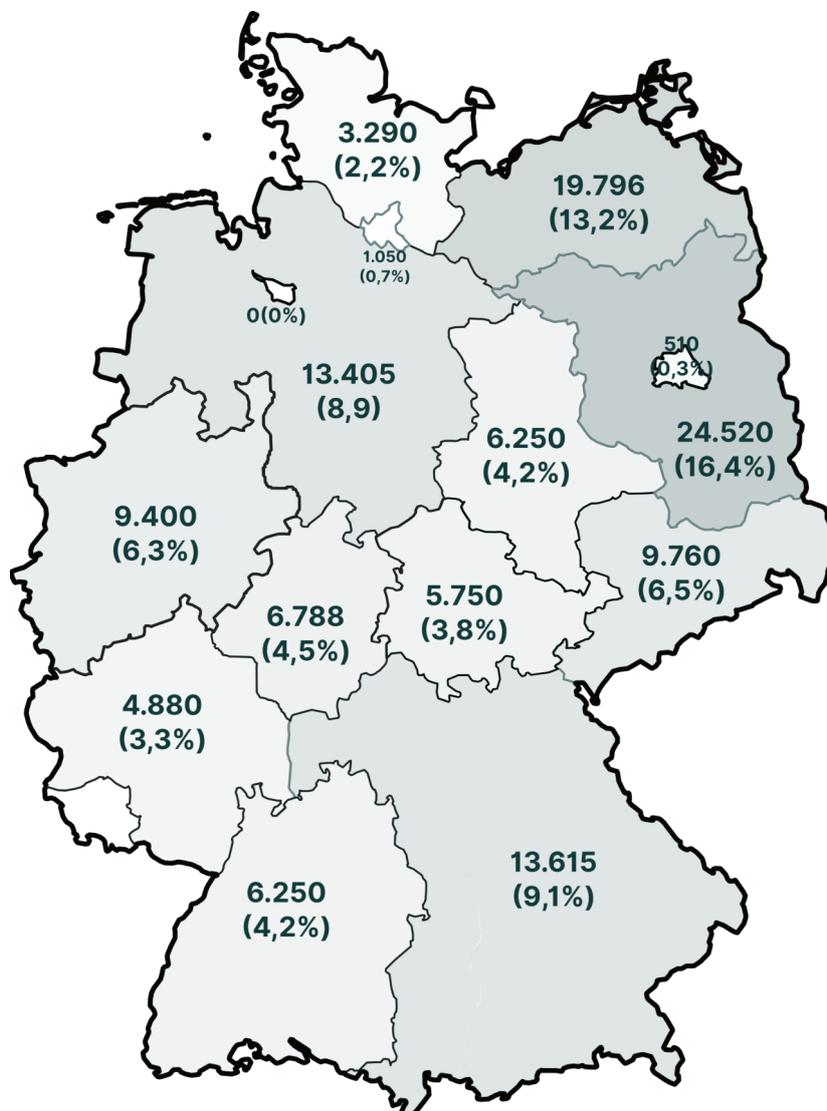


Abbildung 67: Biomethaneinspeiseleistungen nach Bundesland; Angaben in Nm³/h (Quelle BDEW 2024a)

Rund 247 Anlagen bereiten inzwischen Biogas zu Biomethan auf und speisten 2022 etwa 10,4 TWh Biomethan in das Erdgasnetz ein (BDEW 2024a, Branchenbarometer Biomethan 2023). Davon wurden 8,4 TWh zur flexiblen Stromerzeugung in EEG- Anlagen und 1,2 TWh im Verkehr zur Anrechnung auf die THG- Quote verwendet. Energiebezogen hatte Mais 2022 am

Stoffeinsatz zur Biomethanherzeugung einen Anteil von knapp 59%, gefolgt von anderen nachwachsenden Rohstoffen mit 22%. Lediglich etwa 10% stammten aus Gülle und 9% aus Abfall- und Reststoffen.

Der Anteil des Biomethans im Erdgasnetz liegt in Deutschland bei etwa 1%. In anderen Ländern liegt der Anteil am Biomethan im Erdgasnetz deutlich höher, wie z.B. in Dänemark mit mehr als 35% (vgl. [energinet](#)).

Die Biomethanproduktion soll EU-weit bis 2030 von derzeit 3,3 auf 35 Milliarden m³ im Jahr gesteigert werden (Schriftbericht BMWK, [Ausschussdrucksache 20\(25\)617](#)).

Flexibilisierung von Biogasanlagen

Die Internetplattform [VisuFlex](#) zeigt, wie weit die Flexibilisierung einiger Biogasanlagen in Deutschland vorangebracht wurde. Mit einer bis zu fünfmal höheren elektrischen Leistung als bei einem gleichmäßigen Betrieb über das ganze Jahr (Überbauung, vgl. Abbildung 68) reagieren die bisher in geringer Anzahl flexibilisierten Biogasanlagen im Wesentlichen auf den Börsenstrompreis ([VisuFlex](#)), um höhere Deckungsbeiträge zu erwirtschaften.

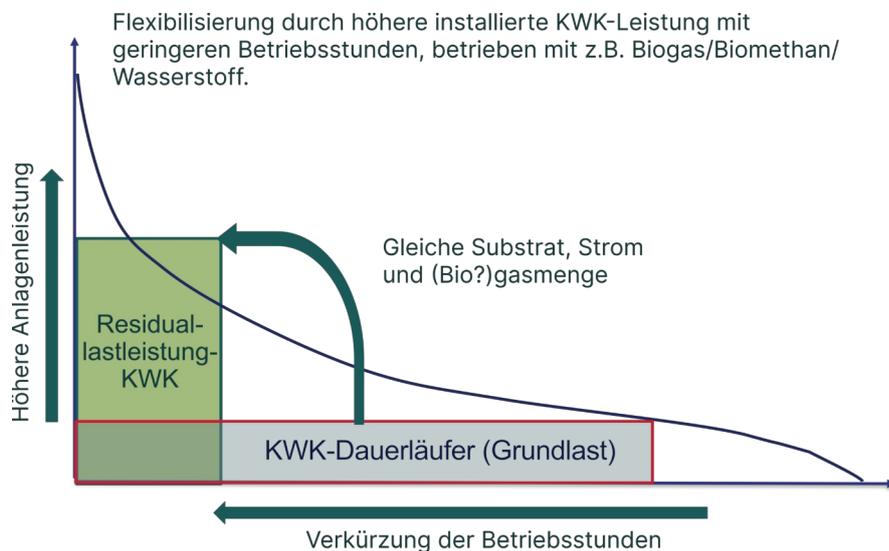


Abbildung 68: Prinzipskizze zur Überbauung / Flexibilisierung der Biogasanlagen durch Erhöhung der elektrischen Leistung der KWK.

Bisher können sie so vor allem Tagesschwankungen von Strombedarf und -erzeugung ausgleichen (vgl. Abbildung 69).

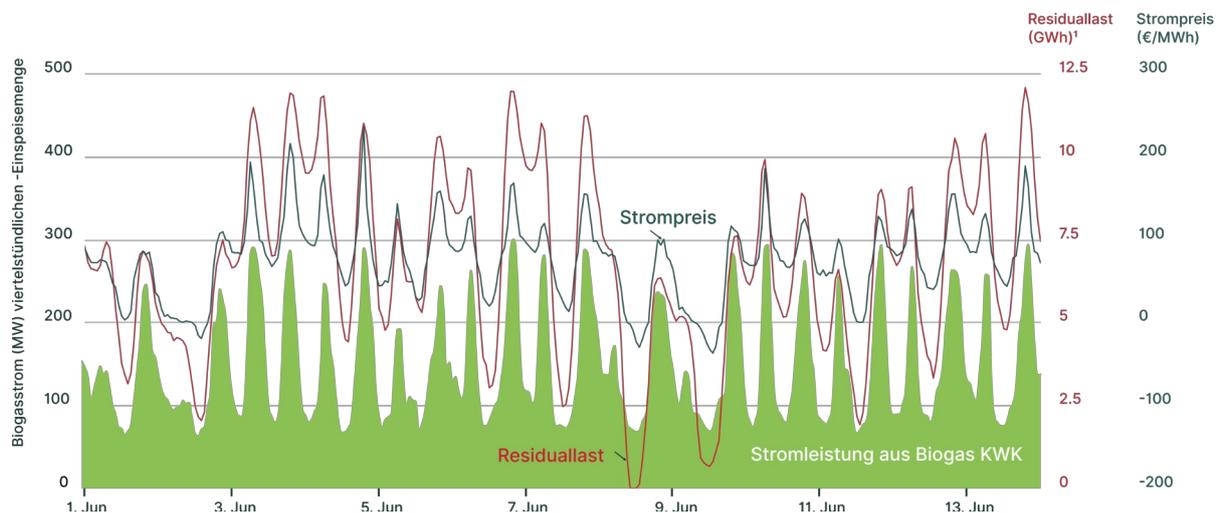


Abbildung 69: Netz-/Systemdienlichkeit von flexibilisierten Biogasanlagen vom 1.6.-14.6.2024, verändert nach VisuFlex, abgerufen am 29. Juni 2024 (Datenquelle: Agrarservice Lass GmbH, SMARD – 2024); ¹Residuallast bezogen auf Viertelstunden

Mit dieser Art der Flexibilisierung zum Ausgleich von Tagesschwankungen treten die Biogasanlagen zunehmend in Konkurrenz mit vermutlich auf Dauer deutlich günstigeren Batteriespeichern.

Biogasanlagen hätten aber noch deutlich mehr Optionen zur Flexibilität, wie z.B.:

- die Speicherung vor Ort über mehrere Tage.
- den Anbau und Lagerung der Einsatzstoffe über viele Monate. Biogasanlagen können zeitweise mehr Substrat oder weniger umsetzen. Silagen aus nachwachsenden Rohstoffen können zwischen einem und zwei Jahren gelagert werden. Manche Biogasanlagen können zeitweise bis auf eine Minimalleistung von 10-20% ihrer maximalen Leistung heruntergefahren werden. Diese minimale Leistung deckt über kleine KWK-Anlage gerade den Wärmebedarf zur Aufrechterhaltung der Temperatur.
- die Einspeisung (Speicherung) von Biomethan im Erdgasnetz.
- biologische oder katalytische Methanisierung in Kombination mit Elektrolyse-Wasserstoff: Biogas besteht in der Regel aus ca. 55 % Methan und 45 % Kohlenstoffdioxid. Durch die Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (Methanisierung) kann der Methangehalt auf bis ca. 95 % gesteigert werden, womit das Biogas im Prinzip einspeisefähig für das Gasnetz wird. Mit der Methanisierung kann somit aus grünem Wasserstoff (erzeugt aus grünem Überschussstrom) Methan erzeugt werden, welches in der vorhandenen Gasinfrastruktur genutzt und in gewissem Umfang gespeichert werden kann. Die Effizienz der Biomassenutzung in Biogasanlagen wird somit erhöht.
- die flexible Nutzung von Biogas, Biomethan, Wasserstoff und Erdgas in den überbauten KWK-Anlagen an Biogasstandorten durch entsprechend lokale Preissignale, die einerseits die Residuallast und andererseits Netzengpässe vor Ort adressieren.

Ein solcher Ausbau zur Abdeckung von saisonaler Residuallast erfordert:

- **einen Stromnetzanschluß.** Biogas kann Strom liefern, wenn PV und Wind dies nicht ausreichend tun. Es kann durch entsprechende Verträge und technische Einrichtungen so abgesichert werden, dass es zeitgleich nicht mit diesen um die Einspeisemöglichkeit konkurriert. Die Netzausbaukosten könnten so reduziert werden. Die installierte Leistung (KW) muss dazu eine 8-10fache Überbauung zulassen, um nur 1000 - 1500 Stunden Strom im Jahr zu produzieren, wenn PV und Wind nicht liefern können.
- **einen Gasnetzanschluß.** Für eine Dunkelflaute sollte aus dem Gasnetz sicher zusätzliche Energie geliefert werden. Moderne KWK-Anlagen können jede Mischung aus Biogas, Biomethan und Wasserstoff zu Strom und Wärme umwandeln. Die verbrauchten Mengen werden durch Zähler erfasst und lassen sich umrechnen.
- **Eine entsprechende Biogasaufbereitungstechnik.** Im Sommer Teilmengen und zu Stromüberschußzeiten im Sommer und Winter voll, könnte Biomethan in lokalen Speichern oder im großen Gasnetz gespeichert und bei Bedarf gehandelt, genutzt

oder rückgespeist werden. Dazu müssten Anlagenbetreibern ähnliche Bedingungen gewährt werden, wie auch anderen Großkraftwerken.

- **Dezentrale Elektrolyseure und biologische oder katalytische Methanisierungsanlagen an Biogasstandorten.** Aus einem Anteil Kohlendioxid (CO_2) und vier Anteilen Wasserstoff (H_2) werden ein Anteil Methan (CH_4) und ein Anteil Wasser (H_2O).
- **Die Erschließung von Wärmesenken,** z.B. über kommunale Energieleitpläne bzw. überörtliche Infrastrukturplanung. Bisher fehlt die Einbeziehung von flexibilisierten Biogasstandorten in der kommunalen Wärmeplanung.

In solch einem denkbaren Ausbauszenario, indem die vorstehenden Optionen umsetzbar sind, können so ausgebaute Speicherkraftwerke nahezu ganzjährig gesicherte Leistung¹¹ zur Verfügung stellen. Der Bau von Stromnetzen und Wasserstoff backup Kraftwerken ließe sich damit minimieren.

Damit würde die Nutzung von regenerativen Stromüberschüssen zur Erzeugung von Wasserstoff an vielen derzeitigen Biogasstandorten in Deutschland möglich und ins Energiesystem integrierbar (vgl. Abbildung 70). An wie vielen genau bleibt zu prüfen.

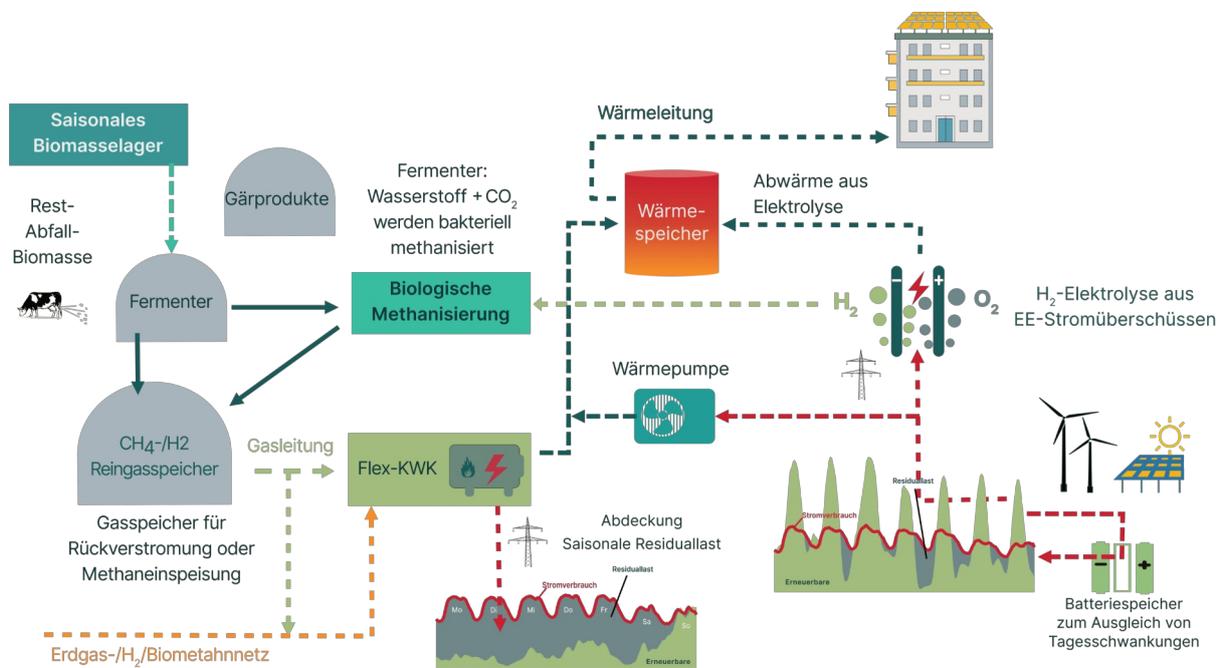


Abbildung 70: Vereinfachtes idealisiertes Schema zu einem flexibilisierten Biogas-Speicherkraftwerk im Endausbau mit Elektrolyseur, Wasserstoff-Methanisierung und Wärmepumpe von überschüssigem EE-Strom mit Anschluss ans Strom- und Erdgasnetz zur Abdeckung der saisonalen Residuallast.

Nach Angaben der entsprechenden Verbände könnte technisch bei entsprechender Flexibilisierung (Überbauung, vgl. Abbildung 68) die bisher weitgehend durchlaufende elektrische Leistung (KWK) auf bis zu 24 GW_{el} steuerbare Leistung erhöht werden, bei einer Ausnutzung noch installierender Leistung und mit einer Ausnutzung der noch ungenutzten Rest- und Sekundärstoffe noch höher. Insgesamt, so die Verbände, seien so bis zu 60-90 TWh an flexibler Stromerzeugung zu erreichen.

¹¹ Als gesicherte Leistung wird z.B. die zu jedem Zeitpunkt verfügbare Kraftwerkskapazität bezeichnet, die von einem Erzeuger unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Ausfallwahrscheinlichkeiten durch Revisionen, technische Störungen etc. mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 99,5 % bereitgestellt werden kann.

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist jedoch das im EEG 2021 für Biomasseanlagen festgelegte Ausbauziel für 2030, die installierte elektrische Leistung auf 8,4 Gigawatt zu erhöhen unter den aktuellen Rahmenbedingungen und Ausschreibungen nicht mehr erreichbar.

Im Realszenario Anhang A4.2 wird vom Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) die wahrscheinliche Entwicklung der installierten Biomassekraftwerksleistung dargestellt (DBFZ 2023 - Report Nr. 50). Das Szenario geht für 2030 von 5,5 GW gegenüber 8,1 GW in 2022 aus.

Um die Leistung der Biogasanlagen zu erhalten und ggf. zu erhöhen, bräuchte es ein anderes Förderregime, so die Verbände, wie z.B. eine Flexibilisierungsprämie in Höhe von 120,-€/KW installierter Leistung (Fachverband Biogas Positionspapier Kraftwerksstrategie).

Statt etwa 15 bis 20 Milliarden Euro über 15 Jahre für 10 GW H₂-ready-Kraftwerke, so die erklärte Hoffnung, könnte die Biogasbranche mit 12 Milliarden € für viele dezentrale KWK-Anlagen auskommen. Das würde auch die Versorgungssicherheit erhöhen und Netzausbaukosten sparen, so argumentiert auch Landwirt Heiko Lehn (schriftliche Mitteilung vgl. auch Kapitel 7.6.2).

Die Stromgestehungskosten für Biogas liegen laut FNR je nach Größe der Anlage zwischen 15 Cent/kWh und 30 Cent/kWh (FNR Faustzahlen). Damit ist Biogas ein vergleichsweise kostenintensiver Energieträger der entsprechend sparsam, zielgerichtet und flexibel eingesetzt werden muss.

Laut einer vom Fachverband Biogas beauftragten Kurzstudie vom Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg wären die notwendigen Investitionen bis 2030 für wasserstoffbasierte Reservekraftwerken um den Faktor 1,9 bis 3,7 höher als für biogasbasierte Reserve- bzw. Speicherkraftwerke (Elhaus et al. 2024).

7.6.1 Treibhausgasbilanzen (THG-Bilanz) in der Landwirtschaft als Treiber positiver Entwicklungen?

Im Bereich der Landwirtschaft und Biogasanlagen könnte zukünftig die Treibhausgasbilanz zu einem wichtigen Treiber der Entwicklung werden. Bereits heute verlangen zunehmend mehr Molkereien von Ihren Lieferanten, den Milchbauern, Treibhausgasbilanzen zur gelieferten Milch, da sie diese im Rahmen ihrer eigenen Bilanzierung brauchen (Scope 3-Emissionen). Es zeigt sich, dass eine verminderte THG-Bilanz mit positiven Nebenwirkungen bei der Tiergesundheit, dem Nährstoffmanagement etc. korreliert (vgl. Fuchs et al. 2022).

Molkereien, die Milch mit geringeren Treibhausgasemissionen entsprechend höher entlohnen, kommen bei manchen Landwirten besser an, als solche die eine THG-Bilanz einfach nur zur Abnahmevoraussetzung machen (DLG-Mitteilungen 5/2022).

Ähnliche Anreize könnte ein entsprechender Bonus auf Biogas setzen, der nach der THG-Bilanz des Biogases berechnet wird. Die THG-Bilanz könnte dabei durch ein entsprechendes Ankreuzverfahren online einfach und mit geringen Kosten und Aufwand erfolgen (mündliche Mitteilung Roland Schulze Liefert, Biogasberater Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen und Prof. Dr. Walter Stinner vom Deutsches Biomasseforschungszentrum, DBFZ).

Wie heute z.B. durch den Einsatz verschiedener Substrate und Bewirtschaftung bei Biogasanlagen auf die Treibhausgase Einfluss genommen werden kann, zeigt die Treibhausgasbilanz des Haslachhof der Familie Wiggert bei Löffingen.

Biomethan zur reinen Wärmeerzeugung?

Die aktuelle Ausgestaltung des GEG erlaubt weiterhin die Installation von Gasheizungen sofern sie schrittweise mit höheren Anteilen erneuerbarer Energieträger wie Biomethan oder Wasserstoff betrieben werden. So müssen bis 2040 Gasheizungen, die ab Januar 2024 außerhalb einer

Wärmeplanung eingebaut wurden, 60 Prozent ihrer Wärme aus Biomethan oder Wasserstoff bereitstellen, Gasheizungen, die in Gemeinden mit einer Wärmeplanung eingebaut werden, müssen zu 65 Prozent durch erneuerbare Energien, unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus versorgt werden und Gaskessel, die als Spitzenlastkessel in Mehrfamilienhäusern im Neubau in Neubaugebieten eingebaut werden, müssen wiederum 65 Prozent erneuerbare Energien einsetzen. Im Gebäudeenergiegesetz sind die Schritte dahin noch kleinteiliger geregelt.

Mit dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) sind die Länder verpflichtet, die Wärmeplanung in Gemeinden über 100.000 Einwohner (EW) bis 30. Juni 2026 und in Gemeinden unter 100.000 EW bis 30. Juni 2028 umzusetzen. Eine Heizungsanlage darf dann in einem Gebäude nur eingebaut werden, wenn sie mindestens 65 Prozent der Wärme mit EE oder unvermeidbarer Abwärme erzeugt. Falls vor diesen Stichtagen noch keine Wärmeplanung vorliegt und keine Ausweisung des Gebietes als Wärmenetz- oder Wasserstoffnetzausbaugebiet erfolgt, können bis zu den genannten Fristen (mit Ausnahme von Neubauten in Neubaugebieten) weiterhin Heizungsanlagen eingebaut werden, die noch nicht die Anforderungen an die Nutzung EE einhalten (§71 Abs. 8 GEG). Die Betreiber der Heizungsanlagen müssen sicherstellen, dass ab dem 1. Januar 2029 mindestens 15 Prozent, ab dem 1. Januar 2035 mindestens 30 Prozent und ab dem 1. Januar 2040 mindestens 60 Prozent der Wärme aus Biomasse oder grünem/blauem Wasserstoff inklusive seiner Derivate erzeugt werden (§71 Abs. 9 GEG).

Darüber hinaus können Heizungsanlagen, die Erdgas verbrennen und auf Wasserstoff umrüstbar sind, eingebaut werden, wenn sich das Gebäude in einem Wasserstoffnetzausbaugebiet befindet oder nachgewiesen werden kann, dass es möglich ist, das Gasnetz auf Wasserstoff umzurüsten. Bis zum 31. Dezember 2044 sollen die Wasserstoffnetzausbaugebiete vollständig mit Wasserstoff versorgt werden (§ 71k GEG).

§ 71f Abs. 4 GEG schreibt zusätzlich vor, dass in einem Kalenderjahr insgesamt nicht mehr als 40 Masseprozent Getreide oder Mais zur Erzeugung von gasförmiger Bioenergie eingesetzt werden dürfen. Dies gilt für neue Vergärungsanlagen ab einer Leistung von 1 MW, die nach dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden. Bei Bestandsanlagen kann damit der Anteil an Mais auch über 40 Masseprozent liegen.

Sollten bis 2040 nicht ausreichende Mengen an Wasserstoff für die Nutzung in Gebäuden zur Verfügung stehen, könnte laut einer dena-Analyse der zusätzliche Bedarf an Biomethan bis 2040 auf 13,4 bis 44,6 TWh ansteigen (dena 2024).

- ✓ **Aus Sicht des KiB e.V. sind sowohl Wasserstoff als auch Biomethan für die reine Wärmeerzeugung viel zu wertvoll und zu teuer, sie sollten zukünftig im Gebäudebereich nur zur Abdeckung der Residuallast über KWK-Anlagen genutzt werden.**
- ✓ **Der Ausbau von Biogasanlagen zu kombinierten Speicherkraftwerken können ein wichtiger kostengünstiger Baustein bei der angebotsorientierten flexiblen Abdeckung der Residuallast sein.**
- ✓ **In größeren Gebäuden, Gebäude- und Wärmenetzen bieten sich daher Kombinationen aus PV, Wärmepumpe und mit Biomethan oder Wasserstoff betriebene KWK-Anlagen zur Abdeckung der lokalen residualen Last an.**

Offene Fragen

- ? **Welche Chancen liegen in der Kombination von flexibilisierten Speicherkraftwerken zusammen mit der Wasserstoffproduktion und biologischen Biomethanation und Speicherung von Erneuerbaren Gasen im Gasnetz.**

- ? Welche Biomasse genau bleibt zukünftig für die flexibilisierten Speicher-Biogasanlagen in Abstimmung mit der Biomasse- und Bioökonomiestrategie (Überbuchung von Biomasse) nutzbar?
- ? Wie stark sinkt die Biogasbeute, wenn weniger Mais (Anbaubiomasse / Energiepflanzen) eingesetzt werden?
- ? Welchen Beitrag können Biogas-Speicherkraftwerken zu einem geringeren Ausbau von großen Wasserstoffkraftwerken leisten?
- ? Könnten Speicherkraftwerke einen Teil des Ausbaus zumindest des Übertragungsnetzes vermeiden?
- ? Machen die Betreiber (Landwirte) beim Ausbau von Speicherkraftwerken mit oder wird das für viele energiewirtschaftlich zu komplex?
- ? Wie schnell kann die Flexibilisierung und der Ausbau von Biogas- zu Speicherkraftwerken gelingen und mit welchen Investitionen ist er verbunden?
- ? Welche Anreize braucht es für wen beim Ausbau von Biogasspeicherkraftwerken?
- ? Wenn zukünftig mehr Rest- und Abfallstoffe statt Mais in die Biogasanlagen kommen, was bedeutet das für die Verwendung der Gärreste (wäre für einen Teilstrom die Pyrolyse denkbar)?

7.6.2 Fallbeispiel: Hindernisse aus dem Alltag eines Landwirts und Betreiber einer flexibilisierten Biogasanlage



Abbildung 71: Biogasanlage der HL Gas GmbH & Co KG aus Tiddische (Foto Heiko Lehn)

Die Biogasanlage der HL Gas GmbH & Co KG aus Tiddische, einer Gemeinde im Landkreis Gifhorn in Niedersachsen hat heute eine installierte elektrische Gesamtleistung von 2.728 kW (Höchstbemessungsleistung 741 kW). Die mit Eigenstrom produzierte Durchschnittsleistung in 2023 betrug 850 kW. Die Anlage startete im Dezember 2006 mit 2 x 265 kW Schnell-BHKWs und wurde im Okt. 2009 um 1 x 250 kW Schnell-BHKW (als Dauerläufer zur Eigenstromproduktion) und im Dez. 2016 mit einem BHKW mit 1948 kW_{el.} erweitert und flexibilisiert. Alle KWK-Anlagen sind heute im Betrieb.

Der Biogasspeicher kann 8.850 m³ Biogas aufnehmen und der Wärmespeicher hat eine Größe von 500 m³, beides entspricht etwa einer Speicherkapazität von etwa 24 h.

In 2009 starteten die ersten Gespräche über ein Nahwärmenetz unter Nutzung der Wärme aus der Biogasanlage. In 2010 blieb zwischen KfW und BAFA über 6 Monate unklar, wer das Nah-

wärmenetz fördert. Von 106 potentiellen Wärmekunden sind in dieser Zeit 37 abgesprungen und am Ende blieben damit nur 24 Kunden, die sinnvoll anzuschließen gewesen wären.

Vom damaligen Bürgermeister kam keine Unterstützung. Heiko Lehn entschied sich daraufhin zur Nutzung der Abwärme für eine Gärresttrocknung.

Seit 2022 unterstützen der Gemeinderat und besonders der neue Bürgermeister die Entwicklung eines Wärmenetzes für beide Gemeindeteile. Nach einem Quartierskonzept mit einer Preiseinschätzung (12-14 ct/ kWh Wärme und 34,- €/kW Heizleistung pro Jahr, keine Anschlußkosten) des möglichen Wärmeverkaufs durch Sachverständige haben sich 265 Hausbesitzer gemeldet, die bislang mitmachen wollen (Anschlussquote von 55%). Gleichzeitig sind der Ausbau von PV und Wind sowie die Nutzung der Abwärme aus einer H₂-Elektrolyse geplant. Um eine 1,5 km Wärmeleitung mit entsprechenden Wärmeverlusten zwischen den beiden Ortsteilen einzusparen, wurde ein Netzanschlußantrag für ein neues Satelliten-BHKW mit zusätzlich 2.538 kW Leistung beim Netzbetreiber eingereicht. Da Strom aus Biogas mit dem volatilen PV und Wind Strom gleichgesetzt werden, sind die Chancen für eine Anschlussgenehmigung der Biogasanlage bislang gering, wenngleich Heiko Lehn nur dann Strom liefern möchte, wenn PV und Wind nicht ausreichend Strom erzeugen. Dadurch, dass Heiko Lehn plant, im Winter schwerpunktmäßig leicht abbaubare Biomasse einzusetzen, könnte er in dieser Jahreszeit bis zur dreifachen der Leistung im Vergleich zum Sommer produzieren. Testläufe wurden bereits erfolgreich abgeschlossen.

Heiko Lehn müsste bei den kommenden Ausschreibungen erfolgreich sein, da eine Flexibilisierung nach einer ersten erfolgreichen Ausschreibung nicht mehr gefördert wird. Mit seiner jetzigen 3,7-fachen Überbauung¹² sieht er wenig Zukunft für seine Biogasanlage, wenn zukünftig tendentiell im Winter mehr Strom und Wärme benötigt werden. Für zunehmenden Einsatz von schwer abbaubaren Substraten wäre ein weiterer Fermenter und ein weiteres Lager mit großen Gasspeichern sinnvoll. Dies würde sich aber nur rechnen, wenn die Anlage eine neue Laufzeit von mindestens 20 Jahre oder besser wie die H₂-Ready-Kraftwerke von 35 Jahren bekäme.

Aus Tabelle 33 lässt sich die derzeitige Zusammensetzung der eingesetzten Biomasse ersehen.

Tabelle 33: Substratzusammensetzung der Biogasanlage von Heiko Lehn

Substrat	Anteil
Mais	ca. 43%
Landschaftspflegegras	ca.15-20%
Zuckerrüben (Überrüben)	ca. 0-5%
Pferdemist	ca. 14-16%
Rindermist	ca. 9-11%
Geflügelmist	ca. 11-13%

Das Biomassepotenzial an Mist, Pferdemist und Gras ist nach Angaben von Heiko Lehn noch nicht ausgeschöpft. Dem Vorhaben, zusätzlich Mist und Gülle des (ökologisch wirtschaftenden) Nachbarn zu nutzen, steht allerdings die EU-Verordnung für den Ökolandbau entgegen, da dieser keinen Gärrest zurücknehmen und auf seinem Betrieb einsetzen darf, in dem Hühnermist vorhanden ist.

Im Folgenden wird eine unkommentierte Liste von Heiko Lehn wiedergegeben, die deutlich machen soll, wie komplex einerseits die Themen, andererseits die Vorschriften geworden sind. Hier bräuchte es seitens der Gesetzgebung und der Verwaltung mehr Offenheit gegenüber

¹² 3,7 fache Überbauung meint, dass das angeschlossenen KWK-Anlagen, um flexibel zu sein, die 3,7-fache Stromleistung haben, als bei einem Betrieb über 8.760 Stunden im Jahr notwendig wäre.

Vereinfachungen und ggf. begründeten Ausnahmen von einer im Einzelfall unpassenden Regelung, um die Flexibilisierung der Biogaserzeugung nicht zu behindern:

- *„Die Gülle und den Mist meines Nachbarn kann ich nicht nutzen, weil er als Biobetrieb meinen Gärrest nur nutzen darf, wenn kein Geflügelmist bei mir eingesetzt wird. Er benötigt aber die Nährstoffe zurück.*
- *Den dann an ihn abzugebenden Gärrest dürfte ich nicht in seinen neuen Güllebehälter einbringen, weil Behörden ohne rationalen Grund das verbieten.*
- *Abfälle darf ich nicht vergären, weil mein Fermenter nicht doppelwandig ist, trotz gleichartiger Belastung des Betonbehälters. Jeder Behälter von mir ist von innen geschützt vor Korrosion.*
*So bestehen Probleme bei der Umwidmung von NaWaRo zu Abfall:
=>Doppelwandigkeit der Behälter ist i. d. R. unbegründet; sind NaWaRo-Anlagen undicht?*
- *CO₂-Zertifikate werden erstellt, aber dürfen nicht von uns gehandelt werden. Der Netzbetreiber nutzt sie nicht.*
- *Das Umweltgutachten prüft die gleichen Dinge wie die Nachhaltigkeitszertifizierung, dies macht so zweimal Kosten und Arbeit.*
- *Die Nachhaltigkeitszertifizierung wird gefordert nach installierter Leistung (kW) und nicht nach produzierter Strommenge (kWh). Das hemmt die Flexibilisierung der Anlagen. Meine Anlage mit einer Höchstbemessungsleistung von 741 kW, das sind ca. 1700 kWh Feuerungswärmeleistung, wäre anders nicht verpflichtet sich auf Nachhaltigkeit zertifizieren zu lassen (2000 kW-feuer Grenze). Wir benötigen aber Flexibilität.*
- *Anträge müssen gestellt werden, um sein eigenes Biogas nutzen zu dürfen. Ein weiterer für dessen Steuerbefreiung. Ist das nötig? Großkraftwerke haben für selbst verbrauchten Strom generell eine Stromsteuerbefreiung (100%!). Wir müssen eigentlich dafür Stromsteuer bezahlen. Als Unternehmer mit Landwirtschaft und Biogas darf ich mir derzeit 95%(!) der Stromsteuer jedes Jahr nach Antrag (!) zurückzahlen lassen. Von der Zahlung bis zur Rückerstattung dauert es mindestens 1 1/2 Jahre. Dadurch geht mir Liquidität ! verloren.*
- *Während Methan (Erdgas) erst ab einer Anlage mit einem Lager von 50 Tonnen zum Störfallbetrieb wird, wird eine Biogasanlage bereits ab 10 Tonnen als Störfallbetriebsbereich in der Störfallverordnung eingestuft, obwohl Methan viel explosiver als Biogas mit seinem CO₂-Gehalt ist. Es gibt keine sinnvolle Erklärung dafür.*
- *Starre Arbeitszeitregelungen führen dazu, dass externe Monteure die letzten Arbeitsstunden nicht mehr aufschreiben, weil sie offiziell nicht mehr arbeiten dürfen. Auch in der Landwirtschaft kommt es vor, dass Arbeiten abgebrochen werden müssen, obwohl die Witterung ein Weiterarbeiten verlangt. Erntezeiten sind immer durch die Witterung knapp bemessen. Hoch gefährliche Arbeiten von Ärzten oder Feuerwehrleuten dürfen aber durch 24-Stundenschichten ausgeführt werden. Warum können solche flexiblen Regelungen nicht auch in der Landwirtschaft gelten?*
- *Überall werden Arbeitskräfte gesucht. Auch die Mitarbeiter der Verwaltungen schaffen ihre Arbeit nicht wegen überbordender und ständig wechselnder oder rechtlich unklarer Auslegungen der vielen Anträge. Nicht nur in der Landwirtschaft binden Dokumentation und Antragstellung zunehmend Fachkräfte und stehen immer weniger für ihre eigentliche Arbeit zur Verfügung. Wann erfolgt endlich die*

- Entrümpelung sinnloser Verwaltung damit Arbeitskraft für die so wichtige sozialökologische Transformation, aber auch allgemein frei wird?*
- *Die vielen jährlichen Gutachten über die Biogasanlage (BGA) müssen zusammengefasst werden, da sie häufig dasselbe begutachten. (Nachhaltigkeitszertifizierung / Cross Compliance im Agrarbereich / Umweltgutachten Biogas). Die mehrfache Begutachtung kostet unnötig Geld und werden Teil noch nicht mal verwendet (Treibhausgasbilanzen, CO₂-Zertifikate u.v.m.)*
 - *Ein Substratwechsel (z.B. von Mais auf umweltverträglichere Anbaubiomasse, Gülle oder Reststoffe) geht nicht von eben auf jetzt. Realistische Ziele müssen als Entwicklungsweg beschrieben werden, sonst droht der Biogasproduktion ein ähnliches Schicksal wie der Herstellung von Solarmodulen in Deutschland, aber mit der zusätzlichen Folge, dass entweder mehr Erdgas oder Wasserstoff hergestellt werden muss. Die vorhandenen dezentralen Biogasanlagen gingen für die Wärmewende und als preiswerte Gaskraftwerke verloren.*
 - *Nur den Anbau von Mais zu reduzieren schafft noch keine Vielfalt. Schwerer abbaubare oder aufwendigere Substrate (z.B. die mehrjährige Durchwachsene Silphie, Randstreifenernte von Wildkräutern, Stroh, Paludikulturen) kosten mehr Geld in Ernte, Verarbeitung und Lagerung. Umweltverträglichere Substrate sollten entsprechend gefördert und von den Landwirten stärker gefordert werden.*
 - *Wärmenetze im Zusammenhang mit Biogas und geringeren Anschlussdichten sollten in Abhängigkeit z.B. vom Gaspreis unterstützt werden. Alte Häuser werden sonst noch weiter mit Gas beheizt (Beispiel Wernigerode oder andere viele kleine Dörfer).*
 - *Ich brauche in meiner Planung zukünftig mehr Zuckerrüben, um im Winter mehr Leistung für Wärme und flexiblen Strom zu haben. So könnte ich das Fermentervolumen besser auslasten, ohne zusätzliche Fermenter bauen zu müssen. Das läuft aber konträr zur neuen RED III und der Nachhaltigkeit. Hier muss die CO₂-Reduktion Monats oder Quartalsgenau nachgewiesen werden. Im Jahresmittel würde alles erleichtern und die Produktion in den Winter hinein fördern.*
 - *Die Wärmenutzung sollte bei der CO₂-Reduktionsanrechnung berücksichtigt werden.*
 - *Warum kann der Stromanschluss von flexiblen Biogas-Speicherkraftwerken von vielen Netzbetreibern verweigert werden, wenn gleichzeitig Anträge für Wind und PV genehmigt werden und die Stromtrassen damit als ausgelastet gelten, obwohl der Strom ja nicht zeitgleich eingespeist werden muss?*
 - *Wie sollen Stoffströme ohne fossile Energieträger und ohne Biogas zukünftig geschlossen werden? Wie soll eine biogene Kreislaufwirtschaft in Zukunft organisiert, Nährstoffkreisläufe optimiert, Torfersatzstoffe produziert werden und fossiler Dünger ersetzt werden? (z.B. durch neue Fermentergrundstoffe wie Pappelholz, durch Nutzung von Zellstoffen aus Faserpflanzen nach der Vergärung [Silphie, Hanf], Lignine als Ausgangsstoff für Biochemikalien und Batterien, Dauerhumusaufbau durch neu Bodenbewirtschaftung und Anbaukulturen)*
 - *Wie kann die Landwirtschaft ohne Biogasanlagen treibhausgasneutral umgestaltet werden? Nur mit Vieh biologisch wirtschaften bedeutet mehr Vieh. Dem reinen Ackerbau fehlen aber immer noch die Nährstoffe aus der Kreislaufwirtschaft oder die Flächen, da Jahre des Kleeanbaus unproduktiv herausfallen. Ohne Biogas werden die Nährstoffe im Boden angereichert, da die Nährstoffe zu langsam*

pflanzenverfügbar werden. Selbst 20% Reduktion des N-Kreislauf reicht nicht aus, um die Anreicherung zu verhindern, da Mist und Kompost nur zu 10-30% im ersten Jahr angerechnet werden können (Wasserschutz) und somit mehr fossile Mineraldünger benötigt werden.

- Ein Umdenken und Umsteuern benötigt Zeit. Ich bin im Wasserschutzgebiet. Meine Felder werden jährlich auf N-min untersucht. Ich habe deutlich bessere als schlechtere Werte mit sehr viel Gärreinsatz und dennoch meinen die Wasserschützer, organischer Dünger wäre schlecht für den Wasserschutz. Erst nach Jahren der Demonstration findet nun ein leichtes Umdenken statt.
- Biogas sammelt kostengünstig und energieneutral über die Photosynthese große Mengen an CO₂ aus der Atmosphäre ein. Das ist konzentriert und kann abgeschieden oder genutzt werden.
- Biomethan für Kraftstoffe ist gut, aber zeitlich sehr begrenzt, bis die Batterien im Verkehr weiterentwickelt sind. Wenn flexible Gaskraftwerke gebraucht werden, so ist die dezentrale Verstromung mit Wärmenutzung effizienter. 80-90% statt nur 30% der Energie können so genutzt werden und der Wärmewende helfen.
- Wann und zu welchen Bedingungen bekommen wir Zugang zum Gasnetz, um bei größerem Strombedarf mehr zu liefern, um mit flexiblen KWK-Anlagen gesicherte Leistung zur Verfügung stellen zu können? So wären die BHKWs der Biogasanlagen auch für lange Dunkelflauten bereit.
- EEG-Strom muss freier genutzt werden können. Ich muss meinen PV- und Windstrom, den ich ein paar Felder weiter produziere (eigene Gesellschaft), als EEG-Strom verkaufen und kann ihn nicht selber nutzen oder die Stromsteuer muss entrichtet werden. Biogas gilt hier nicht als erneuerbar. So läuft ein kleines BHKW bei mir unflexibel - wertvoller (flexibler!!) Strom.
- Weil die Verlängerungszeit für BGA's nur 10 Jahre beträgt, haben viele Hausbesitzer Bedenken, sich an ein Nahwärmenetz anzuschließen. Sie kaufen jetzt eher neue Gasheizungen, weil deren Investition so gering ist. Warum dürfen die H₂-ready-Kraftwerke 35 Jahre ohne neuerliche Ausschreibung kalkulieren und Biogas nur z.B. 10 Jahren, warum nicht für Länger genehmigen lassen. Das ist keine Gleichbehandlung.

7.7 Kombinationen aus Wärmepumpe, PV, KWK und gemeinschaftlich handelnder Eigenversorgung im Rahmen einer Kundenanlage in größeren Bestandsgebäuden oder Gebäudenetzen

Bei aktuellen Untersuchungen (vgl. z.B. [Meyer et al. 2024](#)) zu Heizkosten und Treibhausgasemissionen in Bestandsgebäuden werden in der Regel der Haushaltsstrom, Residuallaständerungen und Kombinationen aus Wärmepumpe, PV, KWK und gemeinschaftlicher Gebäudestromversorgung als Option nicht untersucht. Ebenso selten sind noch Untersuchungen zur Energieversorgung von Gebäudenetzen nach GEG¹³.

Im Folgenden wird anhand von Fallbeispielen daher der Fokus genau auf die genannten Parameter und Kombination gelenkt.

¹³ Gebäudenetz sind nach GEG kleine Wärmenetze von Wohn- und Nichtwohngebäuden von mindestens zwei und bis zu 16 Gebäuden und bis zu 100 Wohneinheiten (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH).

7.7.1 Fallbeispiel mittelständischer Betrieb mit 10 Gebäuden

Am Beispiel eines mittelständischen Gewerbebetriebs mit einem Wärmebedarf von ca. 1.900 MWh/a und einem elektrischen Energiebedarf von ca. 2.200 MWh/a erfolgten im Rahmen der Bearbeitung eines Transformationskonzepts Investitionskosten- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu unterschiedlichen Versorgungsvarianten.

Dabei konnte aufgezeigt werden, dass mit einer Kombination aus Wärmepumpe (30% der max. Heizleistung) und einer Kraftwärmekopplung (20% der max. Heizleistung) bei im Vergleich zu einer monovalenten Wärmeversorgung deutlich geringeren Investitionskosten, die erforderliche flexible Stromleistung (Residuallasterzeugung) kostenneutral bzw. eigentlich mit negativen Investitionskosten bereit gestellt werden kann.

In einer Voruntersuchung wurden folgende Wärmeerzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten und Emissionen untersucht:

- Die Referenzvariante: Ein einfacher Austausch des fossilen Heizkessels. Nach GEG absehbar nicht mehr zulässig und aus Gründen hoher Treibhausgasemissionen keine zukunftsfähige Lösung.
- Holzpelletkessel
- Erdgas KWK
- Außenluftwärmepumpe: Bei Sicherstellung von 100% der Heizleistung erfordert diese Variante einen deutlich erhöhten Strombezug u.a. aus Residuallastkraftwerken.
- Erdsondenwärmepumpe: Dies ist die kostenintensivste Variante.
- Kombination aus Wärmepumpe und KWK

Die spezifischen Investitionskosten sowie die Jahresemissionen für die einzelnen Varianten sind in Abbildung 72 dargestellt.

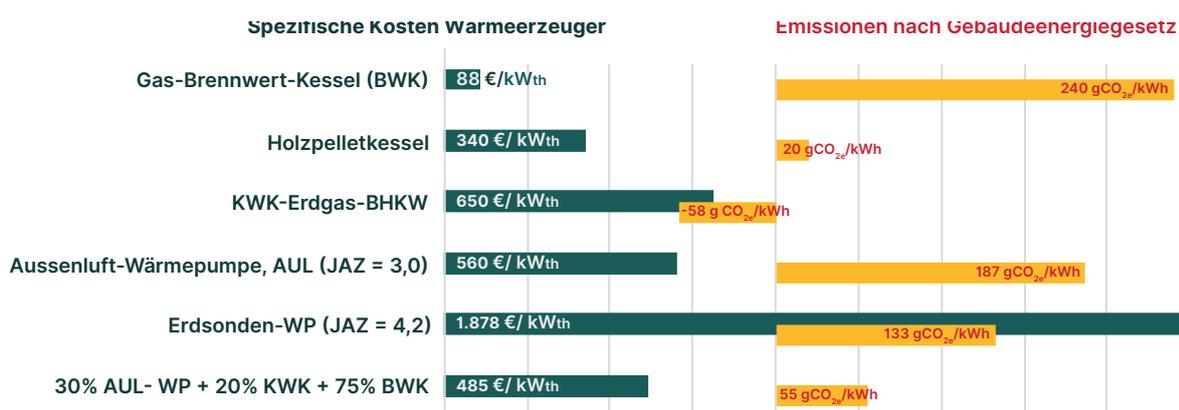


Abbildung 72: Vergleich der spezifischen Investitionskosten und Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger bei einem mittelständischen Gewerbebetrieb mit 10 Gebäuden (Notwendige Wärmeleistung von 1.200 kWth); Prozentzahlen der Kombination aus Aussenluftwärmepumpe und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage beziehen sich auf die max. Heizleistung. Berechnung Emissionen nach Gebäudeenergiegesetz: Strommix 560 g/ CO_{2e}, Verdrängungsmix KWK 860 g/ CO_{2e}, Erdgas ca. 240 g/CO_{2e}, Holzessel ca. 20 g/CO_{2e} (WP = Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, BWK=Brennwertkessel, Prozentzahlen geben den Anteil an der Heizleistung an) Grafik Solares Bauen GmbH).

Nach der Voruntersuchung wurden nur noch drei der Erzeugungsvarianten weiter untersucht. Der Holzpelletkessel scheidet aufgrund beschränkter Biomasseverfügbarkeit und der umstrittenen Nachhaltigkeit des Brennstoffs aus. Die Erdsondenwärmepumpe wurde aus Kostengründen und die reine KWK-Lösung aus Gründen der geringen Flexibilität und der hohen Emissionen des Erdgases verworfen.

Die jeweiligen technischen Kenndaten der verbliebenen Erzeugungsvarianten sind der Tabelle 34 zu entnehmen.

Tabelle 34: Technische Kenndaten der drei Wärmeerzeugungsvarianten

Wärmeerzeuger	Referenzvariante	V 1	V 2
	Gas-Kessel	KWK + AUL-Wärmepumpe	AUL-Wärmepumpe
	Anteil an der max. Wärmeleistung		
Gaskessel	100%	50%	50%
Abwärmenutzung		12%	12%
KWK		20%	
Außenluft-Wärmepumpe		30%	100%
	Anteil an der erzeugten Wärme pro Jahr		
Gaskessel	100%	2%	1%
Abwärmenutzung		25%	25%
KWK	0%	47%	0%
Außenluft-Wärmepumpe		28%	74%

Die Wärmeanteile der jeweiligen Wärmeerzeuger wurden mittels dynamischer Simulation ermittelt.

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zum Objekt führten zu den in Abbildung 73 dargestellten Jahreskosten. Hierbei wurde eine am Standort geplante PV-Anlage mit einer Leistung von insgesamt 450 kW und Strom aus der KWK-Anlage zur teilweisen Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpen berücksichtigt.

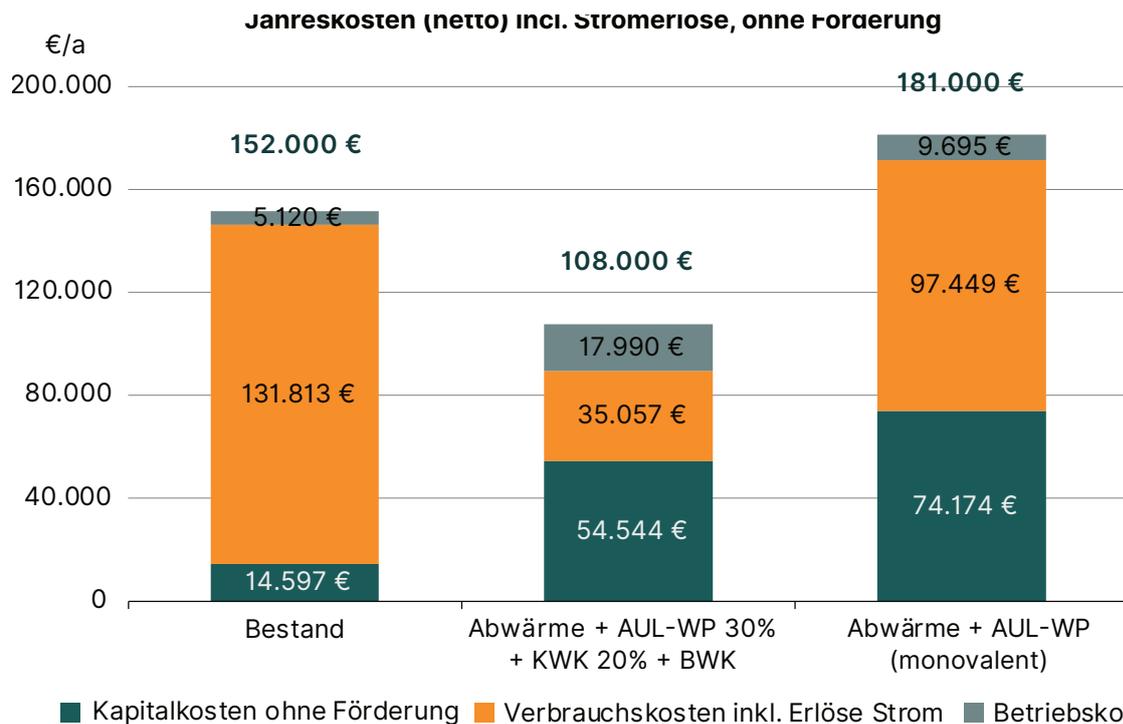


Abbildung 73: Jahreskostenvergleich (WP = Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, BWK=Brennwertkessel, Prozentzahlen geben den Anteil an der Heizleistung an) Grafik Solares Bauen GmbH.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen im zweiten Quartal 2024 (Gaspreis: 0,06 Cent/kWh, Strompreis: 0,18 Cent/kWh) führt der monovalente Betrieb einer Außenluftwärmepumpe gegenüber der Kombinationslösung aus KWK, Wärmepumpe zu einer Erhöhung der Jahreskosten um 67,5%.

Unter betriebswirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen und ökologischen Aspekten stellt die Kombination aus PV, Wärmepumpe und KWK die beste Lösung mit einer sehr hohen Flexibilität auch in der Zukunft dar. Aus diesem Grund wurde diese Lösung vom Unternehmen umgesetzt.

7.7.2 Fallbeispiel größeres Wohngebäude im Bestand (BJ 1994) in Staufen zur Residuallast und möglichen Auswirkungen auf den Netzausbau.

Am Fallbeispiel einer Seniorenwohnanlage mit 67 Wohnungen wurden anhand fünf verschiedener Varianten der Wärmeerzeugung die Auswirkung auf die maximale Residuallast untersucht (vgl. Tabelle 35).



Abbildung 74: Größeres Bestandsgebäude in Süddeutschland Bild Solares Bauen GmbH

Tabelle 35: Versorgungsvarianten und Erzeugerdaten (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH)

Beschreibung	Gastherme	BHKW	Wärmepumpe
Gastherme	180 kW _{th}	-	-
Gas + BHKW	80 kW _{th}	100 kW _{th} / 50 kW _{th}	-
WP Monovalent	-	-	180 kW _{th}
WP nach §71h	130 kW _{th}	-	
WP + BHKW + Gaskessel	50 kW _{th}	54 kW _{th} / 28 kW _{th}	54 kW _{th}

Die allgemeinen Kennzahlen zum Gebäude finden sich in Tabelle 36

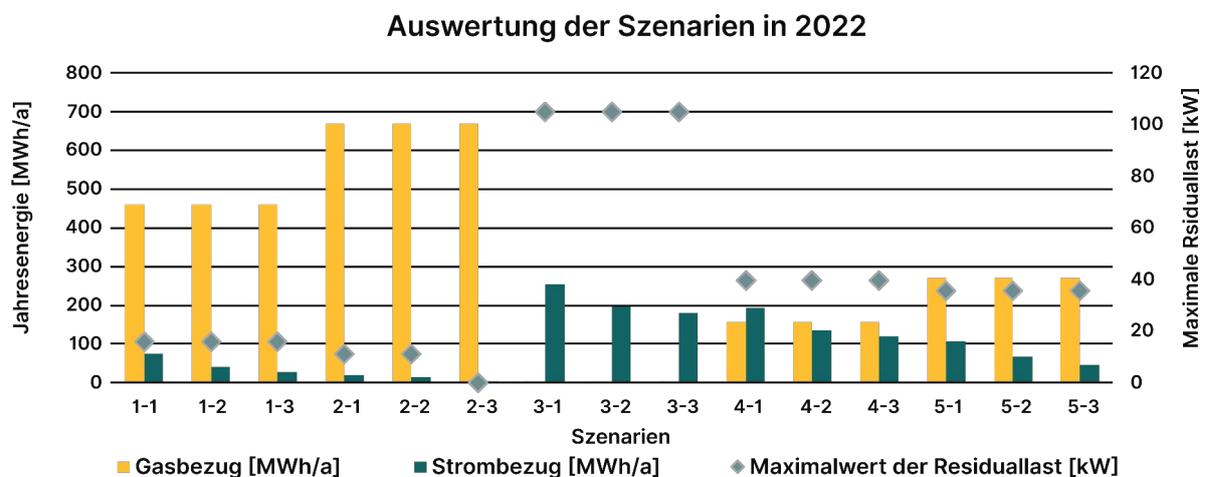
Tabelle 36: Allgemeine Kennzahlen des Gebäudekomplexes (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH)

Fläche	3840	m ²		
Bewohner*innen	70			
Wärmebedarf	465	MWh/a	121	kWh/m ² *Jahr
Raumwärme	330	MWh/a	66	kWh/m ² *Jahr
Warmwasser	135	MWh/a	35	kWh/m ² *Jahr
Nutzenergie Warmwasser	45	MWh/a	12	kWh/m ² *Jahr
Norm-Heizlast	180	kW		
Haushaltsstrombedarf	76	MWh/a		
PV	158	kWp		
Pufferspeicher	200	kWh		

Die Ergebnisse des Fallbeispiels sind:

- Durch einen monovalenten Betrieb der WP steigt der maximale Residuallastbezug bei Wohngebäuden um das Sechseinhalbfache auf 105 kW an.
- Bei einer Hybridheizung und der Auslegung der Nennleistung der Wärmepumpe bei -7°C Außentemperatur auf etwa 30% der maximalen Heizleistung der Wärmepumpe kann die Erhöhung der Residualspitzenlast auf den Faktor von etwa 2,5 reduziert werden.

- Wärmepumpen & Elektrofahrzeuge müssen zukünftig in Abhängigkeit des regenerativen Stromangebots betrieben werden (Abschaltmöglichkeiten, variable Stromtarife)
- Bei Vorrangbetrieb der KWK-Anlage in Kombination mit einem Gaskessel und einem Stromspeicher kann die Residuallast auf „0“ reduziert werden.
- Die Kombination von KWK, WP und Gaskessel ermöglicht eine weitgehend regenerative Wärmeversorgung sowie eine deutliche Reduktion der (fossilen) Residuallast.
- Der Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Solarenergie, erfordert einen flexiblen, lokal verfügbaren Speicher (ca. 2 Monate) z.B. Wasserstoffnetz (ehem. Erdgasnetz)



1-1: Gas	2-1: BHKW	3-1: WP; Monovalent	4-1: WP; Gas	5-1: WP; BHKW; Gas
1-2: Gas -PV	2-2: BHKW -PV	3-2: WP; Monovalent -PV	4-2: WP; Gas -PV	5-2: WP; BHKW; Gas -PV
1-3: Gas -PV, Bat.	2-3: BHKW -PV, Bat.	3-3: WP; Monovalent -PV, Bat.	4-3: WP; Gas -PV, Bat.	5-3: WP; BHKW; Gas -PV, Bat.

Abbildung 75: Auswertung der verschiedenen Wärmeerzeugungsvarianten hinsichtlich ihrer maximalen Residuallast (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH)

Wie aus Abbildung 75 zu ersehen ist, lassen sich Gasbezug, max. Residuallast und Strombezug je nach Wärmeerzeugungsvariante sehr unterschiedlich gestalten. Die maximale Residuallast steigt mit Ersatz eines Gaskessels durch eine Wärmepumpe, die 100% der Wärmeerzeugung abdeckt, um den Faktor 6.

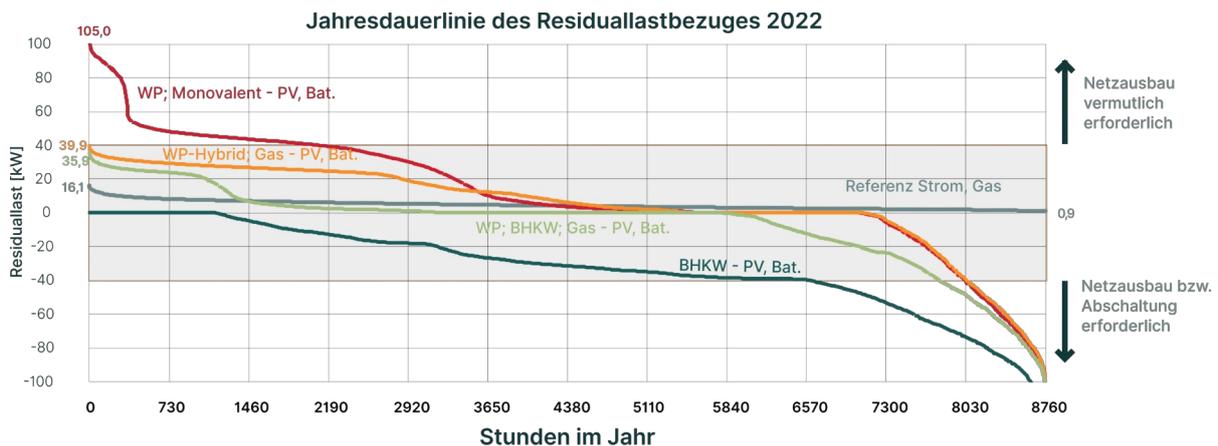


Abbildung 76: Jahresdauerlinien verschiedener Erzeugungsvarianten (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH)

Andere Studien kommen zu ähnlichen Ergebnissen auch bei einer Quartiersbetrachtung. So wurde z.B. gezeigt, dass in einem Quartier durch KWK-Anlagen in Abhängigkeit der Anzahl an Wärmepumpen im Quartier die Peak-Strombezugsleistungen um bis zu 64,4 % reduziert werden können (Schölzel & Streblow 2022).

- ✓ Bei einem monovalenten Einsatz von Wärmepumpen steigt die Residualspitzenlast von Wohngebäuden mit mittleren spezifischen Wärmebedarfen beim Stromverbrauch um den Faktor 5-6.
- ✓ Bei einer Hybridheizung und der Auslegung der Nennleistung der Wärmepumpe bei -7°C Außentemperatur auf etwa 30% der maximalen Heizleistung der Wärmepumpe kann die Erhöhung der Residualspitzenlast auf den Faktor von etwa 2,5 reduziert werden.
- ✓ Bei der Auslegung der Wärmepumpe hängt die notwendige Nennleistung der Wärmepumpe stark von der maximal notwendig zu erreichenden Vorlauftemperatur ab. Bei einer maximal notwendigen Vorlauftemperatur von 35° liegt der Wirkungsgrad etwa doppelt so hoch wie bei einer Vorlauftemperatur von 65°C . Zudem erreichen zahlreiche Wärmepumpen ab -7° Außentemperatur bei Vorlauftemperaturen von 65°C bereits nur noch Wirkungsgrade (COP) unter 2.

7.7.3 Fallbeispiel Quartier Allensbach

Im Quartier Allensbach handelt es sich um 9 Häuser mit 24 Wohnungen, gedämmt nach Standard KfW 40. Die Energieerzeugung umfasst 14 PV-Anlagen (~ 70 kWp), 12 Wärmepumpen, eine KWK-Anlage. Es gibt außerdem bis zu 24 EV-Ladestationen sowie flexibilisierte Haushaltsgeräte, wie Waschmaschinen, Geschirrspülmaschinen, Trockner, Kühlschränke, Gefriergeräte (solargo Abschlussbericht 2022).

Das Projekt in Allensbach verschiebt elektrische Lasten in die Zeiten hohen erneuerbaren Dargebots. Es zeigt, dass die größten theoretischen Flexibilitätspotentiale bei Elektroautos, Wärmepumpen und der BHKW-Anlage liegen. Aber auch Haushaltsgeräte wie Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler können flexibel betrieben werden. Am geringsten ist das Flexibilitätspotential bei Kühl- und Gefriergeräten (vgl. Abbildung 77).

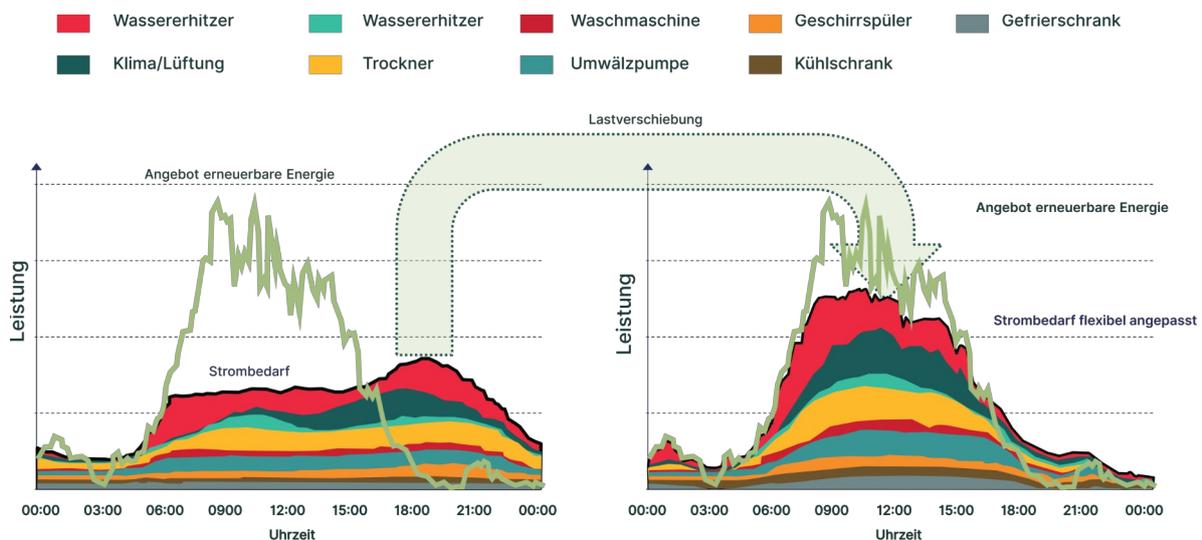


Abbildung 77: Schematische Darstellung zur Verschiebung der Lasten von Haushaltsgeräten über den Tag (Grafik verändert nach verändert nach solargo.de; Daten links aus [Stamminger et al. 2009](#)). Rechts Abschätzungen von Stefan Werner solargo.de).

In der Folge sinken die Belastung am Netzübergabepunkt, der Bedarf an Abregelung und der Druck auf den Netzausbau (solargo.de).

Das Projekt hat im kleinen Maßstab gezeigt, wie bei hohem Dargebot an erneuerbarem Strom die Last vor Ort (z.B. Wärmepumpe, Speicher, Elektrolyseure) gesteigert werden kann und die KWK-Erzeugung gesteigert werden kann, wenn z.B. im Winter nicht genug Erneuerbare zur Verfügung stehen. Steigerung der Last (z.B. Wärmepumpe, Speicher, Elektrolyseure), wenn die Sonne PV-Strom produziert (ggf. Windstrom durch externes Signal), Steigerung der BHKW-Erzeugung, wenn sie dies nicht tut, dafür aber noch Lasten (wie Wärmepumpen im Winter) Energie benötigen.

- Folge: Belastung am Netzübergabepunkt sinkt (damit auch der Strom und damit die Spannungsänderung) und der Bedarf zur Abregelung (bzw. der Druck auf Netzausbau).
- Neben Wärme können auch Elektromobilität und Hausgeräte eingebunden werden.

7.8 Kosten und Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger bei Gebäuden und Gebäudenetzen

Die Landesenergieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW) hat im Rahmen des vorliegenden Projektes anhand von fünf unterschiedlichen großen Gebäuden und Gebäudenetzen die Kosten und Emissionen verschiedener Varianten der Wärmeerzeugung berechnet (Kennzahlen vgl. Tabelle 37).

Tabelle 37: Kennzahlen der untersuchten Fallbeispiele

Bezeichnung	Baujahr	Wohn- - fläche	Gebäude	Einheiten	Be- wohner	Wärme- bedarf pro Jahr	Spez. Wärme- bedarf	Not- wendige Wärme- leistung
		m ²	Anzahl	Anzahl	Anzahl	MWh/a	kWh/m ² *a	kW
Darmstadt, Madgalenenstr.	1993	1400	1	14	28	140	100	70
Staufen, Bahnhofstr.	1994	3.840	1	67	70	465	121	180
Heilbronn (Flein, Wilhelm- Buschweg)	1970	5.760	2	72	144	800	138	725
Tübingen (Hirschau)	1978	5475	5	71	142	466	85	443
Karlsruhe- Durlach	1963	11.600	5	175	350	974	84	600

In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Fallbeispiele beschrieben, wie sie aktuell betrieben werden.

7.8.1 Fallbeispiel Darmstadt

Das Beispiel wurde als Grundlage der Onlinebefragung verwendet (vgl. Kapitel 5.9):

*Es handelt sich um Gebäude einer Wohnungseigentümergeinschaft (WEG) in Innenstadtlage mit 1400 m² beheizte Wohnfläche, Baujahr Gebäude & Heizung 1994, 2 Vollgeschosse und ausgebautes Satteldach (Ziegel) mit Gauben (Süd-Nord-Ausrichtung), Heizwärmebedarf ohne Warmwasser etwa 100 kWh/m² * a (140.000 kWh) Zentrale Gasheizung; Warmwasserbereitung erfolgt wohnungsweise elektrisch, Normaußentemperatur -10°C. Gasbezugskosten lagen 2022 bei ca. 10 Cent/kWh. Geringe Instandhaltungsrücklage der WEG. Anschlusskosten an das nächste Fernwärmenetz laut Angebot des Betreibenden (Auskunft Entega per E-Mail vom 2.12.2022) 150.000 €.*

7.8.2 Fallbeispiel AWO, Bahnhofstr., Staufen

Die Beschreibung des Fallbeispiels Seniorenwohnanlage mit 67 Wohnungen befindet sich bereits in Kapitel 7.7.2..

7.8.3 Fallbeispiel Karlsruhe Durlach

Im Projekt wurden fünf Bestands-Mehrfamilienhäusern (MFH) im Karlsruher Stadtteil Durlach untersucht. Die 175 Wohnungen mit zusammen 11.600 m² Wohnfläche wurden von der Volkswohnung Karlsruhe 1963 erreicht. Die Mehrfamilienhäuser wurden im Jahr 1995 energetisch teilsaniert. Der spezifische Energieverbrauch für Heizung und Trinkwarmwasser beträgt durchschnittlich temperaturbereinigt 84 kWh_{th}/(m²a).

Das Energiekonzept besteht aus PV-Anlagen mit rund 200 kW_{peak} auf den Dächern aller Gebäude, zwei Wärmepumpen (WP) und einem Erdgas-BHKW mit Nahwärmeleitung (vgl. Abbildung 78).

Nach Auskunft von Herrn Jank (mündliche Mitteilung, 6.2.2024) liefen die Wärmepumpen über den Zeitraum von Juli-Dezember mit einer Jahresarbeitszahl von 3,2 bzw. 3,35. Anfängliche Lärmprobleme wurden im Juli 2023 durch bauliche Maßnahmen gelöst. Das Projekt (gefördert durch Projektträger Jülich) wird begleitet von Fraunhofer ISE in Freiburg. Die Daten des Projekts werden in der Datenbank der Fa. Mondas erfasst. Der Endbericht soll nun Ende August 2024 vorliegen und zeigt erheblichen Optimierungsspielraum auf, der in den nächsten Monaten umgesetzt werden soll.

Momentan beträgt der Wärmepreis 150€/MWh. Die Wärmepumpen seien nach Auskunft von Herrn Jank für sich stehend nicht wirtschaftlich betreibbar, im Zusammenspiel mit der PV- und der KWK-Anlage sind sie es aber.

Der Strom der KWK-Anlage wird momentan nur in der Wärmepumpe selbstgenutzt, der Überschuss wird eingespeist. Und auch die PV-Anlagen werden bilanziell bislang nicht zur Eigenstromdeckung genutzt. Angedacht ist daher ein Mieterstromkonzept. So könne eine Eigenstromabdeckung von mehr als 70% erreicht werden.

Sollte das Projekt nochmals realisiert werden, würde nach Aussage von Herrn Jank die Leistung der KWK-Anlagen nicht so groß ausfallen (z.B. eher $2 \cdot 40 \text{ kW}_{\text{el}}$ statt wie aktuell $2 \cdot 50 \text{ kW}_{\text{el}}$), um höhere Eigenstromanteile zu ermöglichen, da die volle thermische Leistung nicht benötigt würde. Der zusätzlich eingebaute Spitzenlastkessel lief bislang gar nicht. Um die Anlage noch effizienter zu machen, würde Herr Jank ein Wärmenetz zur Versorgung aller 5 Gebäude realisieren, um Wärmepumpen und BHKW-Einsatz noch besser ausregeln zu können.

Dass nach dem aktuellen GEG eine mit Erdgas betriebene KWK-Anlage so nicht mehr eingebaut werden könne, bezeichnet Herr Jank als höchstproblematisch. Momentan könne auf die Flexibilität der KWK zur effizienten Residuallasterzeugung nicht verzichtet werden. Möglicherweise wäre das im Jahr 2040 möglich, so Herr Jank.

Abb. 101, S. 133 aus [Bongs et al. 2023](#)

Abbildung 78: Energiekonzept der 5 Mehrfamiliengebäude in Karlsruhe Durlach Abb. 101, S. 133 aus [Bongs et al. 2023](#).

Abb. 111, S. 140 aus [Bongs et al. 2023](#)

Abbildung 79: Die physikalische Energiebilanz zeigt eine Auswertung des Gesamtquartiers für jeweils einen Monat im Winter (Januar 2022) und im Sommer (Juni 2022) aus [Bongs et al. 2023](#).

7.8.4 Fallbeispiel Heilbronn (Flein, Wilhelm-Buschweg)



Abbildung 80: Eines der zwei Hochhäuser (links) sowie KWK-Anlage (rechts oben) und Batteriespeicher im Gebäudenetz Flein, „Max & Moritz“ (Bildquelle: [KEA-BW Leitfaden KWK in der Wohnungswirtschaft](#))

Das Projektbeispiel Heilbronn ist dem Leitfaden „KWK in der Wohnungswirtschaft“ der KEA-BW ([Download, 7.10 Flein, Max & Moritz](#)) entnommen. Es handelt sich um zwei benachbarte Hochhäuser im Wilhelm-Busch-Weg in Flein. Nach der Prüfung verschiedener Sanierungskonzepte hat sich die Eigentümergemeinschaft für eine Contractinglösung mit Blockheizkraftwerk (KWK-Anlage 50 kWel, 95 kWth, Gaskessel, 630 kW) und Nahwärmenetz entschieden. Ergänzt wird das Konzept durch eine PV mit einer elektrischen Peakleistung von 20,4 kW und einem Stromspeicher mit 135 kWh Speicherkapazität, betrieben im Rahmen eines Mieterstrommodells. Das BHKW kommt auf einen Jahreslaufzeit von etwa 5.700 h pro Jahr. Das BHKW (285.000 kWh/a) und die PV-Anlage (22.000 kWh/a) produzieren zusammen rund 307.000 kWh Strom. Davon werden etwa 130.000 kWh ins Netz eingespeist werden. Der Rest wird mittels Stromspeicher in den Gebäuden selbst genutzt.

7.8.5 Fallbeispiel Tübingen (Hirschau)



Abbildung 81: Eines der fünf Gebäude im Gebäudenetz Tübingen, Hirschau (Bildquelle KEA-BW)

In diesem Projekt wurden fünf Gebäude mit zusammen 71 Wohneinheiten in fünf Bauabschnitten energetisch modernisiert (ebök 2020). Die Wärmeversorgung erfolgt heute über ein Nahwärmesetz der Stadtwerke Tübingen mit einer KWK-Anlage (33 kWel.), einem Erdgaskessel (370 kW), einem Wärmespeicher (12 m³) einer Solarthermieanlage (161 m² Vakuum-Röhren-Kollektorfläche). Von dem im BHKW erzeugten Strom in Höhe von 139.000 kWh pro Jahr können über ein Mieterstromkonzept nur etwa 15.000 kWh zur Eigenversorgung genutzt werden.

7.8.6 Kosten und Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger der Fallbeispiele

Die Versorgungsvarianten sind aufgrund einer Vergleichbarkeit in allen Fallbeispielen gleich gewählt (vgl. Tabelle 38). Die genaue Beschreibung der Versorgungsvarianten, Annahmen und Berechnung kann dem eigenständigen Bericht der KEA-BW entnommen werden (Anders 2024). Die jeweilige Leistung der Anlagen sind dem Projektbeispiel angepasst. Die entsprechenden Außentemperaturen haben einen Einfluss auf die Wärmeerzeugung in Verbindung mit den Emissionskennwerten. Kosten und Emissionen wurden für einen Zeitraum von 10 Jahren ermittelt. Es wurden die in Tabelle 38 dargestellten Erzeugungsvarianten untersucht. Die zugrundeliegenden Annahmen finden sich in Tabelle 39.

Tabelle 38: Beschreibung der grundlegende Erzeugungsvarianten

Nr.	Nr. im KEA-BW-Bericht	Beschreibung
1	1.1a	Referenzvariante Erdgaskessel
2	1.2a	Wärmepumpe (100% Heizleistung), 100 % Fremdbezug Strom
3	1.3a	Wärmepumpe (100% Heizleistung), PV 15 kWel., Strom über Eigenversorgung Kundenanlage und Reststrombezug
4	1.4a	Wärmepumpe (30% Heizleistung), Erdgaskessel (70% Heizleistung); PV 15 kWel., Strom über Eigenversorgung Kundenanlage und Reststrombezug
5	1.5a	Wärmepumpe (30% Heizleistung), Erdgaskessel (70% Heizleistung); 100% Fremdbezug Strom
6.1	1.61a	PV 15 kWel., WP (30%), KWK (30%), Gaskessel (40%) Kundenanlage, PV + Wärmepumpe; Annahme; sobald der PV-Strom für die Wärmepumpe nicht ausreicht, schaltet die KWK-Anlage dazu
6.2	1.62a	PV 15 kWel., WP (30%), KWK (30%), Gaskessel (40%) Kundenanlage, Annahme: bei spezifischen Residuallastmixonmissionen in Baden-Württemberg größer 450gCO ₂ /kWh läuft die KWK + Wärmepumpe, darunter nur vorrangig die Wärmepumpe
7	1.7b	Reine Fernwärmeversorgung

Tabelle 39: Annahmen der Berechnung

Grundannahmen		
Betrachtungszeitraum	10	Jahre
Wärmebedarf pro Jahr (100 kWh/m ² *a)	Individueller Bedarf pro Fallbeispiel	kWh
Wärmebedarf pro Jahr (50 kWh/m ² *a)	Individueller Bedarf pro Fallbeispiel	kWh
Heizleistung	Individuelle Leistung pro Fallbeispiel	kW _{th}
Gaspreis im Mittel	0,1	€/kWh
Stromkosten Bezug aus öffentlichem Netz	0,3	€/kWh
CO ₂ -Emissionsfaktor Erdgas	0,000247	t/kWh
CO ₂ -Emissionsfaktor Strom	Individueller Faktor nach Jahren	t/kWh
Investitionskosten Gasbrennwert Technikkatalog KEA-BW (ausgelegt auf, 40%,70% oder 100% der max. notwendigen Heizleistung)	Individuelle Daten nach Technikkatalog und Anlagengröße	€/kW th
Investitionskosten Wärmepumpe (Luft-Wasser) Technikkatalog KEA-BW, (ausgelegt auf, 30% oder 100% der max. notwendigen Heizleistung)	Individuelle Daten nach Technikkatalog und Anlagengröße	€/kW th
Investitionskosten Dach PV-Anlage Technikkatalog KEA-BW	Individuelle Daten nach Technikkatalog und Anlagengröße	€/kW el
Leistung PV-Anlage	Individuelle Leistung pro Fallbeispiel	kW el peak
PV Ertrag	1048	kWh/kW peak
Angenommene JAZ Luft-Wasser-Wärmepumpe	3	
Investitionskosten KWK Anlage Technikkatalog KEA-BW, (ausgelegt auf 30% der max. notwendigen Heizleistung)	Individuelle Daten nach Technikkatalog und Anlagengröße	€/kW el
elektrischer Wirkungsgrad	Individueller Wirkungsgrad nach Technikkatalog und Anlagengröße	
thermischer Wirkungsgrad	Individueller Wirkungsgrad nach Technikkatalog und Anlagengröße	
Grenzwert Emissionsfaktor	450	gr/kWh
Einspeisevergütung PV	8	Cent/kWh
KWKG-Zuschlag	Individueller Wirkungsgrad nach KWKG und Anlagengröße	Cent/kWh

Die für die Variante zugrundgelegten Fernwärmepreise finden sich in Tabelle 40 und die Emissionsfaktoren in Tabelle 41.

Tabelle 40: Fernwärmepreise in den jeweiligen Städten der untersuchten Fallbeispiele

Nr.	Fallbeispiel	Preisstand	Arbeitspreis	Leistungspreis	Quelle
			Cent/kWh	€/kW * Jahr	
1	Darmstadt	1.4.2024	13,643	67,62	Entega AG
2	Staufen	1.1.2023	56,5	82,9	Staufen Wolfacker
3	Heilbronn	1.1.2024	17,58	20,11	HNVG
4	Karlsruhe-Durlach	1.4.2024	11,88	59	Stadtwerke Karlsruhe
5	Tübingen (Hirschau)	1.4.2024	16,31	41,6	Stadtwerke Tübingen

Tabelle 41: Emissionsfaktoren Fernwärme Fallbeispiele

Nr.	Fallbeispiel	Emissionsfaktor laut Quellenangabe	In der Region bekannte Wärmenetze / Link zur Quelle
1	Darmstadt	21 g/kWh	FW-Netz Darmstadt Nord
2	Staufen	121,4 g/kWh	Staufen Nordacker
3	Heilbronn	136,8 g/kWh	Heizwassernetz Heilbronn
4	Karlsruhe-Durlach	78 g/kWh	Karlsruher Fernwärmenetz
5	Tübingen (Hirschau)	42,5 g/kWh	Netzverbund Süd

Kosten der verschiedenen Erzeugungsvarianten im Vergleich

Referenz des Vergleichs der Erzeugungsvarianten ist immer eine Wärmeversorgung mit einem Erdgaskessel, die bei einem Heizungstausch nach Gebäudeenergiegesetz (GEG) zukünftig nur noch stark eingeschränkt möglich ist.

Tabelle 42: Vergleich der Investitionskosten

Variantennummer	1	2	3	4	5	6	7
Fallbeispiel	Referenzvariante Erdgaskessel 100 %	WP (HL 100%), Strom 100 % Fremdbezug	WP (100% HL), Strom PV, Kundenanlage	WP (30% HL) Erdgaskessel (70% HL); PV, Kundenanlage	WP (30% HL) Erdgaskessel (70% HL); Fremdbezug 100%	PV, WP (30% HL), KWK (30% HL), Kessel (40% HL) Kundenanlage	Reine Fernwärmeversorgung
Darmstadt	100%	579%	760%	482%	301%	754%	1208%
Staufen	100%	630%	1666%	1357%	320%	1675%	87%
Heilbronn	100%	720%	770%	406%	355%	776%	33%
Karlsruhe	100%	707%	973%	617%	350%	976%	38%
Tübingen	100%	686%	1065%	721%	342%	1070%	35%
Ø	100%	664%	1047%	716%	334%	1050%	280%

Es zeigt sich in Tabelle 42, dass eine Wärmepumpenversorgung, die die Heizlast zu 100% abdecken kann, im Mittel rund 6,5-mal so teuer in Anschaffung und Installation ist, wie eine reine Gaskesselinstallation. In der Kombination mit einer Solarstromanlage (PV) in angenommener Größe ist mit 10-fachen Installationskosten zu rechnen. Wesentlicher Kostentreiber ist dabei die PV-Anlage. Bei Varianten mit einer Auslegung der Wärmepumpe (WP), die etwa 30% der maximalen Heizlast abdecken kann und einem zusätzlichen Gaskessel, sind etwa 6,5-fache Kosten zu erwarten. Entfällt die PV-Anlage reduziert sich die Investition auf das 3,3-fache. Bei Kombinationen aus PV, WP und einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage ist Mittel mit rund 10-fachen Investitionskosten gegenüber der Referenzvariante zu rechnen.

Die Investitionskosten in einen Anschluss an eine bestehendes Wärmenetz können sehr unterschiedlich sein. Im Fallbeispiel Darmstadt wurden Kosten von 150.000€ angenommen, welche vom ansässigen Fernwärmeversorger für den Anschluss des Objektes auf Nachfrage per E-Mail genannt wurden. Bei den übrigen Fallbeispielen wurde von einem durchschnittlichen In-

vestitionsbedarf von rund 20.000 € für Wärmeübergabestation und Hausanschlusskosten ausgegangen.

Tabelle 43: Geamtkostenvergleich der Erzeugungsvarianten über 10 Jahre, keine Sanierung der Gebäudehülle

Variantennummer	1	2	3	4	5	6	7
Fallbeispiel	Referenzvariante Erdgaskessel 100 %	WP (HL 100%), Strom 100 % Fremdbezug	WP (100% HL), Strom PV, Kundenanlage	WP (30% HL) Erdgaskessel (70% HL); PV, Kundenanlage	WP (30% HL) Erdgaskessel (70% HL); Fremdbezug 100%	PV, WP (30% HL), KWK (30% HL), Kessel (40% HL) Kundenanlage	Reine Fernwärmeversorgung
Darmstadt	146.209 €	175.935 €	152.201 €	134.940 €	158.674 €	94.182 €	320.980 €
Staufen	476.429 €	536.949 €	357.073 €	321.731 €	501.607 €	227.608 €	502.306 €
Heilbronn	830.181 €	1.017.191 €	981.029 €	870.974 €	907.137 €	601.714 €	1.405.310 €
Karlsruhe	978.452 €	1.138.925 €	982.664 €	888.318 €	1.044.579 €	592.230 €	1.435.567 €
Tübingen	487.410 €	612.958 €	476.666 €	402.971 €	539.263 €	321.322 €	858.168 €
	[in % gegenüber Referenz]						
Darmstadt	100%	120%	104%	92%	109%	64%	220%
Staufen	100%	113%	75%	68%	105%	48%	105%
Heilbronn	100%	123%	118%	105%	109%	72%	169%
Karlsruhe	100%	116%	100%	91%	107%	61%	147%
Tübingen	100%	126%	98%	83%	111%	66%	176%

Aus der Tabelle 43 ergibt sich, dass die Gesamtkosten der Wärmeerzeugungsvarianten über 10 Jahre ohne jede Sanierungsmaßnahme an der Gebäudehülle bei der Kombination aus PV, WP, Erdgas-KWK und einer gemeinschaftlichen Eigenstromversorgung (Variante 6) in den nächsten 10 Jahren in allen fünf Fallbeispielen die kostengünstigste Erzeugungsvariante darstellt.

Emissionen der verschiedenen Erzeugungsvarianten im Vergleich

Aus den öffentlich verfügbaren Quellen zu den Emissionsfaktoren ergibt sich die Zusammenstellung in Tabelle 44.

Der Vergleich der öffentlich zur Verfügung gestellten Informationen zeigt, dass es selbst für „Insider“ nur sehr schwer nachvollziehbar ist, auf welcher jeweiligen Datenbasis die veröffentlichten Kennwerte der diversen Fernwärme-Lieferanten beruhen.

Das macht es unmöglich bzw. wenig sinnvoll, die hier berechneten Emissionen für die dezentralen Varianten mit den Werten der jeweiligen zentralen Fernwärmevariante zu vergleichen.

Tabelle 44: Wärmeanteile und die spezifischen Emissionsfaktoren aus den öffentlich verfügbaren Quellen zu den Emissionsfaktorangaben der Fernwärmebetreiber (*Der veröffentlichte Kennwert von 121 g/kWh ist aufgrund der ebenfalls veröffentlichten Zusammensetzung der Wärme nicht nachvollziehbar.)

	Fallbeispiel	Emissionsfaktor laut Quellenangabe	Hauptanteil der Wärme aus	Spez. Emissionsfaktor	Wert aus Anlage 9 Abschn. 3 zum GEG
1	Darmstadt	21 g/kWh	Siedlungsabfällen (84%), davon gelten psch. 42%-Punkte als erneuerbar	20 g/kWh	Nr. 19
2	Staufen*)	121,4 g/kWh	Feste Biomasse (Holz) 69% Erdgas 28% (ohne KWK)	20 g/kWh 240 g/kWh	Nr. 11 Nr. 2
3	Heilbronn	136,8 g/kWh	Unlogische Angabe in der veröffentlichten Bescheinigung	# g/kWh	
4	Karlsruhe	78 g/kWh	Abwärme ohne KWK 60% Abwärme mit KWK 1% Kohle-KWK 22%	40 g/kWh 40 g/kWh 400 g/kWh	Nr. 17 Nr. 17 Nr. 4
5	Tübingen	42,5 g/kWh	Anhand der Bescheinigung nicht näher identifizierbar, nur: EE-Anteil 59%	# g/kWh	

Die Emissionen liegen bei der Kombination aus Wärmepumpe und KWK-Anlage (Variante 6) für die nächsten 10 Jahre immer deutlich unter denen einer Wärmepumpe die 100% der Wärme erzeugt (vgl. Variante 3 Tabelle 45).

Auffällig ist, dass die Emissionen stark zurückgehen, wenn bei den versorgten Objekten eine PV-Anlage angenommen wird, deren Strom in einer Wärmepumpe teilweise genutzt wird. Das zeigt sich im Vergleich der Varianten 2 und 3 sowie 4 und 5.

Bei der Fernwärmeversorgung hat der Nutzer des Objektes keinen direkten Einfluss auf die Emissionen. Hier liegen die Emissionskennwerte zwischen 21 g/kWh und 136,8 g/kWh. Diese Diskrepanz führt dazu, dass die Emissionen im Beispiel Darmstadt nur 10% der Vergleichsvariante mit Erdgaskessel erreichen und mit Abstand den geringsten Wert der Varianten zeigen. Im Beispiel Heilbronn mit sehr hohen spezifischen Emissionen entsprechen die absoluten Emissionen etwa 60% der Vergleichsvariante mit Erdgaskessel.

Tabelle 45: Emissionsvergleich der Erzeugungsvarianten über 10 Jahre keine Sanierung der Gebäudehülle

Varianten-nummer	1	2	3	4	5	6	7
Fallbeispiel	Referenz-variante Erdgaskessel 100 %	WP (HL 100%), Strom 100 % Fremdbezug	WP (100% HL), Strom PV, Kunden-anlage	WP (30% HL), Erdgaskessel (70% HL); PV, Kunden-anlage	WP (30% HL) Erdgaskessel (70% HL); Fremdbezug 100%	PV, WP (30% HL), KWK (30% HL), Kessel (40% HL) Kunden-anlage	Reine Fernwärmeversorgung
Darmstadt	346 t	251 t	198 t	272 t	329 t	170 t	29 t
Staufen	1.149 t	852 t	451 t	608 t	1.016 t	380 t	565 t
Heilbronn	1.976 t	1.424 t	1.342 t	1.863 t	1.949 t	1.164 t	1.094 t
Karlsruhe	2.351 t	1.719 t	1.363 t	1.864 t	2.239 t	1.165 t	743 t
Tübingen	1.151 t	838 t	536 t	737 t	1.047 t	460 t	198 t
	[in % gegenüber Referenz]						
Darmstadt	100%	73%	57%	79%	95%	49%	9%
Staufen	100%	74%	39%	53%	88%	33%	49%
Heilbronn	100%	72%	68%	94%	99%	59%	55%
Karlsruhe	100%	73%	58%	79%	95%	50%	32%
Tübingen	100%	73%	47%	64%	91%	40%	17%

Mit der Kombination aus PV, WP und KWK (Variante 6) sind im Betrieb in jedem Beispiel nach der Fernwärmevariante (zwischen 19% und 56% der Vergleichsemissionen der Erdgaskessel-Variante) die geringsten Emissionen verbunden. Bei den Gesamtkosten (Investition und Betrieb) ist die Kombination aus PV, WP und KWK (Variante 6) in allen Beispielen die kostengünstigste (zwischen 48% und 93% verglichen mit der Erdgaskessel-Variante).

Im gesonderten Bericht der KEA-BW finden sich darüber hinaus die Ergebnisse zu weiteren Untersuchungsvarianten wie z.B. der Annahme dynamischer Energiepreise und der Reduktion des Heizwärmebedarfs auf 50kWh/m²*a im ersten Jahr und der Reduktion des Heizwärmebedarfs auf 50kWh/m²*a nach 5 Jahren (durch energetische Maßnahmen Gebäudehülle, Jahr 2027).

Die Abbildung 82 bis Abbildung 86 stellen die Ergebnisse zu Kosten und Emissionen je Fallbeispiel in graphischer Form dar. Trotz aller Unterschiede der Fallbeispiele (vgl. Tabelle 35) sind die o.g. Tendenz bei allen ähnlich.

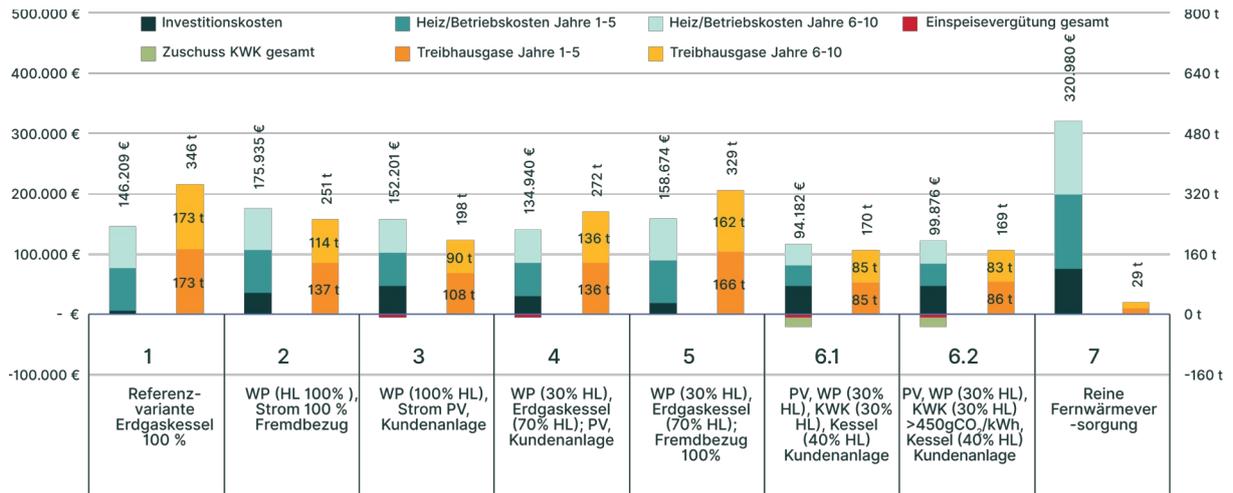


Abbildung 82: Fallbeispiel Darmstadt: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung)

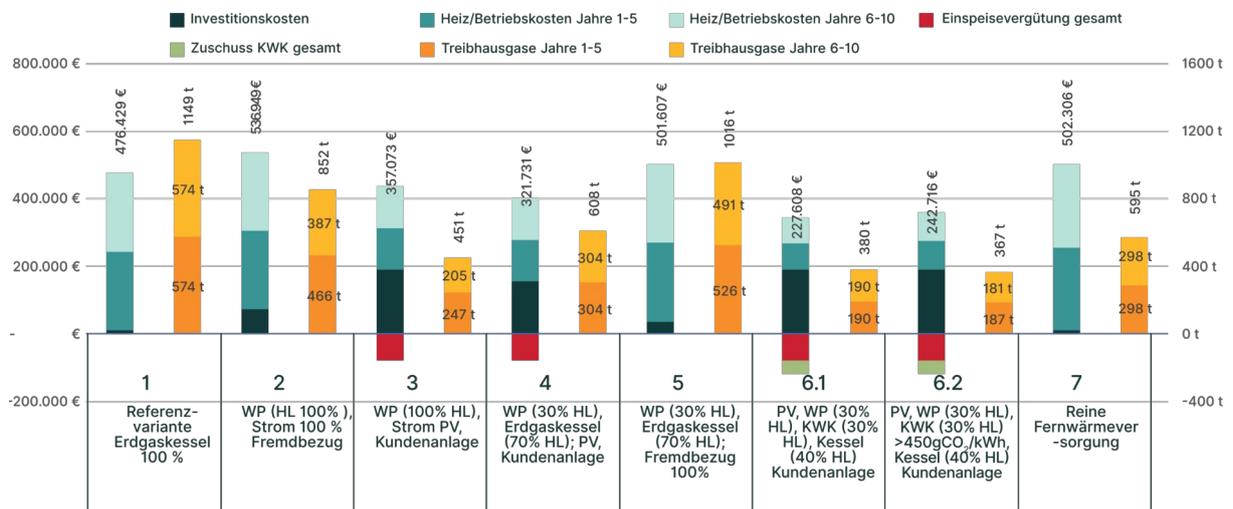


Abbildung 83: Fallbeispiel Staufen: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung)

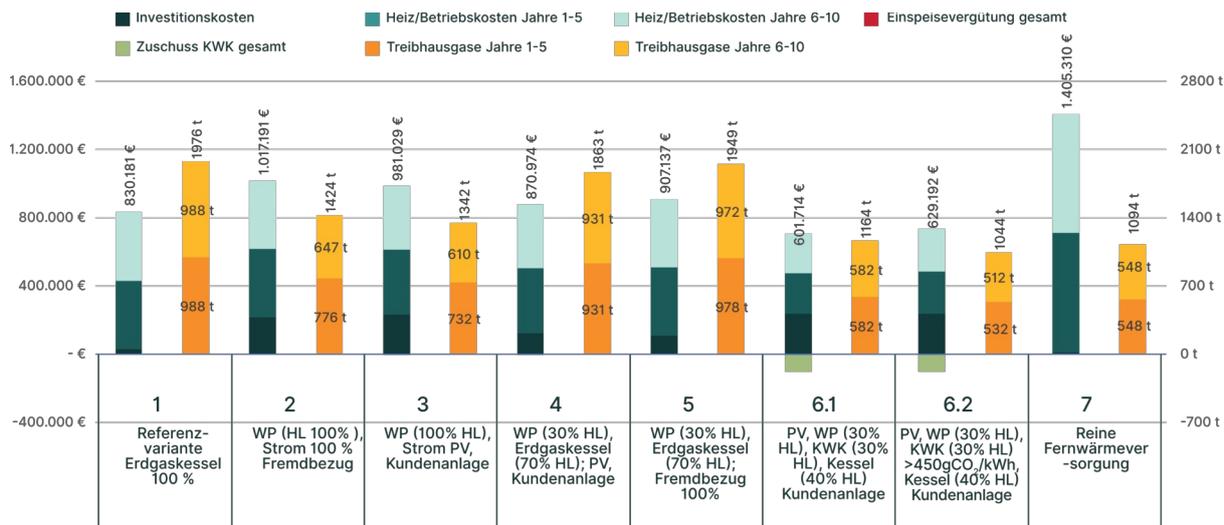


Abbildung 84: Fallbeispiel Heilbronn: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung)

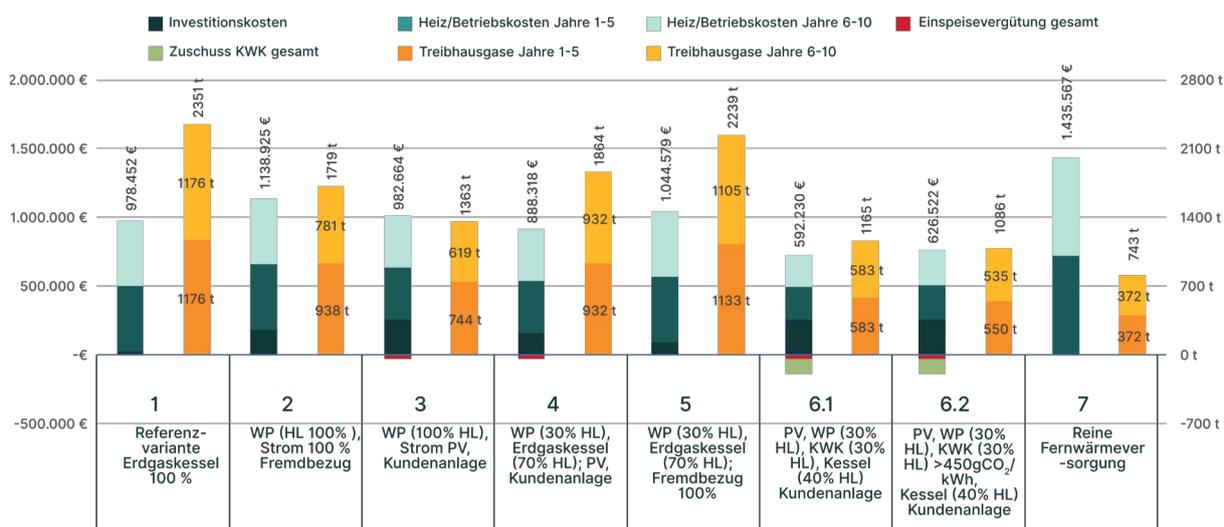


Abbildung 85: Fallbeispiel Karlsruhe: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung)

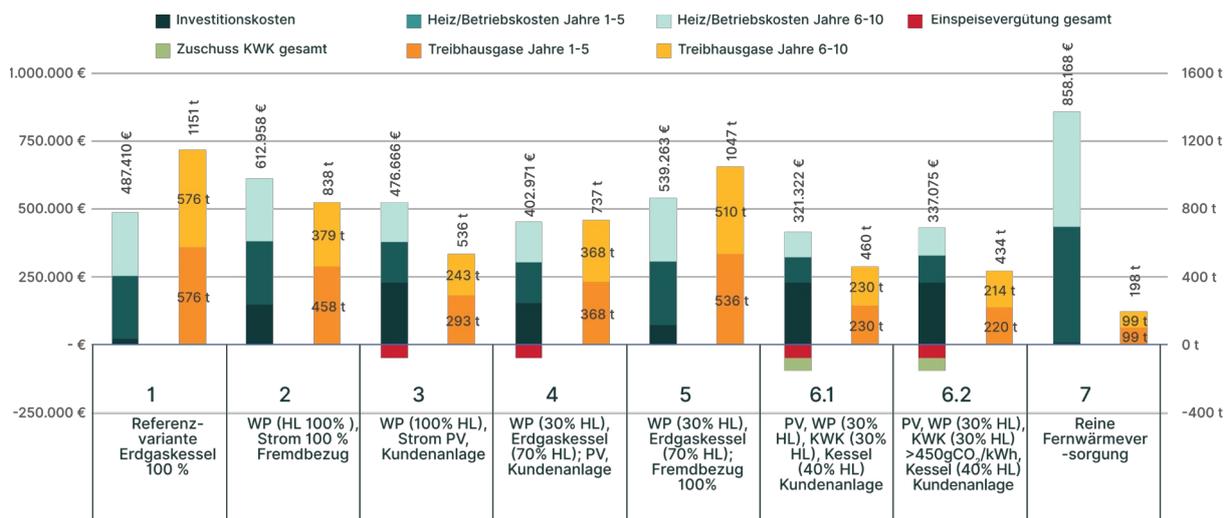


Abbildung 86: Fallbeispiel Stuttgart: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung)

7.9 Flexibilität über gemeinschaftlich Versorgung mit Strom (Handelnde Eigenversorger, Mieterstrom, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung) und ggf. Wärme¹⁴.

Die Abgabe bzw. der Verkauf von Strom im räumlichen Zusammenhang (auch Mieterstrom genannt) ist aufgrund hoher bürokratischer Hürden noch immer sehr aufwändig und wird von Hausverwaltungen bislang kaum umgesetzt.

Die Volleinspeisung ist wirtschaftlich wenig attraktiv. Eine vom Deutschen Naturschutzring (DNR), dem Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), der Deutschen Umwelthilfe e.V. (DUH), Germanwatch, dem Naturschutzbund Deutschland (NABU) und dem World Wide Fund For Nature (WWF) beauftragte und vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme durchgeführte Studie kommt zu dem Ergebnis, dass bei Volleinspeisung einer PV-Anlage mit einer Amortisationszeit von 18 bis 27 Jahren gerechnet kann (Fluri et al. 2024). Die Studie schlägt einen bundesweiten Solarstandard vor, der Gebäudeeigentümer*innen zur Installation einer Solaranlage verpflichtet. Ein solcher Standard wird sich aus Sicht des KiB e.V. nur durchsetzen lassen, wenn die Rahmenbedingungen für die Eigenstromkonzepte attraktiv gestaltet werden.

In der Praxis sind neben dem Mieterstrommodell zahlreiche andere Vertragskonstellationen in Deutschland zur Versorgung mit Strom vor Ort umgesetzt (vgl. z.B. Broschüre [DGS Franken 2023](#)).

Im Folgenden wird die gelebte Praxis eines gemeinschaftlichen Eigenstromkonzeptes im Sinne gemeinsam handelnder Eigenversorger im Rahmen einer Kundenanlage verglichen mit der von der Bundesregierung neu vorgelegten Regelung des §42b im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Rahmen des Solarpaket I¹⁵ und dem bisher nach EEG §21 praktizierten Mieterstrommodell.

Am Ende bleiben einige Fragen zu den Regelungen im §42b EnWG aus Sicht der Autoren offen.

Als Mieterstrommodelle nach EEG §21 sind derzeit (abgerufen am 28.6.2024) im [Marktstammdatenregister](#) 8356 Anlagen angemeldet mit einer Bruttoleistung von 164 MW_{el}. (durchschnittlich mit etwa 20 kW_{el} pro Anlage, hier sind in der Regel nur PV-Anlagen berücksichtigt).

¹⁴ vorab in geänderter Form erschienen im Dezember 2023 auch erschienen als Beitrag in VDIaktuell 08/23, Seite 46 ff.

¹⁵ Gesetz zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (<https://dserver.bundestag.de/btd/20/086/2008657.pdf>)

Als Kundenanlagen werden Energieanlagen bezeichnet, die mittels einer Summenmessung an ein öffentliches Energienetz angeschlossen sind und der Abgabe von Energie an Letztverbraucher dienen (§ 3 Nr. 24a oder b EnWG) (vgl. Abbildung 87).

a Ziel des neuen Modells nach §42b EnWG ist es, „dass Strom aus solarer Strahlungsenergie ohne großen Bürokratieaufwand von Vermieterinnen und Vermietern oder einem Dritten für die Mietparteien innerhalb eines Gebäudes bereitgestellt werden kann. Die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen müssen sich dabei hinter demselben Netzverknüpfungspunkt befinden, das heißt, es darf keine Durchleitung durch ein Netz erfolgen.

b Bisher gelebte gemeinschaftliche Konzepte zur Nutzung von Strom im Rahmen einer Kundenanlage sollen mit dem §42b EnWG weder erschwert oder gar verhindert werden, so die Versicherung von Politik und Verwaltung. In der Begründung des Gesetzesentwurfs heißt es hierzu *„Die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung steht als eigenständiges Modell neben dem Mieterstrom gemäß § 42a EnWG.“*

Im Falle der Lieferung von Strom über das öffentliche Netz gilt die Rechtslage bisher als eindeutig. Der Stromliefernde wird rechtlich zum Energieversorger (EVU) und hat eine Vielzahl an Pflichten zu erfüllen (z.B. Anmeldepflicht bei Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber, BNetzA; Pflicht zu Vollstromlieferverträgen; Stromkennzeichnung; jährliche Strommengen an Übertragungsnetzbetreiber melden; Meldepflicht Mieterstromzuschlag BNetzA; Messstellenbetriebspflichten, Kundenmanagementpflichten; Rechnungsstellungspflichten; Stromsteuerbefreiungen; ...). Diese Pflichten können von einem "normalen" Anlagenbetreiber (Privatpersonen, Industrie- und Handwerksbetrieb, Wohnungseigentümergeinschaften) über die Hausverwaltung in den meisten Fällen nicht geleistet werden und erfordern einen entsprechend versierten Dienstleister.

Was sagen EU-Richtlinien zur Selbstversorgung in der Gemeinschaft?

Nach EU-Richtlinie 2019/944 (Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, kurz EBM-RL) nach Artikel 2 unter Begriffsbestimmungen meint „Versorgung“ (von Strom) den Verkauf, einschließlich des Weiterverkaufs, von Elektrizität an Kunden und nicht die reine Lieferung.

Nach Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL) Art. 15a EBM-RL ist eine Gemeinschaft berechtigt, „innerhalb der (...) Gemeinschaft (...) die mit Produktionseinheiten im Eigentum der (...) Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen“, Art. 22 Abs. 2 lit. b EE-RL. Ähnliches findet sich in Art. 16 Abs. 3 lit. EBM-RL (Bürgerenergiegemeinschaft) und in Art. 21 Abs. 4 EE-RL. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) versteht unter gemeinsam handelnden Eigenversorgern (auch als „kollektive Eigenversorgung“ bezeichnet) eine Gruppe von mindestens zwei gemeinsam handelnden EE-Eigenversorgern, die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden (Art. 2 Satz 2 Nr. 15 EE-RL).

Nach EU-Richtlinie 2024/1711 Art. 15a EBM-RL (4) c zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union entfallen die Versorgerpflichten, *„wenn die erneuerbare Energie durch einzelne Haushalte mit einer installierten Kapazität von bis zu 10,8 kW und durch Mehrparteienhäuser mit einer installierten Kapazität von bis zu 50 kW gemeinsam genutzt wird.“*

Nähere Infos finden sich im Kurzbericht zum Energy Sharing des UBA 46/2023 unter Berücksichtigung des EU-Rechts (Ritter et al. 2023).

7.9.1 Gelebte Praxis der gemeinschaftlichen Eigenversorgung in Kundenanlagen im Sinne gemeinsam handelnder Eigenversorger

Bei der Verteilung von Solarstrom vom Dach eines Gebäudes oder des gemeinschaftlichen eingekauften Stroms aus dem öffentlichen Netz (Reststrombezug) innerhalb eines gebäudeeigenen Stromnetzes (Kundenanlage) gibt es bisher in der gelebten Praxis die rechtliche Auffassung, dass hierbei keine Stromlieferung vorliegt und die o.g. Versorgerpflichten damit wegfallen.

Denn viele der rechtlich mit einer Stromlieferung verbundenen bürokratischen Pflichten sind für die Nutzung und Verteilung von selbst erzeugtem Strom im Rahmen einer Kundenanlage aus versorgungstechnischer Sicht nicht zu rechtfertigen und damit entbehrlich. Die Stromerzeugung und -nutzung vor Ort könnte genauso betrachtet werden wie eine Energiesparmaßnahme, also z.B. wie die Investition in einen sparsameren Kühlschrank oder in eine LED-Beleuchtung. Diese werden ja bislang nicht mit Auflagen, wie z.B. Messeinrichtungen, belegt.

Konzepte und Vertragskonstellationen, die Kosten aus einer gemeinschaftlich betriebenen Solaranlage und/oder gemeinschaftlich aus dem Netz bezogenen Reststrom z.B. über die Hausgeldabrechnung auf die gemessenen Verbräuche der Allgemein- und Wohnungsstromzähler umlegen, sind seit vielen Jahren gelebte Praxis. In einigen Vertragskonstellationen werden die Investitionskosten sowohl für PV und KWK-Anlagen in den Strompreis eingerechnet, ohne eine eindeutige gesetzliche Grundlage zu haben (Abbildung 88). Zu Beschwerden von Mietenden oder Eigentümer ist es in den uns bekannten Fällen nie vorgekommen, da die Strompreise immer deutlich unter denen der Stromlieferanten bzw. eines Mieterstrommodells lagen.

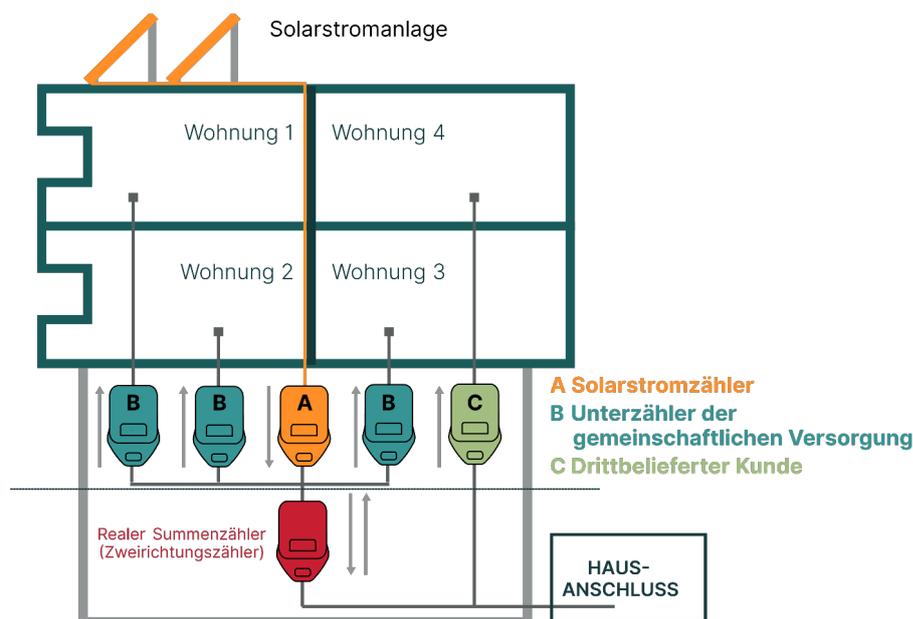


Abbildung 87: Schema/Konzept zur gemeinschaftlichen Gebäude-/Eigenversorgung ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz. In Kundenanlagen gelebte Praxis ist ein realer Summenzähler mit realen Unterzählern und der jährlichen Umlage von Kosten nach Stromverbrauch gemäß Ablesung Zähler (A-C).

Hausgeldabrechnung 2022
WEG Tauglichstraße 28

KiB Hausverwaltung GmbH
 Klimarelevanzstraße 1-5
 54321 Enkelstadt

Für Wohnung Nr. 8
 Johanna Sparfüchsin
 Tauglichstraße 28
 54321 Enkelstadt

Für den Zeitraum vom 1.1.2022 bis 31.12.2022

6. März 2023

nach BetrKV umlegbare Ausgaben		Gesamtausgaben	Verbrauch WEG	Ihr Verbrauch	Ihr Anteil
Verteilung nach Verbrauch					
Abrechnung Wärme und Wasser		16.347,24 €			534,06 €
Wohnungsstrom		7.429,20 €	27957,0 kWh	862,0 kWh	229,07 €
Waschmaschinennutzung		1.975,97 €	2754 mal	89 mal	63,86 €
Verteilung nach Festanteilen		Gesamtausgaben	Anteil	Umlageart	Ihr Anteil
Abfall		1.397,76 €	0,0386345	MEA	54,00 €
Aufzug		2.240,29 €	0,0386345	MEA	86,55 €
Beleuchtung		553,02 €	0,0386345	MEA	21,36 €
Gartenpflege		587,40 €	0,0386345	MEA	22,69 €
Niederschlagswasser		602,24 €	0,0386345	MEA	23,27 €
Reinigung		2.650,00 €	0,0386345	MEA	102,38 €
Versicherungen		3.202,86 €	0,0386345	MEA	123,74 €
Summe umlegbare Ausgaben		36.985,98 €			1.260,98 €
nach BetrKV nicht umlegbare Kosten					
Kontoführung		149,95 €	0,0386345	MEA	5,79 €
Reparaturen		5.306,61 €	0,0386345	MEA	205,02 €
Verwaltung		4.078,84 €	0,0386345	MEA	157,58 €
Summe nicht umlegbare Ausgaben		9.535,40 €			368,39 €
Summe Ausgaben		46.521,38 €			1.629,37 €
Zahlungsverpflichtung laut Wirtschaftsplan 2022					1.800,00 €
Abrechnungsspitze 2022: Guthaben auf Wirtschaftsplan					170,63 €

Abweichungen im Centbereich sind rundungsbedingt möglich.

Abbildung 88: Musterabrechnung

7.9.2 Neuregelungen des §42b EnWG

Unter der Überschrift „Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ räumt der §42b EnWG Letztverbrauchern die Möglichkeit ein, z.B. Solarstrom der in, an oder auf demselben Gebäude produziert wird, zu nutzen, wenn

- die Nutzung ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz erfolgt,
- die Strombezugsmengen des Letztverbrauchers viertelstündlich gemessen werden und (vgl. Abbildung 89)
- er einen Gebäudestromnutzungsvertrag mit dem Betreiber der Gebäudestromanlage abschließt, in dem Betrieb, die Erhaltung und die Wartung der Gebäudestromanlage und der Aufteilungsschlüssel des Stroms aus der Anlage geregelt werden. Letzterer muss dem Netzbetreiber mitgeteilt werden. Darüberhinaus sind Regelungen über die entgeltliche Gegenleistung für die Nutzung der elektrischen Energie durch den teilnehmenden Letztverbraucher und deren etwaige Höhe in Cent pro Kilowattstunde zu treffen. Die freie Lieferantenwahl darf in dem Gebäudestromnutzungsvertrag nicht eingeschränkt werden.

Die Definition (§3 Nr. 20a EnWG) des im §42b EnWG neu eingeführten Begriffs der Gebäudestromanlage („eine Erzeugungsanlage, die aus solarer Strahlungsenergie elektrische Energie erzeugt, die ganz oder teilweise im Rahmen eines Gebäudestromnutzungsvertrags durch die teilnehmenden Letztverbraucher gemäß § 42b Absatz 1 verbraucht wird“) schränkt dabei die Regelung auf Solarstrom ein.

Nach §42b Abs.6 EnWG kann der Gebäudestromnutzungsvertrag durch einen WEG-Beschluss ersetzt werden, wenn die WEG die Gebäudestromanlage betreibt.

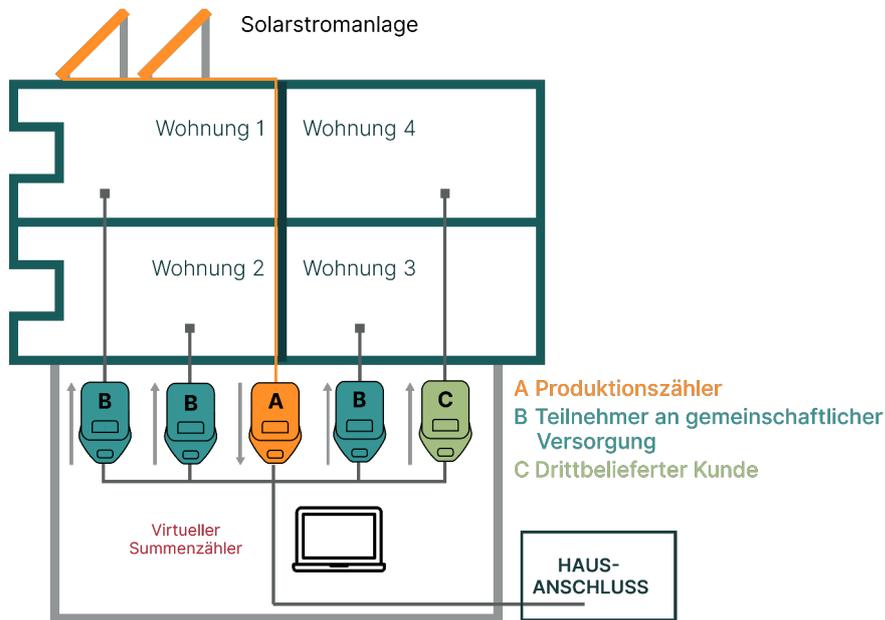


Abbildung 89: Schema/Konzept zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz nach § 42b EnWG. Dabei müssen die Zähler (A-C) intelligente Zähler sein, die für die Verteilung und Kostentragung eine Verrechnung von Viertelstundenwerten erlauben.

Aus Sicht der Autoren bleiben mit dem §42b EnWG folgende Fragen offen:

- Welchen praktischen Fall genau will der §42b entbürokratisieren?
- Wenngleich Politik und Verwaltung mit dem §42b EnWG bisher gelebte gemeinschaftliche Konzepte weder erschweren noch verhindern wollen, bleibt die Frage, ob die zukünftige Rechtsprechung das so bestätigt.
- Die Nutzung virtueller Summenzähler wurde bereits im EnWG § 20 Absatz 1d Satz 2 ermöglicht; werden sie mit dem §42b nun verbindlich vorgeschrieben, und wenn ja für welche Konstellationen?
- Kann die Regelung nach §42b unabhängig von einem EVU/Dienstleister z.B. durch eine Hausverwaltung umgesetzt werden? Wer nimmt die Saldierung der Zähler vor, und wer sammelt die Daten der 15-minütigen Messung?
- Im §42b (2) 2. ist über den Gebäudestromnutzungsvertrag eine Vereinbarung über entgeltliche Gegenleistung für die Nutzung der elektrischen Energie durch den teilnehmenden Letztverbraucher und deren etwaige Höhe in Cent pro Kilowattstunde zu treffen. Bedeutet dies, dass Investitionskosten für die PV-Stromanlage über diesen Vertrag umlegbar sind, und wenn ja über welchen Abschreibungszeitraum?
- Lässt sich das Modell nach §42b in Wohnungseigentümergeinschaften aufgrund der beschränkten Vertragslaufzeit (2 Jahre) umsetzen? Ist das daraus entstehende wirtschaftliche Risiko für eine WEG tragbar?

- Was genau meint §42b (3): „Die freie Lieferantenwahl darf in dem Gebäudestromnutzungsvertrag nicht eingeschränkt werden.“ Ist damit ein gemeinsamer Reststrombezug über den Gebäudestromnutzungsvertrag ausgeschlossen?
- Wie kann ein WEG-Beschluss nach §42b (6) einen Vertrag zwischen der WEG als Betreiberin der Gebäudestromanlage und Mietern als Letztverbrauchern ersetzen? Wie sind die Mieter dabei einzubinden?
- Lässt der §42b Raum für eine Entscheidung gegen das Gebäudestrommodell und den damit verbundenen Vorteilen (weniger Pflichten aus der Stromlieferung) gegenüber den Nachteilen (max. 2 Jahre Bindungsfrist)?

7.9.3 Vorschlag zu einer zusätzlichen einfachen Regelung über die Betriebskostenverordnung

Die Betriebskostenverordnung sieht bisher die Umlagefähigkeit von Stromkosten (insbesondere für den Wohnungsstrom) bei gemeinschaftlichen Stromversorgungen nicht ausdrücklich im Katalog von § 2 BetrKV vor. Die Wohnungsstromkosten sind nur von Mietenden zu tragen, wenn dies ausdrücklich im Mietvertrag vereinbart ist.

Bisher sieht die Betriebskostenverordnung keine Umlage von Investitions- oder Instandhaltungskosten von Stromerzeugungsanlagen innerhalb einer Kundenanlage vor. Derzeit können Vermietende die Investitionskosten in PV oder KWK-Anlagen gesetzeskonform nur über eine Mieterhöhung nach §§ 555b, 559 BGB umlegen. Den Mietern würde dadurch der gemeinschaftlich von der Wohnungseigentümergeinschaft (WEG) oder einem Wohnungsunternehmen erzeugte Strom zu einem sehr reduzierten Preis berechnet werden müssen. Bei einer PV-Anlage fallen dann ausschließlich die Kosten für Reinigung und Versicherung der PV als Betriebskosten an, die man in den Strompreis gegenüber den Mietenden aufnehmen könnte. Damit würde der Strom extrem günstig, bei einer 20 kWp-Anlage läge der Strompreis bei ca. 2-3 Ct pro kWh. Dadurch würden Fehlanreize für den Stromverbrauch gesetzt. Zudem wird die Belastung der Mietenden mit den Stromgestehungskosten im Wesentlichen nicht mehr vom Stromverbrauch, sondern über die Mieterhöhung von der Größe der Wohnung abhängig sein. Mietende mit hohem Stromverbrauch und kleinen Wohnungen werden so von Mietenden mit geringem Stromverbrauch und großen Wohnungen „subventioniert“. Dieses Gerechtigkeitsproblem und das Problem des Fehlanreizes durch den sehr günstigen Strompreis besteht genauso bei selbstnutzenden Eigentümern.

Diese theoretische Möglichkeit der "Umlage" von Stromerzeugungskosten über eine Mieterhöhung findet in der Praxis soweit uns bekannt bislang kaum Anwendung.

Eine Lösung besteht darin, in der Betriebskostenverordnung eine gesetzliche Möglichkeit zu schaffen, die Investitions- und Reparaturkosten für die gemeinschaftliche Eigenstromerzeugungsanlage einer WEG in den Strompreis einzurechnen und über die Betriebskosten abrechnen zu können. Bei einem Strom- oder Wärmecontracting werden diese Kosten vom Contractor eingepreist. Auch bei Nah- oder Fernwärmelieferungen werden selbstverständlich die Investitionskosten des Lieferanten eingepreist, die Kosten sind innerhalb der Betriebskosten umlegbar.

Der Unterschied liegt allein darin, dass die Investitions- und Reparaturkosten nicht bei der WEG, sondern bei einem externen Dritten entstehen, von diesem eingepreist und in Rechnung gestellt werden, und sich daraus eine Umlegbarkeit auf die Betriebskosten ergibt.

Contracting-Modelle sind aber für Mietende und selbstnutzende Eigentümer deutlich teurer als die Investition und der Betrieb durch z.B. eine WEG. Die WEG hat keine Gewinnerzielungsabsicht und legt allein die tatsächlich anfallenden Kosten z.B. aus der PV-Anlage und dem Reststrombezug um. Eine Gewinnmarge des Contractors oder des externen Lieferanten entfällt.

Sinnvoll wäre es z.B., die Investitionskosten für eine PV-Anlage über 20 Jahre verteilt in die Stromkosten aufnehmen zu können. Eine KWK-Anlage hat in der Regel eine kürzere Nutzungsdauer, hierfür sollte ein entsprechend kürzerer Zeitraum für die Refinanzierung der Investitionskosten möglich sein. Für diese Anlagen sollten die Kosten eines Vollwartungsvertrags in den Strompreis eingerechnet werden können.

Eine Gefahr, dass z.B. eine WEG den Mietenden zu hohe Strompreise in Rechnung stellt, sehen wir nicht. Es geht nur um die Verteilung von tatsächlich entstandenen Kosten für Erzeugungsanlagen innerhalb der Kundenanlage und dem Bezug von Reststrom.

Das grundlegende Recht für jeden Endverbrauchenden/Mietenden, den Stromanbieter frei zu wählen, bleibt davon unberührt und hält die WEG davon ab, unwirtschaftlich zu handeln und zu hohe Kosten zu verursachen.

In Kundenanlagen wäre aus Sicht der Autoren somit eine Regelung über die Verteilung von Strom und deren Kosten über die Betriebskostenverordnung eine einfache und transparente Lösung. Das Schweizer Modell geht in diese Richtung (zev-eigenverbrauch, energieschweiz VEWA 09.2023).

Zusammenfassende Empfehlungen zur Vereinfachung

- ✓ **Aufnahme der Verteilung von Stromkosten (incl. des Wohnungsstroms) in den Katalog nach §2 BetrKV einschließlich der Versorgung der Mietobjekte.**
- ✓ **Vereinfachung durch Zulassung der Umlage der Investitionen von Stromerzeugungsanlagen auf die Betriebskosten ähnlich der Modernisierungsumlage auf die Miete, um die Position „Stromkosten“ für Mieter transparenter abzugrenzen und die Umsetzung nachträglicher Installation von PV oder KWK-Anlagen auf/in MFH zu erleichtern.**
- ✓ **Ausnahme von den EVU-Pflichten nach EnWG §3(18) für die Tätigkeit der Strom- und Stromkostenverteilung hinter einem Netzverknüpfungspunkt (ohne Durchleitung durch das öffentliche Netz). Der Versorgungsgemeinschaft wird selbst überlassen, über welchen Verteilungsschlüssel und mit welchen Zählern sie Kosten (Investitions- und Betriebskosten) von EE- und KWK-Anlagen innerhalb der Versorgungsgemeinschaft (Eigentümern / Mietenden) zugewiesen (verteilt) werden.**

7.9.4 Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) nach §42b und Mieterstrom-Projekte und ihre Kosten im Vergleich

Eine Übersicht über verschiedene Konzepte zur Eigenstromnutzung gibt Tabelle 46.

Tabelle 46: Vergleich der verschiedenen Konzepte zur Gebäudeversorgung

	Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) nach § 42b EnWG	Mieterstrom nach § 42a EnWG	Gemeinsam handelnde Eigenversorger
Ist ein externer Dienstleister der Versorgerpflichten erfüllen kann notwendig?	Ja	Ja	In der Praxis erfolgt eine Jahresabrechnung oft über die Hausgeldabrechnung des Hausverwalters
Im Rahmen einer Kundenanlage	nach § 42b nur innerhalb eines Gebäudes	auch für mehrere Gebäude	auch für mehrere Gebäude
Muss jeder Mieter/(Teileigentümer sich vom PV-Anlagenbetreiber mit Strom beliefern lassen?	Nein, jeder Bewohner kann selbst entscheiden, ob er teilnehmen möchte oder nicht	Nein, jeder Bewohner kann selbst entscheiden, ob er teilnehmen möchte oder nicht	
Welchen Strom liefert der PV-Anlagenbetreiber an die Teilnehmer?	Nur PV-Strom	PV-Strom, KWK-Strom und Reststrom	PV-Strom, KWK-Strom und Reststrom
Gibt es eine staatliche Förderung für den an die Teilnehmer gelieferten PV-Strom?	Nein	Ja, PV-Anlagenbetreiber erhält staatlichen Mieterstromzuschlag nach § 48 u. 49 EEG (ca. 2,5 Cent/kWh garantiert für 20 Jahre)	Nein
Gibt es eine staatl. Förderung für ins öffentliche Netz eingespeisten Überschüssigen PV-Strom?	Ja, PV-Anlagenbetreiber erhält staatliche EEG-Teileinspeisevergütung (garantiert für 20 Jahre)	Ja, PV-Anlagenbetreiber erhält staatliche EEG-Teileinspeisevergütung (garantiert für 20 Jahre)	Ja
Welche sonstigen Erträge kann der PV-Anlagenbetreiber erzielen?	Keine	Es kann ggf. eine Teilnehmer Grundgebühr (ca. 150 €/Jahr pro Teilnehmer sind üblicher Wert in DE) - Reststrom-Weiterverkauf ggf. mit Marge	Nur Umlagemodell der Kosten; kein Ertragsmodell
Welche Messkonzepte sind sinnvoll und zulässig?	Virtuelles Summenzählermodell	Physisches Summenzählermodell, virtuelles Summenzählermodell	In der Regel Physisches Summenzählermodell mit eigenen Unterzählern
In welchen Zeitintervallen kann Stromverbrauch bilanziert werden?	Viertelstündlich	In der Regel frei wählbar bei physischem Summenzählermodell (z.B. viertelstündlich, täglich, monatlich, jährlich), max. Zeitintervall ist jährlich Viertelstündlich bei virtuellem Summenzählermodell	Zeitintervall in der Regel jährlich
Müssen alle Teilnehmer-Stromzähler regulierte Zähler vom Messstellenbetreiber sein?	Ja	Nein, bei physischem Summenzählermodell, Ja, bei virtuellem Summenzählermodell	Nein, bei physischem Summenzählermodell
Müssen alle Teilnehmer einen Smart Meter als Stromzähler haben?	Ja	Nein, nur beim virtuellem Summenzählermodell müssen alle Zähler Smart Meter sein	Nein
Muss vom PV-Anlagenbetreiber eine Stromabrechnung erstellt werden für die Teilnehmer?	Ja, muss Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) konform sein	Ja, muss Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) konform sein	Ja, erfolgt in der Praxis über die Hausgeldabrechnung
Muss der PV-Anlagenbetreiber einen Stromliefervertrag abschließen mit den Teilnehmern?	Ja	Ja	Rechtlich Ja, wird aber in der Praxis unterschiedlich gehandhabt.
Sonstige Pflichten	Anmeldung als eingeschränkter Versorger bei Hauptzollamt, jährliche Stromsteuernullmeldung		

Im Gegensatz zum Mieterstrommodell gibt es mit der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach §42b noch wenig Erfahrungen.

Das physische Summenzählermodell ist seit vielen Jahren rechtlich verankert, das virtuelle Summenzählermodell erst seit dem zweiten Quartal 2023 (EnWG § 20, Absatz 1d). Einige Netzbetreiber und grundzuständige Messstellenbetreiber haben noch keine geeigneten Abläufe und automatisierte Software etabliert, um die GGV umsetzen zu können.

Wirtschaftlicher Vergleich

Im Summenzählermodell fallen für die eigenen Unterzähler keine Grundgebühren an. Zusammen mit dem staatlichen Mieterstromzuschlag sind die erzielbaren Erträge für die Betreiber des Mieterstrommodells in der Regel deutlich höher als bei der GGV. Es fallen vor allem die Versorgerpflichten weg. Da aber in der Regel für die Abrechnung des Mieterstrommodells ohnehin ein Dienstleister in Anspruch genommen wird, sind die Aufgaben und Pflichten aus Sicht des Dienstleisters nur geringfügig geringer.

In der Regel hat das Mieterstrommodell und andere gelebte Konzepte des Eigenstromverbrauchs mit dem bereits bekannten Summenzählermodell wirtschaftliche Vorteile gegenüber der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach §42b (vgl. Abbildung 90 und Tabelle 47).

Die wirtschaftlichen Vorteile können im Einzelfall noch größer sein, wenn sich mit dem zuständigen Netzbetreiber darauf geeinigt werden kann, dass eine Messwandlerzählung beim Summenzähler unter 30 Kilowatt elektrischer Leistung entfallen kann, indem nachgewiesen wird, dass Überschusseinspeisung und Verbrauch diese zu keiner Zeit überschreitet.

Tabelle 47: Kostenvergleich Volleinspeisung PV und Vollbezug Strom, Mieterstrom, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG und gemeinschaftlich handelnde Eigenversorger

Stromnutzungsmodell			Volleinspeisung /Strombezug	Mieterstrom	GVG nach § 42b EnWG	Gemeinsam handelnde Eigenversorger
Zählermodell			Volleinspeisung/ Strombezug	Sammelzähler -modell	Virtueller Summenzähler	Sammelzähler -modell
Anzahl Zähler Messtellenbetreiber			11	2	11	2
Eigene Unterzähler			0	10	0	10
PV-Anlage:						
Anlagengröße		kWel.	20	20	20	20
Anschaffung und Installation	1500	€/kWp	30.000 €	30.000 €	30.000 €	30.000 €
Kosten Eigene Zähler, ggf. Messwandlung etc.				10.000 €		10.000 €
Stromerzeugung	1000	kWh/kW*a	20.000	20.000	20.000	20.000
Selbtgenutzte Strommenge	40%	kWh/a		8.000	8.000	8.000
Eingespeiste Strommenge	60%	kWh/a		12.000	12.000	12.000
Gesamtstrommenge		kWh/a	20.000	20.000	20.000	20.000
Reststrombezugsmenge		kWh/a	20.000	12.000	12.000	12.000
Einnahmen						
Interner Strompreis für eigengenutzten Solarstrom	0,25	€/lkWh		2.000 €	2.000 €	2.000 €
Mieterstromzuschlag 2024	0,02545	€/lkWh		204 €		
Einspeisevergütung 2024	0,0799	€/lkWh	1.598 €	959 €	959 €	959 €
Gesamteinnahmen			1.598 €	3.162 €	2.959 €	2.959 €
Ausgaben/Kosten						
Versicherung, Instandhaltung	500	€/Jahr	500 €	500 €	500 €	500 €
Zählerkosten, Grundgebühr	120	€/a/Zähler	1.320 €	240 €	1.320 €	240 €
Kosten Mieterstrom Dienstleister (Abrechnung, Versorgungs- und meldepflichten)	1000	€/Jahr		1.000 €		
Kosten GGV Dienstleister (Abrechnung, Meldepflichten)	800	€/Jahr			800 €	
Kosten Hausverwaltung Abrechnung über Hausgeldabrechnung	500	€/Jahr				500 €
Strombezugskosten Volleinspeisung/Bezug Arbeitspreis	0,3	€/lkWh	6.000 €			
Reststrombezugskosten Mieterstrom Arbeitspreis	0,28	€/lkWh		3.360 €		
Reststrombezugskosten GGV Arbeitspreis, kein gemeinsamer Einkauf	0,3	€/lkWh			3.600 €	
Reststrombezugskosten GHE Arbeitspreis	0,28	€/lkWh				3.360 €
Abschreibung Anlage über 20 Jahre		€/Jahr	1.500 €	2.000 €	1.500 €	2.000 €
Summe Ausgaben/Kosten/Abschreibung		€/Jahr	9.320 €	7.100 €	7.720 €	6.600 €
Ausgaben abzgl. Einnahmen		€/Jahr	7.722 €	3.938 €	4.761 €	3.641 €

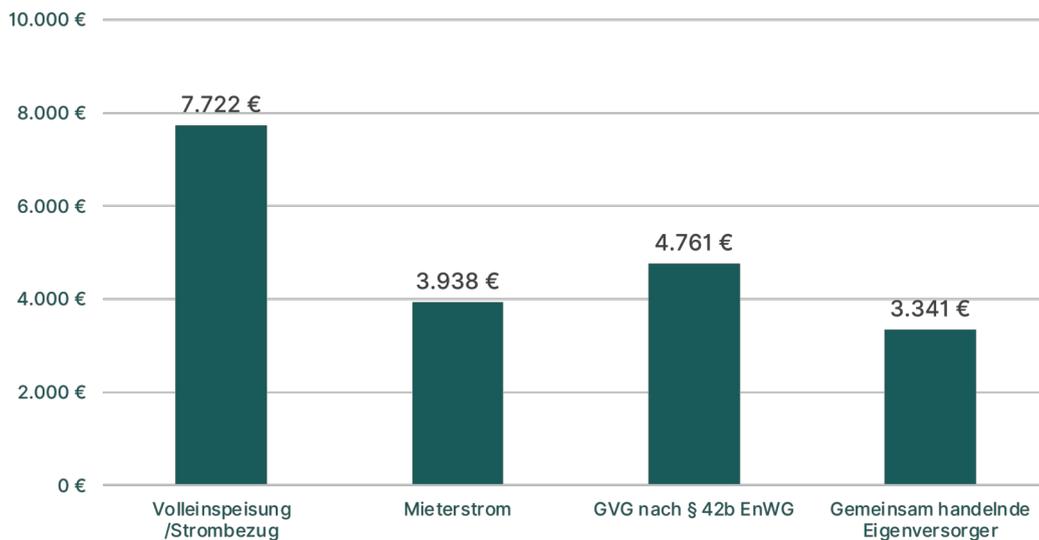


Abbildung 90: Zusammenfassende Darstellung der Jahreskosten für Strom der einzelnen Versorgungskonzepte; Annahmen und Berechnung vgl. Tabelle 47

- ✓ **Mieterstromprojekte bieten in der Regel ein höheres Ertragspotential als eine Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung mit GVG bei nur geringfügig mehr Pflichten.**
- ✓ **Konzepte der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung sollten Flexibilität fördern, für Wärme und Strom konzipiert und einfacher umsetzbar werden.**
- ✓ **Durch den dezentralen systemdienlichen Einsatz von KWK-Anlagen in Kombination mit Photovoltaik und Wärmepumpe sowie anderer Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität, Effizienz und Suffizienz im Rahmen einer gemeinschaftlichen Eigenversorgung kann der Ausbau des Stromnetzes minimiert und Kosten gespart werden.**

7.10 Fallbeispiel Mehrfamilienhaus/Gebäudenetz in Freiburg



Bei dem kleinen Gebäudenetz sind zwei Häuser, Baujahr 2006 mit einer Gesamtwohnfläche von 2.520 m² über eine Wärmeleitung verbunden. Es wohnen darin ca. 60 Bewohner in ca. 10 vermieteten und 14 selbst genutzten Wohnungen + 2 Ferienwohnungen und 1 Ferienzimmer.

Das bisherige Energiekonzept umfasst:

- eine Gemeinschaftliche Eigenversorgung über Kundenanlage
- ein BHKW 16 kW_{el.}/38kW_{th} (ohne Spitzenlastkessel monovalent betrieben mit, Erdgas)
- Solarthermie (60 m²)
- Solarstrom (21 kW_{peak}) noch Volleinspeisungsanlagen

- Kontrollierte Be- und Entlüftung mit Wärmerückgewinnung
- Windkraftbeteiligung St. Peter
- LED-Außenbeleuchtung
- Stromsparende Haushaltsgeräte
- Die meisten kochen (noch!) mit Erdgas
- Stromsparende Aufzüge
- Energiesparen, gem. Tiefkühltruhen, ans Warmwasser angeschlossene Waschmaschinen
- 2022: Intelligente Heizungsregelung mit Vorhersage Sonnenstunden.
- 2023: 22 Steckersolargeräte ca. 14kW_{peak}
- Wärmepumpe (Lambda) 13 kW_{th} Inbetriebnahme Mai 2023

Für 2026 sind die Erneuerung und Erweiterung und Umstellung auf Überschusseinspeisung der Solarstromanlage geplant, ab 2030 der Ersatz des Erdgases durch Wasserstoff oder Methanol.

Gebäudekennwerte, wie der spezifische Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser, finden sich in Tabelle 48. Mit einem Gesamtwärmebedarf von 38,8 kWh/ m² und Jahr ist es vergleichsweise gut gedämmt.

Tabelle 48: Kenndaten zum Gebäudenetz zweier Mehrfamilienhäuser in Freiburg (Durchschnittlicher Verbrauch über mehrere Jahre)

Einwohner	Ca. 60			
Wohnfläche	2520	m ²	42	m ² pro Einwohner
Wohneinheiten	25	kWh/a		
Wärmebedarf	100.286	kWh/a	39,8	kWh/ m ² *a
davon Warmwasser	46.800	kWh/a	18,6	kWh/ m ² *a
davon Raumwärme	53.486	kWh/a	21,2	kWh/ m ² *a
Strombedarf (Haushalte & Allgmeinstrom)	46.366	kWh/a	18,4	kWh/ m ² *a
Norm-Heizlast	57,6	kW		
PV	35	kWp		
Pufferspeicher	92	kWh		
KWK elektrische Leistung	16	kWel.		
Wärmepumpe thermische Leistung	13	kWth.		

Mit Hilfe eines einfachen Modells (Stundenwerte) wurden im Folgenden aufgrund der tatsächlichen gemessenen Lastverläufe (Strombezug aus dem Stromnetz) aus dem Jahr 2022 die Stromlastgänge folgender Wärmeversorgungsvarianten des kleinen Gebäudenetzes miteinander verglichen:

- Variante A: Wärmeerzeugung 100% Erdgaskessel; Strombezug (Haushalts- und Allgmeinstrom) zu 100% aus dem Netz (berechnet)
- Variante B: Wärmeerzeugung 100% über Erdgas-BHKW; Reststrombezug unter Einbeziehung Eigenstromnutzung aus Solarstrom (PV) & Kraftwärme-Kopplungs-Anlage (KWK); gemessen.
- Variante C: Wärmeerzeugung zu 100 % über Wärmepumpe; Strombezug (Haushalts- und Allgmeinstrom sowie Strom für Wärmepumpe) zu 100% aus dem Netz; berechnet.
- Variante D: Wärmeerzeugung zu 100 % über Wärmepumpe; Reststrombezug (Haushalts- und Allgmeinstrom sowie Strom für Wärmepumpe) unter Einbeziehung Eigenstromnutzung aus PV, berechnet.

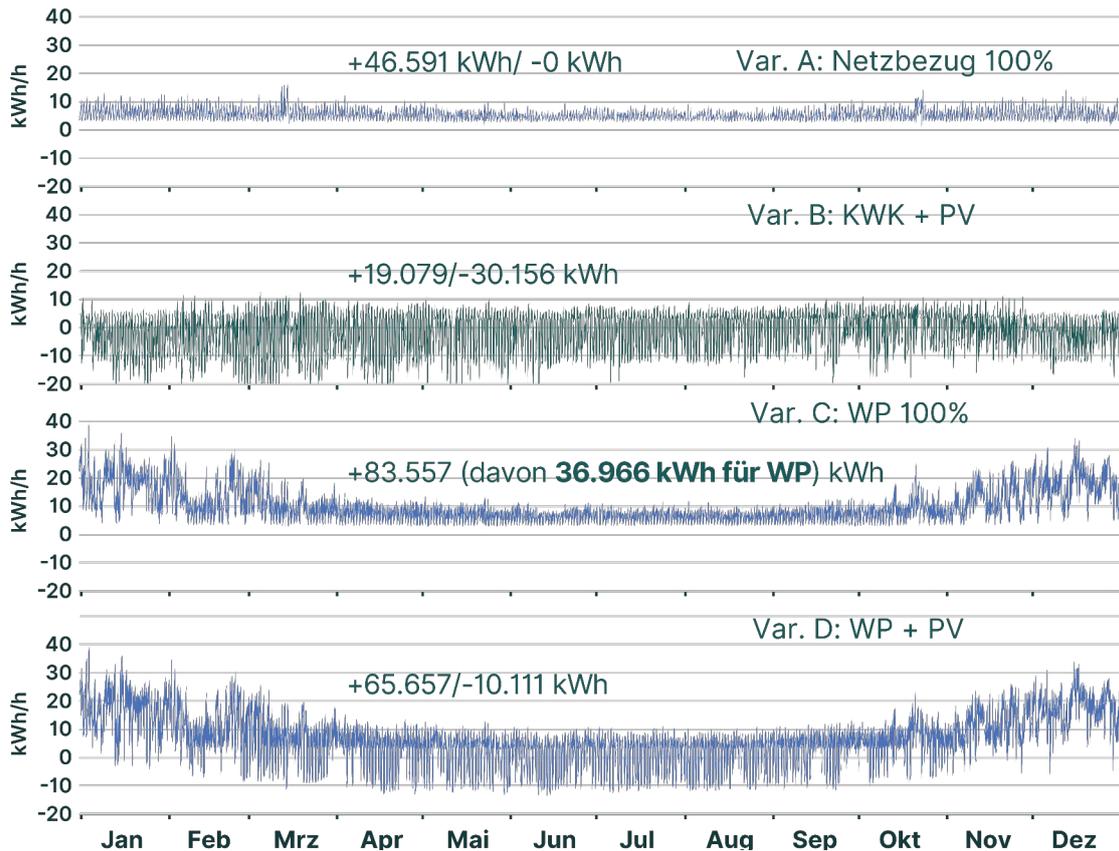


Abbildung 91: Stromlastgänge verschiedener Wärmeerzeugungsvarianten im Gebäudenetz MFH Freiburg anhand gemessener Daten im Jahr 2022. Angaben in kWh/a + = Strombezug / - = Einspeisung.

Das Mehrfamilienhaus konnte sich durch eine entsprechende Klausel (besonders energiesparender Baustandard) im Kaufvertrag vom Anschlusszwang an das vor Ort liegende Fernwärmenetz abkoppeln und betreibt zur Wärmeversorgung eine kleine KWK-Anlage ohne weiteren Spitzenlastkessel, seit Mai 2023 ergänzt durch eine Wärmepumpe.

Bislang nutzen die Gebäude noch keine dynamischen Strompreise (vgl. Kapitel 12.4.4). Zur Ausregelung der Wärmeerzeuger behilft man sich derzeit damit, dass die Wärmepumpe immer nur dann betrieben wird, wenn Strom aus den PV-Anlagen auf dem Dach oder der KWK-Anlage zur Verfügung steht.

Damit wird zumindest erreicht, dass für den Betrieb der Wärmepumpe kein zusätzlicher Strom aus emissionsintensiven Kraftwerken ohne KWK produziert werden muss (vgl. Abbildung 92).

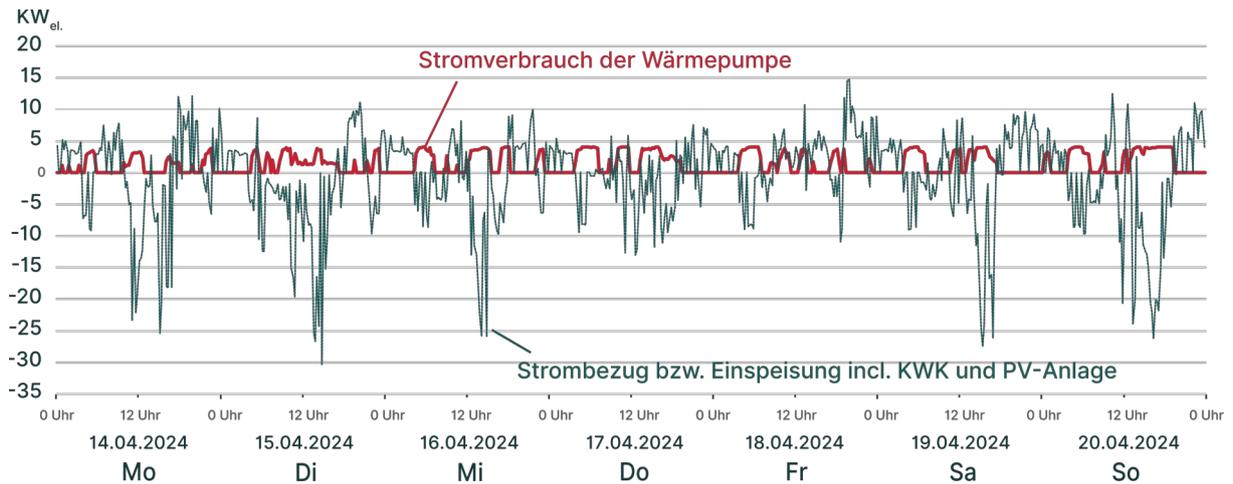


Abbildung 92: Viertelstundenwerte des Stromverbrauchs der Wärmepumpe im Gebäudenetz des MFH Freiburg (vgl. Kapitel 7.10)

Effizienz von Wärmepumpen

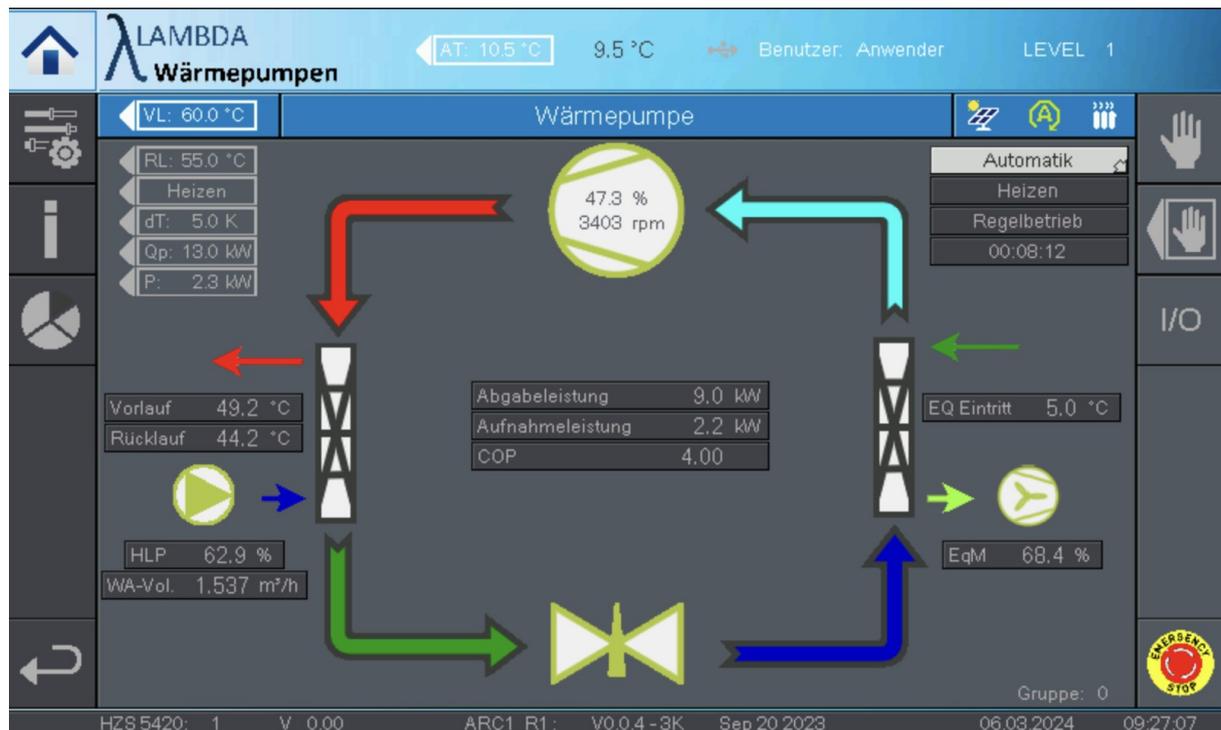


Abbildung 93: Momentaufnahme der Effizienz der im Fallbeispiel eingesetzten Lambda-Wärmepumpe (Darstellung Herstellerdisplay) bei 5°C Außentemperatur und einer Vorlauftemperatur von knapp 50°C.

7.10.1 Kostenvergleich Objektversorgung zu einem an ein Wärmenetz angeschlossenes Nachbargebäude

Die Stromversorgung ist als gemeinschaftliche Gebäudeversorgung über eine Kundenanlage mit Sammelzähler für den Reststrombezug, Zähler für KWK und Solarstrom, eigenen Allgemeinstrom und Wohnungs-Stromzählern organisiert (vgl. Kapitel 7.9.1).

Ein Kostenvergleich mit einem benachbarten Gebäude am Fernwärmenetz zeigt, dass die spezifischen Kosten sowohl für +Wärme und Strom deutlich niedriger ausfallen (vgl. Tabelle 49).

Tabelle 49: Energiekostenvergleich zweier gut gedämmter Mehrfamiliengebäude in Freiburg in 2022

Beheizte Fläche [m ²]	MFH Freiburg, Objektversorgung mit PV, KWK					MFH Freiburg, Fernwärme				
	kWh	kWh/m ²	Kosten 2022	€/kWh	€/m ² *Monat	kWh	kWh/m ²	Kosten 2022	€/kWh	€/m ² *Monat
	2520					3460				
Heizung inkl. Warmwasser	103.496	41,1	7.508 €	0,07	0,25	165.779	47,9	18.699 €	0,11	0,45
Haushaltsstrom und Allgemeinstrom	43.209	17,1	11.482 €	0,27	0,38	90.182	26,1	29.010 €	0,32	0,70
Summe	146.705	58,2	18.990 €	0,34	0,63	255.961	74,0	47.709 €	0,43	1,15

7.11 Wärmeversorgung von größeren Gebäuden oder Gebäudenetzen im Bestand

Die zuvor dargestellten Fallbeispiele und Szenarien bestätigen, dass Wärmepumpen auch in größeren Bestandsgebäuden oder Gebäudenetzen als Baustein gut einsetzbar sind (Günther et al., ISE 2020). Insbesondere zur Kombination aus Solarstromanlagen, Wärmepumpen, KWK-Anlagen und Eigenstromnutzung in größeren Gebäuden gibt es noch wenig Praxiserfahrungen. Durch sie lassen Wärmeerzeuger kleiner dimensionieren und Investitionskosten einsparen. Im Gegensatz zu vorhergehenden Studien sieht unsere Analyse in der Kombination aus Solarstromanlagen, Wärmepumpen, KWK-Anlagen und Eigenstromnutzung eine gute Möglichkeit Residuallasten und Netzausbau bereits vor Ort einzusparen und flexibel, netz- und systemdienlich zu betreiben und nicht vorrangig (kleiner 100 kWh/m²a) ausschließlich auf monovalent betriebene Wärmepumpen zu setzen (Engelmann et al. 2023).

- ✓ **Bei größeren Gebäuden (Wohn- Büro, wie Produktionsgebäuden) und Gebäudenetzen (nach dem GEG sind Gebäudenetze Wärmeverbände bis zu 16 Gebäuden) bieten sich vor allem aus Gründen der Minderung der Residuallast und der Kosten, Kombinationen aus Wärmepumpen, dezentraler KWK (umrüstbar auf „grüne“ Gase), Photovoltaik und eines gemeinschaftlichen Stromversorgungskonzeptes (ggf. auch Energysaving) an.**
- ✓ **Im Rahmen von kommunalen Wärmeplänen und Sanierungsfahrplänen sollte ein Kostenvergleich Wärmenetzanschluss zu dezentraleren Lösungen aus Nutzersicht erfolgen und transparent dargestellt werden können. Dazu sollten aktuelle Preise (Preisblätter) für die Nah- und Fernwärme sowie Preisprognosen bei einem Ausbau in geeigneter und aktueller Form z.B. über eine Webseite zu den einzelnen Versorgungsgebieten zugänglich sein.**

8 Bewertung und Optimierung der Betriebsphase von Gebäuden anhand von Treibhausgasemissionen

Bis zur aktuellen Reform des Gebäudeenergiegesetzes war das Hauptkriterium für die Bewertung von Gebäuden der Primärenergiebedarf. Mit der aktuellen Reform des Gebäudeenergiegesetzes kam auf der Erzeugungsseite das neue Erfüllungskriterium 65% Erneuerbare beim Austausch einer Heizung hinzu.

Nach §3 (2) gilt als Erneuerbare Energien im Sinne des Gebäudeenergiegesetzes

1. *Geothermie,*
2. **Umweltwärme,**
3. *die technisch durch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude stehenden Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie oder durch solarthermische Anlagen zur Wärme- oder Kälteerzeugung nutzbar gemachte Energie,*
4. *die technisch durch gebäudeintegrierte Windkraftanlagen zur Wärme- oder Kälteerzeugung nutzbar gemachte Energie,*
5. *die aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse erzeugte Wärme; die Abgrenzung erfolgt nach dem Aggregatzustand zum Zeitpunkt des Eintritts der Biomasse in den Wärmeerzeuger; oder*
6. *Kälte aus erneuerbaren Energien.*

Und nach GEG §3 (1) 30. ist „Umweltwärme“ die der Luft, dem Wasser oder der aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abwasserströmen entnommene und technisch nutzbar gemachte Wärme oder Kälte mit Ausnahme der aus technischen Prozessen und baulichen Anlagen stammenden Abluftströmen entnommenen Wärme,

Damit gilt in der Reform des Gebäudeenergiegesetzes die Anforderung 65% Erneuerbar nicht für den Strom der aus dem Netz bezogen wird. Die durch den Bezug des Stromes entstandenen Emissionen werden nicht berücksichtigt (Gebäudeenergiegesetz).

Bis zu einer vollständigen Versorgung mit Erneuerbaren Energien bleiben damit die Emissionen aus der Stromerzeugung bei der Gebäudesanierung im Vergleich zu anderen Sanierungskonzepten unberücksichtigt.

Darüber hinaus bestehen nicht alle Erfüllungsoptionen des GEG beim Austausch einer Heizung die Hauptanforderung der Reform. Bei Auslegung einer Wärmepumpe (WP) nach § 71 h (GEG) mit einem Anteil an der Heizleistung von 30% kann eine Wärmepumpe zwar etwa 65-80% der Wärme bereitstellen, aber damit ist keineswegs gewährleistet, dass sie die Anforderung des GEG nach 65% erneuerbare Wärme erfüllt.

Das Kriterium, um das es letztendlich geht, ist die Minderung von Treibhausgasen. Dieses Kriterium wurde u.a. von der DGNB für ein GEG, das bis zur vollständigen Umstellung auf Erneuerbare Energien Bestand hat, vorgeschlagen (vgl. DGNB 2018, DGNB 2021).

Im Zusammenhang der Diskussion um Gebäudestandards und Baumaterialien hat Kevin Kühnert (Generalsekretär der SPD) in der Sendung "maybrit illner" des ZDF vom 28. September 2023 „Bauen, sanieren, mieten – kein Plan gegen Wohnungsnot?“ für die Politik in die Diskussion gebracht, dass es sinnvoll sein könnte, weg zu kommen von einer vorwiegenden „Effizienzhausbetrachtung“ hin zur Frage „Wie spare ich Treibhausgase ein?“

Ebenso bei der Fernwärme wurde die Bewertung nach Treibhausgasemission statt nach Primärenergiefaktoren (PEF) immer wieder in die Diskussion gebracht.

„Grundsätzlich ist fraglich, ob PEF als solche geeignet sind und langfristig im GEG Anwendung finden sollten. Alternative Methoden, beispielsweise die Umstellung auf die THG-Wirksamkeit der eingesetzten Energieträger oder die Berücksichtigung der Fähigkeit der Energieträger, potenziell klimaneutral zu sein, könnten Berücksichtigung finden.“

„So wäre eine weitere Möglichkeit, THG-Relevanz der EE-Wärme und damit beheizter Gebäude zusammen zu führen, sei es, einen maximalen Emissionsfaktor x auf den Quadratmeter Grundfläche bezogen auszuweisen, z. B. im Rahmen eines städtebaulichen Vertrags.“ (S. 275ff [Ortner et al. 2023](#)).

Zur Bewertung der Zuordnung der CO₂-Emissionen bei Kraftwerken mit Koppelprozessen auf Strom und Wärme werden im deutschen Energiesystem verschiedene Methoden angewendet (siehe VDI 4661):

- die kalorische Methode (Aufteilung auf die Koppelprodukte proportional zu den erzeugten Energiemengen),
- die Exergiemethode, auch Carnotmethode genannt (Aufteilung nach den Exergiegehalten der Koppelprodukte),
- die Arbeitswertmethode (Aufteilung nach dem Arbeitswert der Koppelprodukte),
- die Finnische Methode (Aufteilung nach der Primärenergieeinsparung anhand von Referenzsystemen),
- die Restwertmethode (mit einem bekannten oder angenommenen Produktionsfaktor für ein Koppelprodukt wird der für das andere ermittelt) – im GEG, WPG und den in diesen Gesetzen in Bezug genommenen Normen wird diese Methode als Stromgutschriftmethode bezeichnet, weil für den Strom aus KWK ein fester Verdrängungsmix angesetzt wird.

Die Methoden unterscheiden sich im Wesentlichen durch die unterschiedliche Zuordnung der CO₂-Emissionen auf die Koppelprodukte Wärme und Strom.

Alle bis auf die Stromgutschriftmethode begrenzen ihre Betrachtung nur auf den KWK-Prozess selbst und lassen externe Effekte im Gesamtsystem außer Acht. Bezieht man die externen Effekte mit jeweils gleichen Bewertungsverfahren bei der Verdrängung anderweitig erzeugten Stroms und Wärme vollständig ein, werden mit allen Methoden identische Gesamtergebnisse erzielt (vgl. [Hinterberger 2023](#)). Nur in Bezug auf die (lokal systembezogene) Aufteilung auf die Koppelprodukte Strom und Wärme unterscheiden sich die Allokationsverfahren.

Die absolute Emissionswirkung von Koppelprozessen ist bei richtigem Einbezug der externen Effekte naturgemäßen jedoch immer gleich – weil nur abhängig vom Input. Die Debatte darüber, welches das richtige Allokationsverfahren ist, ist daher überflüssig. So VDI 4661 (Energiekenngrößen) zur Auswahl der „richtigen“ Methode:

„Es gibt keine Methode, die insgesamt, das heißt nach thermodynamischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien gleichermaßen zwingend anzuwenden wäre.“

Die diskutierten „Verfälschungen“ einzelner Methoden rühren nur aus der bisher als notwendig erachteten Vereinfachung her, Emissionskennwerte als Jahresmittelwerte auf längerer Zeitbasis ermittelte Werte anzugeben. Bei Stoffströmen wie Brennstoffen mag es sich bei der Bewertung der nur auf Basis der chemisch gebundenen klimawirksamen Stoffanteile noch als unproblematisch darstellen, jedoch bereitet bereits die Einbeziehung der Vorketten durchaus Probleme, wie die unterschiedlichen Ansätze in den gesetzlichen Regelungen und Förderbestimmungen zeigen (TEHG, BEHG, GEG, LCA-Bilanzierungsregeln des QNG u.a.).

Noch kritischer ist die Festlegung von Langzeitdurchschnittswerten bei vernetzten Systemen (Strom, Fernwärme, Fernkälte), die jeweils aus diversen Quellen mit zum Teil hochdynamischen

Einsatzszenarien gespeist werden. Jegliche Emissionsbewertung mit Mittelwerten muss im konkreten Einsatzfall zu unpassenden Ergebnissen führen, da die externe Wirkung im Gesamtsystem in der ganzen Bandbreite von sehr positiver bis zu sehr negativer Wirkung reichen kann. Es stellt sich die Frage, nutzt der jetzt eingeschaltete strombetriebene Wärmeerzeuger noch überschüssigen oder gespeicherten erneuerbaren Strom oder muss ein brennstoffbasierter Residualstromerzeuger hochfahren?

Die Signale zur Emissionsbewertung müssen daher letztlich auf sehr hoher zeitlicher Auflösung basieren und bereitgestellt werden, idealerweise als Sekundenwerte.

Um von dem jetzigen System der starren Langzeitwerte wegzukommen, sollte für die Praxis zumindest das System stündlicher Emissionswerte eingeführt werden, um für alle Fälle vernetzter Koppelprozesse und stromnutzender Wärmeerzeuger die richtigen Signale bereit zu stellen.

Die Meinungen über die Emissionsfaktoren zur Bewertung des Stroms für den Betrieb gegenüber Wärmepumpen gehen bei den befragten Experten genauso weit auseinander wie die Meinungen über den geeigneten Strommix zur Bewertung der Emissionen von Wärmepumpen (vgl. 5.7).

Zur Frage der Anforderung des GEG, beim Austausch einer Heizung zukünftig 65% Erneuerbare Energien zu verwenden, bezweifeln etwa 20 % der Befragten die Eignung dieses Kriteriums, und knapp 48% würden für die Zielausrichtung an den Treibhausgasemissionen plädieren.

In einer Zeit, in der aktuell Gebäudeeigentümer entweder abwarten, bis Umsetzungen der kommunalen Wärmeplanungen konkret werden, oder sich beim Heizungstausch noch für Heizungsoptionen mit hohem Ausstoß von Treibhausgas entscheiden, sollte noch einmal parteiübergreifend über eine Gesamtreform zur energetischen Sanierung nachgedacht werden.

Nach mehr als zwanzig Jahren Praxiserfahrungen mit EnEV- und GEG mit aufwändigen Berechnungen zum Primärenergiebedarf, teilweise wenig aussagekräftigen Bedarfs-, Verbrauchsausweisen und energetischen Sanierungsfahrplänen schlägt das Projekt, wie andere zuvor ([Jagnow et al. 2023](#)) ein grundsätzlich anderen Weg vor:

- Die Nachweisführung von GEG und WPG auf reale Erfolgsnachweise auf Basis gemessener Verbrauchswerte (Wärme und Strom) umzustellen.
- Der Primärenergiebezug wird durch einen Endenergie- und CO_{2e}-Bezug ersetzt und mit der überarbeiteten europäischen Gebäuderichtlinie (EPBD) zusammengeführt, die ohnehin eine Bilanzierung von Treibhausgasemissionen (THG bzw. GWP) zumindest für neue Gebäude eingeführt hat.
- Dies würde den Nachweis drastisch vereinfachen und eine zukünftige Nachweisgröße kg CO_{2e}/(m² · a) anstelle von kWh_{PE}/(m² · a) entspräche der Zielgröße des Klimaschutzes. Eine zukünftig notwendige höhere CO₂-Bepreisung könnte dadurch einfach in mikro- und makro-ökonomische Optimierungsberechnungen integriert werden.
- Schon lange wird gefordert, den EnEV-Nachweis sowie Energieausweise mit realen Verbrauchsmessungen und dem Verfahren der EAV als Erfolgsnachweis zu führen ([Interview mit Kati Jagnow & Dieter Wolff 2005](#), [Wolff et al. 2005](#)). Dabei wären Mindestanforderungen an die Gebäudehülle und an die Anlagentechnik zu erfüllen – ein Verfahren, das sich vor Einführung der EnEV und des EEWärmeG mit den früheren Wärmeschutz- und Heizungsanlagenverordnungen bewährt hatte ([Jagnow & Wolff 2022](#)).

Noch weitergehender wäre eine zusätzliche Bewertung der Exergie ([Jansen et al. 2019](#)) und darauf aufbauende Optimierung. Exergie bezeichnet den Teil der Gesamtenergie einer Anlage oder von Stoffströmen, der Arbeit verrichten kann. Mit einer Bewertung der exergetischen Verluste lassen sich Anlagen und Anlagenkombinationen auf ihre Optimierungspotential unter-

suchen und z.B. verschiedene Temperaturniveaus mit möglichst geringem Einsatz von Energieträgern nutzen.

Beispiel: Erdgas kann verbrannt werden, um Wasser auf 70-80 °C zu erhitzen und letztlich Gebäude auf 20° zu erwärmen (Exergie niedrig) oder um ein industrielles Produkt mit Temperaturen von 1.000 °C herzustellen und die Abwärme der Produktion für das Heizen zu nutzen. Gemeinden und Quartiere mit zahlreichen Prozess-, Wärme-, Kälte-, Strom-, Speicher- oder Mobilitätsanwendungen können so auf den Einsatz von Energie und Emissionen hin optimiert werden.

Ziel einer exergetischen Optimierung kann es z.B. sein, die Energienachfrage soweit wie möglich und sinnvoll an die verfügbaren fluktuierenden Energiequellen unterschiedlicher Qualität (Exergiefaktor) anzupassen, dass ein größtmöglicher Teil des Wärme- und Strombedarfs auf lokaler Ebene mit geringstmöglichen Emissionen gedeckt werden kann. Eine solche Optimierung erfordert in der Regel eine stündliche Betrachtung der verschiedenen Energieanwendungen.

8.1 Bewertung der Verbrennung von Holz (Emissionsfaktor)

Nach dem Marktmonitoring der Dena gehen 58% der befragten Experten davon aus, dass Holzreststoffe für den Hochlauf der industriellen Bioökonomie in Deutschland eine große Rolle spielen werden und zukünftig weniger Holz für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen wird (DENA 2023)

8.1.1 Energetische Verwendung von Holzbiomasse

Im Jahr 2022 wurden in deutschen Wäldern 78,7 Millionen m³ Holz eingeschlagen, davon gingen etwa 46,0 Millionen m³ (58,4 %) in die Säge- und Furnierindustrie, z.B. als Paletten- oder Parkettholz und 15,5 Millionen m³ (19,7 %) wurden als Industrieholz verwendet. In die energetische Nutzung gingen 2022 13,8 Millionen m³ (17,6 %), gegenüber 11,8 Mio. m³ im Vorjahr. Das Schadholzaufkommen blieb dabei 44,7 Millionen m³ (destatis 2024).

Für 2020 wird angegeben, dass etwa die Hälfte des Holzes in Deutschland (60 Mio. m³) energetisch genutzt wird. 27% davon entfällt auf Derbolz, 24,7% auf Reststoffe aus der Holzverarbeitung (Sägenebenprodukte, sonstiges Industrierestholz, Schwarzlauge), 22,5% auf Altholz und 25,8 übrige Holzrohstoffe.

45,7 % des Energieholzes nutzen private Haushalte für ihre Wärmeversorgung, 54,3% wird in 2020 in Biomasseanlagen genutzt. Dabei dominieren vor allem mit Altholz betriebene Großfeuerungsanlagen >1 MW mit 70,4% und 29,6 % entfallen auf Kleinfeuerungsanlagen < 1 MW Feuerungsleistung. In Deutschland fallen jedes Jahr etwa 9 Millionen Tonnen Altholz an, wovon etwa 1,8 Millionen Tonnen importiert sind (Hennenberg et al. 2022). Davon werden ca. 83 Prozent beziehungsweise 7,5 Millionen Tonnen verbrannt (vgl. Tabelle 50).

Eine Liste der Biomassekraftwerke findet sich bei wikipedia.

Tabelle 50: Gesamtsumme an energetischer Verwendung Holz, differenziert einerseits nach Herkunft und andererseits nach Sortiment im Jahr 2018; Angaben in Terawattstunden (TWh) pro Jahr (Hennenberg et al. 2022, Tabelle 24, S. 62)

	Hausheizungen	Biomasseanlagen <1 MW	Biomasseanlagen >1 MW	Summe
Waldholz	51.514	3.639	961	56.111
forstliche Reststoffe	831	9.861	5.225	24.250
Garten- und Landschaftspflege	6.186	1.936	3.194	11.317
agrar. Anbaubiomasse	0	153	148	300
Industrierestholz	9.667	4.861	4.111	18.639
Altholz	3.344	800	25.111	29.256
sonstige feste Biobrennstoffe	0	406	2.167	2.572
Summe	71.528	21.639	40.833	134.111

Umstellung von ehemaligen Kohlekraftwerken auf Biomasse (Holz) sinnvoll?

Im Rahmen der Wärmewende wird in einigen Fällen die Umstellung von Braunkohlekraftwerken auf Holz, wie z.B. in Mannheim ([Drucksache 17/5591](#)) oder neue Biomasseheizkraftwerke, wie in Cuxhafen (derzeit im Probetrieb) mit einer elektrischen Leistung von 16 MW, einem Holzbedarf von 100.000 Tonnen ([DLF 2023](#), [Cuxhavener Nachrichten vom 17.1.2024](#)) diskutiert oder geplant.

Bei einem Einsatz eines alten Braunkohle-Kraftwerksblock z.B. von z.B. 500 MW_{el.} nur in einer zweiwöchigen Dunkelflaute bräuchte es 94.000 Tonnen Pellets ca. (145.000 m³), was etwa der Jahresproduktion eines großen deutschen Pelletwerkes entspricht ([DBFZ 2021](#), [DBFZ 2022](#)).

Darüber hinaus kann es bei einer gleichzeitigen Versorgung mit z.B. einer Flusswärmepumpe zu einer Konkurrenz der Wärmeversorgung mit der WP-Wärme und der Holzwärme bei warmen Flusswassertemperaturen kommen. Da meist die Altholzanlagen für eine Speicherung des Altholzes (Platzbedarfs) und Abschaltung oder Drosselung der Anlage nicht ausgelegt sind laufen sie dann noch, wenn die Wärmepumpe besonders effizient Wärme erzeugen kann.

Beispiel Berliner Fernwärme

Nach einem Plan der Vattenfall sollte in Berlin für die Fernwärmeversorgung statt Kohle und Gas mehr Biomasse (Holz) verbrannt werden. Ende 2023 hat Berlin sein Wärmenetz mit neun Heizkraftwerken von Vattenfall zurückgekauft. Ein Infopapier von Umweltverbänden fordert die bisherigen Pläne von Vattenfall zur Ausweitung der Holzverbrennung für die Fernwärme in Berlin nicht zu übernehmen ([Nabu et al. 2024](#)).

Neben dem gesamten Verteilnetz liegen nun neun Heizkraftwerke in der Hand der Stadt. Die Organisationen fordern, dass Berlin den Dekarbonisierungsplan von Vattenfall nicht übernimmt.

8.2 Wald als Kohlenstoffsенke - wieviel Biomasse kann für welche Zwecke genutzt werden?

Während die Bundeswaldinventur 2012 und die Kohlenstoffinventur 2017 noch eine stabile Waldflächenentwicklung, steigende Holzvorräte und Totholz mengen sowie eine zunehmende CO₂-Speicherwirkung der Wälder belegen, könnte die nächste Kohlenstoffinventur zu einem anderen Ergebnis kommen ([Purkus et al. 2020](#)).

Laut DNR sind zwischen Januar 2018 bis einschließlich April 2021 in Deutschland auf rund 501.000 Hektar Fläche (5% der gesamten Waldfläche) Bäume durch Hitze- und Dürre verloren

gegangen. Wie es zukünftig gelingen kann, den Wald und dessen Funktion als Kohlenstoffsенke zu erhalten ist umstritten.

Wie sich der notwendige Waldumbau auf die Rohstoffverfügbarkeit für die stoffliche und energetische Nutzung auswirken wird, bleibt unklar.

Zusammenschlüsse wie die Forest Defenders Alliance sind davon überzeugt, dass durch das derzeitige Abholzungs-niveau allein die EU zwischen 2002 und 2020 etwa ein Viertel ihrer jährlichen Kohlenstoffsенke im Landsektor verloren hat (Forest Defenders Alliance 2022). Als Gründe nennt sie u.a. insbesondere die Verbrennung von Rundholz und Pellets genannt.

In Deutschland wird der Anteil der Erneuerbaren Wärme derzeit von Biomasse dominiert. Etwa die Hälfte des Holzes (2020 ca. 60 Mio. m³) wurde in den letzten Jahren energetisch genutzt (Hennenberg et al. 2022).

Der Sachverständigen Rat für Umweltfragen hat im Rahmen seiner Stellungnahme zur Biomassestrategie darauf hingewiesen, dass die Annahmen, dass die energetische Nutzung von Biomasse grundsätzlich treibhausgasneutral sei, weil nur die Menge an CO₂ freigesetzt wird, die während des Pflanzenwachstums aufgenommen wurde, untauglich sei, denn sie ignoriert (SRU 2022):

- die Zeitdimension (Verbrennung heute, Nachwachsen meist über Jahre oder Jahrzehnte – die CO₂-Bindung der bestehenden Vegetation kann nicht gegengerechnet werden, da sie bereits in den Klimazielen eingerechnet ist),
- die eingesetzte Hilfs- und Betriebsenergie sowie Treibhausgasemissionen aus dem landwirtschaftlichen Erzeugungsprozess und ggf. prozessbedingte Emissionen (Biogas),
- den entgangenen Nutzen (Opportunitätskosten), z.B. Holz dass in langlebigen Produkten (Gebäude, Möbeln etc.) längerfristig CO₂ bindet, sowie
- den Wert einer alternativen Landnutzung (Opportunitätskosten) mit dauerhafter oder stärkerer CO₂-Bindung.

Statt Wälder zu schützen und nachhaltig zu bewirtschaften, schreitet die Entwaldung weltweit voran. Bislang hat der Mensch fast die Hälfte der natürlichen Wälder der Erde abgeholzt, und es gehen weiterhin jedes Jahr 0,9-2,3 Gt C (etwa 15 % der jährlichen menschlichen Kohlenstoffemissionen) durch Entwaldung verloren (Mo et al.2023).

Bei der Verbrennung von 1 Tonne (ca. 4.000 kWh/Tonne) Holz entstehen ca. 1,83 Tonnen CO₂. Für die Verbrennung von verschiedenen Holzbrennstoffen aus nicht-nachhaltiger Forstwirtschaft ergeben sich incl. Vorketten Emissionsfaktoren zwischen 370 bis 570 g CO₂/kWh. Emissionsfaktor für die Verbrennung des Holzes aus nachhaltiger Forstwirtschaft nach Gebäudeenergiegesetz (GEG) beträgt 20 g CO_{2eq}/kWh und lässt die Emissionen aus der Verbrennung unberücksichtigt.

Der Wald in Deutschland speichert rund 3,1 Milliarden Tonnen Kohlenstoff – das entspricht umgerechnet 11,5 Milliarden Tonnen CO₂. Dabei bindet der Waldboden mit seiner Streu- und Humusaufgabe knapp die Hälfte des Kohlenstoffs (46,8%), gefolgt vom sogenannten stehenden Holz (28,9 %), der sonstigen Holzbiomasse wie Sträucher oder Büsche (16,0 %) und der sonstigen Biomasse mit 8,3 % (destatis 5.10.21).

Der Emissionsfaktor für die Verbrennung von naturbelassenem Brennholz liegt gemäß der Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen (UBA 2022 - Emissionsfaktoren) bei 367,6 gCO₂/kWh (ohne Vorkettenemissionen).

Die Verbrennung von Holz nimmt 2022 mit etwa 140,6 TWh an der erneuerbaren Wärmeerzeugung in Deutschland den größten Anteil ein (vgl. Abbildung 38). Dies entspricht dem Ausstoß von rund 51,7 Mio. Tonnen CO₂. Dies ist mehr als der Kohlenstoffspeicher des Waldökosystems in Deutschland im Durchschnitt der drei Jahre 2019-2021 pro Jahr zugenommen hat (Abbildung 94).

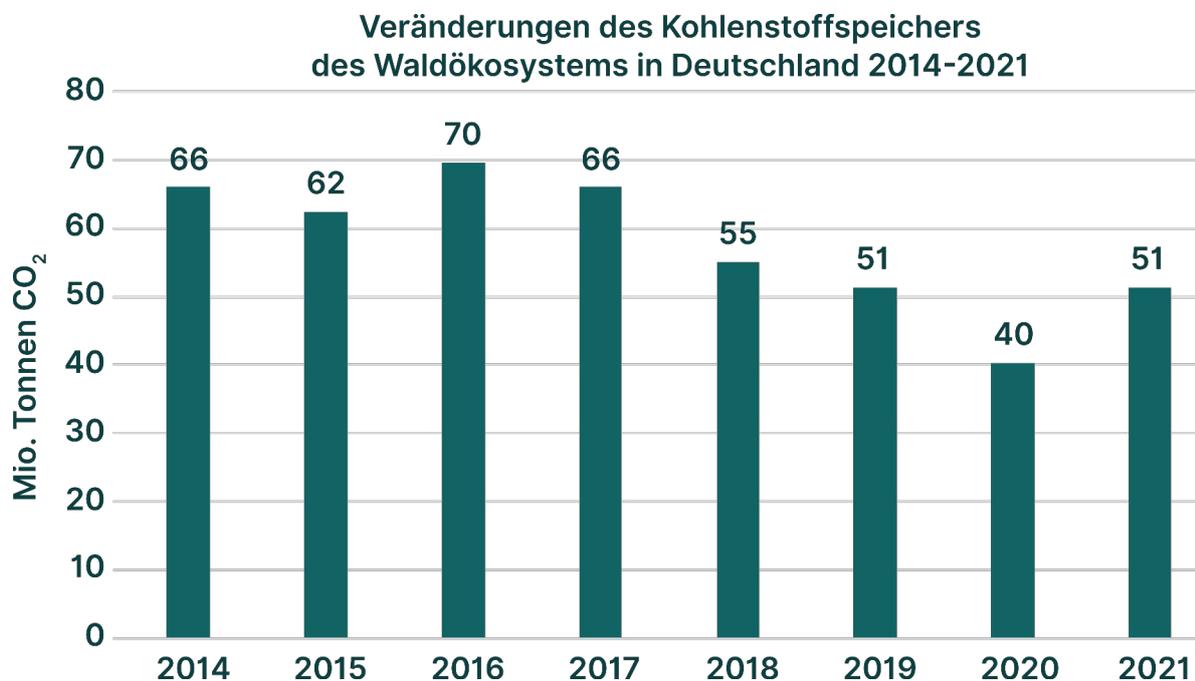


Abbildung 94: Veränderungen des Kohlenstoffspeichers des Waldökosystems in Deutschland 2014-2021 (destatis Kohlenstoffbilanz 2023)

8.2.1 Passen Gebäudeenergiegesetz, Klimaschutzgesetz, Biomassestrategie und die Ziele im Landnutzungssektor zusammen?

Ein Eckpunktepapier zur Nationalen Biomassestrategie (NABIS) wurde von den drei federführenden Bundesministerien BMUV, BMWK und BMEL bereits im Herbst 2022 veröffentlicht. Der KiB e.V. hat sich an dem Beteiligungsprozess im Jahr 2023 beteiligt und frühzeitig Stellung genommen.

Im Februar 2024 wurde ein Entwurfspapier zur Biomassestrategie medienöffentlich (Biomassestrategie, Entwurf, 6.2.2024). Der Entwurf sieht eine Priorisierung der stofflichen Nutzung und der Produktion von Nahrungsmitteln vor.

Bestandteile des Entwurfs sind 7-8 übergeordnete Ziele, 8 Leitprinzipien und ein Aktionsplan mit mehr als 40 Maßnahmenvorschlägen, die kurz-, mittel-, und langfristig umgesetzt werden sollen.

Der Entwurf geht von einem Rückgang des verfügbaren Waldholzaufkommens (inkl. Reststoffe) von 75 Mio. m³ im Jahr 2020 auf 58-72 Mio. m³ bis 2050 aus. Dem beschränkten Angebot an Biomasse steht eine zunehmende Nachfrage nach Biomasse sowohl in der energetischen als auch der stofflichen Nutzung gegenüber.

"Es ist erkennbar, dass die knappen verfügbaren nachhaltigen Biomassepotenziale von mehreren Sektoren parallel eingeplant werden, was zu Engpässen und Preissprüngen führen könnte."

Einzig bei der Nutzung von Abfall- und Reststoffen werden noch nicht genutzte Potentiale gesehen.

Zu den Maßnahmen gehören u.a.:

- die Entwicklung eines Konzepts für die Anwendung eines CO₂-Faktors für holzartige Biomasse,
- die sachgerechte Klimabilanzierung und Modellierung von Biokraftstoffen,
- die Bestimmung von CO₂-Opportunitätskosten der Biomasseerzeugung,
- eine Potenzial- und Umweltanalyse für die Herstellung und Nutzung von Pflanzenkohle,
- ein besseres Monitoring der Kohlenstoffspeicher in der Land- und Forstwirtschaft,
- die Konzentration des Einsatzes von Biomasse in Stromerzeugungsanlagen auf die flexible Abdeckung der residualen Spitzenlasten, in erster Linie unter Verwendung von Rest- und Abfallstoffen,
- die Beendigung der Nutzung von Reststoffen aus der Palmölgewinnung,
- die Vermeidung der Verbrennung von Biomasse z.B. zusammen mit Kohle bzw. anderen fossilen Energien im selben Feuerraum (so genannte Ko-Feuerung) bzw. die Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Biomasse, und
- die Förderung der Biomassenutzung für die Erzeugung von Gebäudewärme soll künftig sukzessive zurückgefahren werden.

Derzeit werden z.B. über die Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude noch starke Anreize zur energetischen Holznutzung gesetzt (vgl. [Hennenberg et al. 2022](#))

Stärker gefördert werden sollen die Nutzung biogener Kohlenstoffquellen in der Industrie, der Holzbau sowie der Einsatz von fortschrittlichen Biokraftstoffen im Luft- und Seeverkehr.

Insgesamt bleibt der Entwurf bei der Quantifizierung der Biomassepotentiale in der Abstimmung der Maßnahmen untereinander weitgehend unklar.

Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LULUCF)

Im Sektor LULUCF wurden im Jahr 2023 3,6 Mt CO_{2e} Emittiert ([Expertenrat für Klimafragen, Prüfbericht 2024](#)).

Laut [Treibhausgasprojektionen 2024](#) verfehlt der LULUCF Sektor seine Senkenziele im Jahr 2030 um 23,7 Mio. t CO_{2e} (Ziel:-25 Mio. t CO_{2e}), im Jahr 2040 um 34,8 Mio. t CO_{2e} (Ziel: -35 Mio. t CO₂-Äq.) und im Jahr 2045 um 41,6 Mio. t CO_{2e} (Ziel: -40 Mio. t CO_{2e}).

Damit wirkt der Sektor nur zwischen den projizierten Jahren 2027 und 2030 bis 2042 als Senke. In den übrigen Jahren stellt er eine Quelle für Emissionen dar.

Der im [Projektionsbericht 2023](#) angegebene Verbrauch an Biomassebrennstoffen z.B. zur Erwärmung von Gebäuden ist weit höher als die gemäß Projektion verfügbaren Mengen im Inland. Der Importbedarf für feste Biomassebrennstoffe würde sich danach bis 2030 vervielfachen (Faktor 30-40). Der überwiegende Teil der importierten Holzenergieprodukte wäre Waldenergieholz, das im Ausland eingeschlagen wird. Die CO₂-Emissionen würden nach dem Quellprinzip nicht einmal Deutschland angerechnet, sondern in die Herkunftsländer externalisiert.

In ihrer [Stellungnahme des Wissenschaftlicher Beirat Waldpolitik beim BMEL](#) machen die Autoren deutlich,

- dass nach dem Klimaschutzgesetz (§3a) vom LULUCF-Sektor eine Senkenleistung von 25 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente bis 2030 und 40 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (CO_{2e}) bis zum Jahr 2045 erwartet wird, um damit Emissionen anderer Sektoren auszugleichen.

- Projektionen des Umweltbundesamtes zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen (2019) weisen allerdings den LULUCF-Sektor im Jahr 2030 nicht mehr als Senke, sondern als eine Quelle von Treibhausgasemissionen in Höhe von knapp 20 Mio. Tonnen CO_{2e} aus (UBA 2019).

Der Beirat geht davon aus, dass zur Erreichung des gesteckten Emissionsminderungsziels des LULUCF-Sektors hauptsächlich auf eine Erhöhung der Nettospeicherung von CO₂ im Wald gesetzt wird. Dies ließe sich in dem geforderten Umfang jedoch theoretisch nur durch eine starke Einschränkung der Holzentnahmen bei stabilen Zuwächsen erreichen. So müsste bereits 2030 auf die Nutzung von ca. 42% des projizierten Zuwachses verzichtet und diese Menge Holz als Biomasse im Wald belassen werden. Praktiker wie der Revierförster Jürgen Bucher der Gemeinde Ebringen haben bereits 20% des Waldes aus einer Nutzung herausgenommen. In anderen Bereichen wird mit Baumarten experimentiert in der Hoffnung, artenreichere und widerstandsfähigere Wälder zu erhalten (Hassenstein 2020).

Um eine mögliche Beeinträchtigung des potenziellen Beitrags von Wald, Waldbewirtschaftung und Holzverwendung durch die nun für den LULUCF-Sektor vorgegebenen Ziele zu vermeiden, schlägt der Beirat eine umfassende Folgenabschätzung vor, die untersuchen sollte, ob die Klimaschutzbeiträge von Wald, Waldbewirtschaftung und Holzverwendung tatsächlich erhöht werden können, und welche klimarelevanten Auswirkungen sich für andere Bereiche ergeben.

Ob eine solche Folgenabschätzung seitens der Bundesregierung in Auftrag gegeben wurde und was sie für die Verbrennung von Holzbiomasse und die damit verbundenen Emissionen insbesondere im Gebäude bedeutet, konnte im Rahmen des Projektes nicht mehr geklärt werden.

Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)

Mit der Veröffentlichung der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) am 18.10.2023 muss diese innerhalb von 18 Monaten (18.4.2025) in deutsches Recht umgesetzt werden (EU-Richtlinie 2023/2431).

Die RED lässt den EU-Ländern hierbei großen Spielraum, selbst zu entscheiden, welche erneuerbaren Energien finanziell unterstützt werden. Bis auf reine Strom-Holzkraftwerke kann die Verbrennung von Holzbiomasse weiterhin seitens der Mitgliedstaaten gefördert werden.

- ✓ **Es wird vorgeschlagen bei der Verbrennung von Holz dem Gebäudesektor die vollen Emissionen aus der Verbrennung und ggf. dem Landnutzungssektor die vollen Senkenleistung des Holzzuwachses zuzuschreiben. Allen Betreibern von Heizungsanlagen wird anteilig die Senkenleistung zugeschrieben, die nicht dem Landnutzungssektor zugeschrieben wird.**

8.3 Treibhausgasemissionen bei der Verbrennung von Erdgas/LNG

Bei der vollständigen Verbrennung von Erdgas entstehen etwa 201 g CO_{2e}/kWh. Durch den inzwischen hohen Anteil an LNG Gas bei der Gasversorgung schlagen die Vorkettenemissionen je nach Herkunft des fossilen Gas erheblich zu Buche und liegen derzeit bei bis zu 288 g CO_{2e} / kWh (Münter & Liebich, IFEU 2023). Bisherige Untersuchungen gingen für die Vorketten im Erdgasmix Deutschland von lediglich etwa 25 g CO_{2e}/kWh aus (Baumann & Schuller, UBA 2021). In Deutschland selbst nehmen die Methanemissionen aus alten Bohrlöchern oder aus der Verteilung des Erdgases ab (Böttcher, UBA 2023).

Herkunft des in Deutschland genutzten LNG/Erdgases

Bis 2022 kam das Erdgas vorwiegend (52%) aus Russland. Mit 120 Milliarden m³ (Mrd. m³) waren 42% der Erdgasimporte im Jahr 2023 LNG-Importe (EU 2024). Dabei waren die Vereinigten Staaten der größte LNG-Lieferant der EU, auf den fast 50 % der gesamten LNG-Einfuhren entfielen. Im Jahr 2023 haben sich die Einfuhren aus den USA im Vergleich zu 2021 fast verdreifacht.

Im Jahr 2023 wurden in Deutschland insgesamt etwa 810 TWh Gas verbraucht (smard.de, 1.4.2). Ca. 37 TWh wurden 2023 in Deutschland selbst gefördert, etwa 960 TWh importiert und etwa 187 TWh exportiert. Damit wurden im Saldo etwa 773 TWh Gas importiert.

Vom importierten Gas kamen etwa 43% aus Norwegen, 26% aus den Niederlanden, 22% aus Belgien. Aus LNG-Terminals in Deutschland kamen etwa 7%.

Die Niederlande verbrauchte im Jahr 2023 etwa 294 TWh an fossilem Gas. In den Niederlanden stammten 2023 45% des fossilen Gases aus direkten LNG-Importen (22,3 Mrd. m³), der größte Teil (16 Mrd. m³) aus den USA (CBS 2024). Die Niederlande hat im Herbst 2023 die landeseigene Förderung von Erdgas eingestellt.

Belgien verfügt über keine eigenen Erdgasvorkommen, ist aber wegen seiner Pipeline-Anbindungen und LNG-Terminals ebenfalls ein wichtiges Gas-Transitland. Belgien hat im Jahr 2023 über die das LNG-Terminal in Zeebrugge etwa 11,4 Mrd. m³ LNG-importiert, davon 4 Mrd. m³ aus Russland, 2,3 Mrd. m³ aus den USA und 4,3 Mrd. m³ aus Katar (IEEFA, European-LNG-Tracker). Hinzu kommt überwiegend Pipelinegas aus Frankreich, Norwegen und den Niederlanden, das zu großen Teilen wieder ursprünglich aus LNG-Gas stammt. Selbst aus Norwegen kamen etwa 4% des fossilen Gases über Schiffe und haben somit die Verfahrensschritte des Flüssiggases durchlaufen.

Je nachdem welche Anteile man den Transitländern Belgien und Niederlanden selbst zuspricht, stammt bereits heute bis zu 50% des in Deutschlands verbrauchten Pipelinegases aus der Anlandung Niederländischer und Belgischer LNG-Terminals.

Abschätzung des durchschnittlichen Emissionsfaktors für Erdgas/LNG in Deutschland

Derzeit kommt in Deutschland die Hälfte des Erdgases per Pipeline vorwiegend aus Norwegen mit einem Emissionsfaktor incl. Vorketten von etwa 216 gCO_{2e}/kWh und etwa die Hälfte LNG aus Ländern wie den USA mit einem Emissionsfaktor von etwa 283 gCO_{2e}/kWh (vgl. **Tabelle 51**, Münter & Liebich, IFEU 2023). Der mittlere Emissionsfaktor inkl. Vorketten für das genutzte Erdgas/LNG in Deutschland liegt bei 250 g/ gCO_{2e}/kWh. Das Umweltbundesamt gibt einen Wert von 256,93 gCO_{2e}/kWh inkl. Vorketten an (Lauf et al., UBA – Emissionsbilanz Erneuerbare 2023, Tabelle 6).

Tabelle 51: Treibhauspotential bei Verbrennung von LNG/Erdgas incl. Vorketten (Vorkettenemissionen über einen Zeitraum von 100 Jahren nach AR5 IPCC 2013 für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten (verändert aus Münter & Liebich, IFEU 2023, Tabelle 13)

	GWP 100 [gCO _{2e} /kWh] nach IPCC 2013						Gesamt
	Verbrennung	Produktion und Aufbereitung	Pipeline-Transport	Verflüssigung	Schiffs-transport	Regasifizierung	
Algerien	201,96	69,12	3,6	22,68	2,88	0,36	301
Katar	201,96	24,84	0,72	28,8	9,36	0,36	266
Malaysia	201,96	29,52	3,24	27,36	13,32	0,36	276
Nigeria	201,96	40,32	1,44	25,92	6,84	0,36	277
Indonesien	201,96	27,72	0,36	26,28	12,6	0,36	269
USA	201,96	44,64	3,24	25,92	7,56	0,36	284
Zum Vergleich							
Pipelinegas-Norwegen							216

Die Emissionsberechnungen für Kraftwerke, die potentiell auf Wasserstoff umrüstbar sind, müssen insbesondere für den Verdrängungsmix unterschiedlicher noch fossil betriebener Kraftwerkstypen überdacht werden.

✓ **Bei der aktuellen Herkunft des Erdgases/LNG in Deutschland wird ein Emissionsfaktor inkl. Vorketten für das genutzte Erdgas/LNG in Deutschland von 250 g/ gCO_{2e}/kWh vorgeschlagen.**

8.4 Emissionsfaktor für die Bewertung von Strom von Wärmepumpen

In der wissenschaftlichen Literatur steht eine Bestimmung der Emissionsfaktoren für Bilanzierung strombedingter Emissionen aus Sicht von Verbrauchenden noch am Anfang (Schäfer et al. 2024).

Das Umweltbundesamt gibt erstmalig für die Jahre 2020-2022 die mittleren Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung mit Vorketten an. Ohne Vorketten wurden sie mit 377 g/kWh für 2020, 418 g/kWh für 2021 und 442 g/kWh für 2022 angegeben. Berücksichtigt man zusätzlich die Vorketten-Emissionen der Stromerzeugung, ergeben sich für 2020 Treibhausgas-Emissionen (CO₂-Äquivalente) in Höhe von 432 g/kWh CO_{2e}, für 2021 von 475 g/kWh CO_{2e} und für 2022 vorläufig 498 g/kWh CO_{2e} (Icha et al., UBA - Strommixemissionen 2023).

Der durchschnittliche elektrische Bruttowirkungsgrad von Erdgas/LNG Kraftwerken in Deutschland lag 2022 bei 49,2% (UBA, 24.11.23 - Bruttowirkungsgrade).

Die Bewertung der Emissionen von Wärmepumpen basiert bislang in den meisten Strom auf den Jahresemissionsfaktor des deutschen Strommix und in den meisten Studien beruhen sie auf

einem Emissionsfaktor ohne Vorketten. Für das Jahr 2030 reichen Emissionsfaktoren dabei von 83 g CO_{2e}/kWh (Bürger et al. 2022, S 22) über Werte von 141 gCO_{2e}/kWh (Meyer et al. 2024) bis zu Werten von 386 gCO_{2e}/kWh (ISE 2020). Im Technikkatalog zur Kommunalen Wärmeplanung geht die KEA für 2030 von einem 270 gCO_{2e}/kWh aus (KEA-BW Technikkatalog 2023).

In einer Kombination aus PV, Wärmepumpe und KWK-Anlage ist für den Betrieb einer Wärmepumpe der Emissionsfaktor Strommix über ein Jahr keine geeignete Regelgröße, um zu entscheiden, ob die Wärme vorrangig über die Wärmepumpe oder die KWK-Anlage oder einen gemeinsamen Betrieb erzeugt werden soll (vgl. Abbildung 95).

Bei einer Stromversorgung des Gebäudes aus dem Netz oder der PV vom Dach mit Erneuerbarem Anteil von 100% oder mehr sollte die Wärme nur noch über die Wärmepumpe erzeugt werden. Wenn für den Betrieb der Wärmepumpe und den zusätzlichen Strom der Wärmepumpe zeitgleich ein zentrales mit Erdgas oder Kohle betriebenes Kraftwerk betrieben werden müsste, emittiert eine dezentral betriebene KWK-Anlage entweder deutlich weniger oder kaum mehr Emissionen als ein zentral mit Erdgas oder Kohle betriebenes Kraftwerk ohne Kraft-Wärme-Kopplung.

Mit einem durchschnittlichen Emissionsfaktor inkl. Vorketten für Erdgas z.B. von 250 gCO_{2e} / kWh für Erdgas (vgl. Kapitel 8.3) ergibt sich für ein Gaskraftwerk ohne Abwärmenutzung mit einem elektrischen Nettowirkungsgrad (η_{el}) von durchschnittlich ca. 48% Emissionsfaktoren (49,2% brutto, UBA 2.4.24 Wirkungsgrade) für die erzeugte Kilowattstunde Strom von 250 g / gCO_{2e} / kWh / 0,48 = 520 gCO_{2e}/kWh. Unter Einbezug der Netzverluste eines zentralen Kraftwerkes von ca. 6% bis zur Wärmepumpe errechnet sich der Emissionsfaktor auf bis zu 544 gCO_{2e}/kWh für den eingesetzten Strom. Bei einem elektrischen Nettowirkungsgrad von 59% und Netzverlusten von 6% liegt der Emissionsfaktor bei etwa 450 gCO_{2e}/kWh.

Sofern der Strom aus einem mit Erdgas betriebenen Residuallastkraftwerk ohne Kraft-Wärme-Kopplung stammt, liegen die Emissionen einer Wärmepumpe bei einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von drei und bei einem Bruttowirkungsgrad von 40% η_{el} incl. Netzverluste bei etwa 221 gCO_{2e}/kWh und bei einem Bruttowirkungsgrad 60% η_{el} bei bis zu 150 gCO_{2e}/kWh.

Bei kälteren Temperaturen im Winter sinkt die Arbeitszahl auf bis zu zwei. Zu diesen Zeiten liegen die Emissionen der Wärmepumpe betrieben mit Strom aus einem zentralen Residuallastkraftwerk ohne Kraft-Wärme-Kopplung bei einem Bruttowirkungsgrad von 40% η_{el} incl. Netzverluste bei etwa 320 gCO_{2e}/kWh und bei einem Bruttowirkungsgrad 60% η_{el} bei 212 gCO_{2e}/kWh und liegen damit vor Ort höher oder gleich als eine Kombination aus Wärmepumpe und einer auf Wasserstoff umrüstbaren KWK-Anlage, die aber noch mit Erdgas betrieben wird.

Ergebnisse und Empfehlungen

- ✓ **Sowohl die Effizienz der Wärmepumpen (Arbeitszahl, Jahresarbeitszahl) als die Effizienz der Residuallastkraftwerke haben großen Einfluss auf die tatsächlichen Emissionen.**
- ✓ **Bei der Bewertung unterschiedlicher Energieerzeuger sollten immer Emissionsfaktoren mit den Vorketten genutzt werden. Der THG- Emissionsfaktor Stromerzeugung mit Vorketten lag 2022 (Strommix) bei 498 g CO₂- Äquivalente pro kWh [UBA 2023].**
- ✓ **Rückwirkend kann eine Bewertung mit Emissionsfaktor des stündlichen Strommix erfolgen.**
- ✓ **Für Planung/Regelung sollte in der Zukunft zusätzlichen Strombezug mit stündlichem Residuallastmix (bei Stunden mit mehr 100% EE = 0).**
- ✓ **Nimmt man das Gebäude als Systemgrenze sollte eine stündliche Bilanzierung zugrunde gelegt werden, die zeitgleich die eigene EE-Erzeugung und den zusätzlichen Strombezug mit stündlichem Residuallastmix berücksichtigt (bei Stunden mit mehr 100% EE = 0).**

8.5 Anlagen nach regionalen CO₂-Intensitäten der Stromerzeugung regeln

Naturgemäß kann die CO₂-Wirkung von Anlagenkonstellationen Wärmepumpen, PV- und KWK-Anlagen und Speichern sowie optimierten Betriebs- und Regelstrategien oder der Elektroladeinfrastruktur nicht auf Basis von Jahresmittelwerten bestimmt werden. Dafür ist vielmehr eine stundenscharfe Betrachtung der jeweils entstehenden CO₂-Emissionen erforderlich (vgl. Abbildung 95). Es zeigen sich zum einen von Bundesland zu Bundesland bzw. von Region zu Region unterschiedliche stündliche Emissionen, die zum Teil deutlich über dem Jahresschnitt des nationalen Strommixes liegen. Es lassen sich stündliche Emissionswerte unter Abzug des erneuerbaren Anteils bilden, das entspricht dem Emissionsmix der Residuallastkraftwerke. Dieser regionale Residuallastmix könnte in Zukunft ein geeignetes Signal für die Aussteuerungen von z.B. Kombinationen aus PV, Speicher, Wärmepumpen und KWK sein. Das erlaubt eine Optimierung auf Grundlage der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung im Sinne des Klimaschutzes (vgl. auch Fallbeispiel in Kapitel 7.10).

So ergeben sich z.B. in Abhängigkeit vom Kraftwerkstyp, dem eingesetzten Brennstoff und jeweiligen Kraftwerkswirkungsgrad unterschiedliche spezifische Emissionsfaktoren, die für die Berechnung der mit zusätzlichen Stromverbrauch verbundenen CO₂-Emissionen zu berücksichtigen sind.

Es gibt inzwischen mehrere Ansätze die THG-Emissionen der Stromerzeugung (CO₂-Intensität) im Nachgang und zukünftig auch in Echtzeit und Prognose auf Stundenbasis zu bilanzieren. Auf Bundesebene siehe z.B. [Electricity Maps](#), [agorameter](#), [co2monitor](#), [eco2grid](#), auf Ebene der Bundesländer [co2map](#) oder lokal, wie z.B. der [Grünstromindex](#). Im Falle des Grünstromindex werden von [Stromdao](#) bereits entsprechende dynamische Stromtarife angeboten.

Einige Projekte versuchen eine Betrachtung auf Ebene des Grenzkraftwerkes. Wie weit dieser Ansatz gehen kann, wird die Zukunft zeigen.

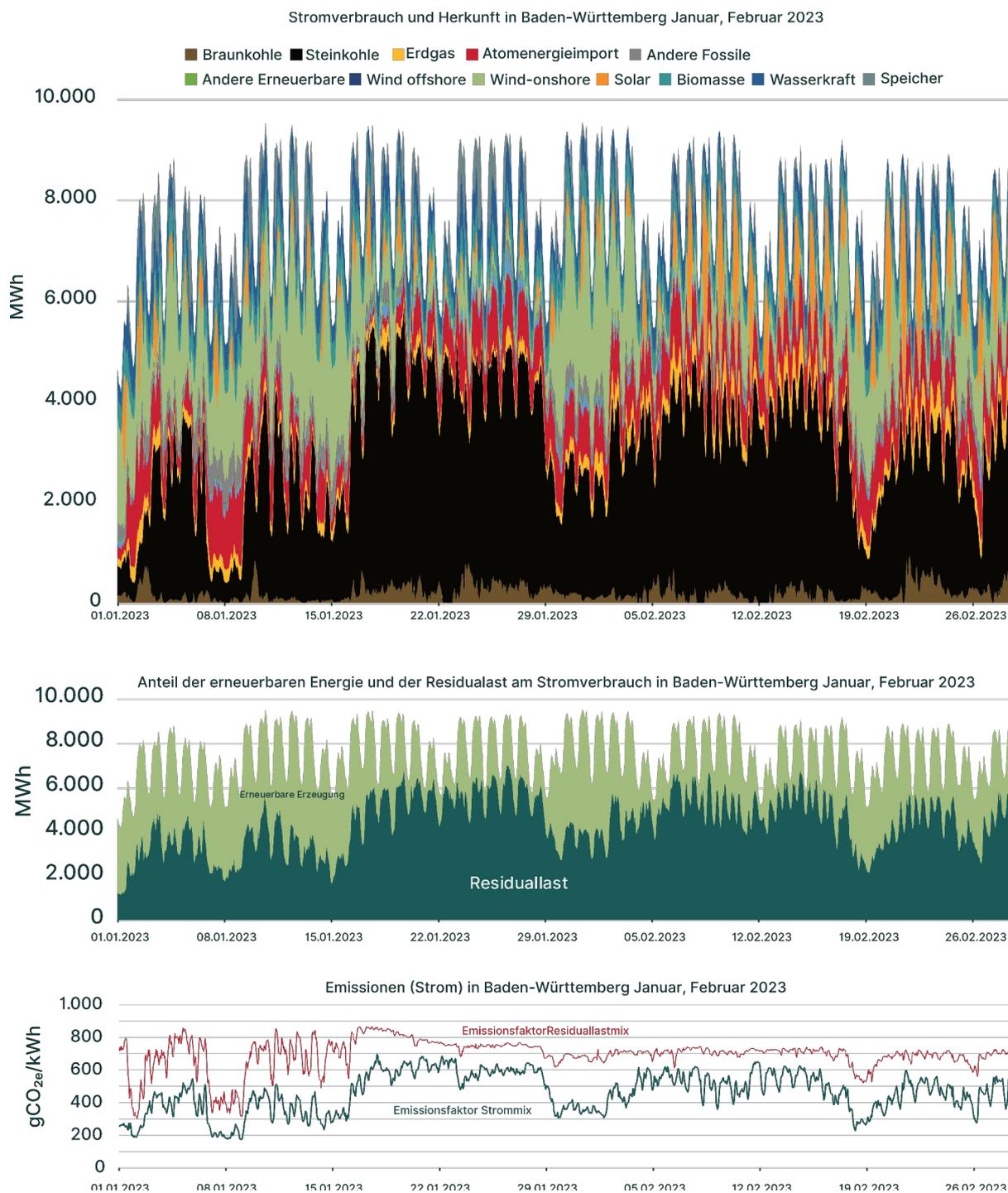


Abbildung 95: Stündlicher Stromverbrauch, Energieträger und Emissionen im Januar und Februar 2023 auf Grundlage der [Daten co2map](#) mit freundlicher Genehmigung von Mirko Schäfer (Sundblad et al. 2023). Die für die Emissionsbilanz zugrunde gelegten Emissionsfaktoren vgl. Tabelle 52.

Informationen zur Methodik, wie die Daten auf co2map.de erhoben werden, finden sich auf der Webseite (co2map.de). Die Daten sind bereits über eine API-Schnittstelle öffentlich verfügbar.

Tabelle 52: Für die Emissionsberechnung in Abbildung 95 angesetzten Emissionsfaktoren

Erzeuger	Emissionsfaktor Energieträger	Bruttowirkungsgrad Kraftwerk	Emissionsfaktoren Stromerzeugung	Quelle
	kg CO _{2e} /MWh		kg CO _{2e} /MWh	
Braunkohle	413,24	39,8%	1038,29	UBA 2023, Tabelle 5,6
Steinkohle	381,85	43,70%	873,80	UBA 2023, Tabelle 5,6
Erdgas	257	56,0%	458,80	UBA 2023, Tabelle 5,6
Nuklear-Import	18,27	33,0%	55,36	UBA 2023, Tabelle 5,6
Andere Fossile	257	56,0%	1346,50	Ansatz co2map
Andere Erneuerbare			30	UBA 2023, Abbildung 8
Wind offshore			10	UBA 2023, Abbildung 9
Wind-onshore			18	UBA 2023, Abbildung 10
Solar			57	UBA 2023, Abbildung 11
Biomasse			335	UBA 2023, Abbildung 12 (wie Biogas bewertet)
Wasserkraft			4	UBA 2023, Abbildung 13
Speicher			274	Ansatz co2map

9 Von der kommunalen Wärmeplanung zur sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung

- *„Um den beschriebenen Herausforderungen Rechnung zu tragen, sollte die kommunale Wärmeplanung mit einem hohen Grad an Verbindlichkeit ausgestattet und zu einer mit der lokalen Netzausbauplanung abgestimmten, integrierten Energieleitplanung weiterentwickelt werden.“
(dena 2023, S. 19).*

Agora-Energiewende-Direktor Müller forderte anlässlich der Anhörung zum Wärmeplanungsgesetz am 16.10.23 eine „zügige Weiterentwicklung der Kommunalen Wärmeplanung hin zu einer kommunalen Energie-Verteil-Strategie“.

Seit dem 1. Januar 2024 ist das Wärmeplanungsgesetz in Kraft. Es verpflichtet die Länder zur kommunalen Wärmeplanung. Für Gemeinden mit über 100.000 Einwohner muss ein Wärmeplan bis zum 30.06.2026, für jene mit unter 100.000 Einwohner bis zum 30.06.2028 vorliegen.

In Baden-Württemberg gibt es bereits seit Ende 2020 eine solche Verpflichtung für Kommunen ab 20.000 Einwohner bis Ende 2023 Wärmepläne zu erstellen und ihre Wärmepläne offenzulegen (§27 Abs. 5 KlimaG BW).

Von 107 Kommunen über 20.000 Einwohner, die zur Wärmeplanung verpflichtet sind, liegen mehr als 70 inzwischen im Internet abrufbar vor.

Im Gegensatz zu Vorgängerentwürfen des Wärmeplanungsgesetzes wird in der Anlage I zu § 15 „zu Daten und Informationen für die Bestandsanalyse“ die planungsverantwortliche Stelle nicht mehr berechtigt Daten zum Stromverbrauch zu erheben.

In der Anlage 2 (zu § 23) „Darstellungen im Wärmeplan“ müssen unter III. Zielszenario nach § 17 lediglich „*der jährliche Endenergieverbrauch der gesamten Wärmeversorgung in Kilowattstunden pro Jahr, differenziert nach Endenergiesektoren und Energieträgern*“ aufgeführt sein, wie das Ziel einer auf erneuerbaren Energien oder Nutzung von unvermeidbarer Abwärme basierten Wärmeversorgung zu erreichen ist.

Damit besteht die Gefahr, dass die Abdeckung der Strom-Residuallast aus dem Blick gerät und es bis zu einer Stromversorgung aus 100% Erneuerbaren es zu erheblichen Mehremissionen kommt im Vergleich zu einem Energieleitplan, der Residuallastanforderungen und zahlreiche Synergieeffekte (Lastverschiebungen, Stromeffizienzmaßnahmen) gleich mit betrachten würde.

Mit 88% spricht sich eine große Mehrheit der befragten Expert*innen dafür aus, dass sich die Kommunen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung um die Deckung des ggf. erhöhten Strombedarf durch z.B. Wärmepumpen kümmern sollten (Abbildung 28).

Einige der befragten Experten halten die Kommunen damit für überfordert, andere sehen es als selbstverständliche Aufgabe der Kommunen, der kommunalen Energieversorger, der Netzbetreiber oder der Bundesnetzagentur, sich um einen erhöhten Strombedarf durch Wärmepumpen und Großwärmepumpen zu kümmern.

9.1 Auswertung von ca. 70 kommunalen Wärmeplänen in Baden-Württemberg

In den im Rahmen dieses Projektes 70 gesichteten und 66 näher ausgewerteten kommunalen Wärmeplänen (KWP) von Städten und einem Landkreis in Baden-Württemberg mit zusammen rund 4,54 Millionen Einwohner, wird davon ausgegangen, dass durch Effizienzgewinne und energetische Sanierungen der Gebäudehülle vom Basisjahr (oft 2019) bis zum Zieljahr (oft 2040)

der Wärmebedarf (meist als Endenergiebedarf angegeben) innerhalb von 20 Jahren im Durchschnitt (gemessen an den Einwohnern) um 32% zurückgeht (Abbildung 96).

Erwartete Energieeinsparung bei der Wärme bis zum Zieljahr durch Effizienzgewinne oder Sanierung Gebäude in kommunalen Wärmeplänen

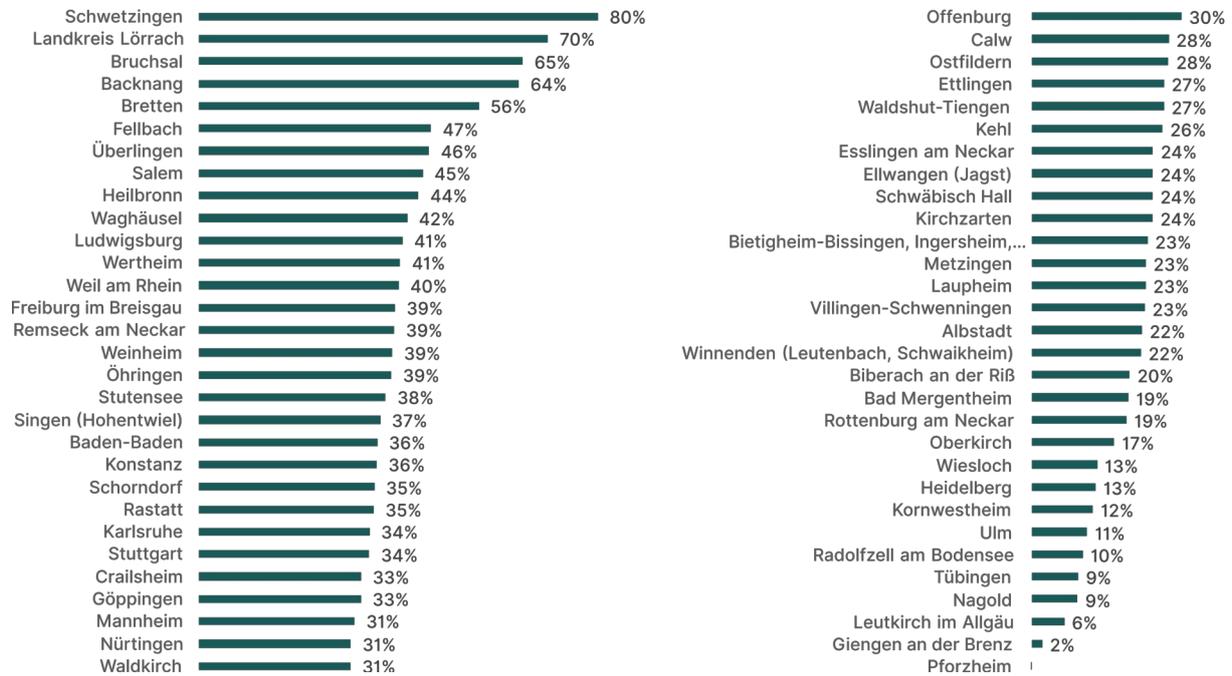


Abbildung 96: Erwartete Energieeinsparung bei der Wärme über Effizienzgewinne oder Sanierung von Gebäuden vom Basis- zum Zieljahr im jeweiligen kommunalen Wärmeplan bezogen auf die jeweilige Energieangabe für Wärme im Basis- und Zieljahr. In den meisten Wärmeplänen wurden jeweils Endenergiebedarf (also bei Wärmepumpen die Strommenge) angegeben, in einigen wurde die Umweltwärme als Energiebezug mit angegeben.

Endenergieverbrauch Wärme pro Einwohner [kWh/Einwohner*Basisjahr]

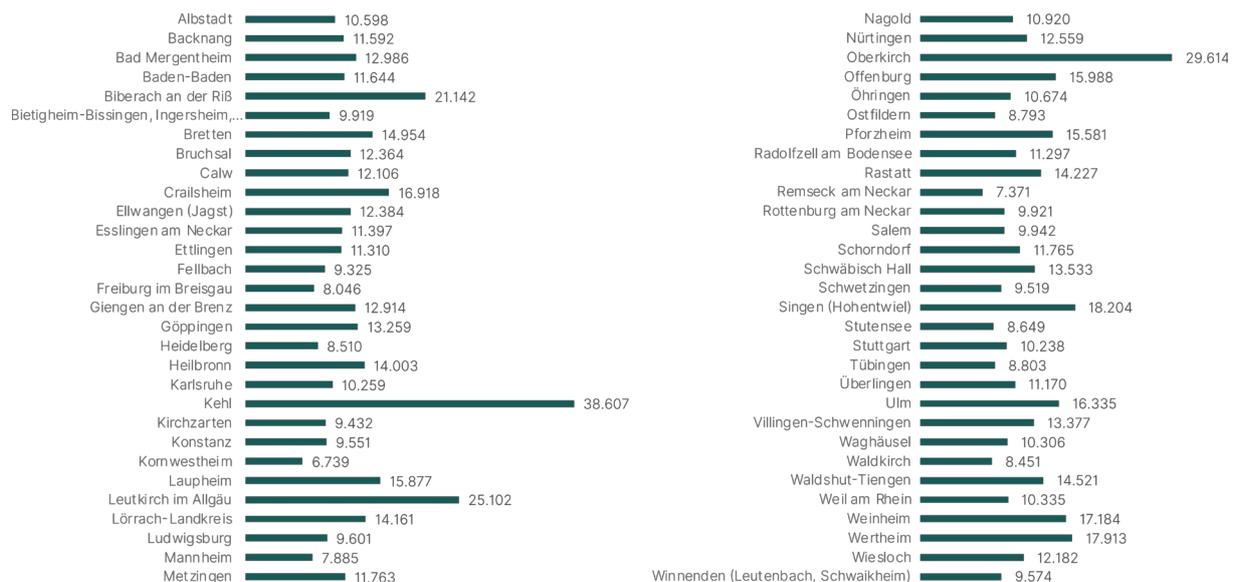
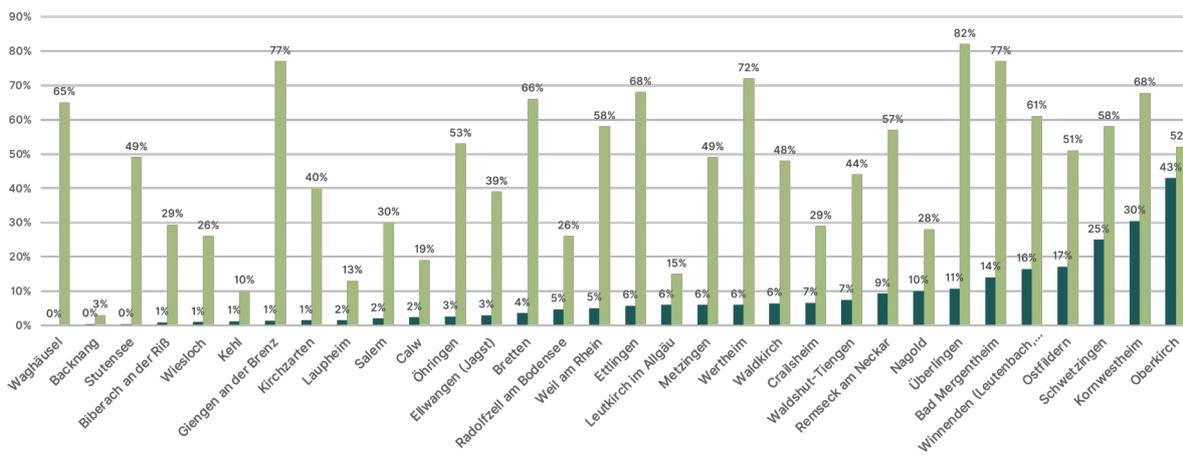


Abbildung 97: In den kommunalen Wärmeplänen angegebenen Wärmeverbräuche geteilt durch die Einwohnerzahlen zum 31.12.2022



Städte mit > 40.000 Einwohner



Städte mit < 40.000 Einwohner

Abbildung 98: Im jeweiligen kommunalen Wärmeplan genannter Anteil der Wärmemenge über Fernwärme/Wärmenetzen an der Wärmeversorgung der jeweiligen Kommune im Basis- und Zieljahr bezogen auf die jeweilige Energieangabe für Wärme im Basis- und Zieljahr. In den meisten Wärmeplänen wurden jeweils Endenergiebedarf (also bei Wärmepumpen z.B. die Strommenge) angegeben, in einigen wurde die Umweltwärme als Energie angegeben.

Die durchschnittlichen Endenergiebedarf für Wärme pro Einwohner im Basisjahr liegt bei 12.839 kWh/Einwohner (vgl. Abbildung 97). Die Stadt Kehl fällt dabei mit einem weit überdurchschnittlichen Wärmebedarf auf, mit 71 % dominiert hier die Prozesswärme des verarbeitenden Gewerbes vor allem für die Stahlproduktion und die Papierherstellung. Die Stadt Oberkirch fällt mit 65% des Wärmebedarfs der Industrie (Papier- und Formteile) heraus.

In den KWP wird durchschnittlich davon ausgegangen, dass der Anteil am Wärmebedarf (bezogen auf Einwohner) der durch Wärmenetze in den Kommunen gedeckt wird, derzeit von 17% (vom Wärmebedarf des Basisjahres) auf 48% (vom Wärmebedarf im Zieljahr) steigen soll.

In den meisten Wärmeplänen fehlt eine Einschätzung dazu, mit welchen Fernwärmepreisen, Investitionskosten oder mit welchen Handwerkskapazitäten bei der energetischen Sanierung der Gebäude gerechnet wird. Ebenso fehlen Abschätzungen zum Ausbau des Stromnetzes, allenfalls gibt es Angaben zum zusätzlichen Strombedarf von Wärmepumpen.

Praktiker berichten, dass Daten, die während der Bearbeitung einer Wärmeplanung (z.B. in Form eines digitalen Zwilling) erfasst wurden nicht in allen Kommunen für die weitere Umsetzung, z.B. eines Wärmenetzes oder automatisierte Sanierungsfahrpläne einfach und kostenneutral zur Verfügung stehen.

9.1.1 Der Strombedarf von Wärmepumpen ist in vielen KWP's zwar ausgewiesen, nicht aber beschrieben, wie er gedeckt werden soll

Während der Strombedarf für den Ausbau der Wärmepumpen im Zielszenario in den meisten ausgewerteten Wärmeplänen angegeben wird (vgl. z.B. Tabelle 53), fehlen in den meisten Wärmeplänen, wie dieser gedeckt werden soll.

Tabelle 53: Strombedarf für Wärmepumpen dezentral in Ulm 2030 / 2040 (aus [KWP Ulm](#), Tab. 10)

Technologie	JAZ	Strombedarf 2030	Strombedarf 2040
		[GWh/a]	[GWh/a]
Wärmepumpen (Außenluft)	2,5	88	133
Wärmepumpen (effizientere Quelle)	4,0	19	29
Summe:		107	162

Nur in ganz wenigen KWP's wird angesprochen, wie die Residuallast zukünftig abgedeckt werden soll, wie z.B. im KWP Waldkirch.

„Deckung der verbleibenden Bedarfslücken der Stromerzeugung aus Sonne und Wind (Residuallasten) durch bedarfsgerecht betriebene, stromnetzgeführte Kraft-Wärme-Kopplung in den Heizzentralen.“ ([Wärmeplan Waldkirch 2023](#), S. 48)

9.1.2 Fallbeispiel Energieleitplan Bruchsal

Einer der ersten fertig gestellten kommunalen Wärmepläne war der „Energieleitplan“ der Stadt Bruchsal mit 49.441 Einwohnern zum 31.12.2022. Der Energieplan wurde im Januar 2020 vom Bruchsaler Gemeinderat beschlossen (. Der Energieleitplan dient als vorbereitende, regelmäßig fortzuschreibende Datengrundlage, um die Bruchsaler Klimaschutzziele zu erreichen. Er steht mit Stand vom November 2022 zur Verfügung ([Energieleitplan Stadt Bruchsal](#)). Der Energieleitplan ist als [Webanwendung](#) vorhanden und beinhaltet 16 konkrete Maßnahmenpakete. Er umfasst im Gegensatz zu den meisten anderen KWP's die Bereiche, Strom, Wärme und Verkehr. Basisjahr ist im Falle von Bruchsal das Jahr 2016 und Zieljahr 2050. Mit einem Endenergieverbrauch von 576 GWh im Basisjahr für Wärme entspricht dies einem Endenergieverbrauch für Wärme pro Einwohner von ca. 12.300 kWh/Einwohner/Jahr und liegt damit knapp unter dem Durchschnitt aller ausgewerteten 66 kommunalen Wärmeleitpläne. Im Basisjahr wurden nur etwa 0,5% des Endenergieverbrauchs über Wärmenetze geliefert. Im Zieljahr sollen der Endenergiebedarf für Wärme auf etwa 200 GWh durch Effizienzgewinne und Sanierungen der Gebäudehülle gesenkt werden und dann etwa 58% der Wärme über Wärmenetze vorwiegend aus Tiefengeothermie geliefert werden (vgl. Abbildung 99).

Bei Bohrungen nach Mineralwasser traf der Coca-Cola-Konzern 1979 auf heißes Tiefengrundwasser. Ein erstes Geothermiekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 550 kW wurde am 18.12.2009 in Betrieb genommen. Seit 2019 versorgt es ein kleines Wärmenetz mit einer Leistung von 5,5 MW ([tiefengeothermie.de](#)).

2,4 Millionen Liter Thermalwasser pumpt die Bruchsaler Geothermieanlage täglich aus rund 2.500 Meter Tiefe und leitet sie nach der Wärmeentnahme von etwa 120°C auf 60°C wieder zurück. Es versorgt bislang das nahegelegene Polizeipräsidium über ein 400 Meter langes Wärmenetz. 61% der Wärme kommen seit 2019 über die Fernwärme, 39% über eine Erdgasbetriebene KWK-Anlage. Der Preis für die Wärme ist nicht bekannt (zur Wirtschaftlichkeit vgl. [Rechnungshof Baden-Württemberg](#)).

Die Fernwärmepreise für alle weiteren kommunalen Fernwärmegebiete in Bruchsal sind im Internet auffindbar ([Preisblätter Fernwärme Bruchsal](#)).

Aus S. 21 Energieleitplan Stadt Bruchsal

Abbildung 99: Schwerpunktgebiete Wärmeversorgung (aus Energieleitplan Stadt Bruchsal Stand 11/2022, S. 21)

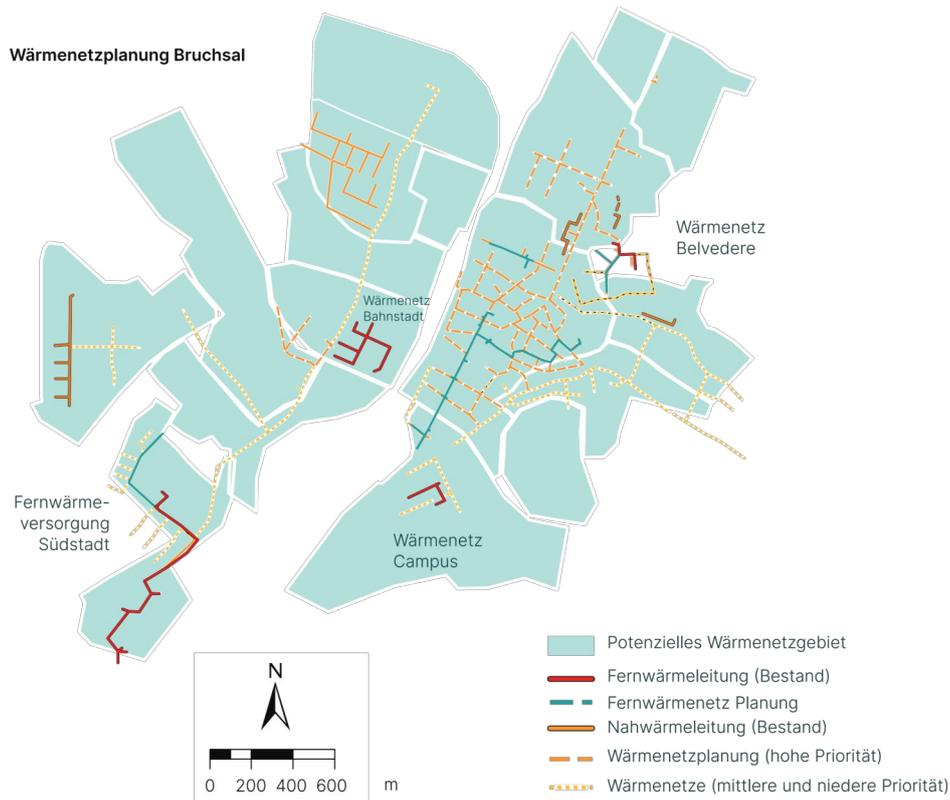


Abbildung 100: Fern- und Nahwärmepfung der Stadt Bruchsal (vereinfacht aus Energieleitplan Stadt Bruchsal Stand 11/2022, S. 25)

9.1.3 Fallbeispiel KWP Biberach

Nach dem KWP Biberach wurden im Basisjahr von 719 GWh Wärme nur etwa 1% über Fernwärme erzeugt. Im Zieljahr 2040 sollen es von dem dann auf 577,5 GWh reduzierten Wärmeerzeugungsbedarf etwa 170 GWh (29%) erzeugt und über Wärmenetze verteilt werden. Die verschiedenen Anteile nach Erzeugungsarten der über Fernwärme verteilte Wärmemenge (vgl. Abbildung 101).

Abb. 73, Wärmeplanung Biberach 2024

Abbildung 101: Energiebilanz Fernwärmeerzeugung Zielfoto 2040 des Wärmeplans für Biberach (Wärmeplanung Biberach 2024, Abb. 73)

9.1.4 Anregungen für zu erstellende Energieleitpläne bzw. fortzuschreibende Wärmepläne

- ✓ **Der erhöhte Stromspitzenbedarf z.B. durch Wärmepumpen und die erhöhte Spitzenlastabdeckung der Residuallast ist sowohl im Rahmen kommunaler Wärmepläne als auch bei Objekt- und Gebäudenetzversorgungen zu berücksichtigen, um den Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze zu begrenzen.**

- ✓ **Kommunen sollten für eine Energieleitplanung (Stichwort Residuallastminimierung) statt nur Wärmeplanung sensibilisiert werden, und entsprechende Förderprogramme sollten aufgelegt werden.**
- ✓ **Im Rahmen von kommunalen Wärmeplänen sollte ein Kostenvergleich Wärmenetzanschluss zu dezentraleren Lösungen auch aus Nutzersicht erfolgen und transparent dargestellt werden können. Dazu sollten aktuelle Preise (Preisblätter) für die Nah- und Fernwärme in geeigneter und aktueller Form z.B. über eine Webseite zu den einzelnen Versorgungsgebieten zugänglich sein.**
- ✓ **Es ist zu genauer prüfen, ob im Zusammenhang kommunaler Wärmepläne erhobener gebäudescharfer Daten mit Hilfe digitaler Zwillinge automatisierte, standardisierte Sanierungsfahrpläne nach einheitlichen Kriterien erstellt werden könnten und Gebäudeeigentümern zu geringen Kosten als für individuelle Sanierungsfahrpläne angeboten werden können (vgl. Abbildung 2).**
- ✓ **Es ist sicher zu stellen, dass die Daten, die während der Bearbeitung einer Wärmeplanung (z.B. in Form eines digitalen Zwillings) erfasst wurden auch für weitere Umsetzung, z.B. eines Wärmenetzes oder automatisierte Sanierungsfahrpläne einfach und kostenneutral genutzt werden können.**

9.1.5 Offene Fragen in den Wärmeplänen

In den Wärmeplänen bleiben viele Fragen offen.

- ? **Welcher Akteur (Privates Unternehmen, Stadtwerk, Energiegemeinschaft) hat Interesse am Ausbau oder baut z.B. die Fernwärme unter Nutzung welcher EE-Quellen bis wann aus?**
- ? **Mit welchen Fernwärmepreisen ist konkret in den einzelnen ausgewiesenen Vorranggebieten für Fernwärme zu rechnen?**

10 Erst dämmen oder erst die Heizung sanieren am Fallbeispiel eines Mehrfamilienhauses in Lörrach

Viele Wohnungsunternehmen und Wohnungseigentumsgemeinschaften fehlt trotz hoher Fördersätze das Geld, um eine umfassende Sanierung der Gebäude (Gebäudehülle + Heizungstausch) vornehmen zu können.

Für diese Fälle hat das vorliegende Projekt anhand eines Fallbeispiels untersucht, in welcher Reihenfolge eine kosteneffiziente Sanierung erfolgen sollte um von Beginn an am schnellsten Treibhausgase zu reduzieren.

Die Expertenumfrage hat zu einem beschriebenen Gebäude ergeben, dass heute noch eine deutliche Mehrzahl der befragten Praktiker im Rahmen eines individuellen Sanierungsfahrplans Maßnahmen zur Verbesserung der Gebäudehülle gegenüber einer treibhausgasärmeren Heizung priorisieren (vgl. Kapitel 5.9).

„Grundsätzlich ist es sinnvoll, Maßnahmen an der Gebäudehülle zeitlich vor der Umstellung der Wärmeerzeugung für Heizung und Warmwasser durchzuführen.“

(aus Wärmeplan Schwetzingen 2023, S. 73)

Das Beispiel der Gebäudesteckbriefe im Rahmen der Energieleitplanung Stuttgart zur energetischen Sanierung des Stadtteils Rot zeigt, welche Reihenfolge der Sanierungsschritte in der Darstellung in vielen Fällen als die „natürliche“ angesehen wird (vgl. Abbildung 102).

obere Abb., S. 3 Gebäudesteckbrief Rot

Abbildung 102: Beispiel der groben Abschätzung zur Reduktion des Wärmebedarfs verschiedener Maßnahmen an Gebäudetypen im Rahmen der Gebäudesteckbriefe zum Stadtteil „Rot“ in Stuttgart (Gebäudesteckbrief Rot).

untere Abb., S. 3 Gebäudesteckbrief Rot

Abbildung 103: Beispiel der groben Abschätzung zur Einsparwirkung von Treibhausgasemissionen verschiedener Maßnahmen an Gebäudetypen im Rahmen der Gebäudesteckbriefe zum Stadtteil „Rot“ in Stuttgart (Gebäudesteckbrief Rot).

Interessehalber haben wir auch ChatGPT befragt in der Annahme, dass die Antwort die Ansichten im Internet dazu widerspiegelt. Auf die Frage

„Soll ich ein Gebäude, Baujahr 1994 mit 1400 m² Wohnfläche und einem spezifischen Heizwärmebedarf von 100 kWh pro Quadratmeter ohne Warmwasser und Jahr erst dämmen oder erst den Erdgaskessel durch eine Wärmepumpe ergänzen?“

antwortet ChatGPT-4 am 7.4.2024

„Es ist generell empfehlenswert, zuerst die Gebäudedämmung zu verbessern, bevor man die Heizungsanlage austauscht oder ergänzt. Eine gute Dämmung sorgt dafür, dass weniger Wärme verloren geht und somit der Energiebedarf insgesamt reduziert wird. In Ihrem Fall hat das Gebäude einen spezifischen Heizwärmebedarf von 100 kWh pro Quadratmeter, was relativ hoch ist.

Durch eine verbesserte Dämmung können Sie den Wärmeverlust minimieren und somit den Energieverbrauch senken. Erst wenn das Gebäude gut gedämmt ist, macht es Sinn, über den Austausch des Erdgaskessels durch eine Wärmepumpe nachzudenken. Eine Wärmepumpe kann effizienter arbeiten, wenn das Gebäude gut isoliert ist.

Es empfiehlt sich daher, zunächst eine energetische Sanierung des Gebäudes in Betracht zu ziehen und anschließend die Heizungsanlage zu optimieren. Ein Energieberater kann Ihnen dabei helfen, die besten Maßnahmen für Ihr Gebäude zu planen und umzusetzen.“

Fallbeispiel eines Mehrfamiliengebäude in Lörrach

Am Beispiel eines Mehrfamiliengebäude in Lörrach (Kennzahlen vgl. Tabelle 54, Annahmen vgl. Tabelle 55) zeigt sich, dass mit dem Bau einer Solarstromanlage inkl. Batterie zur gemeinschaftlichen Eigenversorgung und dem Zubau einer Wärmepumpe als Hybridheizung bereits mehr als die Hälfte der Emissionen eingespart werden können. Mit einem Fünftel der Kosten einer Gesamtanierung lassen sich etwa 80% der Treibhausgase reduzieren (vgl. Abbildung 104.).

Tabelle 54: Kennzahlen zum Mehrfamilienhaus in Lörrach

Fläche	1475	m ²		
Bewohner*innen	42			
Wärmebedarf	221	MWh/a	150	kWh/m ² *Jahr
Raumwärme	167	MWh/a	113	kWh/m ² *Jahr
Warmwasser	29	MWh/a	20	kWh/m ² *Jahr
Nutzenergie Warmwasser	19	MWh/a	13	kWh/m ² *Jahr
Norm-Heizlast	93	kW		
Haushaltsstrombedarf	21	MWh/a		
PV	84	kWp		

Investitionskosten und Einsparung an CO₂-Emissionen (Quelle Solares Bauen GmbH).

Tabelle 55: Annahmen zu U-Werten, spezifischen Kosten, Investitionskosten, Einsparung Amortisation der bewerteten Maßnahmen (Quelle Solares Bauen GmbH)

Umzug	U-Wert Bestand	U-Wert nach Sanierung	Einsparung	Spez. Investitionskosten	Fläche	Investitionskosten	Einsparung	Amortisation
	[W/m ² K]	[W/m ² K]	[kWh/a]	[€/m ²]	[m ²]		[€/a]	[a]
Dachdämmung + 18 cm	0,40	0,20	11.902	125	802	100.250 €	1.428 €	70
Fensteraustausch (Dreifachverglasung + WD Fenster)	0,69	0,68	72.836	750	655	491.250 €	8.740 €	56
Außenwand 10 cm	0,60	0,22	27.082	225	1.244	279.900 €	3.250 €	86
PV-Anlage			72.447			91.200 €	15.214 €	6
Gaskessel & WP						53.780 €	352 €	153
Gaskessel & BHKW						87.600 €	6.526 €	13

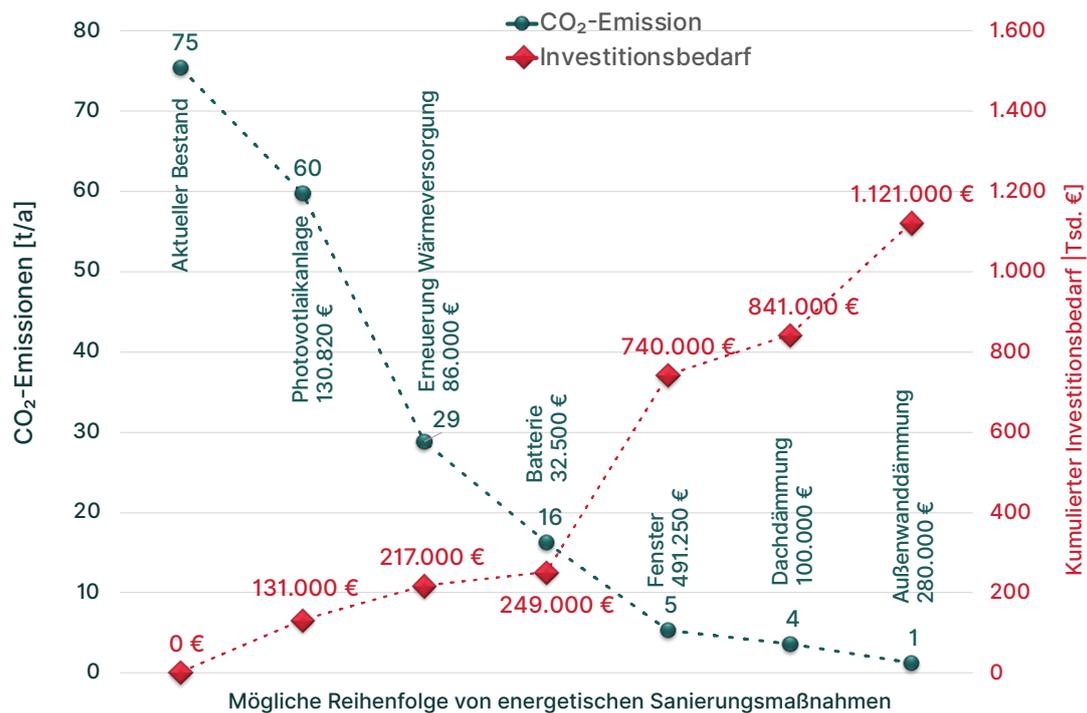


Abbildung 104: Maßnahmen zur Gebäudesanierung am Beispiel eines Mehrfamilienhauses aus Lörrach mit den entsprechenden Investitionskosten und den damit verbundenen Einsparungen an Emissionen.

Tabelle 56: Daten zur Abbildung 104

Maßnahme	Investition	Kumulierter Investitionsbedarf	Einsparung Wärme	Erdgas	Strom PV	Strom für WP	Eigenstromanteil	Strom (Gesamt)	Eigenbedarf	Einsparung	CO ₂ -Emission
	[€]	[€]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]		[kWh/a]	[kWh/a]	[kWh/a]	[t/a]
Aktuelle Situation	0	0	0	238.523	0	0	0%	31.607	31.607	0	75
PV-Anlage 78 kWp	130.820	130.820	0	238.523	72.447	0	21%	31.607	25.001	65.841	60
Energieversorgung (Wärmepumpe)	85.857	216.677	0	40.566	72.447	62.299	50%	93.906	47.141	25.682	29
Batterie / Bidirektionales Laden 50 kWh	32.500	249.177	0	40.566	72.447	62.299	64%	93.906	33.994	12.535	16
Erneuerung Verglasung	491.250	740.427	72.836	8.006	72.447	47.851	59%	79.458	32.657	25.646	5
Dachdämmung	100.250	840.677	11.902	2.946	72.447	45.408	58%	77.015	32.269	27.701	4
Außenwanddämmung	279.900	1.120.577	27.082	0	72.447	37.154	55%	68.761	30.943	34.628	1

- ✓ Bei schlecht oder durchschnittlich gedämmten Gebäuden und begrenzten Ressourcen bietet sich an, eine auf 30% der maximalen Heizleistung ausgelegte Wärmepumpe und eine Solarstromanlage zu einem bestehenden oder auszutauschenden Heizkessel in die Heizungsanlage zu integrieren. Damit können bereits erhebliche Einsparungen an Treibhausemissionen erzielt werden.
- ✓ Maßnahmen zur energetischen Sanierung der Gebäudehülle sind nur im Rahmen turnusgemäß notwendiger Sanierungsmaßnahmen (Sowiesokosten) kosteneffizient zu realisieren.

11 CO₂-Bepreisung ETS 2, Lastenteilungsverordnung und Brennstoffemissionshandelsgesetz

Eine Studie im Auftrag der Friedrich Ebert Stiftung hat durch Befragung festgestellt, dass eine Bepreisung von klimaschädlichem Verhalten nur von 47% für gut oder sehr gut bewertet wird. 81% der Befragten begrüßen eine finanzielle Förderung von klimafreundlichem Verhalten. 55% würden zustimmen, klimaschädliches Verhalten durch Gesetze zu verbieten. Unter den politischen Instrumenten (Förderung, Ordnungsrecht und Bepreisung) trifft die Bepreisung damit auf die geringste Zustimmung (Hagemeyer et al. 2024).

Vielleicht ist das einer der Gründe, warum der Anteil der Einnahmen aus Umweltsteuern an den gesamten öffentlichen Einnahmen seit 20 Jahren rückläufig ist. Ihr Anteil am Steueraufkommen sank von 9,5 Prozent im Jahr 2003 auf 6,2 Prozent in 2023 (Runkel et al., FÖS 2024). Die Einführung eines CO₂-Preises hätte diesen Rückgang lediglich verlangsamt, aber keine weitere Belastung dargestellt, zu diesem Schluss kommt eine Kurzstudie des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (Runkel et al., FÖS 2024).

Hinter der Idee der „wahren sozialökologischen Preise“ steht das Prinzip, nicht die Allgemeinheit oder Dritte mit den verbundenen Schadenskosten zu belasten, sondern die Verursacher (Produzenten) und/oder Verbraucher (Konsumenten). Für viele negative Klima-, Umwelt- und Gesundheitsfolgen, die sich aus der Produktion ergeben (externe Kosten), kommen aktuell weder die Produzenten noch die Konsumenten auf. Hier handelt es sich um eine Form von Marktversagen, der mit geeigneten wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen (Internalisierung der externen Kosten) begegnet werden sollte.

Geschichte der Internalisierung externer Kosten (Pigousteuer)

Das Konzept der Internalisierung externer Kosten in Form der Pigou-Steuer wurde bereits 1920 im ökonomischen Kontext von Arthur Cecil Pigou formuliert. Die CO₂-Bepreisung über einen Emissionshandel oder über eine CO₂-Steuer sind bekannte Ausgestaltungsformen davon.

Mitte der 1970er Jahren argumentiert William D. Nordhaus, mit Kosten-Nutzen-Analysen durch Bepreisung könne man den menschengemachten Klimawandel aufhalten. 2018 erhielt er den Wirtschaftsnobelpreis für seine Arbeiten zur Internalisierung der „sozialen Kohlenstoffkosten“. (Nordhaus 1992).

Die konsequente Umsetzung des Prinzips der Internalisierung der externen Kosten setzt voraus, dass die Preissignale sowohl beim Verursacher als auch beim Verbraucher ankommen und diese handeln können, um wirksam zu werden. Produzenten können dann Ihre Produktionsweise z.B. auf erneuerbare Energien umstellen, wenn sie die Kosten auf ihre Produkte umlegen können und dafür Ausgaben im Zusammenhang mit dem CO₂-Preis einsparen. Und Verbraucher können sich ggf. für eine weniger treibhausgasintensive Alternative (z.B. Holz statt Stahl, Bahn statt eigenem Auto) entscheiden. Gleichzeitig kann man durch geeignete Maßnahmen unerwünschte Nebenwirkungen wie soziale Härten und/oder die Verlagerung der Umweltschäden (z.B. Carbon Leakage) vermeiden (Energiewendekommission 2021, S. 46 ff. und S. 279 ff.). Ein CO_{2e}-Preis adressiert allerdings bei weitem nicht alle Externalitäten (vgl. Tabelle 57).

Tabelle 57: Beispiele für Schadenskosten, die bei der Produktion oder dem Konsum entstehen, jedoch nicht beim Verursacher anfallen (Externalitäten) in den Bereichen Strom, Industrie, Gebäude und Verkehr

Strom	Industrie	Gebäude	Verkehr
Fossile Brennstoffe (Klimakrise)	Fossile Brennstoffe (Klimakrise)	Fossile Brennstoffe (Klimakrise)	Fossile Treibstoffe (Klimakrise)
Ewigkeitslasten Bergbau	Prozesse	Dämm-/baustoffe (Graue Energie)	Umweltverschmutzung
Luftverschmutzung	Grundstoffe/Ressourcen	Flächenkonkurrenz	Luftverschmutzung
	Umweltverschmutzung (Toxizität, Rohstoffgewinnung)	Umfälle/Gesundheit	
Soziale Kosten		Staus	
	Artensterben		Artensterben
			Flächenkonkurrenz

Heutige Energiesteuersätze haben sich historisch entwickelt und wurden nicht an die CO₂-Intensität oder dem Kohlenstoffgehalt der einzelnen Energieträger gekoppelt. Für einen erfolgreichen Klimaschutz ist es erforderlich, dass ein möglichst einheitlicher, weltweit gültiger CO₂-Preis angestrebt wird. Alle staatlich induzierten Preisbestandteile der Energiepreise sollten sich so auf Klimaschutz ausrichten (vgl. [IMF 2019](#))

Die Nettoeinfuhren von Waren und Dienstleistungen der europäischen Union enthalten mehr als 700 Millionen Tonnen CO₂, die außerhalb des EU-Gebiets entstehen werden. Dies entspricht mehr als 20 % der CO₂-Emissionen der EU selbst. Mit der Einführung des Grenzausgleichs ([EU 3.7.23](#)) erhofft man sich eine Verlagerung der CO₂-Bepreisung weg von der Bepreisung der territorialen Emissionen der EU hin zur Bepreisung des CO₂-Fußabdrucks der EU (vgl. [Felbermayr & Peterson 2020](#)).

Die lenkende Wirkung einer Bepreisung von Kohlenstoff oder Treibhausgasen (THG) hängt von vielen Faktoren abhängen, wie z.B.:

- Der Treibhausgasintensität/fossilem Kohlenstoffgehalt bei der Produktion von Gütern oder Dienstleistungen und den THG-Vermeidungskosten entsprechenden Maßnahmen.
- Der Abhängigkeit der Nachfrage auf Preisänderungen (Preiselastizität) und der Frage wie leicht treibhausgasintensive Produkte durch andere Produkte ersetzbar sind.
- Der Höhe der damit in der Regel gleichzeitig vermiedenen Energiekosten.
- Der Bereitschaft und den Möglichkeiten (Beispiel: Mieter haben wenig direkten Einfluss auf Wärmedämmung oder Heizung) einzelner Akteure im gewerblichen, öffentlichen und privaten Umfeld, in THG-Vermeidung zu investieren oder THG einzusparen.
- Den bürokratischen Hemmnissen, die eine Investition in die Einsparung von THG oder den Ausbau erneuerbarer Energien unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Investitionszyklen und statischen Amortisationszeiten erschweren oder gar verhindern.
- Allen Steuern, Ausnahmen, klimaschädliche Subventionen, Regeln die gegen eine Bepreisung von CO_{2e} wirken, z.B. durch „Reboundeffekte“ oder „Handelskosten“, wie Zölle oder Transportkosten (vgl. [Plötz et al. 2024](#)).

- Einnahmen gezielt zur Minderung von Treibhausgasen zu verwenden, kann eine Lenkungswirkung vervielfachen.
- Wie gut die Vermeidung oder der Ausgleich sozialer Härten gelingt.
- Je weniger Länder wirksame CO₂-Preise eingeführt haben und je größer die Unterschiede bei den CO₂-Preisen zwischen Regionen oder Ländern sind, desto größer wird der Aufwand für einen Ausgleich. Carbon Leakage nennt man die Verlagerung von treibhausgasintensiver Produktion in ein Ausland ohne vergleichbare entsprechende Auflagen zu Treibhausgasreduktion und CO₂-Preisen.
- Es hängt von der Wettbewerbsintensität der Märkte welchen Anteil Unternehmen an höheren CO₂- oder Energiekosten an die Nutzer weitergeben können.

CO₂-Steuer, fossile Kohlenstoffsteuer oder Emissionshandel

Bereits 1991 legte die EU-Kommission einen Entwurf einer europäischen Energiesteuer mit CO₂-Komponente (nach dem Kohlenstoffgehalt der einzelnen Energieträger differenzierte Steuer) auf fossile Energieträger mit anfänglich (1993) 3 USD je Barrel und einem Anstiegspfad von 1 USD je Barrel und Jahr vor (EU-Kommission 1991).

Der Vorschlag entspricht weitgehend dem Konzept einer fossilen Kohlenstoffsteuer, wie sie vom nova-Institut 2021 diskutiert wurde. Eine CO₂-Emissionssteuer von 100 € pro Tonne CO₂ würde einer fossilen Kohlenstoffsteuer von 367 € pro Tonne fossilem Kohlenstoff (Molmasse CO₂=44 g/Mol / Molmasse C=12 g/Mol) entsprechen.

Sie kann regional umgesetzt werden. Eine nachträgliche Besteuerung oder Erstattung bei der Ein- und Ausfuhr ist möglich, weil sie sich auf den Rohstoff und nicht die Emission bezieht. Sie deckt dabei nicht nur den Energiesektor ab, sondern würde den Einsatz von fossilen Energieträgern in Produkten umfassen und ein Kohlenstoffmanagement hin zu erneuerbarem Kohlenstoff unterstützen (nova institut 2021, Renewable Carbon Initiative).

Der Vorschlag der EU 1991 zu einer Energiesteuer mit CO₂-Komponente scheiterte am Widerstand der Mitgliedstaaten. Sie sahen darin einen Einstieg in die Erhebung von Steuern durch die EU und fürchteten einen Verlust von Souveränität bei der Steuergesetzgebung.

1994 empfahl auch der Abschlussbericht der Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ eine europaweite Energie-CO₂-Steuer (Enquete-Kommission 1994, S. 488 ff.).

Bei den Verhandlungen zum Kyoto-Protokoll zwischen 1995 und 1997 führte vor allem der Druck der USA auf die Aufnahme „flexibler Mechanismen“, zu denen ein Emissionshandel gezählt wurde, in das Kyoto-Protokoll. Daraufhin begann die EU-Kommission mit der konzeptionellen Arbeit am späteren EU ETS.

Im Kyoto-Protokoll von 1997 hat sich die Europäische Union verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen bis 2012 um acht Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 zu verringern. Um das Klimaschutzziel zu erreichen, einigten sich die EU-Staaten 2003 im Rahmen des Europäischen Programms für den Klimaschutz (ECCP) unter anderem auf die Einführung eines grenzüberschreitenden Emissionshandels als zentralem Baustein der Klimapolitik der Europäischen Union.

Viele Vorteile, die dem Instrument Emissionshandel (Cap & Trade) zugeschrieben wurden, halten einer Analyse des real existierenden europäischen Emissionshandel, der 2005 für große Energieerzeugungs- und Industrieanlagen (EU-ETS I) eingeführt wurde, nicht stand.

Das zentrale Argument vieler Befürworter des EU-ETS ist, dass er automatisch die Emissionen da einspart, wo sie am günstigsten sind. Das Kriterium der Kosteneffizienz kann aber heute allein schon deshalb kein entscheidendes mehr sein, weil wir inzwischen gut beraten sind, in allen

Bereichen zeitgleich und so schnell als möglich Emissionen einzusparen, um die vereinbarten Klimaziele noch erreichbar zu halten.

Der EU-ETS wird von vielen anderen Umweltpolitiken überlagert, wie z.B. dem Erneuerbaren Energien-Gesetz (EEG), der EU-Ökodesignrichtlinie oder (bis zum Brexit) dem CO₂-Mindestpreis, einer CO₂-Steuer, die das Vereinigte Königreich zusätzlich zum EU-ETS Preis (Carbon Price Floor) erhoben hat ([Edenhofer et al. 2021](#), [co2abgabe 2020](#), [co2abgabe 2019](#), [co2abgabe 2018](#)).

Die Wirkung (Einsparung von Treibhausgasemissionen) der Instrumente (Ordnungsrecht, Förderrecht und Bepreisung) ist schwer quantitativ zuzuordnen. Die Kosten zur Vermeidung von Treibhausgasen sind bei verschiedenen Maßnahmen sehr unterschiedlich. Zudem gibt es ordnungspolitische Maßnahmen wie z.B. gesetzliche Grenzwerte (zeitliche Auslaufpfade/Verbote fürs Inverkehrbringen) zu klimaschädlichen Kühlmitteln (F-Gasen) oder wie ein Tempolimit im Verkehr, welche Treibhausgasemissionen deutlich kostengünstiger einsparen als es ein „Cap & Trade-Mechanismus“ wie der EU-ETS kann ([Lange, UBA 2020](#)). Besonders wirksam sind CO₂-Preise dann, wenn sie nicht durch andere klimaschädliche Fehlanreize (Subventionen, Ausnahmetatbestände usw.) hintertrieben werden ([Beermann et al., FÖS 2020](#), [Bundesregierung 2020](#), [BMF 2020](#), [BMW 2020](#), [Plötz et al. 2024b](#) – Klimaschädliche Subventionen).

Ansteigende CO₂-Steuerpfade gelten als planungssicher, während der Emissionshandel durch die Begrenzung von Verschmutzungsrechten als zielsicher gilt.

Eine internationale Umfrage unter Wissenschaftlern, die zu CO₂-Preise publizieren, kommt zum Ergebnis, dass fast doppelt so viele Experten eine Kohlenstoffsteuer im Vergleich zu einem Cap-and-Trade-System bevorzugen. Etwa drei Viertel aller Experten finden einen Grenzsteuerausgleich (border carbon adjustments, BCA) notwendig. Experten, die zur Kohlenstoffsteuer neigen, empfehlen deutlich höhere Kohlenstoffpreise als Experten, die zu einem Emissionshandel tendieren ([Drupp et al. 2022](#)).

Heute spricht gegen den Emissionshandel als vorrangiges Instrument vor allem die kurze Zeit, die verbleibt, um die Klimaziele zu erreichen. Ressourcen (z.B. Arbeitskräfte, Materialien) könnten ggf. nicht ausreichen, um Vermeidungsmaßnahmen schnell genug umsetzen zu können. Eine zu starke Reduktion von Verschmutzungsrechten in den nächsten Jahren könnte zu hohen Preisen, die zu disruptiven Folgen oder der Ausgabe weiterer Verschmutzungsrechte führen.

Es gibt daher zahlreiche Vorschläge aus der Wissenschaft den Emissionshandel z.B. durch Preisstabilitätsmechanismen in Richtung eines verlässlicheren CO₂-Steuerkorridors weiter zu entwickeln (vgl. z.B. [Perino et al. 2021](#)).

Aus Sicht des KiB e.V. kommt es darauf an, Ordnungs-, Förder- und Bepreisungspolitik für Gebäude besser aufeinander abzustimmen, (vgl. Abbildung 1).

- **Ökonomische Anreize (Bepreisung):** Im Fall der Gebäude legt das Brennstoffemissionshandelsgesetz seit dem 1.1.2021 einen steigenden CO₂- Preis auf Brennstoffe wie Erdgas und Erdöl fest. Der Ausstoß an CO₂ bzw. Treibhausgasemissionen ist bislang nicht das maßgebliche Bewertungskriterium im GEG, sollte es aber werden.
- **Standards durch Ordnungsrecht setzen:** Bei Neubauvorhaben, bei der Instandsetzung von Heizungsanlagen oder der Sanierung von Bestandsgebäuden sollten ordnungspolitische Vorgaben wie z.B. Energiestandards, Auslaufpfade für fossile Anteile bzw. Ausbaupfade für den Anteil an Erneuerbarer Wärme oder noch besser Reduktionspfade für den Ausstoß von Treibhausgasen die CO₂-Bepreisung unterstützen. Im GEG sind derzeit nur ein Betriebsverbot von Heizkesseln mit fossilen Brennstoffen ab 2045 und ein Pauschalwert von 65% EE vorgesehen.

- Anreize durch gezielte Förderung und/oder Entlastungen gegenläufig zum Anstiegspfad des CO₂-Preises setzen, wie z.B. über die BEG.

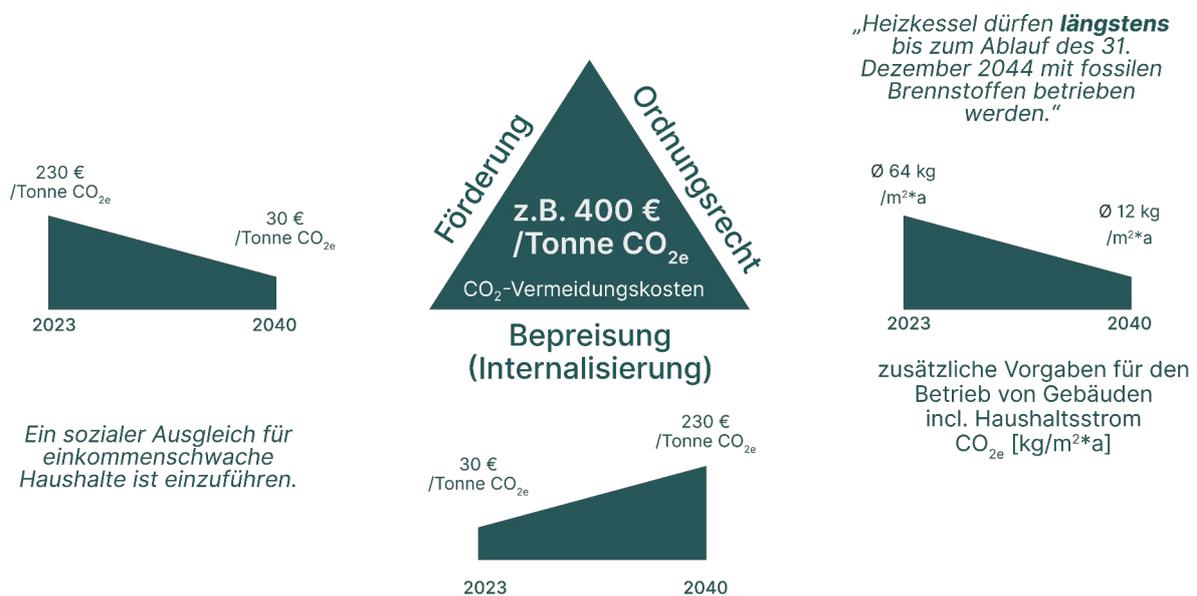


Abbildung 105: Prinzipskizze zum Vorschlag einer Förderung (z.B. im Rahmen der BEG) abgestimmt auf den gegenläufigen Anstiegspfad z.B. einer fossilen Kohlenstoffsteuer (Bepreisung) und Ordnungsrecht

Eine politische Verständigung darüber wird nicht einfach. So würde SPD-Klimapolitiker Matthias Miersch vermutlich der Ordnungspolitik im Instrumentenmix zwischen Förderung, Bepreisung und Ordnungsrecht den Vorrang geben (Miersch, FES 2020). Andere Parteien, wie z.B. die FDP setzen ganz auf feste Emissionsobergrenzen via Emissionshandel. Ob sie am Ende die hohen CO₂-Preise eines harten Cap politisch durchhalten würden, kann bezweifelt werden.

Der europäische Emissionshandel ist in seiner heutigen Form komplex und wenig transparent. Kostenfreie Zuteilung, Marktstabilitätsreserve, Grenzsteuerausgleich, Strompreiskompensation, überschüssige Zertifikate u.v.m. macht den EU-ETS zu einem für die allermeisten nicht verständlichen Instrument. Wer überschüssige Verschmutzungsrechte (Zertifikate) besitzt und aus welchem Grund kauft (z.B. Spekulation), ist nicht öffentlich zugänglich. Die genaue Ausgestaltung des Grenzausgleichs ist noch nicht abgeschlossen, wie z.B. die Frage, wie mit der Anerkennung von CO₂-Preisen in Drittstaaten und deren Anrechnung auf die CBAM-Verpflichtungen umgegangen werden kann (vgl. Wildgrube et al., UBA 15/2024).

Eine Umsteuerung vom Emissionshandel z.B. auf eine sehr viel einfachere fossile Kohlenstoffsteuer (nova institut 2021) im Rahmen des politischen Instrumentenmix zwischen Förder-, Bepreisung und ordnungspolitischen Vorgaben scheint politisch auf europäischer oder bundespolitischer Ebene nicht mehr durchsetzbar. Bis zum Greifen des EU-ETS II für die Bereiche Verkehr und Gebäude sollte das Brennstoffemissionshandelsgesetz, ähnlich zu den Vorschlägen zu einer Preisstabilitätsreserve, so ausgestaltet werden, dass in Ergänzung zum EU-ETS II die CO₂-Preise in einem kontinuierlich steigenden Korridor bleiben und somit planbar und verlässlich für Investitionsentscheidungen werden und nicht so stark schwanken wie beim EU-ETS I (vgl. Agora Energiewende 2023b, Fiedler et al., FÖS 2024).

Bislang gehen Abschätzungen zur Entwicklung des CO₂-Preises im Gebäudebereich noch weit auseinander (vgl. Tabelle 58).

Tabelle 58: Mögliche CO₂-Preisentwicklungen im Gebäude und Verkehrsbereich (Erste 6 Einträge von FÖS (2024) aus Meyer et al. 2024)

Preis 2030 €/Tonne CO ₂	Quelle	Ansatz
48-80	EU-Kommission (2021)	Flankierende Maßnahmen
126	PIK (2023)	Reformszenario „Fit for 55“
180	Cambridge Economics (2021)	E3ME-Modell
175-350	Abrell u.a. (2022)	CO ₂ -Preise alleine
200-300	MCC (2023)	Keine Maßnahmen im Gebäude und Verkehr
297	IfW Kiel (2023)	General equilibrium model DART
95-141	Ariadne, Meyer et al. (2024)	Austausch/Ersatz von Heizungssystemen

Weitere wertvolle Infos zum Emissionshandel finden sich in den Präsentationen der [Vortragsreihe Green Deal](#) erklärt der Stiftung Umweltenergierecht.

Seit 2021 belegt das Bundesemissionshandelsgesetz (BEHG) die Inverkehrbringer von fossilen Energien in den Sektoren Wärme und Verkehr mit einem CO₂-Preis. Mit dem ETS II wird ähnlich dem BEHG nun ab 2027 Wärme und Verkehr ein zweiter Emissionshandel parallel zum Emissionshandelssystem (ETS I) der EU entstehen, das seit 2005 Emissionszertifikate in den Sektoren Strom und Industrie ausgibt.

Bisher sind viele davon ausgegangen, dass das deutsche BEHG vom ETS II abgelöst wird. Doch es kommt darauf an, wie die nationale Umsetzung des ETS II in Deutschland aussieht. Ein Unterschied zwischen dem BEHG und dem ETS II ist die anfängliche Festsetzung des Preises für CO₂. Beim BEHG wird der Preis für einen Zeitraum festgelegt (derzeit 45 Euro pro Tonne CO₂) und steigt jährlich an. Beim ETS und ETS II wird der Preis von den Marktteilnehmern laufend ausgehandelt. Durch Hedging können sich jedoch Marktteilnehmer gegen zu hohe Preise absichern. Maßnahmen wie die Marktstabilitätsreserve schaffen auch eine Art Preiskorridor, indem die Anzahl der handelbaren Zertifikate nachjustiert wird. Flankierende nationale Klimaschutzmaßnahmen, wie z.B. das EEG, die ihrerseits den Ausbau der Erneuerbaren stärken, senken den Preis ohnehin.

Klimageld pro Kopf

Ein hoher CO₂-Preis z.B. von 275 Euro je Tonne CO₂ würde selbst mit voller Rückerstattung pro Kopf durch ein Klimageld zu einer starken Nettobelastung von über 40 % der Haushalte führen. Besonders betroffen sind einkommensschwache Haushalte, die im Eigentum wohnen. Unter ihnen sind viele, denen nicht ausreichend finanzielle Mittel zur Emissionsreduktion durch Sanierung oder Heizungstausch zur Verfügung stehen ([Endres, 2023](#)).

12 Offene Fragen

12.1 Vom individuellen zum automatisiert erstellten Sanierungsfahrplan für jedes Gebäude im Rahmen der Energieleitplanung

Mit digitalen Tools wie dem digitalen Zwilling ist inzwischen sehr viel möglich. Es stehen Informationen zur Verfügung, woher welche Daten bezogen werden können. Eine Übersicht über die Verwendung digitaler Zwillinge zur Umsetzung der Wärmewende geben [Lesnyak et al. 2023](#).

Automatisierter statt individueller Sanierungsfahrpläne im Rahmen einer Energieleitplanung

- Wie realistisch wäre es, im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung statt der individualisierten Sanierungsfahrpläne automatisierte Sanierungsfahrpläne Eigentümern für ihr Gebäude zur Verfügung zu stellen?
- Welche zusätzlichen Kosten wären mit der automatisierten Erstellung für Gebäudeeigentümer / für die Kommune im Gegensatz zum Individualisierten Sanierungsfahrpläne verbunden?
- Welche Informationen und Empfehlungen in welcher Detailtiefe kann und sollte ein automatisierter Sanierungsfahrplan darstellen?

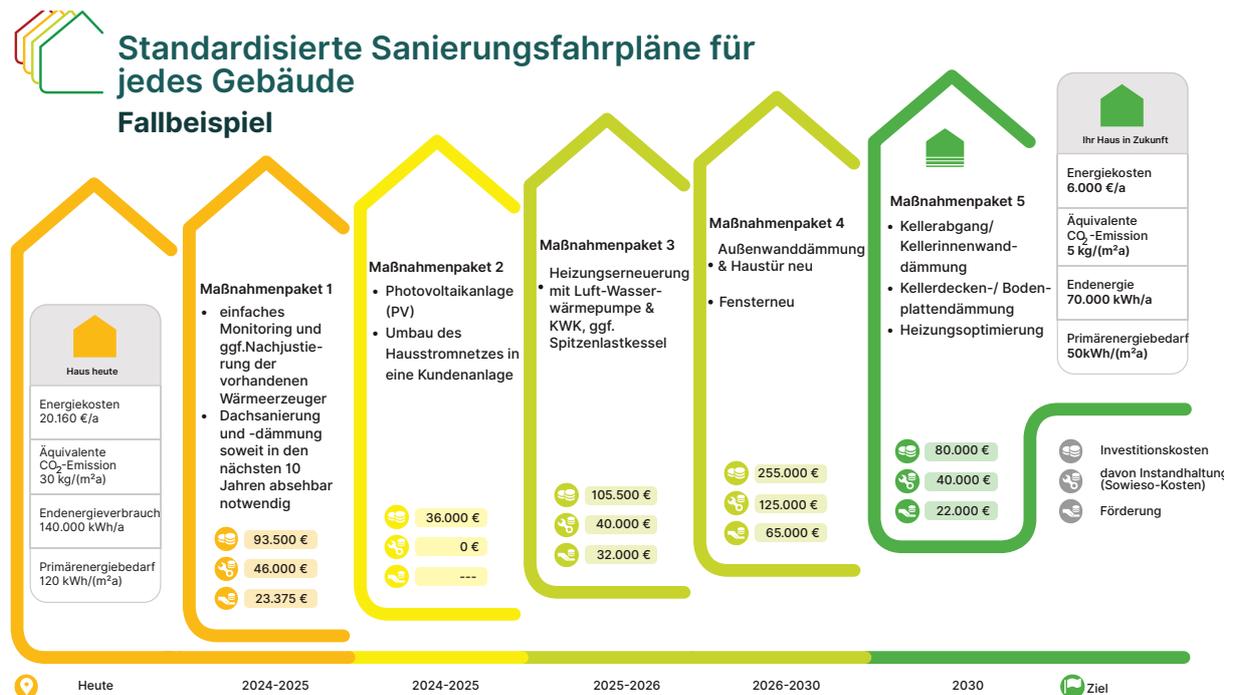


Abbildung 106: Wie könnte ein nach einheitlichen Kriterien hinsichtlich Arbeitsstunden, Kosteneinsatz und Einsparung Treibhausgasemissionen erstellter Sanierungsfahrplan für ein Gebäude mit mittlerem spezifischem Wärmebedarf aussehen?

Unter den befragten Experten, die seit Jahren individualisierte Sanierungsfahrpläne erstellen, gibt es erhebliche Zweifel am Kosten/Nutzen-Verhältnis von individuellen Sanierungsfahrplänen (vgl. Abbildung 107).

Wie hilfreich sind individuelle Sanierungsfahrpläne für die Umsetzung der Wärmewende in ihrer alltäglichen Praxis?

Anzahl Antworten: 234

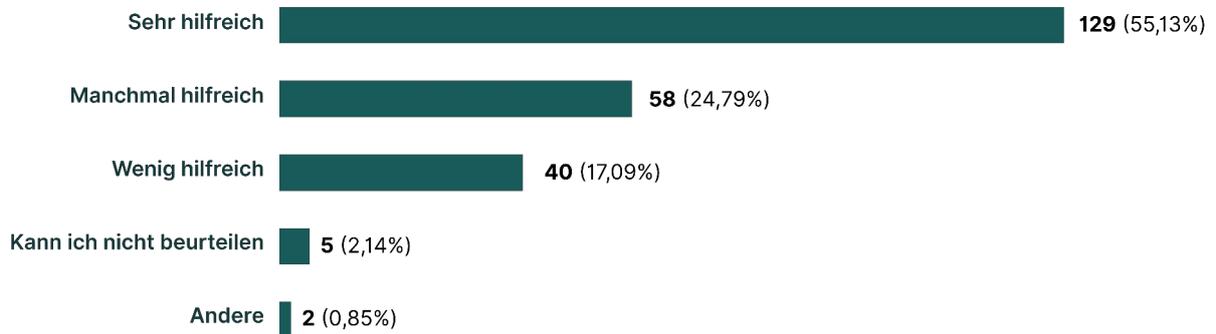


Abbildung 107: Etwa 55% der Befragten halten individuelle Sanierungsfahrpläne für hilfreich. Zieht man diejenigen ab, die angegeben haben individuelle Sanierungsfahrpläne zu erstellen sinkt der Anteil, der individuelle Sanierungsfahrpläne für sehr hilfreich hält auf knapp unter 50%.

Der folgende Kommentar aus der Expertenbefragung steht stellvertretend für viele andere:

„ISFP deckt nur 1 Art der Fragestellung der Kunden ab; keine individuellen Randbedingungen erlaubt, führt in Teilen zu falschen Ergebnissen; fehlende IST-Analyse und detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse führt zu oberflächlichen Beratungskonzepten der Berater; Individualität der Beratungen sehr gering, Energie der Berater wird zu stark von der Bürokratie als für gute Beratung gebunden; fehlende Lock-In-Konzepte, fehlender Ansatz von Quartierskonzepten; Beratung für Vermieter und WEGs unzureichend“

Viele der befragten Experten standardisierte (automatisiert erstellte) Sanierungsfahrpläne auf Grundlage digital erfasster Daten (z.B. digitaler Zwilling) für möglich (Abbildung 108).

Halten Sie auf Grundlage eines digitalen Zwillings der Gebäude die Erstellung von sinnvollen standardisierten Sanierungsfahrplänen für möglich?

Anzahl Antworten: 229

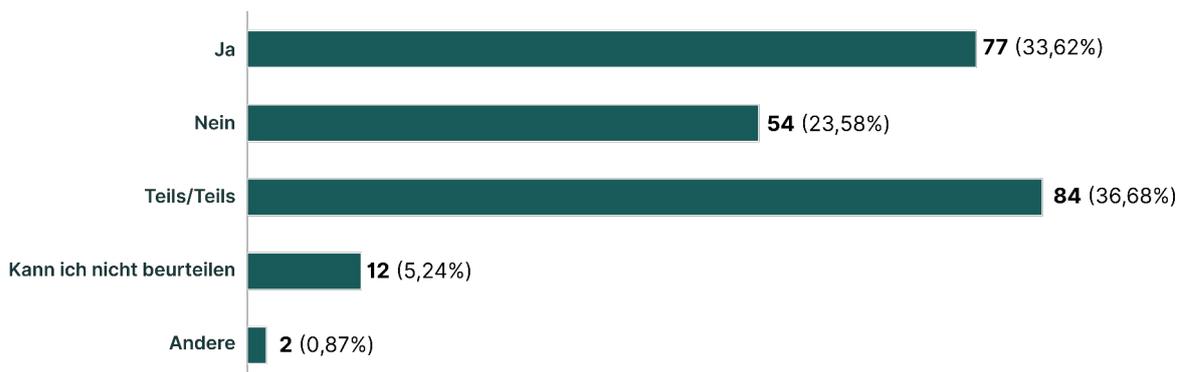


Abbildung 108: Nur etwa 24% der der Befragten halten die Erstellung von standardisierten Sanierungsfahrplänen für nicht möglich.

Die im Gespräch und in der Online-Umfrage befragten Experten waren sich nicht einig, ob anhand der gebäudescharfen Daten im Rahmen eines kommunalen Wärmeplans ein sinnvoller Sanierungsfahrplan für Gebäude nach einheitlichen Kriterien (Kosten, CO₂-Einsparung,

Arbeitskräftebedarf) erstellt werden kann oder nicht. Und wenn ja, welche Kosten für den Gebäudeeigentümer dazu kämen im Vergleich zu einem von einem Energieberater erstellten Sanierungsfahrplan?

Da zur Frage, ob automatisiert erstellte Sanierungsfahrpläne nach einheitlichen Kriterien in ausreichender Qualität und gegenüber des individualisierten Sanierungsfahrplan geringeren Kosten erstellt werden können, unter den Beteiligten des Projektes selbst keine ausreichende Expertise zum Thema vorliegt und konkrete Fallbeispiele nicht gefunden werden konnten, wird daher ein entsprechender Vorschlag zur Prüfung formuliert.

- ✓ **Prüfungsvorschlag: Zu welchen Kosten können automatisiert erstellte Sanierungsfahrpläne nach einheitlichen Kriterien in ausreichender Qualität auf Grundlage der im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung erhobenen gebäudescharfen Daten erstellt werden?**

12.2 Bauen und Sanieren mit weniger Treibhausgasemissionen

Etwa die Hälfte aller Treibhausgasemissionen hängen davon ab, wie Ressourcen gewonnen und verarbeitet werden. Bei energieeffizienten Neubauten entstehen etwa 50% der Treibhausgasemissionen bereits beim Bau bzw. der Gewinnung der für den Bau notwendigen Baustoffe (Vorkettenemissionen).

Im Koalitionsvertrag der Ampelkoalition heisst es hierzu:

„Um eine wirtschaftlich effiziente, sozialverträgliche Umsetzung der Klimaschutzziele, insbesondere orientiert an der eingesparten Tonne CO₂, sicherzustellen, setzen wir auf passgenaue und technologieoffene Maßnahmen aus Optimierung der Gebäudehülle, der technischen Anlagen zur Erzeugung und Versorgung mit erneuerbarer Energie am Gebäude und Quartierslösungen. Die Förderprogramme werden wir den Zielen und Bedarfen entsprechend weiterentwickeln und umschichten.

Wir werden die Grundlagen schaffen, den Einsatz grauer Energie sowie die Lebenszykluskosten verstärkt betrachten zu können. Dazu führen wir u. a. einen digitalen Gebäuderessourcenpass ein. So wollen wir auch im Gebäudebereich zu einer Kreislaufwirtschaft kommen. Außerdem werden wir eine nationale Holzbau-, Leichtbau- und Rohstoffsicherungsstrategie auflegen. Innovativen Materialien, Technologien und Start-ups wollen wir den Markteintritt und Zulassungen erleichtern.“
(aus Koalitionsvertrag 2021, Seite 70,71)

12.2.1 Ökobilanzielle Bewertung von Gebäuden - Bedeutung der grauen Energie

Ein noch von der Vorgängerregierung in Auftrag gegebenes Gutachten wurde im Bundestag als „Gemeinsamer Bericht über Forschungsergebnisse zu Methodiken zur ökobilanziellen Bewertung von Wohn- und Nichtwohngebäuden“ am 29. November 2023 vorgestellt und diskutiert. (Bundestagsdrucksache 20/8830)

Darin heißt es unter anderem

„Energieeffiziente Gebäude weisen heute im Neubau bei abnehmendem Gesamtaufwand im Mittel ein Verhältnis von 50:50 auf. Damit wächst die relative, aber i.d.R. auch die absolute Bedeutung grauer Anteile. Bei Gebäuden ohne Treibhausgasemissionen im Betrieb (bzw. in Betrieb und Nutzung) oder mit ausgeglichenen Treibhausgasemissionen im Betrieb bilden die grauen Anteile das verbleibende Minderungspotenzial. Eine Einbeziehung grauer Anteile in die Betrachtung wird so unerlässlich – sowohl zur Vermeidung von Fehlanreizen als auch für ein Erschließen weiterer Minderungspotenziale als Beitrag zum sektorübergreifenden Ansatz.“

Aus Sicht des KiB e.V. erfordert sowohl die Umsetzung der EPBD als die ökobilanzielle Bewertung eines Gebäudes und eine Bewertung von Maßnahmen eine Novelle des GEG, des WPGs, der BEG

und die Bewertung des Betriebs von Gebäuden nach Treibhausgasemissionen (siehe Kapitel 8 zur THG-Bewertung).

12.3 Stromnetzkosten und Strom

Wenn man alle öffentlichen deutschen Stromleitungen zusammenrechnet, hat das Stromnetz in Deutschland eine Gesamtlänge von über 1,8 Millionen Kilometern.

- in der Höchstspannungsebene etwa 35.000 km,
- in der Hochspannungsebene > 80.000km,
- in der Mittelspannungsebene > 514.000 km und
- in der Niederspannungsebene > 1,16 Millionen km installiert.

In Deutschland sind 875 Verteilnetzbetreiber Strom (VNB Strom) tätig.

Gemäß dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber sind Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen allein der deutschen Übertragungsnetze bis 2037 (Stand 2023) mit einer Trassenlänge von rund 21.663 km und einem Investitionsvolumen von 209 Mrd. € geplant. (NEP_2037_2045_V2023_2, S. 254).

Auf Grundlage des Monitoringberichtes zum Stromnetzausbaus zum dritten Quartal 2023 liegt der Netzausbau laut Bunderechnungshof mit sieben Jahren und 6.000 km erheblich hinter der Planung zurück (Monitoringberichte zum Stromnetzausbau, Bundesrechnungshof 2024).

Zum Stichtag (31. Dezember 2023) sahen das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) und das Gesetz über den Bundesbedarfsplan (BBPIG) insgesamt 119 Vorhaben mit einer ungefähren Gesamtlänge von 14.000 km vor. Bis zum Ende des vierten Quartals 2023 wurden 2.822 Leitungskilometer bzw. 20 % fertiggestellt.

Insgesamt geht der Bundesrechnungshof bis zum Jahr 2045 von Investitionskosten für den gesamten Netzausbau von mehr als 460 Mrd. Euro aus. Bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 40 Jahren wären das Kosten von 11,5 Mrd. € pro Jahr, die inkl. Betriebskosten und der Anlagenrendite der Netzbetreiber auf die Netzentgelte erhöhen.

Die Kurzstudie „Eine Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045“ schätzt den Netzausbaubedarf für Deutschland auf 732 Mrd. €, davon für das Verteilnetz 430 Mrd.€.

Der Netzausbaubedarf in Deutschland zum Jahr 2045 würde danach eine Steigerung der Netzentgelte um 18,0 Cent/kWh für Haushaltskunden, 15,2 Cent/kWh für Gewerbekunden und 7,0 Cent/kWh für Industriekunden ergeben. Damit würden sich laut der Studie die Netzentgelte der Haushaltskunden, mit Bezug auf das Jahr 2024, mehr als verdoppeln (Ruhr GmbH 2024).

Bei der Abschätzung wurde eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren, eine zu 40 % auf Eigenkapital und zu 60 % auf Fremdkapital verteilte Kapitalstruktur und eine Verzinsungsrate von 5,5 % (WACC) der jährlichen Kapitalkosten angenommen.

Netzverluste Stromnetz

Die Übertragungsverluste in einer Stromleitung steigen mit der Leitungslänge linear an. In Hochspannungs-Wechselstromnetzen rechnet man mit Übertragungsverlusten von etwa 6 Prozent bis 10 Prozent pro 1.000 km berechnet. Bei Hochspannungs-Gleichstromnetzen, bei denen nur ohmsche Verluste auftreten, rechnet man mit Verlusten von etwa 4 Prozent pro 1.000 km (Siemensstiftung 2017).

Gemäß der Bundesnetzagentur betragen die Netzverluste etwa 6,5% (vgl. Abbildung 109).

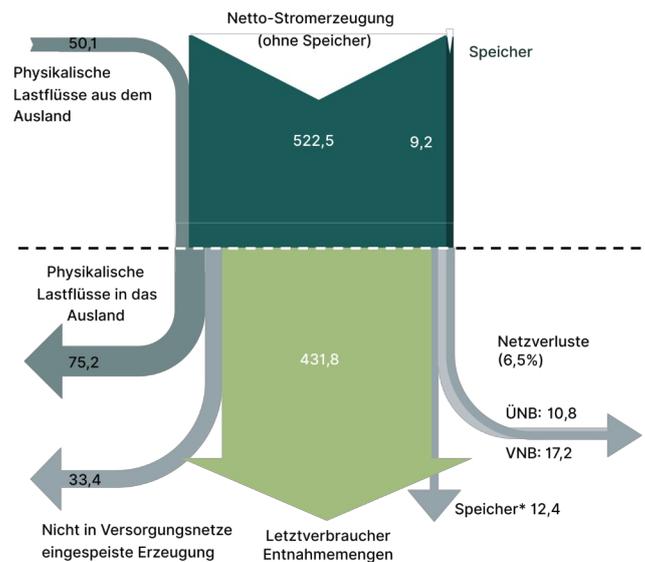


Abbildung 109: Strom: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz Deutschland für das Jahr 2022 in TWh (verändert nach Abb. 1 S.58 Monitoringbericht Bundesnetzagentur 2023)

Fallbeispiel: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) Leitung Suedlink

Ursprünglich sollte Suedlink, geplant als Ausgleichstrasse zwischen Nord- und Süddeutschland bereits 2022 in Betrieb genommen werden. Die Trasse war zunächst als Überlandleitung geplant. Dagegen gab es vor allem in Bayern Widerstand aus der Bevölkerung und der Politik.

Mit der Entscheidung die Kabel sollen auf der gesamten Strecke unter die Erde zu legen, haben sich die Kosten von ca. 3 auf 10 Mrd. € erhöht.

Nach Angaben der Plattform Bürgerdialog Stromnetz, die inzwischen beendet wurde, gab auf Nachfrage folgende Hinweise:

- Die genaue Menge des über Suedlink im Jahr 2030, 2035 und 2040 transportierten Stroms kann heute nicht prognostiziert werden.
- Genaue Prozentsätze, wieviel an Erneuerbarem Strom über Suedlink nach Süden transportiert wird, sind schwer vorherzusagen.
- Die Investitionen für das Vorhaben Suedlink liegen bei 10 Milliarden Euro und werden über 40 Jahre abgeschrieben.
- Ob, wie und wann eine Erhöhung der Netzentgelte durch dieses einzelne Vorhaben stattfindet, ist schwer vorherzusagen. Es hängt von den Gesamtkosten der Energiewende und der Zahl der Stromverbraucher, die diese Kosten tragen, ab. Zusätzlich könnte es sein, dass sich durch eine mögliche Veränderung des Strommarktdesigns, sich die Berechnung der Netzentgelte verändert.
- Netzausbau-Maßnahmen werden in Deutschland nicht im Rahmen von Kosten-Nutzen-Analysen, sondern auf Basis der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit begründet.

Der Bedarf für SuedLink, also seine Notwendigkeit für unsere zukünftige System- und Versorgungssicherheit, wird im Netzentwicklungsplan von den Übertragungsnetzbetreibern durch Simulation der Erzeugung- und Verbrauchssituation z.B. für 2023 dar- und von der Bundesnetzagentur festgelegt und im Falle von SuedLink im BBPIG (Bundesbedarfsplangesetz)

gesetzlich festgeschrieben. Nach der zugrundeliegenden Simulation (Netzentwicklungsplan 2030 (Fassung Dez. 2019) wäre das Stromnetz bereits 2029 überlastet gewesen.

Unabhängige Studien zeigen, dass selbst bei einem starken Ausbau dezentraler Stromerzeugung in den Regionen vor Ort ein Ausbau des Übertragungsnetzes langfristig unvermeidbar ist. Eine Kosten-Nutzenanalyse Energie/Stromtransport über HGÜ contra Wasserstoff über umgebaute Erdgaspipeline oder der Einsatz von Lastverschiebungen, Langzeitspeicherung und Flexibilisierung (z.B. durch PV/Elektrolyse/KWK Einheiten) vor Ort (vgl. Kapitel 13) liegt den im Netzentwicklungsplan zugrunde gelegten Simulationen nicht vor. Der Bau von Südlink wird vorwiegend mit dem Argument Versorgungssicherheit begründet.

Semeraro2021 kommt in Modellrechnungen zum Ergebnis, dass unter bestimmten Rahmenbedingungen der Transport erneuerbaren Stroms mittels Elektrolyse und Wasserstoffpipeline zu Hochspannungs-Gleichstromleitungen konkurrenzfähig sein kann.

Eine Kosten/Nutzen-Analyse des Ausbau des Stromnetzes im Vergleich zur Möglichkeit der Speicherung und dem Transport von Sonnen und Windstrom über Wasserstoff aus dem Norden in den Süden oder der Herstellung und Speicherung vor Ort wurde bislang nicht vorgelegt.

12.3.1 Netzentgelte

Das Netzentgelt ist der Preis, den jeder Netznutzer für den Strom für die Durchleitung des Stroms durch das Versorgungsnetz an den Netzbetreiber zahlen muss. Bislang werden die Netzentgelte entfernungsunabhängig erhoben. Die Netzentgelte werden vom Netzbetreiber erhoben an dessen Netz der Stromanschluss liegt. Sie enthalten die Kosten aller vorgelagerten Netzebenen. Pro Spannungsebene wird ein Netzentgelt bestimmt. Durch die Bundesnetzagentur (BNA) sind Erlöse für die Netzentgelte begrenzt. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber durch die Summe seiner Netzentgelte nicht mehr verdienen darf, als ihm von der BNA als Gesamterlös vorgegeben wurde. Die Erlösobergrenze (maximale Summe, die die Netzbetreiber durch die Netzentgelte erwirtschaften dürfen) wird jährlich durch BNA und die Landesregulierungsbehörden neu festgelegt.

Die Netzentgelte werden seitens der Energielieferanten über einen Grundpreis in Euro/Monat und einen Arbeitspreis in Cent/kWh zum Teil sehr unterschiedlich in die Strompreise umgerechnet. Die Höhe des Netzentgelts ist regional und bei jedem Verteilnetzbetreiber unterschiedlich hoch.

Stromgroßabnehmer (> 10 GWh pro Jahr) erhalten derzeit eine erhebliche Ermäßigung der Netzentgelte, wenn sie das Netz bezogen auf die entnommene Höchstleistung mindestens 7.000 Stunden im Jahr nutzen, d.h. sie müssen in etwa 80% der Zeit Strom abnehmen (§ 19 Abs. 2 Nr. 1 StromNEV). Für diese Abnehmer besteht kein nennenswerter ökonomischer Anreiz, ihre Stromnachfrage durch Effizienzmaßnahmen zu senken oder wenigstens gezielt in die die Stunden mit hoher erneuerbarer Erzeugung zu verlagern¹⁶.

In Regionen, die deutlich mehr Strom erzeugen als sie verbrauchen, entstehen für den Umbau der Netze erhebliche Kosten. Seit Januar 2023 gelten daher für die überregionalen Netzbetreiber einheitliche Preise. Zu einer weitergehenden bundesweit einheitlicheren, gerechteren Verteilung der Netzentgelte hat die BNA einen Vorschlag veröffentlicht (BNA 2023). Im Eckpunktepapier

¹⁶ Die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur hat mit Veröffentlichung eines Eckpunktepapiers am 24.07.2024 gemäß §§ 21 Abs. 3 Satz 4 Nr. 3 lit. f), S. 5; 29 Abs. 1 EnWG ein Verfahren für eine von § 19 Abs. 2 StromNEV abweichende Festlegung zur Setzung systemdienlicher Anreize durch ein Sondernetzentgelt für Industriekunden eingeleitet. Im veröffentlichten Text heißt es wörtlich: *„Die Reform der Netzentgeltrabatte für Industrie- und Gewerbekunden ist aus Sicht der Beschlusskammer unausweichlich. Aktuell gelten für diese Kundengruppen gemäß § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung die sog. atypische Netznutzung und die Bandlastprivilegierung. Diese Regelungen entsprechen nicht mehr den Anforderungen eines Stromsystems, das von hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung geprägt ist.“* (Bundesnetzagentur 2024, zuletzt abgerufen am 30.07.2024)

Verteilung Netzkosten der Bundesnetzagentur wird festgestellt, dass Unterschiede der energiewendebedingten Kosten des Netzausbaus und die Netzentgeltunterschiede der Netznutzer in bestimmten Netzregionen eine nicht weiter hinnehmbare Dimension angenommen haben. Im Eckpunktepapier wurden entsprechende Maßnahmen zu einer angemesseneren Verteilung der Kosten angekündigt, die die zusätzliche Netzbelastung der Regionen aufgrund der Einspeisung durch EE-Anlagen beziffern und entsprechend hohe Kosten auf alle Netznutzer umlegt (BNA Eckpunktepapier Verteilung Netzkosten 2023, S. 4).

Im Jahr 2023 wurden die Übertragungsnetzkosten erstmalig anteilig durch einen Bundeszuschuss in Höhe von 5,5 Mrd. € gemäß § 24b EnWG gedeckt, um die Übertragungsnetzentgelte auf dem Niveau von 2022 zu stabilisieren. In 2023 lagen sie aufgrund des vom Bund gewährten Zuschusses bei 3,12 Cent/kWh.

Ohne die Bezuschussung wären die Netzentgelte für Haushaltskunden im Jahr 2023 auf über 10 Cent/kWh gestiegen (BNA).

Die mengengewichteten Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) lagen 2023 für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh bei 9,35 Cent/kWh (2022: 8,15 Cent/kWh), für Gewerbekunden 7,42 Cent/kWh (2022: 6,85 Cent/kWh) und für Industriekunden 3,30 Cent/kWh gestiegen (2022: 2,96 Cent/kWh), vgl. Monitoringbericht Bundesnetzagentur 2023.

Da der Bundeszuschuss wegen knapper Haushaltsmittel 2024 nicht mehr vom Bund übernommen wird, betragen die Übertragungsnetzentgelte im Jahr 2024 im Mittel 6,43 Cent pro Kilowattstunde (kWh).

Kosten für Systemdienstleistungen wie das Engpassmanagement und die Vorhaltung von Regelleistung haben 2024 einen hohen Anteil an den Übertragungsnetzkosten.

Kosten für das Einspeisemanagement (Countertrading sowie Vorhaltung und Einsatz Netzreservekraftwerke)

Die Gesamtkosten für das Einspeisemanagement beliefen sich im Jahr 2022 auf 4,2 Milliarden.

Aus einer Antwort auf eine Anfrage (Bundestagsdrucksache 20/9016) eines Bundestagsabgeordneten geht hervor :

- Prozentual gesehen war 2022 die Offshore-Windenergie am stärksten betroffen (24,3 % der Gesamterzeugung), gefolgt von der Onshore-Windenergie (3,23 %) und der Solarenergie (1,94%). Der Anteil ist je nach Bundesland sehr unterschiedlich.
- Bei der Solarenergie wird derzeit das größte Volumen in Bayern gedrosselt, gefolgt von Brandenburg.
- 70 % der Abregelungen finden im Übertragungsnetz statt (5,7 TWh), die restlichen 30 % im Verteilernetz (2,4 TWh).
- Nur in 160 Stunden im gesamten Jahr 2022 wurden **keine** Einspeisemanagement-Maßnahmen in Deutschland durchgeführt.

Die vorläufigen Kostenschätzungen nach Bericht zum dritten Quartal der Bundesnetzagentur belaufen sich für die ersten drei Quartale 2023 auf 2,346 Mrd. € (Q1 2023: 1,181 Mrd. €; Q2 2023: 0,563 Mrd. €; Q3 2023: 602 Mrd. €). Abbildung 110 zeigt wie Energiemengen und Kosten des Netzengpassmanagements entwickelt haben.

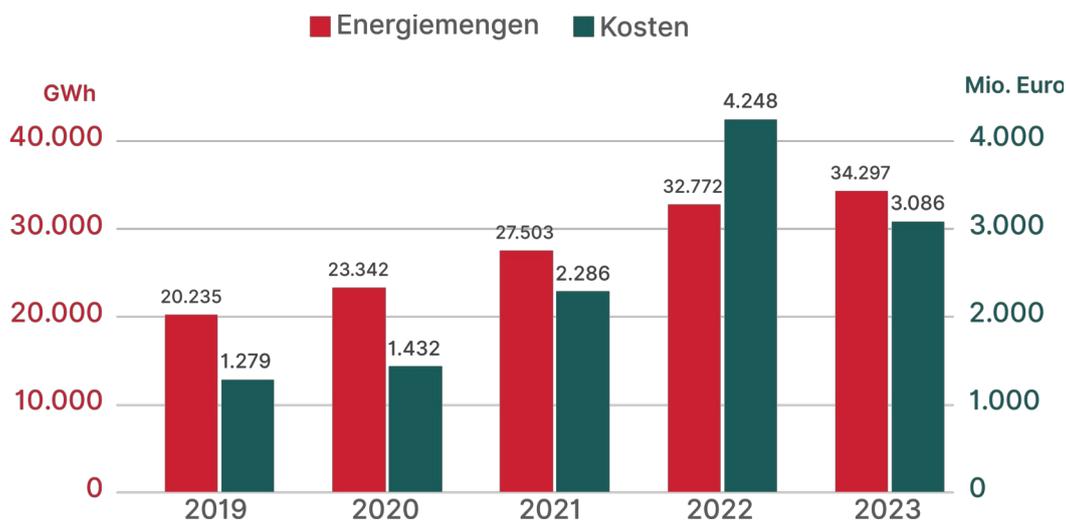


Abbildung 110: Energiemengen und Kosten des Netzengpassmanagements (smard.de)

Europaweit könnten sich Redispatchkosten bis 2040 versechsfachen ([Thomassen et al. 2024](#)).

12.4 Strommarktdesign – Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) und dynamische Strompreise

Seit April 2024 liegt der „[Integrierter Gesamtbericht über die Arbeit der PKNS](#)“ vor.

Die Diskussion in der PKNS hat gezeigt, dass sich die Mehrheit der Stakeholder eine zügige Weiterentwicklung des Strommarkts wünscht. Es herrschte dagegen Vielstimmigkeit, in welche Richtung diese Weiterentwicklung konkret gehen soll.

Kohle, Erdöl und Erdgas sind mit ihren hohen Energiedichten Energieträger und Energiespeicher zugleich.

Durch immer größere Kraftwerkseinheiten ließen sich kostensenkende Skaleneffekte in der Stromerzeugung erzielen. Die Kosten der Verteilung (Netzentgelte) wurden damit mehr als ausgeglichen. Die Folgekosten für die Anreicherung von Treibhausgasen in der Atmosphäre und die damit zunehmend für viele Lebewesen tödlichen Extremwetterereignisse (Externalitäten) wurden nicht berücksichtigt. Deshalb ist aus Sicht des KiB e.V. ein Umsteuern unserer Versorgung mit Energie erforderlich. Fossile Energieträger müssen im Boden bleiben und durch Erneuerbare Energien ersetzt sowie Flexibilität und Suffizienz z.B. im Rahmen eines überarbeiteten Strommarktes angereizt werden.

Strom und Wärme werden nun zunehmend über regenerative Energiequellen aus Windkraft, Photovoltaik, Solar- und Geothermie direkt und dezentraler gewonnen. Sie stehen prinzipiell nicht jederzeit und flächendeckend im gleichen Umfang zur Verfügung. Ihre Speicherung ist energieanlagen- und kostenintensiver. Ihre Grenzkosten sind gegenüber den fossil betriebenen, zentralen Anlagen gering. Für Speicherung, Transport, Residuallastkapazitäten und die Flexibilisierung der Nachfrage erfordern sie zusätzliche regelbare Infrastruktur.

Um die Kosten für eine solche Infrastruktur auf ein überschaubares Maß zu reduzieren, braucht es aus Sicht der vorliegenden Analyse kostensenkende Anreize für Suffizienz und Flexibilität. Im bisherigen Strommarkt fehlen diese Anreize weitgehend und geben im Falle der Spotmarktpreise zu oft regional ein falsches Preissignal.

Die Nachteile der Trennung zwischen Strommarkt und Physik (Stichwort Kupferplatte: Strom kostet überall das gleiche und Transportengpässe gibt es nicht.) sind hohe Engpassmanagementkosten und der Ruf nach einem ausreichenden Netzausbau und Reservekapazitäten. Die

Kosten werden über die Netzentgelte vergemeinschaftet und nicht verursachergerecht zugeordnet.

Im Gegensatz zu den kostensenkenden Skaleneffekte großer Kraftwerke des vergangenen Jahrhunderts ist bei einer zunehmenden Elektrifizierung mit hohen Sprunginvestitionen z.B. in den Verteilnetzen (vgl. Kapitel 7.7.2) und negativen Skaleneffekten bei einigen industriellen Industrieprozessen zu rechnen. So könnte es zukünftig z.B. kostengünstiger sein über z.B. neue Elektrolyse-Verfahren Ammoniak (vgl. z.B. jupiterionics.com) und damit Dünger an vielen dezentralen Standorten herzustellen. Bei kleineren Anlagen fallen Aufwand für Strominfrastruktur, Wärmeentwicklung und Transport möglicherweise kleiner aus als in bestehenden großen Ammoniaksynthesen.

Kommunale Planung muss daher zukünftig bei ihrer Ansiedlungspolitik für Wohnraum und Gewerbe/Industrie neben den etablierten Kriterien wie z.B. Flächennutzung, Umweltverträglichkeit und sozialen Erfordernissen auch den Einfluss einer alten oder neuen Aktivität auf die örtliche Energiebilanz in Betracht ziehen. Wärme und Strom müssen zusammen geplant werden.

Aufgabe oder Verlagerung von energieintensiven Industrieproduktion an ggf. geeignetere Orte mit höherem erneuerbarem Dargebot und Suffizienzüberlegungen, wie z.B. wieviel Kunststoffprodukte brauchen wir wirklich, dürfen nicht länger tabu sein.

Der vielfach zitierte Grundsatz „So dezentral wie möglich, so zentral wie nötig“ ist ebenso so plausibel wie anspruchsvoll im Detail und vor Ort umzusetzen. Klar ist aber auch, dass eine effiziente zunehmende Elektrifizierung nur gelingen kann, wenn die Politik mit einem modernen, grundlegenden Strommarktdesign die geeigneten Anreize setzt, die sowohl auf der Angebots- wie auch der Nachfrageseite Flexibilitäten erzeugen, die Erzeugungskapazitäten und Netzausbau einsparen helfen.

Aus Sicht des KiB e.V. sind im Wesentlichen zwei Signale lokal zu implementieren. Das erste ist ein Signal, das die Information über den Zustand des Stromnetzes vor Ort enthält. Ist es bereits überlastet oder kann aus ihm noch mehr Strom aufgenommen oder abgegeben werden. Das zweite Signal muss die aktuell regional benötigte fossile Residuallast anzeigen. Beide Signale lassen sich zu einem Preissignal miteinander verrechnen. Am Ende der Entwicklung muss das Signal im Bereich von Sekunden zur Verfügung stehen, um überschießende Reaktionen vieler Akteure zu vermeiden. So lange aber nur wenige auf ein solches Signal reagieren können, reichen auch Signale, die sich stündlich ändern (vgl. hierzu Kapitel 4.7.5, Kapitel 7).

12.4.1 Wie die Erneuerbaren in einem Grenzkostenmarkt zukünftig refinanziert werden können

Mit zu den wichtigsten Fragen eines zukünftigen Strommarktdesign gehört, wie in Zukunft der Ausbau der Erneuerbaren refinanziert werden kann.

Niedrige und negative Strompreise entstehen u.a. in einem Grenzkostenmarkt am Spotmarkt, wenn die Dampfkessel fossiler Kraftwerke keine schnellen Temperaturgradienten vertragen, und daher beheizt bleiben müssen, wenn man den Strom nicht brauchen kann. Wären sie flexibel genug, würde es deutlich geringere Preisschwankungen im Strommarkt geben. Statt Flexibilität anzuregen, führt der Grenzkostenmarkt deshalb bei hohen Anteilen an Erneuerbaren Energien zu geringen und negativen Strompreisen (Abbildung 111). Je höher die EE-Anteile steigen, um so weniger werden sich die Investitionskosten in einem Grenzkostenmarkt refinanzieren können. Im Gegensatz zu vielen konventionellen Kraftwerken kann man Solar- und Windkraftwerke nahezu ohne Aufwand und Kosten schadlos einfach runterfahren (bei PV "aus dem Arbeitspunkt regeln", bei Wind "aus dem Wind drehen" bzw. Blattwinkel verstellen). Daher müssen andere Wege als ein

Grenzkostenmarkt mit negativen Strompreisen gefunden werden, um den Ausbau der Erneuerbaren langfristig abzusichern.

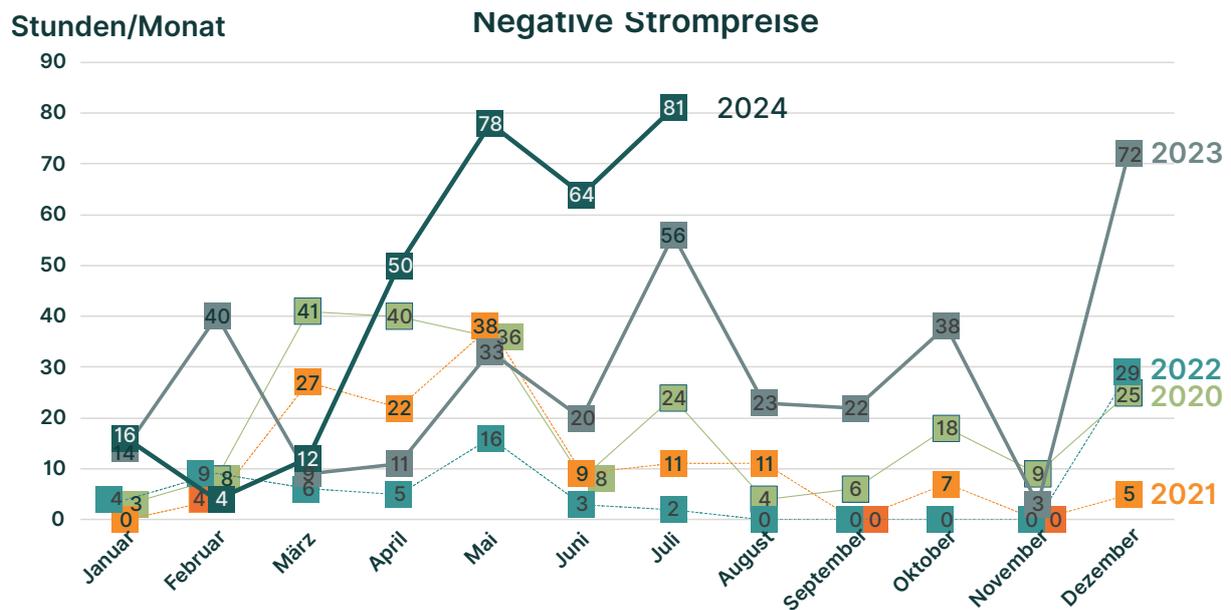


Abbildung 111: Negative Strombörsenpreise 2021-Juli 2024 (smard.de)

Zu den Instrumenten, wie im bestehenden Grenzkostenmarkt die Refinanzierung von erneuerbaren Energien abgesichert werden können, gehören neben den bisherigen festen Vergütungen für kleinere Anlagen nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz, langfristige Stromliefervereinbarungen (Power Purchase Agreements, PPAs) und eine zweiseitig gleitende Marktprämie (Contract for Difference, CfD), vgl. dazu [Wettingfeld et al., FÖS 2023](#).

[Neuhoff et al. 2024](#) schlagen einen Erneuerbaren Energien Pool vor, der langfristige Absicherungsverträge (PPAs) zusammenfasst, die einerseits das Investitionsrisiko von Windkraft- und Solarprojekten reduzieren und andererseits über Verträge mit Endverbrauchern diese ebenfalls gegen Preisrisiken absichern.

Damit würde am Ende der erneuerbar erzeugte Strom mittel- bis langfristig ganz aus dem bisherigen Grenzkostenmarkt herausgenommen und nur noch die Residuallastkapazitäten sich an den Grenzkosten orientieren müssen.

12.4.2 Flexibilisierung bei der Nachfrage an Energie

Optionen zur Flexibilisierung der Nachfrageseite (Demand Side Integration) werden derzeit vor allem für die betriebliche Optimierung von Netzentgelten und Eigenverbrauch genutzt. Einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung im Sinne einer Netzentlastung bzw. -stabilisierung oder zur Bereitstellung von Residuallast (schaltbare Lasten) leisten sie im aktuellen Regelungsrahmen nicht. Dies sollte sich durch entsprechende Anreize dringend ändern.

Studien kommen zu dem Ergebnis, dass eine Kapazitätsförderung, die auf bestimmte Technologien (z.B. große Gaskraftwerke an abgedescribten Standorten) fokussiert, bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien Flexibilitätsoptionen sowie innovative Lösungen verdrängt und damit zu Pfadabhängigkeiten mit dauerhaft erhöhten Gesamtkosten führt ([connect 2024](#)). Eine Alternative wird in einer „Absicherungspflicht“ gesehen, wie sie in der europäischen Strommarkttrichtlinie vorgegeben ist, und die dem „Strommarkt-Plus“ der Plattform klimaneutrales Stromsystem (PKNS) entspricht eine deutlich effizientere Alternative.

Vereinfacht bedeutet eine Absicherungspflicht, dass Stromversorger ihre Lieferverpflichtungen zum Beispiel am Terminmarkt absichern müssen und damit zu einer Nachfrage nach emissionsarmen Reservekapazitäten führen, wenn gleichzeitig der CO₂-Preis entsprechend hoch ist. Derzeit müssen sich Unternehmen nicht absichern, und gehen bei starken Preisschwankungen am Spotmarkt große Risiken ein, falls sie sich nicht abgesichert haben, die zum Konkurs führen können.

Wenn aktuell über Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite gesprochen wird stehen vor allem E-Autos und Wärmepumpen im Fokus. Sie haben durch die Batterie bzw. den Wärmespeicher bereits ein hohes Flexibilitätspotential für den Ausgleich der Tagesschwankungen. Seitens der Bundesnetzagentur wird ihre Flexibilität aber bislang vor allem zur Versorgungssicherheit durch Eingriffsregelungen ausgestaltet.

Flexibilitätspotentiale in Haushalten am Beispiel von Waschmaschinen

Seit etwa 20 Jahren finden sich Untersuchungen zum Flexibilisierungspotential in Haushalten und die Vorteile von zeitvariablen Tarifen (Nabe et al. 2009).

Haushaltsgeräte die Wasser erhitzen (Waschmaschine, Spülmaschine) ziehen kurzzeitig eine hohe Leistung (> 2000 Watt). Selbst manche wassersparenden Waschprogramme reduzieren die Leistung nicht.

Am Beispiel der Waschmaschinen lassen sich beispielhaft die prinzipiellen Flexibilitätspotentiale auch in Haushalten zur Lastverschiebung und Reduktion von Lastspitzen darstellen. Waschmaschinen haben einen hohen Verfügbarkeitsgrad in Haushalten und zeichnen sich durch hohe Stromlastspitzen zur Aufwärmung des Waschwassers (bis zu 2.800 Watt) aus (Abbildung 14).

Der Anteil der Haushalte, die über eine Waschmaschine verfügen, lag 2021 bei 96,2% (destatis). Das entspricht mehr als 36,5 Millionen Waschmaschinen.

Abb. 17, S. 34 aus Bruce-Boye et al. 2018

Abbildung 112: Leistungsaufnahme von Waschmaschinen unterschiedlicher Waschmaschinen und Programme zweier Hersteller (1 links, 2 rechts) mit unterschiedlichen Temperaturen mit unterschiedlichen Temperaturen (Abb. 17, S. 34 aus Bruce-Boye et al. 2018)

Ihre Hauptnutzungszeiten fallen werktags in die Abendstunden (Abb. 26, S.44 in Bruce-Boye et al. 2018). Etwa 30% der Last fällt zwischen 18 und 21 Uhr an. Unter der Annahme, dass ein durchschnittlicher Haushalt zweimal pro Woche wäscht, laufen etwa 3 Millionen Waschmaschinen pro Tag zwischen 18 und 21 Uhr. Ein Waschgang erfordert bei 40°C bereits um die 0,7 kWh. Der weitaus überwiegende Energieverbrauch füllt dabei zur Erwärmung des Warmwassers an.

Bei einer angenommenen Last von bis zu 2,5 kW über durchschnittlich 20 Minuten liegt die Last allein von Waschmaschinen bei etwa 1,5 GW über die vier Abendstunden in Deutschland.

Möglichkeiten zur Flexibilisierung von Waschmaschinen

- Sektorkopplung / Warmwasseranschluss statt über Heizstab der Waschmaschine, Warmwassererzeugung über Erdgaskessel, KWK-Anlage, Solarthermie, Wärmepumpe, Geothermie und Pufferspeicher.
- Verschiebung der Last, Betrieb der Waschmaschine wird z.B. morgens beladen, zeitlich durch Programmierung oder durch Automatisierung in Zeiten hohen erneuerbarer Erzeugung verschoben.

- Suffizienz: In größeren Gebäuden werden gemeinschaftlich nutzbare Waschmaschinen z.B. im Keller angeboten
- Lastverschiebung durch zeitliche Ausdehnung durch Vorschaltung eines Leistungsdimmers bei der Stromversorgung des Heizstabs (Fries, C.)

Alle genannten Möglichkeiten können auch kombiniert werden.

Bislang gibt es dafür aber keine geeigneten Anreize.

DIN 18015 Anhang A empfiehlt bereits für den Leistungsbedarf am Netzanschluss von Gebäuden mit 3 Wohneinheiten (Wohnbedarf ohne Warmwasserbereitung) einen Anschluss von 30 kW. Im Normalfall wird diese Leistung auch bei 10 Wohneinheiten selten oder nie erreicht.

12.4.3 GrünstromIndex als Beispiel für Signalalternative zum Spotmarktpreis

Der GrünstromIndex liefert über das Internet eine frei verfügbare Vorhersage (forecast) der lokalen Emissionen des stündlichen Strommixes für einen Postleitzahlenbereich.

Auf der gleichnamigen Internetplattform findet sich der absolute Wert sowie eine dreistufige stündlich aufgelöste farbige Darstellung. Grau bedeutet wenig regenerativer Strom verfügbar und empfiehlt Geräte mit großem Stromverbrauch nicht nutzen. Gelb steht für einen durchschnittlichen Anteil an regenerativ erzeugtem Strom und rät dazu mit Strom sparsam umzugehen und Grün zeigt an, dass ein hoher Anteil des bezogenen Stroms aus regenerativen Quellen stammt.

Stromkunden könnten ihren Stromverbrauch oder Verbraucher, wie Wärmepumpen, Waschmaschinen und Erzeugungsanlagen möglichst emissionsarm betreiben (Abbildung 113).

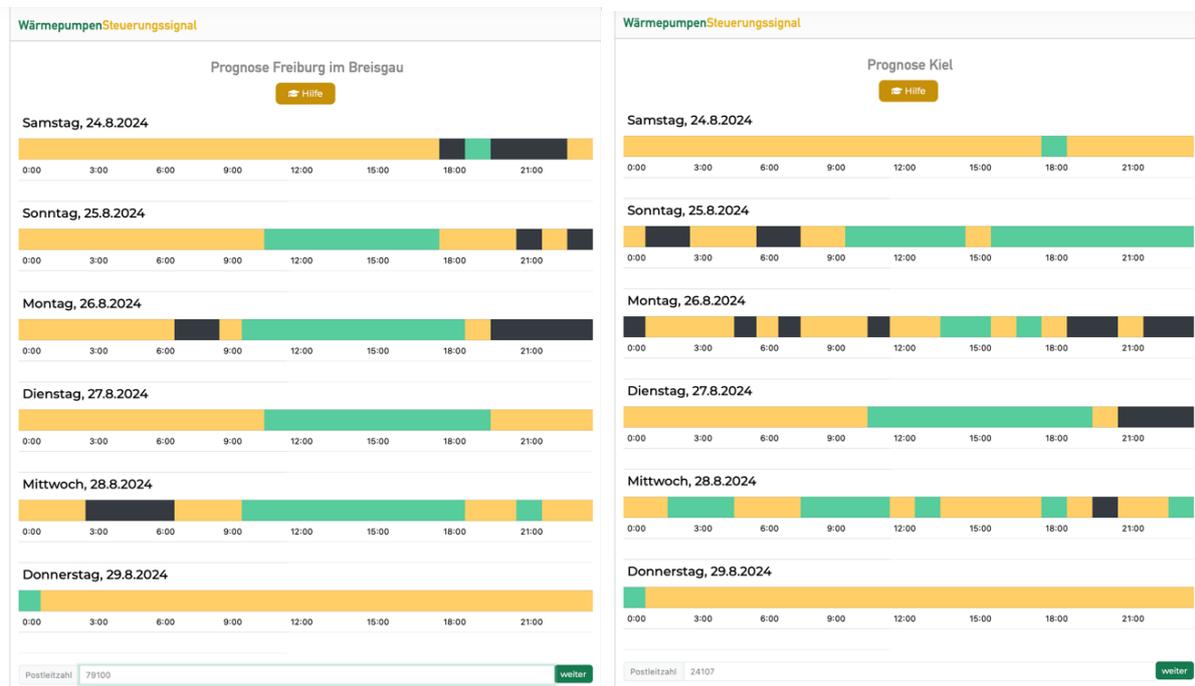


Abbildung 113: Prognosen des Grünstromanteils zur Steuerung von Wärmepumpen in Freiburg (links) und Kiel (rechts) (Quelle <https://gruenstromindex.de/waermepumpe.html>)

Energieversorger können den Grünstromindex als Basis zeitvariabler dynamischer Stromtarife nutzen, die den Anteil des erneuerbar erzeugten Strombezuges in der Region des jeweiligen Kunden anzeigen. Der Index kann mit einer Fair Use Policy postleitzahlenscharf per API abgerufen werden .

Die über eine API Schnittstelle für Forschungszwecke verfügbaren Daten (<https://corrently.io/books/grunstromindex>) schaffen so Transparenz und eine Grundlage für dezentral organisierte Flexibilität (Ausgleich von erneuerbarer Erzeugung und Verbrauch) und Anreize zur Verbrauchssteuerung Lastverschiebung, Suffizienz etc..

Entwickelt wurde der Grünstromindex von dem Unternehmen Corrently, das über Stromdao selbst einen entsprechenden Tarif als Energieversorger anbietet und stetig weiterentwickelt.

Der Index verarbeitet über Algorithmen folgende Daten:

- Daten zur aktuellen und erwarteten Stromerzeugung von Übertragungsnetzbetreibern, Energieerzeugern und Aggregatoren.
- Wetterinformationen von meteorologischen Diensten und Wettervorhersagemodellen, wie Windgeschwindigkeit, Sonneneinstrahlung und Niederschlagsmenge werden verwendet, um die erwartete Leistung der erneuerbaren Energiequellen vorherzusagen.
- Historische Stromerzeugungs- und Verbrauchsdaten, um Muster und Trends zu analysieren.
- Weitere Betriebsdaten von Kraftwerken, wie z.B. geplante Wartungsarbeiten, geplante Einspeisungen erneuerbarer Energien zur Verbesserung der Vorhersagegenauigkeit.

Aufgabe eines Strommarkt der Zukunft muss es sein, die Informationsverarbeitung privater Plattformen wie dem Grünstromindex auf eine rechtliche Grundlage zu stellen, die stetig für eine wissenschaftliche abgesicherte Datenbasis sorgt.

Lokale Informationen und Preissignale müssen so weiterentwickelt werden, dass auch z.B. Kombinationen vor Ort aus Solarstromanlagen, KWK-Anlagen, Wärmepumpen und Speichern treibhausgasarm und netz- und systemdienlich betrieben werden und die Kosten für die Netzinfrastruktur bezahlbar bleibt.

12.4.4 Flexibilität durch zeitvariable, dynamische Strompreise für Haushalte und Gewerbe

Ab dem 1.1.2025 sind nach § 41a EnWG alle Stromlieferanten verpflichtet, einen dynamischen Tarif anzubieten, in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten abgebildet werden (Begriffsdefinition gemäß § 3 Nr. 31b und c EnWG). Diese durch EU-Recht vorgegebene Definition ist eng gefasst, indem sie dynamische Tarife ausschließlich anhand der Spotpreisbindung definiert.

Dynamische Strommarkttarife, die die Großhandelspreise am Spotmarkt weitergeben sind in vielen Ländern etabliert. In Deutschland sind sie seit wenigen Jahren verfügbar, wie z.B. von Awattar, E.on, Gasag, Ostrom, Polarstern, Rabot Charge, Tibber, Vattenfall und Voltego. Außer Tibber setzen alle einen intelligenten Stromzähler (SmartMeter) voraus. Erste Erfahrungsberichte liegen vor (vgl. z.B. Rieger 2023, Ziesecke 2023).

Eine Studie zu den möglichen Auswirkungen dynamischer Stromtarife für deutsche Haushaltskunden kam auf jährliche Nettoeinsparungen zwischen 64 € und knapp 400 €, wenn sie mit einem dynamischen Tarif ihre Wärmepumpe betreiben und zwischen 158 € und 316 €, wenn sie ein Elektrofahrzeug laden (Eicke et al. 2024).

Die Dynamik oder zeitliche Variabilität der Tarife kann sich aber auf unterschiedliche Strompreisbestandteile beziehen, wie z.B. die Beschaffungs- und Vertriebskosten, die Marge des Stromlieferanten oder das Netzentgelt (dena 04/2024). Sie können sich über Plattformen wie dem Grünstromindex auch an der Residuallast oder den Treibhausgasemissionen orientieren (Kapitel 12.4.3).

Die Abrechnung dynamischer Tarife kann z.B. zwischen Versorger und Letztverbraucher über den stündlichen oder viertelstündlichen Verbrauch und den korrespondierenden Börsenstrompreisen erfolgen.

Dynamische Tarife bieten bereits heute viele Vorteile:

- **Kostensparnis:** Dynamische Tarife ermöglichen es während Zeiten geringer Nachfrage von niedrigeren Strompreisen zu profitieren.
- **Lastverschiebung:** Sie können dazu beitragen, die Nutzung von Energie beim Waschen, Kochen, Duschen oder das und Laden von Elektrofahrzeugen auf Zeiten mit geringerer Nachfrage und/oder hoher Verfügbarkeit von Erneuerbarer Energien zu verlegen.
- **Netzstabilität, Flexibilität und Verringerung des Netzausbaus:** Die Verlagerung des Stromverbrauchs auf Zeiten mit geringerer Nachfrage und/oder hoher Verfügbarkeit von Erneuerbarer Energien trägt zur allgemeinen Stabilität des Stromnetzes, zu mehr Flexibilität bei und kann die Notwendigkeit teurer Netzwerkausbaumaßnahmen verringern.
- **Bildung:** Dynamische Tarife sensibilisieren Verbraucher für die Notwendigkeit, Vorteile und Anforderungen der Energiewende

Für die Nutzung von Flexibilitäten (vgl. Kapitel 7) können und sollten dynamische Stromtarife daher in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Sie müssen stärker regional ausgestaltet werden (vgl. Kapitel 7.2, Abbildung 63), um auch bei der Erzeugung der Residuallast vor Ort emissionsarme Erzeugung miteinander in Einklang zu bringen.

Der Strommarkt in Deutschland mit einer einzigen Strompreiszone geht davon aus, dass es wäre egal ist wo Strom erzeugt und verbraucht wird (Kupferplatte).

Wenn zum Beispiel der Wind in Norddeutschland ordentlich weht und zu viel Strom anfällt sinkt am Spotmarkt der Strompreis. Gleichzeitig kann es aber vorkommen, dass Wind- und Solarkraftwerke abgestellt werden, weil das Netz den Strom nicht aufnehmen kann. Dann müssen beispielsweise in Süddeutschland Ersatzkraftwerke anspringen. Die Kosten spiegelt der Spotmarkt nicht wider. Sie werden über die Netzentgelte refinanziert.

Einige Unternehmen regeln ihre KWK-Anlagen nach dem Spotmarktpreis. Wenn dieser unter einen bestimmten Wert sinkt, stellt die KWK-Anlage ab. In einigen Regionen, wie z.B. Baden-Württemberg kann das zur Folge haben, dass der Strom statt über die KWK-Anlage über ein sog. Grenzkraftwerk erzeugt werden muss, was zu mehr Emissionen führt (Abbildung 63).

Dynamische Stromtarife für Haushalte, die auf dem Day-Ahead-Spotmarktpreis in Deutschland basieren, können einer Vielzahl von Haushalten erhebliche wirtschaftliche Vorteile bieten und einen Anreiz zum flexiblen Betrieb von Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen führen.

Sie stehen insbesondere für Haushalte mit einer Wärmepumpe im Wettbewerb zur Optimierung des Eigenverbrauchs. In der Kombination mit einer Photovoltaikanlage oder einem PV-Batteriespeichersystem können sie zu größeren Einsparungen führen als dynamische Tarife. Anreize für die Flexibilität dieser Haushalte könnte ein Weg sein, um die Netzüberlastung im Winter aufgrund des zu erwartenden gleichzeitigen Heizbedarfs abzumildern und die Integration von Windenergie zu erleichtern.

Wenn diese Flexibilität genutzt werden soll, müssen die Preisanreize vor Ort geeignet und attraktiv genug sein und eine entsprechende Regelung verfügbar sein (Stute et al. 2024). Diese sollten im besten Fall beides können, auf Systemdienlichkeit (netzdienlich und emissionsarm) und Eigenstrom zu optimieren (vgl. Fallbeispiel in Kapitel 7.10).

Eine Eigenverbrauchsoptimierung senkt zwar die Stromrechnung des betroffenen Haushalts oder Unternehmen, muss aber noch lange keinen systemdienlichen Nutzen erbringen. In der Regel gehen die für den Einzelnen vermeintlich gesparten Kosten zu Lasten anderer Verbraucher.

Aus Sicht des KiB e.V. wird man mittelfristig deshalb um eine Beteiligung der Überschusseinspeisung von Endverbrauchern an den Kosten für die Infrastruktur im Rahmen einer umfassenden Netzentgeltreform nicht herumkommen (vgl. Kapitel 12.3.1).

12.4.5 Lokale (Nodale) Preise?

Aktuell wird die Bereitstellung von Energieflexibilität durch die Regulierung und z.B. Netzentgelte, die gleichmäßigen hohen Verbrauch begünstigen, eher bestraft als belohnt (DUH-Policy-Brief, FÖS 2022).

Aus Praxissicht einer dezentraleren, spartenübergreifenden Gestaltung von Energieerzeugung und -versorgung spricht sehr vieles gegen die Beibehaltung des Prinzips „Kupferplatte“ und einer einzigen Strommarktzone, dafür sehr vieles für eine dynamische Preisgestaltung, die lokale und regionale Flexibilitäten indiziert. Wie die beschriebenen Fallbeispiele (vgl. Kapitel 7.5.1, 7.7.1, 7.7.2, 7.8.3, 7.7.3, 7.10) zeigen, kann durch Lastverschiebungen und Einsparung der Aufwand für den Ausbau zentraler Infrastruktur auf notwendiges Maß begrenzt werden.

Der Mechanismus des „Nutzen statt Abregeln“ kann aus Sicht der Expertenkommission das grundsätzliche Fehlen lokaler Preissignale für eine effiziente Engpassbewirtschaftung nicht beheben und ist mit einem hohen Bürokratieaufwand und potentiellen Fehlanreizen für den Stromhandel verbunden. Eine Alternative wäre die Stärkung lokaler Preissignale für einen effizienten Dispatch und eine systemdienlichere Verortung von Verbrauchern und Erzeugern sowie die weitere Flexibilisierung des Energiesystems zusammen mit gut ausgestalteten Instrumenten zur systemdienlichen Einbindung dieser Flexibilität.

Monitoringbericht Energiewendekommission 2024

Vor den Auswirkungen einer Aufteilung der bestehenden einheitlichen Preiszonen in wenige Preiszonen wird in einigen Studien und Stellungnahmen eher gewarnt (vgl. z.B. Diers et al. 2023)

Das Synergieprojekt (Novirdoust, Ashour 2021) kommt unter anderem zum Ergebnis, dass die Kosten für das Engpassmanagement durch lokale Preissignale sinken und die Strompreise im Durchschnitt dadurch günstiger wären. Allerdings würden sich die Preise anders verteilen als heute. In Norddeutschland bzw. den erzeugungsstarken Regionen vor allem von Wind- und Sonnenstrom käme es zu niedrigeren und in Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zu höheren Strompreisen. Ob sie den Nachteil komplexerer Preisstrukturen aufwiegen, kann an dieser Stelle nicht bewertet werden.

Als Gegenmodell wird vor allem von den großen EVUs ein Kapazitätsmarkt propagiert. Er würde Lastmanagement und -verschiebung (Verbrauch in Zeiten höhere Erzeugung Erneuerbaren Stroms) anreizen, aber vermutlich eher nur bei denjenigen, für die der damit verbundene Aufwand sich an einem Kapazitätsmarkt zu beteiligen nicht zu groß ist. Derzeit überwiegen der Aufwand (Kosten & Bürokratie) über z.B. ein virtuelles Kraftwerk strombörsenorientiert seine Anlagen zu steuern unter einer Anlagengröße von 500 kW.

Kleine Unternehmen und Haushalte hätten damit vermutlich kaum Anreiz, in Flexibilität zu investieren.

Die Politik sollte daher bereits jetzt fehlerfreundliche Signale wie z.B. regionale Emissionsintensitäten über geeignete Schnittstellen anbieten, die die Akteure, die das wollen, kostenfrei nutzen können, um die Flexibilitäten ihrer Anlagen im Sinne einer Einsparung von Treibhausgasemissionen bereits heute nutzen zu können. Beides – Kapazitätsmarkt und lokale geeignete Preissignale, die systemdienlich und treibhausgasmindernd wirken (nodale Preise) – können darauf aufbauen.

In jedem Fall sollten neben der Industrie auch Haushalte und Gewerbebetriebe befähigt werden, ihren Verbrauch und dezentrale Anlagen (PV, Wärme, KWK, E-Autos) gezielt zu flexibilisieren. Ihre Potentiale für Flexibilität müssen gehoben werden, um Aufwand und Kosten für den Infrastrukturausbau zu begrenzen (vgl. Kapitel 7.9 und 12.3., Wettingfeld et al., FÖS 2023).

Szenarien aus England zeigen, dass eine nodale Bepreisung zwischen 25-100 Mio. Tonnen Treibhausgasen zwischen 2025 – 2040 einsparen würde und die volkswirtschaftlichen Kosten deutlich senkt (FTI Consulting 2023).

Beispiel USA - Die Flexibilität der Nachfrage könnte zum zentralen Element der Energiewende werden

Seit 2010 berechnen manche Netzbetreiber in den USA separate Preise für jeden Knotenpunkt zwischen Übertragungs- und Verteilnetz. Sie bestimmen die Grenzkosten für die Lieferung einer zusätzlichen Stromeinheit an dem jeweiligen Knotenpunkt. Relevante Netzbeschränkungen werden explizit berücksichtigt, so dass sowohl Netzengpässe als auch die Kosten von Netzverlusten effizient bepreist werden (Novirdoust, Ashour 2021).

In der Simulation reduzieren lokale Preise die Stromkosten um 8-10% gegenüber der bislang einheitlichen Strompreiszone. Davon profitieren die Verbraucher je nach Region in unterschiedlicher Weise. Nicht berücksichtigt wurden dabei zusätzliche Kosteneinsparungen, zum Beispiel durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität der Nachfrage durch entsprechende Anreize aus lokalen Preisen (Knörr et al. 2024).

Die Diskussion um Strompreisregionen und lokalen Strompreise ist in vollem Gange. Zwölf Ökonomen hatten in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung (FAZ) argumentiert, dass der deutsche Strommarkt lokale Strompreise statt einer einheitlichen Strompreiszone braucht (FAZ v. 10.7.24).

„Weil die Physik bei dem Wunsch nach einem deutschlandweit einheitlichen Strompreis nicht mitspielt, müssen die Netzbetreiber all diese (Fehl-)Entscheidungen in mühsamer Kleinarbeit im Rahmen des sogenannten Redispatch korrigieren: Kraftwerke in Süddeutschland werden auf Anordnung hochgefahren, Windparks in der Nordsee abgeregelt.“

Es haben ebenfalls in einem Gastbeitrag in der FAZ 15 große Verbände gefordert bei der einheitlichen Preiszone zu bleiben (FAZ, 19.7.24).

Am Ende des Verbändebeitrages heisst es:

„Die Fokussierung der Diskussion allein auf die Strompreise am kurzfristigen Spotmarkt greift zu kurz. Der Lösungsraum ist deutlich größer. So können zum Beispiel lokale Anreize außerhalb des Spotmarktes zur Lösung beitragen. Die Herausforderungen im Netz können nachhaltig nur durch physischen Ausbau gelöst werden: Es braucht mehr Speicher, mehr Elektrolyse, mehr Direktbelieferung von Gewerbe und industriellem Mittelstand sowie eine bessere Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur.“

Redispatch kostet Geld; Netzausbau kostet Geld. Aber am Ende schaffen wir einen liquiden Strommarkt in Deutschland, der als Vorbild für die Energiewende dienen kann – im Zusammenspiel mit den verschiedenen erneuerbaren Technologien und den verschiedenen regionalen Gegebenheiten. Mit einem guten Rahmen kann die Realwirtschaft privates Kapital für die ambitionierte Fortsetzung der Energiewende mobilisieren, parallel gute Beschäftigung aufbauen und so mehr Wertschöpfung in Deutschland organisieren. Dafür lohnt es sich, die komplexen Aufgaben anzupacken.“

Was genau lokale Anreize für Speicher, Elektrolyseanlagen und andere Flexibilität ausserhalb des Spotmarktes sein sollen, lässt der Beitrag offen.

- ✓ **Aus Sicht des KiB e.V. sollte eine verbände- und parteiübergreifende Flexibilitätsstrategie entwickelt werden, die durch lokale Signale Anreize für mehr Suffizienz, Lastverschiebung, Lastreduzierung, systemdienliche Speicherung und Regelung von Erzeugungskapazitäten setzt, die für Praktiker verständlich und umsetzbar sind.**

13 Teilstudie: Kriterien zur Wärmeleitplanung aus energetischer Sicht

Im Folgenden werden die Ergebnisse einer Szenarienstudie von Matthias Seelmann-Eggebert anhand des selbstentwickelten Modells (ERNIE 100) zusammengefasst ([Matthias Seelmann-Eggebert 2024d](#)).

In dieser Teilstudie wurden verschiedene Aspekte einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung untersucht. Sie macht sichtbar, dass Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Form z.B. Blockheizkraftwerken die Arbeitspferde zukünftiger Heizungssysteme sein können und damit wichtige Komponenten einer sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung darstellen.

Die gesamte Untersuchung zur flächendeckenden Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der Residuallast durch Kraftwerke und Blockheizkraftwerke findet sich unter folgendem Link: https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2024/07/Kriterien_Energieleitplanung.pdf

Der Teilstudie lagen folgende Kernfragen zu Grunde

- Welche Vor-/Nachteile hat eine eher dezentralere Abdeckung der Residuallast und welche Synergien lassen sich im Rahmen einer Berücksichtigung bei kommunalen Akteuren heben?
- Welche Vor-/Nachteile haben demgegenüber große zentrale Residualkraftwerke auf der „grünen Wiese“?
- Welche politischen Rahmenbedingungen sind für dezentrale oder eher zentralere Lösungen notwendig?
- Wie kann eine sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung aus Praktikersicht aussehen?

Die hier zusammengefasste Analyse betrachtet diese Kernfragen in erster Linie aus energetischer Sicht. Ziel war es, verschiedene treibhausgasneutrale Szenarien an Hand des erforderlichen Primärenergiebedarfs zu vergleichen und zu bewerten. Dabei wurden die einzelnen Teilaspekte, (wie z.B. Synergien von KWK und Wärmepumpe, saisonale Verfügbarkeit von Erneuerbarem Strom, Bedeutung von synthetischen Brennstoffen als Langzeitspeicher und deren Erzeugung, Notwendigkeit von Kurzzeitspeichern zum Ausgleich der im Tagesverlauf auftretenden Residuallasten) analysiert und quantitativ nachvollziehbar und transparent dargestellt. Die CO₂ Emissionen, die mit einem Versorgungsszenario und der Transformation zur Treibhausgasneutralität verbunden sind, ergeben sich direkt aus dem Primärenergiebedarf multipliziert mit dem Emissionsfaktor des verwendeten Energieträgers (Stundenwerte). In der Realität sind Primärenergiebedarf und Treibhausgasemissionen nur zwei von verschiedenen maßgeblichen Kriterien. Verfügbarkeit von Wärmequellen vor Ort, bereits existierende Infrastruktur wie z.B. vorhandene Wärmenetze, die Siedlungsstruktur und wirtschaftliche Faktoren wurden an verschiedenen Stellen qualitativ betrachtet, aber nicht quantitativ bewertet.

Die Studie geht davon aus, dass die zukünftige Primärenergieversorgung in Deutschland ganz überwiegend auf Windkraft, Sonnenstrom und grünem Wasserstoff beruht. Die Studie beschränkt sich auf die Gebäudewärme und zeigt Lösungsmöglichkeiten für ihre treibhausgasneutrale Vollversorgung auf. Es wurden verschiedene Szenarien untersucht, wie eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung quartiersweit oder deutschlandweit realisiert werden kann.

Grundlage der Modellierung ist ein saisonales Modell für die Tageswerte von Stromerzeugung und Wärmebedarf. Dieses Modell verwendet einfache Sinuskurven und geht davon aus, dass einerseits im Tagesverlauf auftretende statistische Abweichungen von Bedarf und

Erzeugung und andererseits statistische Abweichungen der Tageserträge von dem saisonalen Modell durch Batteriespeicher oder andere verlustarme Speicher ausgeglichen werden können.

13.1 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Studie sind:

- Eine energetische Versorgung mit Sonnen- und Windstrom erfordert Residuallastkraftwerke, die den saisonalen Gang der Erneuerbaren ausgleichen können.
- Die elektrische Effizienz der Kraftwerke bestimmt die Menge an Abwärme und den Grad ihrer Nutzung.
- Die Anteile, die jeweils von KWK und Wärmepumpen bei regenerativer Wärmeevollversorgung, bereitzustellen sind, liegen (bei Minimierung des Primärenergieeinsatzes) weitgehend fest und hängen von dem angenommenen Verhältnis zwischen Wind und PV ab.
- Ab einem Mindestbedarf an Residuallastkraftwerken ist KWK energetisch lohnend und macht Kraftwerke auf der grünen Wiese ohne Abwärmenutzung zur primärenergetisch ineffizienteren Lösung.
- Energieimporte aus dem Ausland in Form von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brennstoffen ist unter energetischen Aspekten unvorteilhaft und sind nicht erforderlich, denn eine regenerative Wärmeevollversorgung ist innerhalb der Landesgrenzen möglich.
- Dicht besiedelte Kommunen in Ballungsgebieten können eine regenerative Vollversorgung ihres Gebäudebestands mit Wärme erreichen, indem Umweltwärme mit Wärmepumpen möglichst intensiv genutzt wird und gleichzeitig ein massiver Ausbau der Photovoltaik auf allen Dächern und verfügbaren innerstädtischen Flächen forciert wird.
- Zentrale und dezentrale Versorgung sind für die betrachteten Szenarien aus energetischer Sicht weitgehend gleichwertig, solange die Abwärme genutzt wird. Falls vor Ort erneuerbare Wärmequellen zur Verfügung stehen, ist in der Gesamtbetrachtung ihre Nutzung die bessere Lösung.
- An praktischen Beispielen wurde aufgezeigt, wie eine regenerative Vollversorgung auf Gebäudeebene, Quartiersebene oder das ganze Land gelingen kann und Kriterien hierfür benannt.
- Grüner Wasserstoff (oder andere grüne Gase) oder daraus abgeleitete Brennstoffe sind vor allem für den Betrieb von Residuallastkraftwerken zum Ausgleich saisonaler Defizite erforderlich.
- Die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff vor Ort ist aus energetischer Sicht lohnend, da die entstehende Abwärme genutzt und somit die Abhängigkeit von Energieimporten reduziert werden kann.
- Kurzzeitspeicher sind ein essenzielles Element der Energie- und Wärmewende und können den Primärenergiebedarf substantiell verringern.

13.2 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Zum raschen Gelingen der Wärmewende sollte der Einsatz von Wärmepumpen gefördert, aber mit einer Forderung nach entsprechendem Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung vor Ort zur Deckung des Wärmepumpenstroms gekoppelt werden.

Bei der kommunalen Wärmewende ist daher die Stromnachfrage und deren Abdeckung aus klimapolitischer Sicht, aber aus Sicht der Kosten und der Nutzung von Synergien auf der kommunalen Ebene (Lastverschiebungen, Effizienzmaßnahmen und Speicherung) eine wichtige Frage. Im Rahmen des KSSE-Projektes wurde der Frage nachgegangen, über welche Form von

Residualkraftwerken der zusätzlich für den Einsatz von Wärmepumpen benötigte Strom in Zukunft möglichst effizient (geringer Brennstoffbedarf und geringe Treibhausgasemissionen) erzeugt werden kann und welche Flexibilitätspotentiale an welcher Stelle gehoben werden können.

Luft-Wasser-Wärmepumpen sind überall leicht zu installieren, wo es keine Platzprobleme gibt. Erdwärmepumpen sind effizienter, aber deutlich aufwändiger und daher kostenintensiver.

Wasser-Wasser-Wärmepumpen eignen sich z.B. zur Nutzung in kleinen kalten Nahwärmenetzen. Größere Wärmenetze müssen von ergiebigen Wärmequellen gespeist werden. Weitere Heizkraftwerke auf der Basis von Biomasse sind aus Gründen der begrenzten Verfügbarkeit von Holz und Biogas als Standardlösungen auszuschließen. Unter dem Aspekt der Energieeffizienz ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), z.B. in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW), ein wichtiger Baustein. Sie können nicht nur ganze Gebäudekomplexe und Quartiere mit Wärme versorgen, sondern sind in der Lage fehlende Strommengen flexibel auszugleichen, die auf Grund der witterungsbedingten Schwankungen von Wind- und Sonnenstrom entstehen.

Mittels Wärmepumpen wird Umweltwärme als weitere erneuerbare und praktisch kostenfreie Energiequelle erschlossen. Eine Wärmeplanung, die auf dieser Technologie fußt, muss aber dafür sorgen, dass die Stromnetze die damit verbundene erhebliche Mehrbelastung tragen können und dass jederzeit der erforderliche Strom bereitgestellt werden kann. Die kommunale Wärmeplanung wird damit automatisch zur Energieleitplanung, welche Kraftwerke und die zur Bereitstellung des Brennstoffs erforderliche Infrastruktur mit einbezieht.

Je mehr die Planung vor Ort die Residualkraftwerke so auslegt, dass sie bei geringer Verfügbarkeit von Erneuerbarer Wärme und Strom eine Vollversorgung gewährleisten, desto geringer fällt der Bedarf an zusätzlichen zentralen Kraftwerkskapazitäten aus. Eine schnelle Umstellung auf Wärmepumpen und Strombezug aus Kraftwerken ohne Nutzung der Abwärme spart etwa 30% an Brennstoff. Eine Kombination aus Wärmepumpe und KWK bringt dagegen etwa 50% an Brennstoff-Einsparung und damit an Treibhausgas-Emissionen.

Wenn dabei Einrichtungen zur Herstellung synthetischer Brennstoffe mit eingeplant werden, kann mindestens der vor Ort erzeugte überschüssige Sonnenstrom direkt zur Elektrolyse genutzt werden. Die hiermit verbundene Abwärme kann in den Sommermonaten ganze Quartiere mit Warmwasser versorgen, wenn der Elektrolyseur an einem geeigneten Einspeisepunkt in einem Wärmenetz platziert wird.

Die im Rahmen der Studie durchgeführten Simulationen zeigen, dass die Art der Wärmeversorgung stark davon abhängt, ob sie auf Windstrom oder Solarstrom basiert. Insofern ausreichend thermische Speicher für die Kurzzeitüberbrückung zur Verfügung stehen, wäre eine hauptsächlich auf Windkraft basierte Wärmeversorgung am effizientesten. In diesem Fall werden 90% der Haushalte über Wärmepumpen beheizt. Etwa $\frac{2}{3}$ des Wärmebedarfs kann so über Umweltwärme gedeckt werden.

Volle Selbstversorgung wird schon möglich, wenn wenig mehr als ein Drittel des Heizbedarfs als Windstromertrag angeboten wird. Aber eine autarke Vollversorgung ist mit Sonnenstrom möglich, wenn der Sonnenstromüberschuss des Sommers in Wasserstoff (oder bei Weiterverarbeitung als synthetischer Brennstoff) umgewandelt und saisonal gespeichert wird. In diesem Fall stützt sich die Wärmeversorgung auf Wärmepumpen. Über Abwärme wird in diesem Fall bis zu einem Viertel des Wärmebedarfs gedeckt. Die Besonderheit einer PV-basierten autarken Wärmeversorgung liegt darin, dass die erforderliche Strommenge weitestgehend durch Aufdach-PV im Quartier beglichen werden kann. Die Nutzung von Umweltwärme lässt sich sogar noch erhöhen, wenn Erdwärme an Stelle von Luft als Energieträger benutzt wird. Eine kommunale

sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung sollte all diese Aspekte berücksichtigen und zusammenführen.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde ein direkter Vergleich von Vor- und Nachteilen von Kraftwerken mit und ohne Abwärmenutzung durchgeführt. Bei tiefen Außentemperaturen ($<-5^{\circ}\text{C}$) reduziert sich der Anteil der Umweltwärme auf etwa die Hälfte der Heizleistung der Wärmepumpe.

Die Abwärme im Kraftwerk beträgt etwa das eineinhalbfache des Wärmepumpenstroms. Eine KWK-Anlage kann sie fast vollständig nutzen, und erbringt daher in Kombination mit Wärmepumpe eine gewünschte Heizleistung mit 71% des Brennstoffeinsatzes. Wird die Abwärme nicht genutzt und geht verloren, so sind für eine gegebene Heizleistung 125% an Brennstoff aufzuwenden. In welchem Maß dieser Unterschied zu Buche schlägt, hängt davon ab, welcher Anteil des Wärmepumpenstroms durch Direktstrom (=zeitgleich vor Ort erzeugter erneuerbarer Strom) gedeckt werden kann. Bei einer saisonal ausgeglichenen Bilanz sind das bei einer stark Windkraft-gestützten Versorgung fast 90%. Bei einer Versorgung durch PV sind es nur knapp 60%.

Die Nutzung von Abwärme hat einen Einfluß auf die Ausbaupkapazitäten, die für eine ganz-jährige Selbstversorgung vorgehalten müssen.

Bei einer weitgehenden PV-Versorgung reduzieren sich die Ausbaupkapazitäten um mehr als 20%, wenn die Abwärme aus den Residuallastkraftwerken genutzt wird. Bei einer weitgehend Windkraft-gestützten Wärmeversorgung werden die erforderlichen Kapazitäten durch Abwärmenutzung dagegen lediglich um 2% reduziert. Diese Vergleichswerte gelten allerdings nur unter der Voraussetzung, dass statistische Abweichungen vom vereinfachten saisonalen Verlauf der Tagesbilanzen durch Batteriespeicher (oder andere verlustarme Speicher) vollständig ausgeglichen werden können.

Um Emissionen substanziell einzusparen, zählt für die Umstellung vor allem eines: sie muss schnell und großräumig erfolgen. Würden die Gasheizungen bis 2045 weiterbetrieben und dabei graduell zeitlich linear von Erdgas auf synthetisch hergestellte erneuerbare Brennstoffe umgestellt, so würden dabei in der Summe immer noch 50% der CO_2 Menge freigesetzt, die bei einem Betrieb ohne eine solche Umstellung auftreten würden. Bei einer raschen Umstellung auf Wärmepumpen ließe sich diese Einsparung auf 80% erhöhen, vorausgesetzt die Umstellung ist mit einem gleichzeitigen Ausbau von Aufdach-PV oder einem analogen anderweitigen Ausbau der Erneuerbaren verbunden.

13.3 Szenarienrechnungen anhand konkreter Beispiele

Die grundsätzlichen Studienergebnisse der Szenarien werden auf folgende konkrete Beispiele angewendet:

- für ein Einzelgebäude,
- einem kleinen Quartier mit einem Gebäudekomplex aus zehn Mietshäusern
- einer dörflichen Gemeinde.

Darüber hinaus werden die Perspektiven für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung von Deutschland untersucht.

13.3.1 Wärmeversorgung für einen Gebäudekomplex

Im Folgenden werden verschiedenen Optionen der Wärmeversorgung am Beispiel von 10 unsanierten Mietshäusern mit insgesamt 100 Wohnungen energetisch analysiert. Jedes der Häuser hat eine Wohnfläche von 1000 m^2 , die sich auf vier Stockwerke verteilen. Es wird

angenommen, dass in jedem Gebäude 20 Personen wohnen. So entspricht die Wohnfläche pro Einwohner etwa dem statistischen Bundesdurchschnitt von 48 m² (UBA 17.11.23). Jedes der Häuser besitzt ein Flachdach mit etwa 250 m² Fläche. Der Wärmebedarf beträgt 110 kWh pro m² Wohnfläche. Somit ergibt sich für den gesamten Komplex ein Jahresbedarf von 1.100 MWh an Heizwärme. Jede Person hat einem täglichen Warmwasserbedarf von etwa 40 Liter, für deren Aufbereitung etwa 2 kWh an Wärmezufuhr erforderlich sind (Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V. 2028). Jährlich entsteht so ein zusätzlicher Wärmebedarf von etwa 150 MWh. Der gesamte jährliche Wärmebedarf beträgt 1.250 MWh, davon entfallen 12 % auf Warmwasser.

Der Gebäudekomplex wird über eine Zentralheizung und ein Gebäudenetz mit Wärme versorgt. Die Gasleitung soll langfristig von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden

Im Folgenden werden folgende Szenarien betrachtet

- 1.) Der Gebäudekomplex wird mit Erdgas beheizt (SZEG)
- 2.) Der Gebäudekomplex wird mit einer Erdwärmepumpe beheizt (SZZWP)
- 3.) Der Gebäudekomplex wird mit einer Kombination von Erdwärmepumpe und BHKW beheizt (SZDWP)
- 4.) Der Gebäudekomplex wird gedämmt, mit Fußbodenheizung ausgestattet und mit einer Erdwärmepumpe beheizt (SZSF).
- 5.) Der Gebäudekomplex wird mit einer großen PV-Anlage versehen und mit einer Kombination aus BHKW und Wärmepumpe beheizt (SZPBW)
- 6.) Der Gebäudekomplex mit PV-Anlage, BHKW und Wärmepumpe wird zusätzlich mit einem Elektrolyseur ausgestattet und außerdem soweit gedämmt, dass die Selbstversorgungsbilanz saisonal ausgeglichen ist (SZAS).

Für jedes der Szenarien wurde die Zeitreihen für Wärmebedarf, Wärmepumpenstrom und Abwärme berechnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 59 zusammengefasst.

Mit einem Brennwert-Gaskessel wird in der Praxis ein thermischer Wirkungsgrad von 90% (bezogen auf den Brennwert) erreicht. Der Primärenergiebedarf im Szenario SZWG beträgt damit 1.390 MWh.

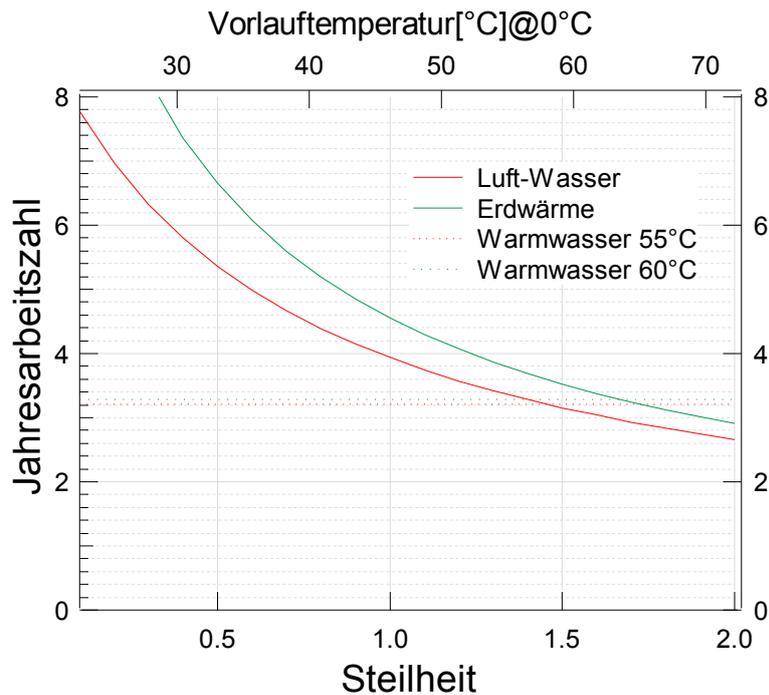


Abbildung 114: Jahresarbeitszahlen in Abhängigkeit der Steilheit der Heizkurve für Erdwärme und Luft-Wasser Wärmepumpen für einen Gütegrad von 0,45. Für den angenommenen Verlauf der Temperatur s. Studie Kap. 6. Die Jahresarbeitszahl für Warmwasser liegt für beide Pumpentypen bei 3 und steigt nur leicht mit fallender WW- Temperatur. Die Jahreszahl in der Bilanz hängt vom Warmwasseranteil ab.

Die Erdwärmepumpe erzielt für mit einer Heizkurve der Steilheit 1,2 in Kombination mit der Warmwasserbereitung eine Jahresarbeitszahl von 4,0 und benötigt daher jährlich 316 MWh an Strom. Ein zentrales Gaskraftwerk hat (bezogen auf den Brennwert) einen elektrischen Wirkungsgrad von 0,34. Zusätzlich ist beim Stromtransport ein Verlust von 5% zu berücksichtigen. In der Summe ist ein Primärenergieeinsatz von 969 MWh erforderlich ist, wenn die Wärmepumpe über ein zentrales Gaskraftwerk mit Strom versorgt wird (Szenario SZZWP).

Durch Dämmung kann der Wärmebedarf um die Hälfte auf 50 kWh pro m² und Jahr reduziert werden. Der Warmwasseranteil steigt damit auf 21%. Der Wärmebedarf beträgt in der Summe jetzt nur noch 700 MWh. Der Einbau einer Fußbodenheizung erlaubt, die Heizung mit einer Heizkurve der sehr viel geringeren Steilheit von 0,6 zu betreiben (Vaillant 2024). Dadurch steigt die Jahresarbeitszahl auf 5,1 (vgl. Abbildung 114) und der Endenergiebedarf an Strom fällt auf 136 MWh (Szenario SZSF).

Die gesamte Dachfläche des Gebäudekomplexes beträgt 2000 m² und bietet damit Platz für eine Solaranlage mit 400 kWp, die einen jährlichen Stromertrag von etwa 400 MWh beitragen kann. Die saisonale Analyse zeigt, dass die Solaranlage mit mehr als 150 MWh an Direktstrom zum Betrieb der Wärmepumpe beitragen kann. Die Stromerzeugung erfolgt jetzt vor Ort im BHKW. 107 MWh sind an Strom bereitzustellen. Die dabei freiwerdende Abwärme von 189 MWh wird jetzt zum Heizen genutzt. Für das BHKW sind nur noch 315 MWh an Primärenergie bereitzustellen (Szenario SZPBW). Dieser Wert unterschreitet (ohne sonstige Sanierungsmaßnahme) den Wert, der bei einer umfassenden Gebäudesanierung an Strom im Szenario SZSF bereitzustellen ist.

Dies bedeutet, dass durch eine Ausstattung mit einer großen PV-Aufdachanlage und Nutzung der Abwärme eines BHKW (Szenario SZPBW) offenbar mehr an Treibhausgasemission eingespart werden kann, als durch eine umfassende Sanierung und Bereitstellung des Wärmepumpenstroms (SZSF) durch ein konventionelles Gaskraftwerk. Durch diese Maßnahme werden knapp 30% an

Treibhausgasen vermieden. Kommt der Strom zeitweise aus einem Kohlekraftwerk, so wird diese Einsparung hingegen zumindest teilweise wieder zunichte gemacht. Eine Heizungssanierung mit einer Wärmepumpe leistet erst dann einen optimalen Beitrag zur Treibhausgasreduzierung, wenn er mit einem gleichzeitigen Zubau von Erneuerbaren Energien verbunden ist, welche ihren saisonalen Strombedarf deckt (am verlustärmsten durch Windkraft).

Tabelle 59: Vergleich der Szenarien für die Wärmeversorgung einer größeren Wohnanlage. Strombedarf der Wärmepumpe nach Abzug des direkt nutzbaren Solarstroms. Emissionsfaktor Erdgas 260 kg/MWh.

		SZEG Gas	SZZWP WP+KWK	SZDWP WP+KWK	SZSF WP+ Fußbodenh.	SZPBW PV+KWK	SZAS PV+KWK+WP+H ₂
Primärenergie	MWh	1390	978	640	422	315	-34
Endenergie	MWh	1250	1250	1250	700	1250	1100
Strombedarf WP	MWh	-	316	218	136	107	52
Direktstrom	MWh	-	-	-	-	157	115
Überschussstrom	MWh	-	-	-	-	243	285
Abwärme	MWh	1250	0	384	0	189	182
Umweltwärme	MWh	0	934	648	520	797	751
Steilheit Heizkurve		bel.	1,2	1,2	0,6	1,2	0,6
WW-Anteil	%	12	12	12	21	12	14
Jahresarbeitszahl		-	4,0	4,0	5,1	4,0	5,5
Elektrischer WG		-	0,323	0,34	0,323	0,34	0,34
Thermischer WG		0	0	0,6	0	0,6	0,6
Spez.BS-Bedarf		1,11	0,78	0,51	0,60	0,25	<0
CO ₂ -Emission	Ton.	361	254	166	110	82	<0

Gleichzeitig liefert die PV-Anlage im Sommer einen erheblichen Stromüberschuss, der in das Netz eingespeist werden kann und z.B. zur elektrolytischen Erzeugung von Wasserstoff verwendet werden kann. Die Solaranlage reicht aber im Szenario SZPBW noch nicht für eine vollständige Selbstversorgung aus.

Allein durch Einbau einer Fußbodenheizung kann der Gebäudekomplex klimaneutral gestellt werden, wenn der überschüssige PV-Strom zur Wasserstoffherstellung benutzt wird. Allerdings ist dazu erforderlich, dass die im Warmwasser enthaltene Wärme mittels Wärmetauscher abgeführt und damit 12% der Heizwärme wiederverwendet wird. Wird vor Ort ein Elektrolyseur installiert, so kann das erzeugte Wasserstoffgas in das Wasserstoffnetz eingespeist werden und die bei der Elektrolyse entstehende Abwärme ebenfalls (vor allem im Sommer) zur Warmwasserherstellung genutzt werden. Diese beträgt etwa ein Drittel des Überschussstroms, d.h. in diesem Fall etwa 7% des gesamten Wärmebedarfs. Die wetterbedingten Schwankungen des Solarertrags betreffen im Sommer lediglich die Warmwassererzeugung und können durch einen Warmwasserspeicher gut abgepuffert werden. Im Winter ist der PV-Beitrag zum Wärmepumpenstrom nicht sehr groß, und es treten gemäß Kapitel 3 keine Überschüsse auf, so dass die Tagesschwankungen durch das BHKW vollständig ausgeglichen werden können. Über das Jahr gesehen müssen über das Gasnetz 152 MWh oder 50 000 m³ Wasserstoff an- und wiederabtransportiert werden und zwischenzeitlich andersorts gespeichert werden. Bei der Elektrolyse würden etwa 40 m³ Wasser verbraucht.

13.3.2 Autarke Versorgung eines Einfamilienhauses

Schon heute gibt es Firmen, die kommerziell eine volle Eigenversorgung eines Hauses mittels PV-Anlage, Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher, Batteriespeicher und Brennstoffzellenheizung

anbieten. Als Beispiel einer klimaschonenden Wärmeversorgung für ein Einzelgebäude betrachtet die Studie ein zweigeschossige Bestandsgebäude mit einer Grundfläche von 150 m² (vgl. Anhang Kapitel 2).

Tabelle 60: Analyse der Jahresbilanzen zur Deckung der Heizwärme unter verschiedenen Szenarien.

		SZEG Gas	SZZWP WP	SZDWP WP+KWK	SZSF WP+Fußbodenh.	SZPBW WP+PV+BZ+H ₂
Primärenergie	MWh	53	41	21	15	0
Endenergie	MWh	48	48	48	24	48
Strombedarf WP	MWh	-	13	10	5	13
Direktstrom	MWh	-	-	-	-	13
Überschussstrom	MWh	-	-	-	-	17
Abwärme	MWh	48	0	10	0	0
Umweltwärme	MWh	0	35	28	19	35
Steilheit Heizkurve		bel.	1,2	1,2	0,6	1,2
WW-Anteil	%	9	9	9	18	9
Jahresarbeitszahl		-	4,0	4,0	4,5	4,0
Elektrischer WG		-	0,323	0,5	0,323	0,5
Thermischer WG		0	0	0,4	0	0,4
Spez.BS-Bedarf		1,11	0,86	0,44	0,60	0
CO ₂ -Emission	Ton.	10,6	8,2	4,2	3	0

Das Gebäude wird von 6 Personen bewohnt, deren Warmwasserverbrauch von 40 Liter pro Tag einen zusätzlichen Wärmebedarf von 4,4 MWh verursachen. Mit einem Wärmetransferkoeffizienten von 0,5 kW/K und einer Gradtagzahl von 3650 ergibt sich ein Jahresverbrauch von 44 MWh oder, auf die Wohnfläche von 300 m² bezogen, von 146 kWh pro m² und Jahr.

Das Gebäude ist gut mit Heizkörpern ausgestattet und lässt sich mit einer Heizkurve der Steilheit 1,2 beheizen. Es wird daher mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einer elektrischen Leistung von 6 kW ausgerüstet, welche eine hinreichende Beheizung bis zu -10°C erlaubt.

Auf der Dachfläche von 150 m² findet eine PV-Anlage mit bis zu 30 kWp Platz, die bis zu 30 MWh jährlichen Ertrag liefert.

Das Gebäude wird nun unter den oben aufgeführten Szenarien betrachtet und auf seine Treibhausgasemission untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 60 zusammengefasst.

Mit einer Gasheizung emittiert das Gebäude jedes Jahr etwa 11 Tonnen CO₂ (SZEG). Nach Umrüsten auf eine Luft-Wasser Wärmepumpe reduziert sich diese Emission auf 8,2 Tonnen, wenn der Wärmepumpenstrom von einem weit entfernten zentralen Gaskraftwerk kommt (SZZWP).

In Szenario (SZDWP) wird das Gebäude zusätzlich mit einer hocheffizienten Brennstoffzellenheizung ausgestattet. Die Brennstoffzelle stellt einerseits den Strom für die Wärmepumpe zur Verfügung und bietet als weitere Wärmequelle zusätzliche Heizenergie. Mit dieser Kombination sinkt jährliche die Emission auf 4,2 Tonnen.

Entscheidet man sich stattdessen für eine umfassende Dämmung des Hauses und baut eine Fußbodenheizung ein, so bedeutet das zwar eine weitere Reduktion des CO₂ Ausstoßes um 1,2 Tonnen, ist aber mit erheblichen baulichen Maßnahmen und hohem finanziellen Aufwand verbunden.

Interessanterweise bietet dieses Gebäude ohne Dämmmaßnahmen durch Montage einer großen PV-Anlage die Möglichkeit, den Wärmepumpenstrom auch im Winter zumindest bilanziell durch Sonnenstrom vom Dach zu decken (SZPBW). Eine detaillierte Rechnung zeigt allerdings, dass über das Jahr gesehen zusätzlich 7 MWh elektrischer Energie für Strom zum Ausgleich der statistischen Schwankungen anfallen.

Durch eine zusätzliche Brennstoffzellenheizung in Verbindung mit einem Elektrolyseur und einem auf Druckflaschen basierendem Wasserstoffspeicher kann das Gebäude völlig autark mit Wärme versorgt werden. Diese kommen nur selten zum Einsatz, nämlich dann, wenn die elektrischen und thermischen Speicher ganz leer bzw. ganz gefüllt sind.

13.3.3 Dörfliche Gemeinde

Ein Dorf im ländlichen Raum habe etwa tausend bis zweitausend Einwohnern und bestehe aus etwa 500 Einfamilienhäusern. Jedes der Einfamilienhäuser habe im Durchschnitt eine Grundfläche von 100 Quadratmetern, eine Wohnfläche von etwa 200 m² und einen jährlichen Verbrauch für Heizung und Warmwasser von 20 MWh. Der gesamte jährliche Wärmebedarf der Gebäude beläuft sich demnach auf 10 GWh. Etwa 10% davon entfallen auf die Warmwasserbereitung. Das Dorf soll langfristig treibhausgasneutral durch eine Kombination von Wärmenetz und dezentralen Wärmepumpen mit Wärme versorgt werden. Der Wärmepumpenstrom soll dabei über Solarstrom oder Windkraft erzeugt werden. Der Ortskern mit Altbauten soll durch ein Wärmenetz mit hohen Vorlauftemperaturen versorgt werden. Das Wärmenetz soll durch eine KWK-Anlage gespeist werden, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden soll und die Residuallast des Wärmepumpenstroms vollständig abdecken soll. In die Gesamtbilanz soll nicht nur der Wärmepumpenstrom, sondern auch der Elektrolysestrom für die Erzeugung des Wasserstoffs mit einbezogen werden.

Fokus PV:

Zur Deckung des Wärmepumpenstroms wird allein Solarstrom herangezogen. Überschussstrom im Sommer dient als saisonaler Speicher zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, der im Winter mit Hilfe der KWK-Anlage rückverstromt wird. Die mittels tagesaufgelöster Zeitreihen für diesen Fall berechnete detaillierte energetische Jahresbilanz wird in der Studie in Kap. 7 ausgeführt. Das Schemabild der Programmausgabe für eine erneuerbare Wärmeversorgung mit Fokus auf PV ist in Abbildung 115 dargestellt. Zur Vollversorgung sind Aufdachanlagen mit einer gesamten Nennleistung von 5,1 MWp zu installieren. Wird pro kWp eine Fläche von 5 m² benötigt, so sind im Durchschnitt mit 50 m² pro Haus etwa die Hälfte der verfügbaren Dachfläche zu belegen.

Aus der Bilanz ergibt sich, dass drei Viertel des Wärmebedarfs mit Hilfe von Wärmepumpen und ein Viertel mit KWK-Wärme beglichen werden. Mehr als die Hälfte der Wärme stammt aus Umweltwärme. Zwei Drittel des Wärmebedarfs werden über direkten Strom von den Dächern gedeckt. Fast drei Viertel des PV-Stroms gehen allerdings in die Elektrolyse.

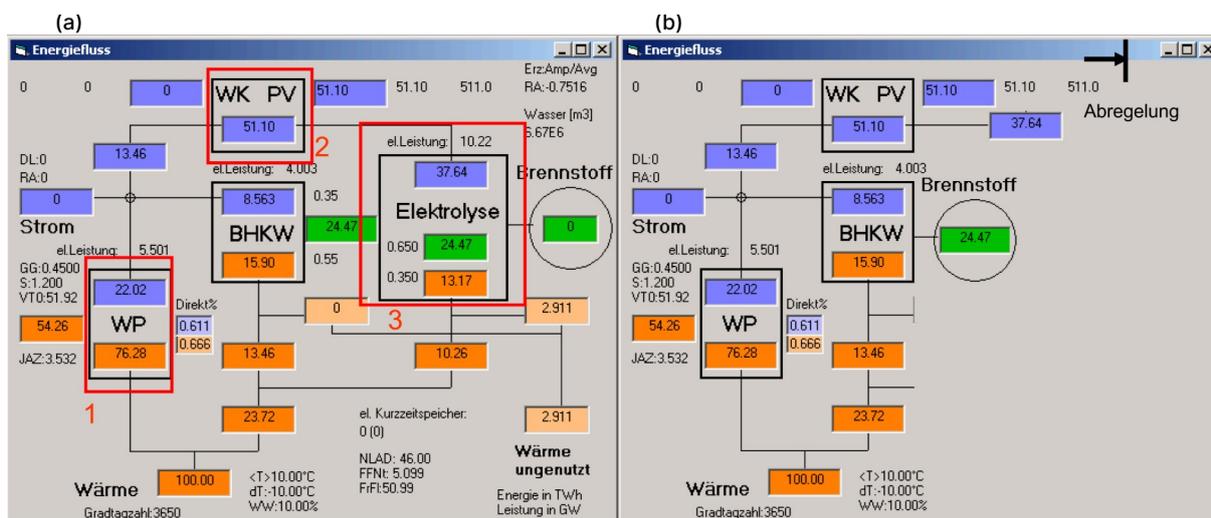


Abbildung 115: Vollversorgung eines Dorfes mit Wärme auf der Basis von PV-Strom (Energieangaben in %WB). (a) im treibhausgasneutralen Endzustand (b) im Zwischenzustand vor Umstellung der KWK-Anlage auf Wasserstoff. Die Transformation erfolgt in drei Schritten: 1. Einführung von Wärmepumpen; 2. Ausbau von Aufdach-PV und 3. Anschaffung des Elektrolyseurs und Wasserstoffspeichers, sowie Umstellung der KWK-Anlage auf Wasserstoff.

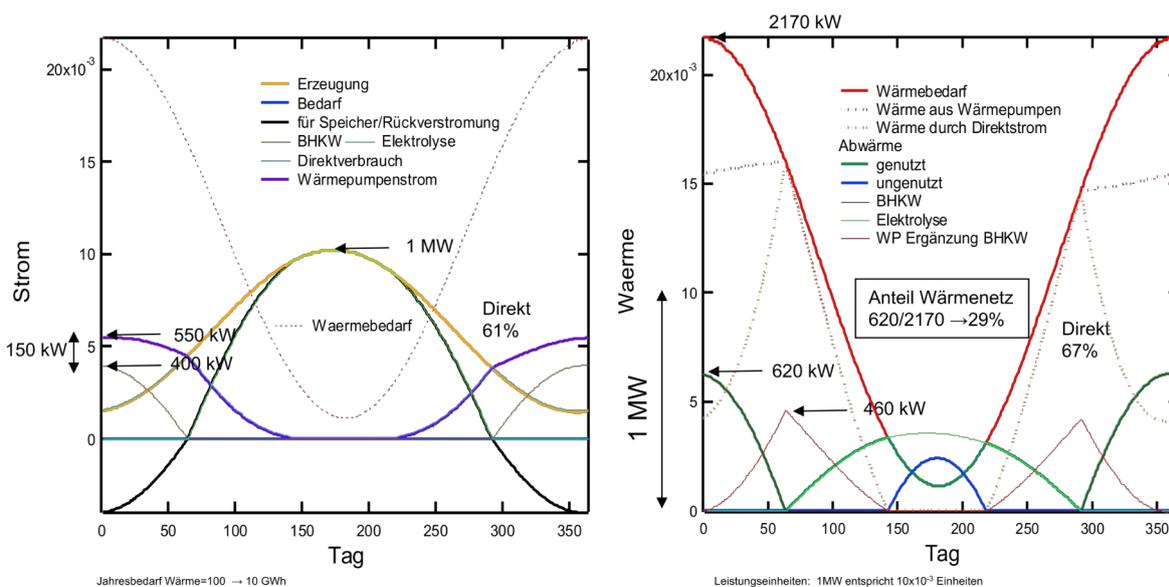


Abbildung 116: Tagesaufgelöste Zeitreihen für Strom (rechts) und Wärme (links) für eine Wärmeevollversorgung mit Fokus auf PV.

Für die Dimensionierung des Wärmenetzes ist eine Analyse der Zeitreihen erforderlich (Abbildung 116). Die KWK-Anlage ist nur an etwa 130 Tagen in Betrieb. Heizbedarf besteht allerdings über diesen Zeitraum hinaus auch noch in den Übergangsperioden. Das Wärmenetz wird daher nicht nur mit KWK-Heizwärme, sondern auch mit einer Großwärmepumpe gespeist, deren Beitrag in Abbildung 116 rechts ersichtlich ist. Am kältesten Tag im Jahr wird das Wärmenetz ausschließlich durch KWK-Wärme versorgt. An diesem Tag werden 620 kW von 2.170 kW der Heizleistung (Tagesdurchschnitt) von Abwärme getragen (Abbildung 116, rechts). Hieraus ergibt sich ein Anteil des Wärmenetzes von 29% der Heizwärme, d.h. 145 Häuser sind an das Wärmenetz anzuschließen. Mit steigender Tagestemperatur wächst der Anteil der Großwärmepumpe an der Wärmenetzeinspeisung bis schließlich nur noch die Großwärmepumpe läuft. Aus der Abbildung

lassen sich die Leistungsdaten für die Wärmeerzeuger des Wärmenetzes ablesen. Die maximale Wärmeleistung aus KWK und Großwärmepumpe betragen 620 kW bzw. 460 kW. Das Maximum erreicht die KWK bei einer elektrischen Leistung von 400 kW. Sie beziehen Ihre Wärme zu 2,4 GWh aus der KWK-Anlage und zu 0,5 GWh aus der Großwärmepumpe.

Die übrigen 355 Häuser werden durch Wärmepumpen versorgt, die über das Jahr gesehen eine Heizwärme von 7,1 GWh erbringen müssen. Dafür können Luft-Wasser-Wärmepumpen an den Gebäuden oder Erdwärmepumpen in den Gebäuden aufgestellt werden. Für bestimmte Quartiere können kalte Nahwärmenetze geplant werden, welche die Gebäude mit Umweltwärme aus dem Boden versorgen. Aus Abbildung 116 ergibt sich für die Wärmepumpen eine maximale Heizleistung von 1.540 kW, oder 4,4 kW pro Haus ($H_f \approx 0,22 \text{ kW/}^\circ\text{C}$). Geht man von einer Jahresarbeitszahl von 3,5 aus, so ergibt sich eine elektrische Leistung von 1,3 kW.

Die Leistungen der Wärmeerzeuger sind allerdings nicht am erreichten Minimum der Tagesdurchschnittstemperatur (hier 0°C), sondern an der Normtemperatur (z.B. -10°C) zu bemessen. Die ermittelten Wärmeleistungen aller Wärmeerzeuger sind daher mit einem Faktor 1,5 zu beaufschlagen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass auch am kältesten Tag die PV-Anlagen im Tagesdurchschnitt eine Leistung von 150 kW liefern. Bei Nebel oder Schneebedag fällt dieser Beitrag aus und muss entweder von außen oder durch die KWK-Anlage zusätzlich bereitgestellt werden.

Im Sommer erreicht der Überschussstrom gemäß Abbildung 116 Maximalwerte von 1 Megawatt. Der Spitzenwert zur Mittagszeit bei unbewölktem Himmel liegt hier noch einmal um den Faktor 2 darüber. Der Elektrolyseur und seine elektrischen Zuleitungen müssen dementsprechend ausgelegt werden. Aus Abbildung 115 entnimmt man einen Speicherbedarf von 2,5 GWh an Wasserstoff. Diese würden mit einem 500 bar Druckbehälter ein Speichervolumen von 1.700 m^3 erfordern. Als Würfel ausgeführt, hätte dieser eine Kantenlänge von 12 Metern. Der Elektrolyseur könnte den Wasserstoff in ein Leitungsnetz einspeisen, aus dem die KWK-Anlage im Winter versorgt wird. Diese Leitung müsste Wasserstoff für 1,2 MW im Winter (und etwa 2 MW im Sommer) Gesamtleistung transportieren können, was (bei Normaldruck) einen Volumenfluss von etwa $0,1 \text{ m}^3/\text{s}$ (bzw. $0,2 \text{ m}^3/\text{s}$) erfordert und für die Auslegung der Leitung berücksichtigt werden muss.

Wird der Elektrolyseur an das Wärmenetz angeschlossen, so kann seine Abwärme genutzt werden. Alle Anlagen werden am besten an einem zentralen Punkt installiert und können so gemeinsam an Wärmenetz, Stromnetz und Gas- bzw. Wasserstoffnetz angeschlossen werden (**Abbildung 117**).

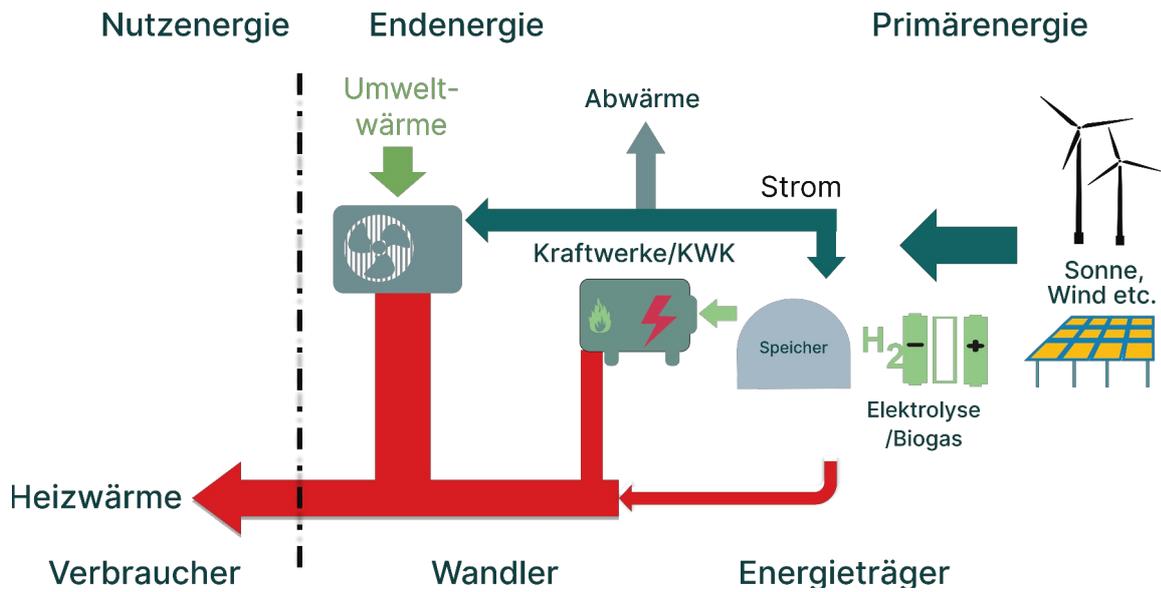


Abbildung 117: Schematische Darstellung einer kommunalen Energieversorgungszentrale mit KWK-Anlage, Elektrolyseur und Großwärmepumpe. Alle drei Anlagen speisen in das Wärmenetz ein. Der Elektrolyseur erzeugt grünen Wasserstoff und speichert ihn in einen Gasspeicher oder in ein Wasserstoffnetz. Die KWK-Anlage bezieht umgekehrt Wasserstoff als Brennstoff auf diese Weise. Die Stromleitungen müssen auf die großen Leistungen, die sowohl bei Bezug als auch Versorgung auftreten, ausgelegt werden.

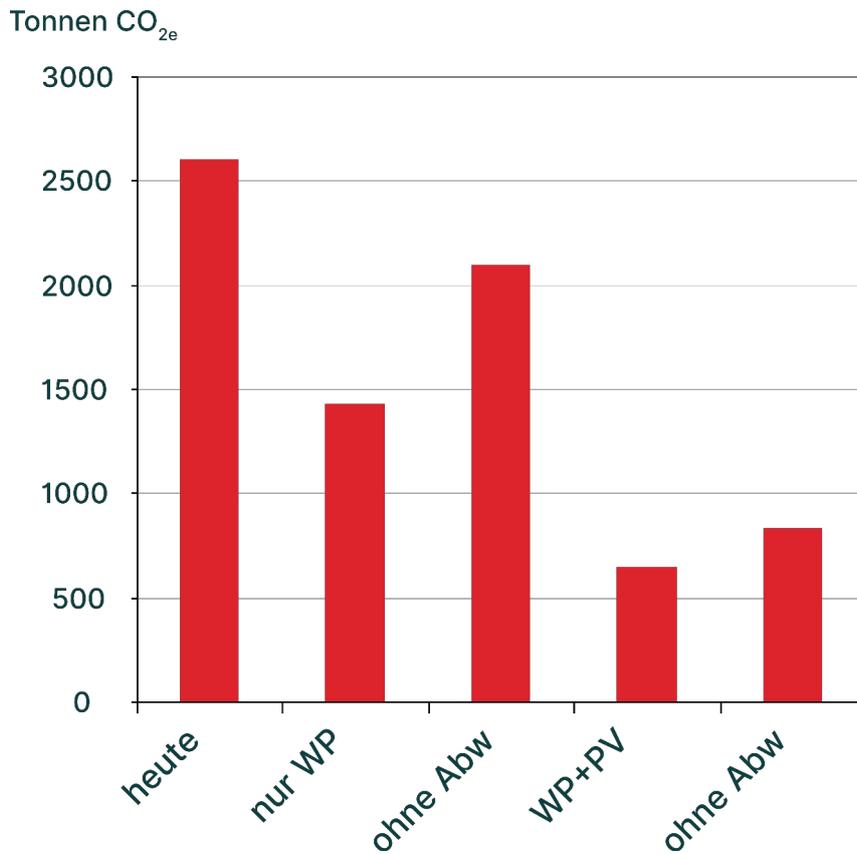


Abbildung 118: Jährliche CO₂ Emissionen nach schrittweisem Umbau der Wärmeversorgung auf Treibhausgasneutralität auf der Basis von PV-Stromerzeugung.

Letztlich ist noch dafür zu sorgen, dass hinreichend viel Kurzzeitspeicher installiert wird. Der höchste Direktstrom wird an einem Tag Ende Februar erreicht. An diesem Tag beträgt die durchschnittliche elektrische Leistung für den Wärmestrom etwa 450 kW und es werden knapp 11 MWh an Energie erzeugt. Nach Abbildung 119 sind an diesem Tag im Mittel 0,43 Tageseinheiten an Speicher für den Tagesausgleich erforderlich.

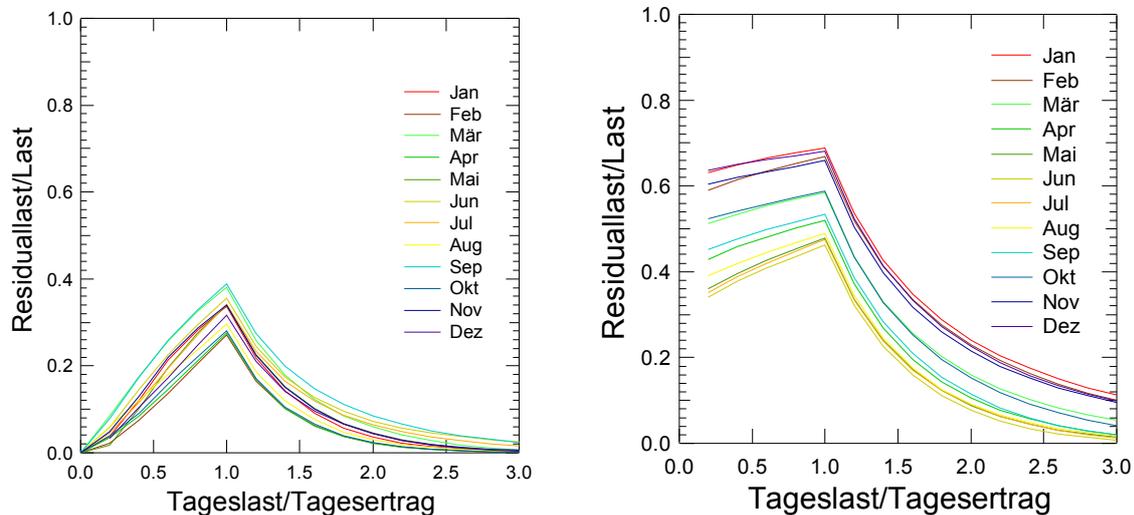


Abbildung 119: Abhängigkeit der Residuallastkorrektur (bezogen auf den Tagesverbrauch) von der Nutzungstiefe (=Tagesverbrauch/Tageserzeugung). Der Ausgleich des Tagesdefizits (Tagesverbrauch-Tageserzeugung) ist bereits abgezogen. links: für Windkraft; rechts: für Solarstrom

Pro Haus würde dies etwa einem elektrischen Speicherbedarf von 10 kWh entsprechen. Der tatsächliche Speicherbedarf liegt wegen der Schwankungen von Tag zu Tag und der dafür vorzuhaltenden Kapazität eher bei dem Doppelten. Es empfiehlt sich daher, die thermische Masse der Häuser gezielt als Speicher einzusetzen, wie in der Studie ausgeführt wird.

Interessant ist eine Analyse der jährlichen CO₂-Emissionen im Dorf. Als Ausgangssituation wird vereinfachend angenommen, dass alle Häuser des Dorfes mit Erdgasheizungen beheizt werden. Jährlich werden hiermit verbunden 2.600 Tonnen CO₂ freigesetzt. Der Umbau der Energieversorgung kann in drei Stufen erfolgen (Abbildung 115a). Für jede der Stufen ergeben sich Einsparungen an CO₂-Emissionen. In der ersten Stufe werden die Gasheizungen durch Wärmepumpen ersetzt und das Wärmenetz mit der KWK-Anlage gebaut.

Durch diesen Schritt reduziert sich die Emission auf 1400 Tonnen CO₂. Die Nutzung der Abwärme spielt bei diesem ersten Schritt eine große Rolle, denn ohne ihre Nutzung bliebe die jährliche Emission auf über 2000 Tonnen. In der zweiten Umbaustufe werden alle Dächer mit PV belegt (5,1 MWp).

Die Direktstromnutzung durch die Wärmepumpen bringt eine Emissionsreduktion auf etwa 600 Tonnen CO₂ pro Jahr. Der sommerliche Ertragsüberschuss wird allerdings abgeregelt oder anderweitig verwendet (Abbildung 115b). Ohne Nutzung der Abwärme der KWK-Anlage verbleiben nur unwesentlich größere Emissionen in Höhe von etwa 800 Tonnen. Erst mit der letzten Ausbaustufe und der Integration des Elektrolyseurs wird der PV-Überschuss genutzt und die Treibhausgasneutralität erreicht. Dieser Zustand kann im Szenario mit Fokus PV ohne Eingriffe in das Landschaftsbild innerhalb der Gemarkungsgrenzen der Gemeinde realisiert werden.

Fokus Windkraft:

In der Studie wird der Autarkiepunkt von Windkraft schon bei einem Primärenergieeinsatz mit 3,6 GWh, d.h. von etwa einem Drittel des Wärmebedarfs erreicht, denn Windkraft passt mit seinem saisonalen Profil sehr gut zur Anforderung durch den Wärmepumpenstrom. Etwa 90% des Wärmebedarfs können durch Direktstrom gedeckt werden.

Nur 9% werden durch Abwärme gedeckt (etwa zu gleichen Teilen aus Elektrolyseur und KWK). Dementsprechend wird nur ein Drittel des erzeugten Stroms für die Elektrolyse benötigt. Zur Deckung dieses Bedarfs ist eine Windkraftanlage mit einer Nennleistung von 1,8 MWh ausreichend, wenn diese mit 2000 Volllaststunden läuft. Die maximale Direktstrom-Leistung muss bei den tiefsten hier auftretenden Temperaturen geliefert werden und liegt hier bei 540 kW (Abbildung 120, rechts).

Aus dem Anteil der KWK-Abwärme am Tag der höchsten Wärmeanforderung ergibt sich ein deutlich kleinerer Anteil des Wärmenetzes von 10% an der Wärmeversorgung (Abbildung 120, links). Die KWK-Anlage benötigt eine Leistung von 150 kW (elektrisch) und 220 kW (thermisch). Die Großwärmepumpe fällt mit einer thermischen Leistung von 180 kW ebenfalls kleiner aus. Das Wärmenetz versorgt 50 Häuser. Von den jährlichen 1,0 GWh Wärme stammen 0,4 GWh aus der KWK-Anlage und 0,6 GWh von der Großwärmepumpe. Die restlichen 450 Häuser werden (mit den im vorigen Abschnitt benannten Optionen) dezentral über Wärmepumpen beheizt. Im Falle einer Flaute müssen alle Wärmepumpen über Kraftwerke von außen versorgt werden. Hierfür ist eine elektrische Leistung von 540 kW vorzuhalten.

Der Lastengang des Elektrolyseurs verläuft eher plateauförmig und erreicht sein Maximum in Höhe von 300 kW im Frühjahr (Abbildung 120, links). Der Wasserstoffspeicher kann mit 0,8 GWh deutlich kleiner dimensioniert werden (530 m³).

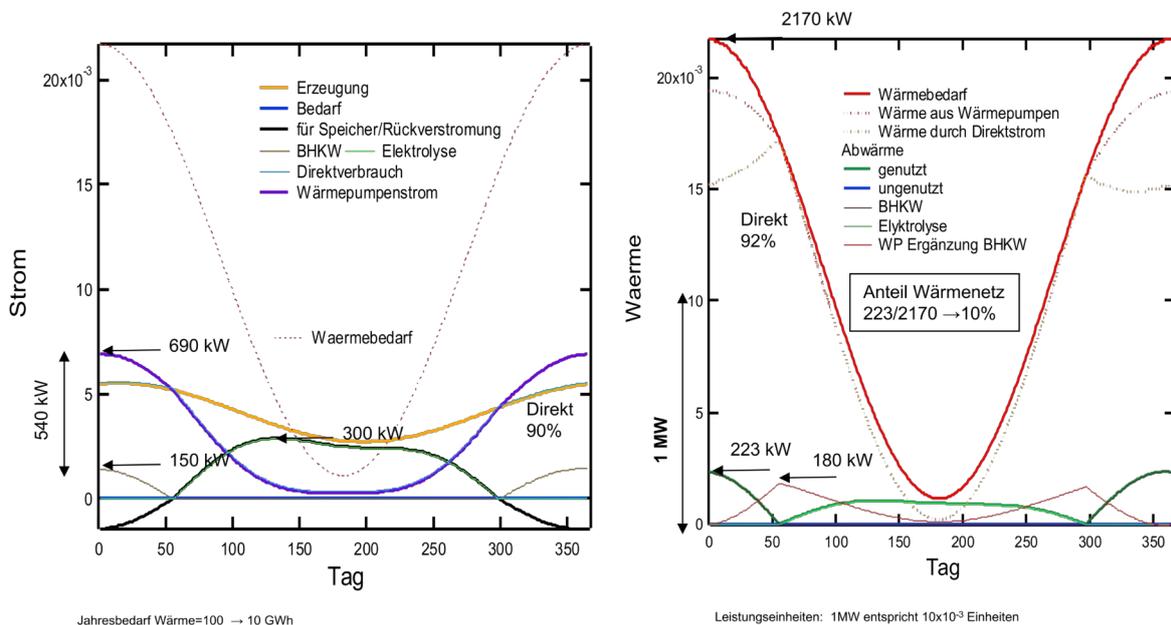


Abbildung 120: Tagesaufgelöste Zeitreihen für Strom (rechts) und Wärme (links) für eine Wärmeevollversorgung mit Fokus auf Windkraft.

Wegen des hohen Direktstromanteils spielt der Elektrolyseur nur noch eine geringe Rolle bei den Emissionen. Sie liegen nach Ausbaustufe 2 bei 203 Tonnen CO₂ pro Jahr (ohne Abwärmenutzung bei 231 Tonnen).

13.3.4 Treibhausgasneutrale Wärmeversorgung für Deutschland

Abschätzungen bez. einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung für ganz Deutschland hängen entscheidend davon ab, welche Rolle den Fernwärmenetzen zugedacht wird und welche Quellen sie speisen sollen.

Die Fernwärmenetze bilden daher einen wertvollen Teil der Infrastruktur Deutschlands. In Städten bieten sie neben Gasheizungen oft die einzige Möglichkeit einer Versorgung der Gebäude mit Heizwärme. Da ein Betrieb der Gasheizungen mit erneuerbarem Gas mangels Verfügbarkeit aus Wirtschaftlichkeitsgründen auszuschließen ist, wird die Bedeutung von Wärmenetzen in Zukunft eher noch zunehmen.

Diese Netze stellen Wärme mit einer Vorlauftemperatur zwischen 80°C und 110°C zur Verfügung (Yang & Grage 2019). Eine hohe Menge an Heizwärme kann mit moderaten Volumenflüssen transportiert werden, indem an der Verbrauchsstelle das Fernheizwasser deutlich, d.h. zwischen 40°C und 60°C, abgekühlt wird.

Dabei müssen die Wärmenetze in Zukunft ausschließlich durch erneuerbare Wärmequellen bespeist werden. Obwohl durch den Einsatz von Großwärmepumpen Umweltwärme aus Abwasser, Grundwasser oder Flußwasser genutzt werden kann, bieten sich für solche Hochtemperatur-Wärmenetze besonders folgende Möglichkeiten an: Tiefengeothermie, Biomasse und unvermeidbare Abwärme.

Für Deutschland gibt es ein großes Potential für Tiefengeothermie (TGT), die bis zu 300 TWh an Wärme liefern könnte (BVEG 2022). Obwohl bisher nur 1,7 TWh an Wärme aus TGT genutzt werden, gehen Schätzungen davon aus, dass 20 bis 30% des kommunalen Wärmebedarfs durch TGT gedeckt werden könnten (Acksel et al. 2022).

Für die Verwendung von Biomasse zum Heizen steht gegenwärtig eine schlüssige Strategie noch aus. 6 Mio (von 37 Mio Wohneinheiten) verfügen über eine Einrichtung zum Heizen mit Holz. Eine Million Haushalte werden gegenwärtig sogar über eine Holzzentralheizung beheizt (Jochem et al. 2023). Laut Umweltbundesamt (UBA, 16.3.23) wurden 2022 rund 170 TWh an Wärme aus Biomasse erzeugt, davon 131 TWh aus Holz (und anderer fester Biomasse).

Für eine grobe Abschätzung einer nachhaltigen energetischen Nutzung von Holz dient folgende Überlegung. Deutschland besteht zu 114.000 km² aus Waldfläche. Pro Hektar wachsen jedes Jahr etwa 11 Festmeter Holz nach, die überwiegend stofflich genutzt werden sollten. Aus dem Restholz ergibt sich ein Brennwert von 8 bis 10 MWh, die jährlich pro Hektar bei nachhaltiger Bewirtschaftung energetisch genutzt werden können (Seelmann-Eggebert 2022). Hieraus ergibt sich eine Obergrenze von 80 bis 110 TWh, die bei nachhaltiger energetischer Nutzung von Holz nicht überschritten werden sollte. Der oben angegebene Wert liegt bereits deutlich über dieser Grenze. Bei einer Abschätzung des Biomasseanteils wird hier davon ausgegangen, dass von verfügbaren 100 TWh anteilig 20 TWh für die Speisung von Wärmenetzen mittels KWK genutzt und 80 TWh in den vorhandenen Öfen und Feuerstellen der Wohnungen verwendet werden.

Unvermeidbare Abwärme entsteht aus der in der Industrie verwendeten Prozesswärme, die vom UBA für 2022 auf 540 TWh beziffert wurde. Der Anteil an industrieller Abwärme an der Fernwärme lag aber in 2019 unter 2% (ZSW 2023) und kann erheblich gesteigert werden. Eine neuere Studie untersucht die Möglichkeiten der Nutzung industrieller Abwärme (Hirzel et al., ISI 2013). Die Potentiale liegen demnach bei bis zu 45% der Prozesswärme und 18% der industriellen Endenergie. Müllverbrennungsanlagen steuerten 11% zur Fernwärme bei und können damit mindestens 16 TWh liefern. Bei der Verbrennung von 1 kg feuchtem Haushaltsmüll entstehen etwa 0,36 kWh (Wikipedia). Bei einer jährlichen Produktion von 46 Mio. Tonnen Haushaltsmüll

(UBA, 11.10.23) ergeben sich ebenfalls 16 TWh als nutzbare Wärme. Allerdings ist der Haushaltsmüll nur ein Teil des gesamten zur Verbrennung anfallenden Mülls.

Für das Jahr 2021 gibt das Umweltbundesamt für den Gebäudesektor einen Wärmeverbrauch von 806 TWh an. Davon entfielen 674 TWh auf Raumwärme und 132 TWh auf Warmwasser. Pro Person ist das ein Jahresbedarf von 8 MWh. Der durchschnittliche Energiebedarf für Warmwasser lag bei etwas mehr als 4 kWh pro Person und Tag.

Geht man davon aus, dass durch Sanierungsmaßnahmen wie Dämmung bis 2045 etwa 25% an Wärme eingespart werden können, so sind bis dahin immer noch 685 TWh für die Wärmeversorgung aufzuwenden. Mindestens ein Viertel dieses Betrags sollte als Fernwärme über Wärmenetze bereitgestellt werden. Tiefengeothermie, Biomasse und unvermeidbare Abwärme haben ausreichend Potential, um diesen Beitrag von 171 TWh als Grundlast zu bedienen.

Für die verbleibenden Rest des Wärmebedarfs müssen Wärmepumpen und Abwärme aus KWK-Anlagen aufkommen. Ein wesentliches Kriterium für die Ausgestaltung der Infrastruktur ist dabei die Primärenergie, die für diese Restmenge aufgebracht werden muss.

Für eine treibhausgasneutrales Gesamtkonzept der Wärmeversorgung wurden nun drei Extremfälle gegenübergestellt:

- Szenario Brennstoff (SZBS): Eine Versorgung mit Brennstoff als Primärenergie (der ab 2045 synthetisch und klimaneutral hergestellt wird).
- Szenario Windkraft (SZWK): eine Versorgung mit Windstrom als Primärenergie und
- Szenario Photovoltaik (SZPV): eine Versorgung mit Sonnenstrom als Primärenergie.

Für jeden dieser drei Fälle wurde ein rein Wärmepumpen-basiertes System mit Stromversorgung mit einem zentralen Kraftwerk (Z) einem System unter bestmöglicher Nutzung der Abwärme aus dem Kraftwerk gegenübergestellt. Letzteres kann entweder dezentral (D) in Verbindung mit Nahwärmenetzen oder zentral über Fernwärme realisiert werden. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 122 dargestellt.

Eine weitestgehenden Umstellung der Wärmeversorgung auf Wärmepumpen erzeugt einen erheblichen zusätzlichen Strombedarf. Unter den Referenzbedingungen für Wetter und Arbeitszahl beläuft sich dieser Wärmepumpenstrom auf 152 TWh. Dieser soll zunächst durch zusätzliche Gaskraftwerke erzeugt werden. Der Bruttowirkungsgrad eines Kondensationskraftwerks beträgt 40% und bezieht sich auf den Heizwert von Erdgas. Zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff muss aber der Brennwert aufgebracht werden.

Auf den Brennwert bezogen hat ein mit Wasserstoff betriebenes Kondensationskraftwerk daher nur noch einen elektrischen Brutto-Wirkungsgrad von 34%, ohne dass Leitungsverluste und Eigenverbrauch des Kraftwerks berücksichtigt sind.

Mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 34% ergibt sich ein Gasbedarf mit einem Brennwert von 448 TWh und für die Kombination Kraftwerk/Wärmepumpe ein spezifischer Brennwertbedarf von 87%.

Hiermit verbunden sind jährliche Emissionen von etwa 100 Mio Tonnen CO₂. Unter Nutzung der KWK-Abwärme reduziert sich hingegen der spezifische Brennstoffbedarf auf 55%, und der jährliche Gasbedarf sinkt auf 281 TWh. Die CO₂ Emissionen betragen immer noch über 60 Mio Tonnen, sind aber jährlich um fast 40 Mio. Tonnen geringer als im ersten Fall. Verluste durch nicht genutzte Abwärme sind in Abbildung 121 rot gekennzeichnet. Diese Verluste werden zu einem kleinen Teil durch zusätzliche Nutzung von Umweltwärme kompensiert.

Für beide Fälle gilt: Muss nachfragebedingt ein Teil der Kraftwerkskapazität durch Braunkohlekraftwerke ersetzt werden, so geschieht das um den Preis einer Verdopplung der hiermit verbundenen CO₂ Emissionen.

Bei entsprechender Modifikation können die Kraftwerke klimafreundlich mit Wasserstoff betrieben werden. Anstelle des spez. Brennstoffbedarfs ist dann der spezifische Energiebedarf (SEB) an erneuerbarem Strom relevant, der zur Wasserstofferzeugung eingesetzt werden muss, denn bei dessen Erzeugung auftretende thermische Verluste können bei diesem Versorgungsszenario grundsätzlich nicht genutzt werden. Der SEB ist deshalb hoch und beträgt 125% im zentralen Brennstoffscenario SZBSZ und 78% im Szenario SZBSD, das die Abwärme nutzt und dezentral oder (in Verbindung mit Fernwärme) zentral realisiert werden kann.

In der Summe sind für ein grünes Szenario BSZ ohne Abwärmenutzung 640 TWh an erneuerbarem Strom erforderlich, was den gesamten heutigen Stromverbrauch übersteigen würde. Für die Erzeugung dieser Menge an grünem Wasserstoff wären 640.000 Hektar Freiflächen PV Fläche oder alternativ etwa 60.000 große Windräder mit 5 MW Nennleistung erforderlich. Bei einem Wasserstoffeinsatz von etwa 450 TWh ohne Nutzung der Abwärme wäre für eine Versorgung von ganz Deutschland wären die enorme Menge von 104 Mio. m³ (m³) Wasser erforderlich, was etwa dem dreifachen Jahresverbrauch an Trinkwasser der Stadt Stuttgart (35 Mio. m³) entspräche (ENBW 2021).

Unter möglichst vollständiger Nutzung der Abwärme durch KWK reduziert sich der Bedarf an Primärstrom um etwas mehr als ein Drittel auf 402 TWh. Die Werte für die erforderliche Primärenergie lassen sich durch Direktstromnutzung in den Szenarien „Windkraft“ (WK) und „Photovoltaik“ (PV) noch erheblich reduzieren.

Besonders deutlich wird das beim Szenario Windkraft, da schwerpunktmäßig besonders viel Windenergie im Winter produziert wird. Der Primärenergiebedarf beläuft sich für SZWKZ ohne Abwärmenutzung auf lediglich 215 TWh mit einem PEB von 42%. In diesem Fall kann der größte Teil des Strombedarfs direkt bedient werden, und nur ein kleiner Teil des Wärmepumpenstroms wird durch Kraftwerke erzeugt. Dementsprechend klein ist der Gewinn bei Nutzung von deren Abwärme. Der PEB nimmt lediglich noch auf 38% ab. Der wirtschaftliche Nutzen der KWK ist unter diesen Umständen vermutlich kaum noch gegeben.

Als drittes Szenario wurde eine vollständige Versorgung mit PV untersucht. Fehlender Strom im Winter wird in diesem Szenario zu einem großen Anteil durch wasserstoffbetriebene Residuallastkraftwerke ausgeglichen.

Der Wasserstoff hierfür wird im Sommer durch Verwendung des reichlich vorhandenen Überschussstroms elektrolytisch erzeugt und muss bis zum Winter gespeichert werden. Da im Szenario PV ein beträchtlicher Teil des Wärmepumpenstroms von Kraftwerken geliefert werden muss, geht ohne Nutzung ein erheblicher Teil der nutzbaren Energie verloren, und es müssen Solaranlagen für einen Gesamtertrag von fast 370 TWh gebaut werden.

Zwar bleibt der Vorteil der heimischen Erzeugung des grünen Wasserstoffs, aber ansonsten liegt der Bedarf an Primärstrom nur geringfügig unter dem Wert für Szenario „Brennstoff“ mit Abwärmenutzung (SZBSD). Wie der Vergleich der Verluste in Abbildung 121 zeigt, lohnt die Nutzung der Abwärme im PV-Szenario. Der SPB reduziert sich von 72% auf 53%, ist aber knapp ein Drittel höher als im Windkraftszenario SZWKZ.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die KWK in einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung einen wichtigen Beitrag leisten kann. Zum einen kann sie für die Fernwärmenetze Abwärme mit einem hohen Temperaturniveau bereitstellen, zum anderen schon sie Ressourcen durch vollständige energetische Nutzung der grünen Brennstoffe. Die Nutzung von KWK ist vor

allem dann wichtig, wenn Windkraft nicht in hinreichendem Maße ausgebaut werden kann, um das energieeffizienteste Szenario „Heizen mit Wind“ zu realisieren.

Der Vergleich der Beispiele zeigt, dass

- Wärmepumpen wichtige Hilfsmittel zur treibhausgasneutralen Beheizung von Gebäuden darstellen,
- Wärmepumpen aber die Emissionen auf die stromerzeugenden Kraftwerke verlagern und deshalb ihre Vorzüge erst in Kombination mit einem entsprechenden Zubau von EE entfalten,
- der Gewinn an Erneuerbarer Umweltenergie bei fossilen Kraftwerken ohne KWK durch hohe energetische Verluste wieder zunichte gemacht wird,
- Kraft-Wärme-Kopplung einen wichtigen Beitrag zur Einsparung von Primärenergie und damit von THG-Emissionen leisten immer dann, wenn die Wärmepumpen über längere Phasen nicht von Direktstrom aus Erneuerbaren betrieben werden können, sondern ihren Strom überwiegend von Kraftwerken beziehen,
- der größte Einspareffekt wird daher erzielt, wenn Wärmepumpen installiert werden und gleichzeitigen die Erneuerbaren in dem Umfang zugebaut werden, wie es der Betrieb der Wärmepumpen erfordert.

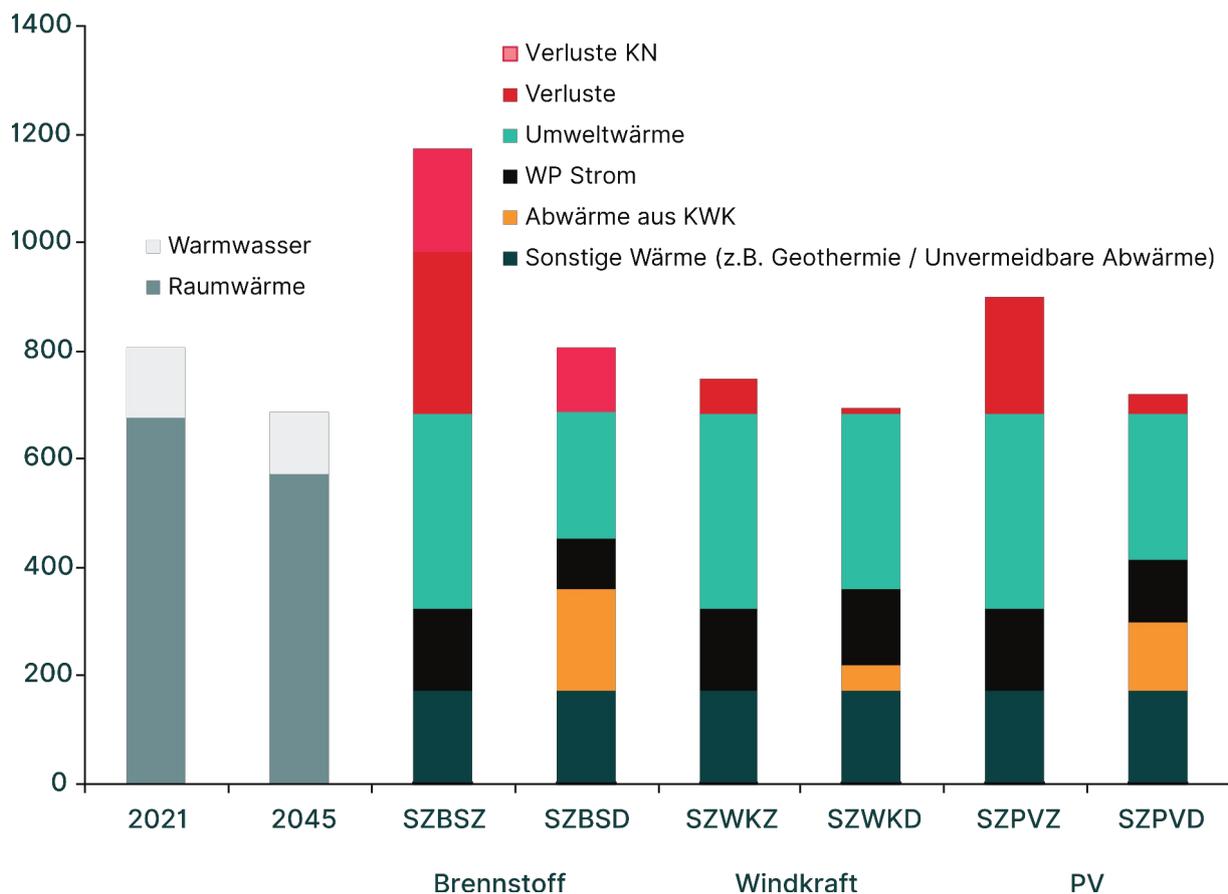


Abbildung 121: Wärmebedarf im Gebäudesektor 2021 und 2045 und verschiedene Versorgungsszenarien.

1) Versorgung durch Wärmepumpen und Brennstoff (SZBS),
 2) Versorgung durch Windkraft (SZWK),
 3) Versorgung durch Solarenergie (SZPV). Für jedes Szenario sind Konzepte ohne (Z) und mit möglichst umfassender (D) Abwärmenutzung gegenübergestellt. Bei allen Szenarien wird ein Grundlastsockel als Fernwärme aus Geothermie, unvermeidbarer Abwärme und Biomasse angenommen. Die angegebenen Verluste beziehen sich auf nicht genutzte Abwärme. Die Szenarien 2) und 3) umfassen die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff vor Ort (inkl. Nutzung der Abwärme).

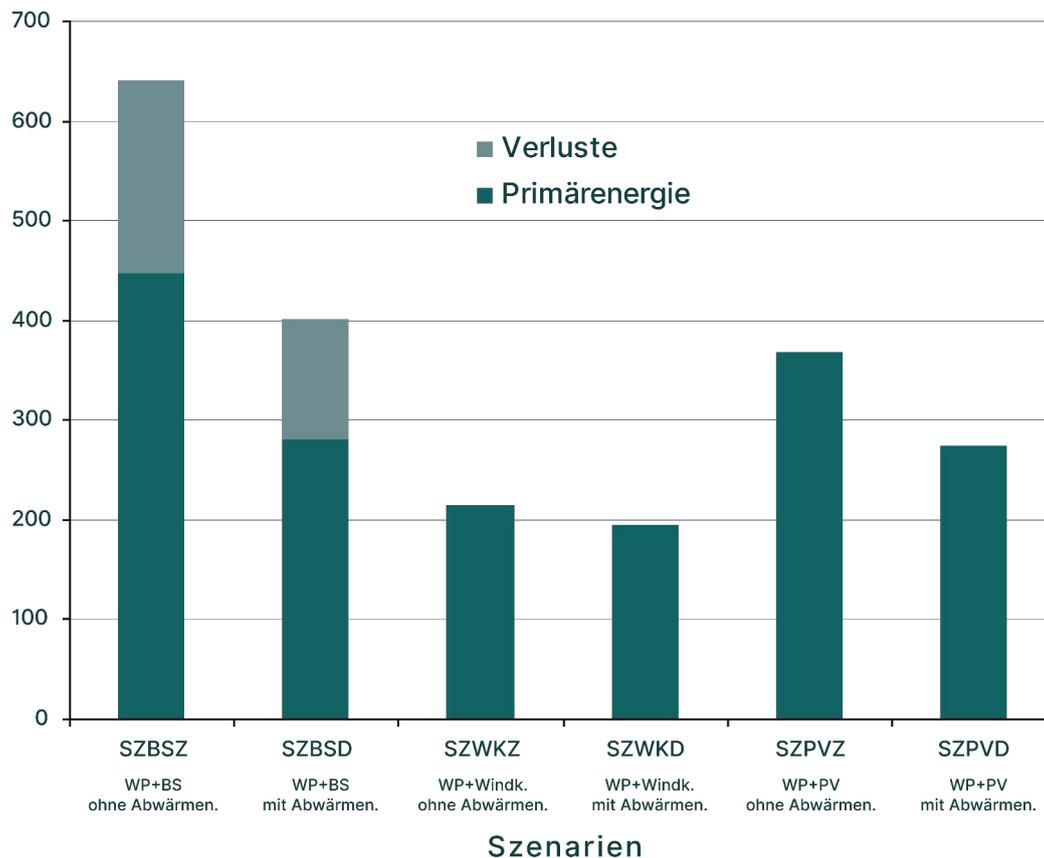


Abbildung 122: Primärenergieeinsatz für die verschiedenen Wärmeversorgungsszenarien von Abbildung 121. Für das Szenario BS sind bei Verwendung von grünem Wasserstoff die Elektrolyseverluste beim Primärenergieeinsatz zusätzlich zu berücksichtigen (hellblaue Anteile). Bei den anderen Szenarien sind sie bereits beinhaltet.

13.3.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Eine der Fragestellungen für diese Studie bestand in einer Gegenüberstellung von einer zentralen Wärmeversorgung über Großkraftwerke ggf. in Verbindung mit KWK und Fernwärme und einer dezentralen, lokalen Versorgungsansatz. Tabelle 61 fasst einige der Kriterien zusammen, die bei einer solchen Analyse zu berücksichtigen sind. Unter energetischen Gesichtspunkten bestehen für diese beiden Ansätze im Wesentlichen zwei Unterschiede. Bei einer zentralen Versorgung treten grundsätzlich Verluste auf, die durch einen etwa 10% größeren Bedarf an Primärenergie und damit verbunden einem größeren Ausbau der EE auszugleichen sind. Dies gilt grundsätzlich für den Stromtransport über Übertragungsnetze. Erneuerbare Energien und der Strom zum Ausgleich ihrer Schwankungen sollten daher bevorzugt vor Ort erzeugt werden. Der zweite Punkt betrifft die Nutzung von Abwärme. Bei der Deckung der Residuallast durch konventionelle

Kraftwerke entsteht mindestens dieselbe Energiemenge an Abwärme. Ihre Nutzung ist deshalb vor allem dann geboten, wenn hohe Energiemengen für den saisonalen Ausgleich eingesetzt werden müssen: ein klares Argument für eine dezentrale lokale Wärmeversorgung. Natürlich kann die Abwärme von Großkraftwerken ebenfalls zur Speisung von Fernwärmenetzen genutzt werden, dies aber ebenfalls um den Preis von Verlusten, die durch einen erhöhten Einsatz von EE kompensiert werden müssen.

Eine andere Situation liegt vor, wenn ein Gebäudekomplex z.B. ein Altstadtquartier mit vielen denkmalgeschützten Häusern mit hohem Temperaturniveau beheizt werden muss, wie es für die heutigen Fernwärmeleitungen typisch ist. In diesem Fall können KWK-Anlagen gezielt in Doppelfunktion als Heizkraftwerke eingesetzt werden, deren Brennstoff im Sommer mittels PV-Anlagen produziert wird. Ohne Abwärmenutzung müssten Großwärmepumpen eingesetzt werden, deren Arbeitszahl bei Zieltemperaturen von 90°C bestenfalls noch zwei beträgt. Eine KWK/Wärmepumpenkombination kann in diesem Fall deutlich energieeffizienter arbeiten. Gebäude, die mit niedrigeren Vorlauftemperaturen auskommen, können dezentral mit Luft-Wasser Wärmepumpen beheizt werden und 2/3 ihres Wärmebedarfs aus Umweltwärme schöpfen. Wenn sie an ein kaltes Nahwärmenetz angeschlossen werden, kann dieser Anteil sogar auf ¾ gesteigert werden.

Bei der Nutzung von Umweltwärme für Wärmenetze ist auf hinreichende Reserven der Wärmequelle und eine gute Ankopplung (durch Konvektion) zu achten. Bei der Hebung von Umweltwärme über Wärmesondensfelder erfolgt der Wärmetransport über Wärmeleitung, was diese Systeme für Erschöpfungssituationen anfälliger macht.

Tabelle 61: Gegenüberstellung von zentraler und dezentraler Wärmeversorgung

	zentral	dezentral
elektrischer WG Kraftwerk	40%	40%
Leitungsverluste Stromnetz	7 %	4 %
Spannungsebene	Hochspannung	Mittelspannung
Kraftwerk therm. WG	0%	50%
Wärmenetz	Fernwärme	Nahwärme
Leitungsverluste Wärmenetz	10%	0%
Temperaturniveau	90°C	10°C
Wärmeerzeuger	Großwärmepumpen	Heizwerk, Wärmepumpen
Wärmequelle (WP)	Gewässer, Grundwasser, Abwasser	Abwärme, Erdwärme, Luft

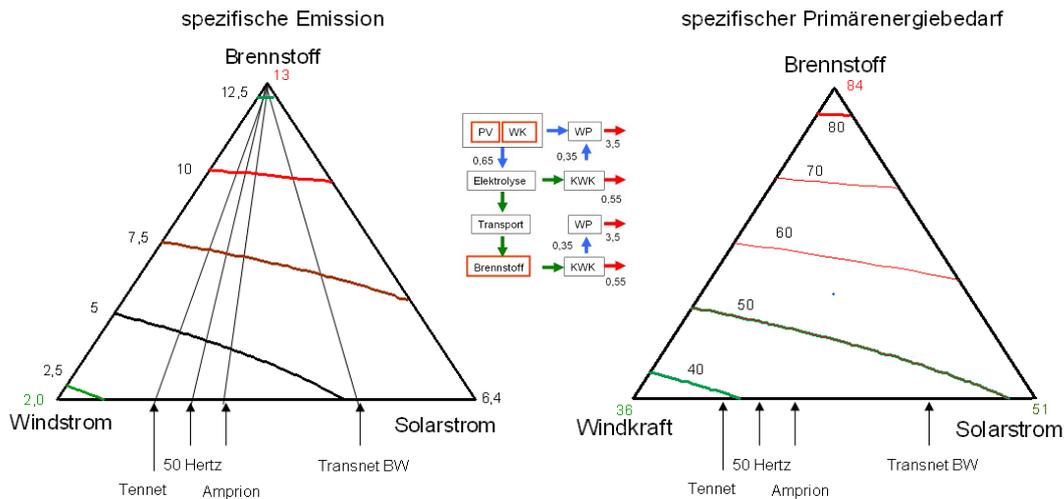


Abbildung 123: Primärenergiebedarf für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung. Die Wärmebereitstellung erfolgt über eine Kombination aus KWK Anlage und Wärmepumpe. Die Primärenergie wird ausschließlich aus Solarstrom und Windkraft bereitgestellt. Die drei Eckpunkte sind Direktstrom aus Windkraft in Kombination mit KWK-Kraftwerk, PV-Direktstrom in Kombination mit KWK-Kraftwerk und Vollversorgung über elektrisch hergestellten Wasserstoff. Rechts: Der Primärenergiebedarf ist als Konturlinien dargestellt und kann für jede Kombination der drei Systemkomponenten abgelesen werden. Links: CO₂-Emission bei Betrieb der Residuallastkraftwerke mit Erdgas (Emissionsfaktor 260 kg CO₂ pro 100 MWh).

Weitere Ergebnisse dieser Studie sind:

Eine ressourcenschonende Wärmevervollständigung der Gebäude für Deutschland ist mit den vorhandenen Ressourcen (Dargebot an Sonne und Wind) in Deutschland ohne Energieimporte (z.B. in Form von Wasserstoff) möglich.

Bei einer Primärenergiebilanz unter Einbeziehung von grünem Wasserstoff ist der Brennwert an Stelle des Heizwerts als Bewertungsgrundlage herbeizuziehen.

Eine effiziente treibhausgasneutrale Wärmeversorgung benötigen elektrische und thermische Kurzzeitspeicher, welche einen stundenweisen oder gar minutenweisen Ausgleich der elektrischen Residuallast unnötig machen und so eine optimale Nutzung von fluktuierendem Wind- und Solarstrom ermöglichen. Neben Kurzzeitspeichern kann ein Profil-orientiertes Lastmanagement den Speicherbedarf bez. Solarstrom substantiell reduzieren, was allerdings bedeutet, dass nachts nur wenig Strom nachgefragt werden darf. Bei Windstrom ist eine reaktive und unmittelbare Anpassung an das Angebot erforderlich, um per Lastmanagement Kurzzeitspeicher einzusparen. Ohne Kurzzeitspeicher summiert sich der Stundenausgleich sowohl für Solarstrom als auch für Windstrom auf einen substantiellen Teil des gesamten Einsatzes an benötigten EE.

Eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung beruht auf den drei Säulen: Windkraft, Solarstrom und KWK-Anlagen, wobei KWK-Anlagen bei den Säulen Windkraft und Solarstrom zusätzlich als saisonale Residuallastkraftwerke benötigt werden.

Primärenergie kann – landesweit gesehen - im ausreichenden Umfang nur durch Windkraft oder Photovoltaik bereitgestellt werden. Umweltwärme kann in fast unbegrenztem Umfang genutzt werden und braucht deshalb als Ressource nicht gesondert bei der Primärenergiebilanz in Rechnung gestellt werden.

Für die ganzjährige Wärmeversorgung sind Langzeitspeicher erforderlich. Elektrolytisch erzeugter Wasserstoff oder andere synthetische Brennstoffe erfüllen diesen Zweck. Bei Erzeugung und Rückverstromung treten erhebliche Wärmeverluste auf, die in möglichst großem Umfang genutzt werden sollten.

Für eine energetisch optimale Wärmefullversorgung sind in großem Maßstab Elektrolyseure erforderlich und in die lokale Wärmeinfrastruktur einzubinden.

Durch optimale Nutzung des Direktstromanteils lassen sich Umwandlungsverluste deutlich verringern. Der geringste Primärenergieeinsatz lässt sich bei 100% Windkraft erreichen. Er beträgt dann etwa nur ein Drittel des Wärmebedarfs. Bei 100% Solarstrom werden im Winter erhebliche Mengen an (synthetischem) Brennstoff benötigt. Der Primäreinsatz steigt auf etwa die Hälfte des Wärmebedarfs. Beim ganzjährigen Heizen mit Wasserstoff beträgt der Energieeinsatz (trotz optimaler Nutzung von Umweltwärme) etwa 80% des Wärmebedarfs (rechts). Die saisonale Residuallast bestimmt bei der übergangsweise noch vorgesehenen Deckung durch fossile Kraftwerke die Jahresbilanz der CO₂-Emission im Wärmesektor. Direktstromanteile durch Erneuerbare sind daher zu maximieren.

Pro 100 MWh Heizenergie entstehen mit dem Brennstoff Erdgas bei Verbrennung mit Brennwertnutzung jährlich 26 Tonnen CO₂. Mit einer KWK-Wärmepumpenkombination reduziert er sich auf etwa 18 Tonnen. Bei PV-Direktstromnutzung sind Werte von 6 Tonnen erreichbar. Die günstigste Variante ist Heizen mit Windkraft, bei der durch Residuallastausgleich lediglich noch 2 Tonnen CO₂ anfallen (links).

Das angestrebte bzw. erreichbare Verhältnis von Windkraft und Solarstrom bestimmt den Bedarf an Primärenergie im angestrebten treibhausgasneutralen System der Wärmefullversorgung. Bei Fortsetzung des aktuellen Ausbauverhältnisses ergeben sich für den Norden Deutschlands nahezu optimale energetische Bedingungen bei einem Minimum an noch vorübergehend bleibender CO₂-Emission. Im Süden wird perspektivisch ein höherer Bedarf an synthetischem Brennstoff benötigt. Ein überwiegend Solarstrom-basiertes System bietet allerdings den Vorteil, dass die Kommunen eine Wärmefullversorgung in eigener Hand haben. Damit lohnt die Nutzung der Abwärme und lokalen KWK-Anlagen sind gegenüber Großkraftwerken für die saisonale Residuallast Vorzug zu geben.

CO₂-Emissionen:

Unter Zugrundelegung eines linearen Transformationspfads mit Endpunkt 2045 ergeben sich zusammenfassend die Ergebnisse von Abbildung 124.

Eine technologieoffene Umstellung bestehender Gasheizungen auf Gasthermen, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden, bedeutet keinerlei Einsparung des Brennstoffbedarfs und impliziert eine hohe Abhängigkeit von der Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs. Bei neuen Geräten würde der Übergang zu grünem Wasserstoff nur graduell erfolgen, weshalb unter dem Strich bis 2045 nur etwa 30% der Emissionen eingespart werden können. Die CO₂-Emission und deren Einsparpotential durch den Einsatz von Wärmepumpen ist durch das Kraftwerk gegeben, das die Wärmepumpe mit Strom versorgen muss. Bei konventionellen Gaskraftwerken bleibt eine Brennstoffersparnis von 30% und bis zum Endpunkt der Transformation können knapp 40% der CO₂-Emissionen eingespart werden.

Bei Nutzung der Abwärme durch Einsatz von KWK reichen 50% des Brennstoffeinsatzes und 50% können aus Umweltwärme geschöpft werden. In der Summe fallen die Treibhausgasemissionen aber nur wenige Prozentpunkte geringer aus als ohne Nutzung der Abwärme.

Bei einer Umstellung auf treibhausgasneutrale Heizverfahren lässt sich im Jahresverbrauch sehr viel Brennstoff einsparen, denn die niedrigsten Brennstoffbedarfe ergeben sich bei Nutzung von

EE-Direktstrom. Mit PV-Versorgung verbleiben noch 29% des Brennstoffbedarfs, wenn konventionelle Gaskraftwerke zur Deckung der Residuallast eingesetzt werden. Bei Nutzung der Abwärme reichen sogar 23%. Der Charme dieser Variante liegt darin, dass durch einer mit der Heizungssanierung gekoppelten Installation einer Aufdach-PV-Anlage diese Reduktion direkt vor Ort realisiert werden kann.

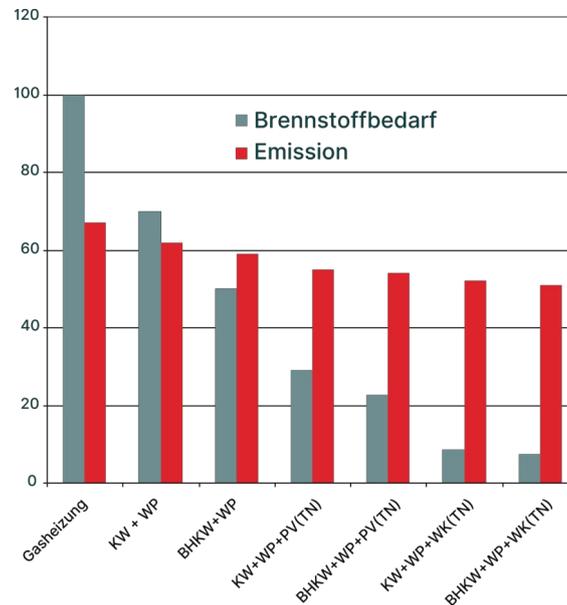


Abbildung 124: Brennstoffbedarf (in Relation zum Wärmeverbrauch) und Emissionen der bei linearer Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff bis 2045. Emissionen in % der Gesamtemission die bis 2045 ohne Umstellung freigesetzt würde. KW=Kraftwerk; WP=Wärmepumpe; TN=treibhausgasneutral

„Heizen mit Windstrom über Wärmepumpen“ ist die mit Abstand effektivste Methode, um Brennstoff einzusparen. Allerdings um Direktstrom aus Windkraft möglichst effizient zu nutzen, muss die Heizlast unmittelbar dem Angebot folgen können. Eine solche Regelung ist mit Hilfe von Smartmetern realisierbar. Wo immer dieses Konzept flächendeckend eingesetzt wird, ist die Nutzung der Abwärme von Blockheizkraftwerken wenig lohnend, einfach weil in der Jahresbilanz für den saisonalen Ausgleich der Residuallast zu wenig Strom benötigt wird. In einem Bundesland wie Baden-Württemberg mit einem Verhältnis von PV zu Wind-Strom von etwa 0,5 im Jahr 2022 ist die Nutzung der Abwärme aus Residuallastkraftwerken jedoch nahezu zwingend.

14 Anhang

14.1 Tabelle zu den Kommunalen Wärmeplanungen

Tabelle 62: Link und Daten zu den kommunalen Wärmeplänen (ohne Gewähr der richtigen Erfassung der Angaben, nach bestem Wissen und Verständnis erstellt).

Kommune/Link zum Wärmeplan	Einwohner zum 31.12.2022	Endenergieverbrauch Wärme pro Einwohner [kWh/E*a]	Endenergie Wärme [GWh/a]	Anteil Fernwärme heute [GWh/a]	Endenergie Zieljahr [GWh/a]	Anteil Wärme über Wärmenetze Zieljahr [GWh/a]	Anteil Wärmenetze Zieljahr (ggf. Geothermie Industrie)	Wasserstoff vorgesehen?	Energieeinsparung bis zum Zieljahr
<u>Stuttgart</u>	632.865	10238	6479	1620	4255	2213	52%	n.n.	34%
<u>Mannheim</u>	315.554	7885	2488	1338	1708	1281	75%	Ja	31%
<u>Karlsruhe</u>	308.707	10259	3167	956	2079	1185	57%	n.n.	34%
<u>Freiburg im Breisgau</u>	236.140	8046	1900	410	1150	587	51%	n.n.	39%
<u>Lörrach-Landkreis</u>	233.027	14161	3300	165	978	841	86%	Ja	70%
<u>Heidelberg</u>	162.273	8510	1381	684	1204	939	78%	Ja	13%
<u>Ulm</u>	128.928	16335	2106	861	1872	842	45%	Ja	11%
<u>Heilbronn</u>	128.334	14003	1797	182	1002	491	49%	Ja	44%
<u>Pforzheim</u>	127.849	15581	1992	253	1993	598	30%	n.n.	0%
<u>Esslingen am Neckar</u>	94.941	11397	1082	119	818	270	33%	Ja	24%
<u>Ludwigsburg</u>	94.157	9601	904	45	533	400	75%	Ja	41%
<u>Tübingen</u>	92.811	8803	817	263	741	289	39%	Ja	9%
<u>Villingen-Schwenningen</u>	88.213	13377	1180	31	912	146	16%	Ja	23%
<u>Konstanz</u>	85.859	9551	820	74	526	216	41%	Ja	36%
<u>Sindelfingen</u>	64.995	8493	552	171	448	216	48%	n.n.	19%
<u>Offenburg</u>	61.670	15988	986	27	689	324	47%	Ja	30%
<u>Göppingen</u>	59.053	13259	783	89	528	237	45%	n.n.	33%
<u>Baden-Baden</u>	57.025	11644	664	40	426	191	45%	n.n.	36%
<u>Waiblingen</u>	56.081	kA	kA	kA	272,2	73,5	0,3	n.n.	kA
<u>Rastatt</u>	51.310	14227	730	15	473	359	76%	Ja	35%
<u>Singen (Hohentwiel)</u>	49.441	18204	900	5	572	211	37%	Ja	37%
<u>Bruchsal</u>	46.587	12364	576	3	200	116	58%	n.n.	65%
<u>Albstadt</u>	46.422	10598	492	10	383	100	26%	Ja	22%
<u>Fellbach</u>	45.896	9325	428	40	228	43	19%	Ja	47%
<u>Weinheim</u>	45.275	17184	778	18	475	238	50%	Ja	39%
<u>Rottenburg am Neckar</u>	44.653	9921	443	10	359	126	35%	Ja	19%
<u>Bietigheim-Bissingen</u>									
<u>Ingersheim</u>	43.755	9919	434	61	333	250	75%	Ja	23%
<u>Oberriexingen</u>									
<u>Sersheim</u>									
<u>Kirchheim unter Teck</u>	41.907	9139	383	kA	255	104	41%	n.n.	kA
<u>Schwäbisch Hall</u>	41.898	13533	567	160	429	253	59%	n.n.	24%
<u>Nürtingen</u>	41.403	12559	520	42	361	130	36%	Ja	31%
<u>Leinfelden-Echterdingen</u>	40.420	9567	387	kA	235	108	46%	Ja	39%
<u>Schorndorf</u>	40.204	11765	473	5	306	168	55%	Ja	35%
<u>Ostfildern</u>	39.806	8793	350	60	254	129	51%	Ja	28%
<u>Ettlingen</u>	39.699	11310	449	26	330	224	68%	n.n.	27%

<u>Kehl</u>	38.154	38607	1473	18	1086	109	10%	Ja	26%
<u>Backnang</u>	37.957	11592	440	2	156	5	3%	Ja	64%
<u>Crailsheim</u>	35.760	16918	605	40	408	118	29%	Ja	33%
<u>Kornwestheim</u>	34.130	6739	230	70	202	137	68%	Ja	12%
<u>Biberach an der Riß</u>	34.008	21142	719	7	578	170	29%	n.n.	20%
<u>Herrenberg</u>	32649	9709	317	9	271	72	27%	n.n.	15%
<u>Radolfzell am Bodensee</u>	32.043	11297	362	17	325	84	26%	n.n.	10%
<u>Weil am Rhein</u>	30.769	10335	318	16	190	110	58%	Ja	40%
<u>Gaggenau</u>	30.250	14645	443	0	423	76	18%	n.n.	5%
<u>Bretten</u>	30.073	14954	450	16	196	129	66%	Ja	56%
<u>Winnenden (Leutenbach, Schwaikheim)</u>	29.245	9574	280	46	219	133	61%	Ja	22%
<u>Bühl</u>	29.133	kA	kA	kA	kA	kA	kA	n.n.	k.A.
<u>Wiesloch</u>	27.049	12182	330	3	286	74	26%	Ja	13%
<u>Remseck am Neckar</u>	26.549	7371	196	18	119	68	57%	Ja	39%
<u>Ellwangen (Jagst)</u>	25.678	12384	318	10	241	94	39%	Ja	24%
<u>Öhringen</u>	25.388	10674	271	7	166	88	53%	n.n.	39%
<u>Stutensee</u>	25.204	8649	218	1	136	67	49%	n.n.	38%
<u>Ditzingen</u>	25.145	12527	315	3	181	131	72%	n.n.	43%
<u>Waldshut- Tiengen</u>	24.605	14521	357	27	262	115	44%	Ja	27%
<u>Bad Mergentheim</u>	24.564	12986	319	45	257	198	77%	Ja	19%
<u>Calw</u>	24.219	12106	293	7	213	40	19%	Ja	28%
<u>Leutkirch im Allgäu</u>	23.345	25102	586	35	548	82	15%	Ja	6%
<u>Wertheim</u>	23.196	17913	416	25	247	178	72%	Ja	41%
<u>Überlingen</u>	23.098	11170	258	28	138	113	82%	Ja	46%
<u>Nagold</u>	22.985	10920	251	25	228	64	28%	Ja	9%
<u>Laupheim</u>	22.863	15877	363	5	280	59	13%	Ja	23%
<u>Metzingen</u>	22.528	11763	265	16	204	100	49%	Ja	23%
<u>Waldkirch</u>	22.127	8451	187	12	130	62	48%	Ja	31%
<u>Schwetzingen</u>	22.062	9519	210	53	41	24	58%	Ja	80%
<u>Waghäusel</u>	21.444	10306	221	0	128	83	65%	n.n.	42%
<u>Giengen an der Brenz</u>	20.133	12914	260	4	255	196	77%	Ja	2%
<u>Oberkirch</u>	20.092	29614	595	256	496	258	52%	Ja	17%
<u>Erbach</u>	13977	17958	251,0	5,0	187,0	kA	kA	n.n.	k.A.
<u>Salem</u>	12271	9942	122	2	67	20	30%	Ja	45%
<u>Kirchzarten</u>	10252	9432	97	1	73	29	40%	n.n.	24%
<u>Obersontheim</u>	5493	10195	56	0	47	3	6%	Ja	15%

14.2 Quellenverzeichnis

Die folgenden Links wurden zuletzt abgefragt am 27. Juli 2024

§ 3 Nr. 31b und c EnWG:

https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__3.html

§ 19 Abs. 2 Nr. 1 StromNEV:

https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/__19.html

§ 41a EnWG:

https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__41a.html

§42b im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG):

<https://dserver.bundestag.de/btd/20/086/2008657.pdf>

Abrell, J., Süheyb, B., Blesl, U., Fahl, U., Kattelman, F., Kittel, L., Kosch, M., Luderer, G., Marmullaku, D., Pahle, M., Pietzcker, R. C., Rodrigues, R., Siegle, J. (2022): Optimale Zuteilung des CO₂-Budgets der EU: Eine Multi-Modell-Bewertung. S. 23.

acatech/Leopoldina/Akademienunion 2023:

<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/stellungnahme/strommarktdesign>

Acksel et al. 2022:

<https://doi.org/10.24406/ieg-n-645792>

AG Energiebilanzen 2023:

<https://ag-energiebilanzen.de/energieverbrauch-ist-2023-kraeftig-gesunken/>

AGFW 2020:

https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf

AGFW Preisübersicht 2023:

<https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/wirtschaft-und-markt/markt-preise/preisanpassung/>

AGFW-Exergieanalyse 2023:

<https://www.agfw.de/rea>

Agora Energiewende 2023a:

https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-11_DE_Large_Scale_Heatpumps/A-EW_293_Rollout_Grosswaermepumpen_WEB.pdf

Agora Energiewende 2023b:

https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-26_BEH_ETS_II/A-EW_311_BEH_ETS_II_WEB.pdf

Agorameter:

https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/chart/today/power_generation/19.05.2024/22.05.2024/hourly

Anders 2024:

https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2024/07/Teilbericht_KSSE_KEA_BW_2024_07_23.pdf

Anhörung zum Wärmeplanungsgesetz am 16.10.23:

<https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2023/kw42-pa-wohnen-waermeplanung-970082>

Aufbauprogramm Wärmepumpe:

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kanzler-viessmann-2070096>

Awattar.de:

<https://www.awattar.de/tariffs/hourly>

Bach & Knautz (DIW) 2022:

https://www.diw.de/de/diw_01.c.840044.de/publikationen/wochenberichte/2022_17_1/hohe_energiepreise__aermere_haushalte_werden_trotz_entlastungspaketen_staerker_belastet_als_reichere_haushalte.html

Baden-Württembergischer Landtag:

https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/5000/17_5948_D.pdf

BAFA - GEG:

https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/effiziente_gebaeude_node.html

BAFA Jahresrückblicke:

https://www.bafa.de/DE/Bundesamt/Ereignisse/ereignisse_node.html

BAFA Stand 1.3.2024:

https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/beg_em_foerderuebersicht.pdf?__blob=publicationFile&v=10

BAFA-Förderkompass März 2023:

https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bundesamt/foerderkompass.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bär & Colmer, FÖS 2024:
https://foes.de/publikationen/2024/FOES_2024_KTF_Soll-Ist_Analyse.pdf

Bastian et al. BGR 2023
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Baumann & Schuller, UBA 2021:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/cc_61-2021_emissionsfaktoren-stromerzeugung_bf.pdf

Bayrischer Landtag, Drucksache vom 20.2.23:
https://www.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP19/Drucksachen/Schriftliche%20Anfragen/19_0000221.pdf

BBSR 2023:
<https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/fachbeitraege/gesellschaft/bezahlbares-wohnen/wohngeld-kdu/soziale-sicherung-des-wohnens.html>

BDEW 2024a:
https://www.bdew.de/energie/erdgas/deutschlandkarte-wasserstoff-und-biogas_bdew/

BDEW 2024b:
https://www.bdew.de/media/documents/Fernwaermefluss_2023_online_o_jaehrlich_FS_24012024.pdf

BDEW 24.1.2024:
https://www.bdew.de/media/documents/Nettostromverbrauch_nach_Verbrauchergruppen_Entw_10J_online_o_dw_jaehrlich_FS_24012024.pdf

BDEW Jahresbericht 2023:
<https://www.bdew.de/service/publikationen/jahresbericht-energieversorgung/>

BDEW Statusreport Wärme:
<https://www.bdew.de/service/publikationen/statusreport-waerme/>

BDEW, 26.4.24:
<https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-fernwaermenetze-deutschland/>

BDH – Marktzahlen:
<https://www.bdh-industrie.de/start/marktdaten>

BDH, 2.5.24:
<https://www.bdh-industrie.de/presse/pressemeldungen/artikel/heizungen-absatz-bricht-im-ersten-quartal-2024-ein>

BEE 2023:
<https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/kraftwerksstrategie-zu-einer-ganzheitlichen-flexibilitaetsstrategie-weiterentwickeln>

Beermann et al., FÖS 2020:
https://foes.de/publikationen/2020/2020-11_FOES_10_klimaschaedliche_Subventionen_im_Fokus.pdf

BEG oekozentrum.nrw
<https://oekozentrum.nrw/aktuelles/detail/news/bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebaeude-beg/>

Beucker & Hinterholzer 2021:
https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2021/07/WindNODE-AP-8.2.8-Bericht-Geschaeftsmodelle_V14.pdf

Beucker et al. 2022:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/einsparpotenziale-aus-der-optimierung-von-heizungsanlagen-in-wohngebaeuden.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BGR 2023:
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Min_rohstoffe/Downloads/rohsit-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=7

BGR: CO₂-Speicherung im Untergrund
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/nutzung_tieferer_untergrund_co2speicherung_node.html

Biomassestrategie, Entwurf, 6.2.2024:
<https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2024/02/entwurf-nabis.pdf>

Bischof & Swiderek 2022:
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/schlaglicht/2022_IWU_BischofEtSwiderek_Schlaglicht_Auf-dem-Weg-zu-einem-klimaneutralen-Gebaeudebestand.pdf

bitkom 2023:
<https://www.bitkom.org/sites/main/files/2023-05/BitkomStudieRechenzentreninDeutschland2023.pdf>

BMF 2020:
<https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/2019-07-31-steuerliche-foerderung-elektromobilitaet.html>

BMWi 2020:
<https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Wirtschaft/konjunkturpaket.html>

BMWK 2022:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/gebäudestrategie-klimaneutralitaet-2045.pdf?__blob=publicationFile&v=8

BMWK - Langfristige Renovierungsstrategie:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/langfristige-renovierungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=4

BMWK, 12.6.23
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0612-erklahrung-fernwaeme-gipfel.pdf?__blob=publicationFile&v=10#:~:text=Mit%20einem%20deutlich%20beschleunigten%20Ausbau,neu%20an%20Warmenetze%20angeschlossen%20werden.

BMWK 2023a:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=8

BMWK 2023b:
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/ergebnisbericht-waermpumpen-offensive-bf.pdf>

BMWK 2023c:
<https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2023/06/Meldung/News1.html>

BMWK 2024:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEStatistikMaStR.pdf

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

BMWK Merkblatt Klimawandelfolgekosten 2023:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/Merkblaetter/merkblatt-klimawandelfolgen-in-deutschland-zusammenfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=14

BMWK, 1.3.24 - Pflichtinformationen:
https://www.bmwbsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWBSB/DE/veroeffentlichungen/pflichtinformation-geg.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BMWK, 5.7.24 – Kraftwerksicherungsgesetz:
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240705-klimaneutrale-stromerzeugung-kraftwerkssicherungsgesetz.html>

BNA 2023:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/start.html

BNA Eckpunktepapier Verteilung Netzkosten 2023:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/eckpunktepapier_verteilungnetzkosten.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Bongs et al. 2023:
http://www.lowex-bestand.de/wp-content/uploads/2023/03/Abschlussbericht_LiB.pdf

Bons et al., UBA 2024:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/32_2023_cc_flaechenverfuegbarkeit_und_flaechenbedarfe_fuer_den_ausbau_der_windenergie_an_land_0.pdf

Böttcher, UBA 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_159-2022_aktualisierung_der_emissionsfaktoren_fuer_methan_fuer_die_erdgasbereitstellung.pdf

Bracht:
https://www.solare-waermenetze.de/wp-content/uploads/2024/04/Infoblatt-Solare-Waermenetze-Nr-16-Genossenschaften-Bracht_geschuetzt.pdf

Bracke et al. 2022:
<https://doi.org/10.24406/iegn-645792>

Branchenbarometer Biomethan 2023:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf

Brunata Minol:
<https://www.minol.de/statistiken-zur-waermekostenabrechnung.html>

Bundesamt für Energie:
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/2781>

Bundesamt für Energie:
<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/2781>

Bundesbedarfsplangesetz:
<http://www.gesetze-im-internet.de/bbplg/index.html>

Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG):
<https://www.energiewechsel.de/KAENEf/Redaktion/DE/FAQ/FAQ-Uebersicht/Richtlinien/bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebäude-beg.html>

Bundeskartellamt 2023:
https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Interviews/DE/2023/230127_FAZ.html

Bundesnetzagentur 2024:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_71_Ind_NetzE_Strom/BK4_Ind_NetzEntg_Strom.html

Bundesnetzagentur 2024:
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240105_EEGZubau.html?nn=659670

Bundesrechnungshof 2024:
<https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2024/energiewende-volltext.pdf>

Bundesregierung 2020:
<https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/kaufpraemie-fuer-elektroautos-erhoeht-369482>

Bundestag, 7.10.2020:
<https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2020/kw41-pa-bau-wohngemeinnuetzigkeit-794838>

Bundestag, 7.3.2024:
<https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-992736>

Bundestagsdrucksache 20/8830: Gemeinsamer Bericht über Forschungsergebnisse zu Methodiken zur ökobilanziellen Bewertung von Wohn- und Nichtwohngebäuden:
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/088/2008830.pdf>

Bundestagsdrucksache 20/9016:
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/090/2009016.pdf>

Bundestags-Ausschussdrucksache 20 (25) 649:
https://www.bundestag.de/resource/blob/1011368/a6d824754098e1645798934034b472ac/Stellungnahme_SV_Volkmar_Langefeld_Stadtwerke_Frankenthal_GmbH.pdf

Bundesverband Geothermie, Karte Stand Februar 2023:
https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Aktuelles/BVG_Poster_Tiefe_Geothermie_2023_24_web.pdf

Bundesverband Wärmepumpe, Klimakarte:
<https://www.waermepumpe.de/normen-technik/klimakarte/>

Bürger et al. 2022:
https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-04_DE_Scaling_up_heat_pumps/A-EW_273_Waermepumpen_WEB.pdf

Burkhardt et. al 2023:
https://ariadneprojekt.de/media/2023/01/Ariadne-Analyse_FernwaermeKohleausstieg_Februar2023.pdf

Buttler et al. 2015
https://www.epe.ed.tum.de/fileadmin/w00bzo/es/pdf/Statusbericht_Flexibilitaetsbedarf_2014_Final.pdf

BUVEG 9.4.24:
<https://buveg.de/pressemitteilungen/sanierungsquote-im-sinkflug-prognose-2024-schwach/>

BVEG 2022:
<https://www.bveg.de/die-branche/tiefe-geothermie-in-deutschland/waermemarkt-deutschland-was-die-geothermie-kuenftig-leisten-kann/>

BVES 2024:
https://www.bves.de/wp-content/uploads/2024/03/BVES-PM_Branchenzahlen-2024.pdf

BWE, 15.8. 2024:
https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Offshore%20Branchenverbände_PM%20Zubau%20Was%20erstes%20Halbjahr%202024_07.pdf

BWP 13.11.23:
<https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/waermepumpen-heizungsverbaende-fordern-wettbewerbsfaehigen-strompreis/>

CBS 2024:
<https://www.cbs.nl/en-gb/news/2024/07/gas-consumption-in-the-netherlands-declines-again>

ChatGPT:
<https://chatgptx.de/>

Christidis et al. 2023:
https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2023/11/RLI-Studie-H2-ready_DE.pdf

Cludius et al. 2022:
https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wie-wohnt-Deutschland-_Wohnsituation-Wohnkosten-Wohnkostenbelastung.pdf

co2abgabe 2018:
https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2018/10/Standpunkt_zum_ETS_2018_09_24.pdf

co2abgabe 2019:
https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2019/05/ETS_Steuerreform_CO2Abgabe.pdf

co2abgabe 2020:
https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2020/06/20200617_Positionspapier-EU-Ratspraesidentschaft-Emissionshandel.pdf

co2map.de:
<https://co2map.de/>

co2monitor:
<https://co2-monitor.org/>

co2online 2015:
<https://www.co2online.de/fileadmin/ws/pdf/co2online-sanierungstest-studie.pdf>

connect 2024:
https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/Connect_Ordnung_der_Transformation_2024.pdf

consentec 2024:
https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/strommarktdesign/4%C3%BCnb-studie%20zur%20ausarbeitung%20eines%20kapazit%C3%A4tsmechanismus%20f%C3%BCr%20den%20deutschen%20strommarkt/consenteceologic_4%C3%BCnb_kapm_endbericht_final_inkl.begleitschreiben.pdf

CooperAccion 2023:
<https://cooperaccion.org.pe/publicaciones/glencore-en-el-peru-el-caso-de-antapaccay-y-un-analisis-del-cumplimento-de-los-estandares-internacional-en-materia-de-debida-diligencia-en-dd-hh/>

Cuxhavener Nachrichten vom 17.1.2024:
<https://www.die-cuxhavener.de/.cm4all/uproc.php/0/Erneuerbare%20Energien/2024-01-27%20CN-%20%20Betreiber%20haben%20ambitionierte%20Pläne.pdf?>

Dänemarks Globaler Bericht 2023 (GR23):
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EnergiKlimapolitik/final_denmarks_global_climate_impact_-_global_report_2023.pdf

Dänischer Biomassebericht 2020:
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/biomasseanalyse_final_ren_eng.pdf

Dänischer Projektionsbericht 2023:
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf23_sektornotat_8a_produktion_af_el_og_fjernvarme.pdf

danpower.de/de/kompetenz-und-service/standorte/thiendorf:
<https://www.danpower.de/de/kompetenz-und-service/standorte/thiendorf>

dataNWG 2022:
<https://www.datanwg.de/home/aktuelles/>

Datenblatt Enapter:
https://handbook.enapter.com/electrolyser/el41/downloads/Enapter_Datasheet_EL41_EN.pdf

Datenblatt Picea 2024:
https://www.homepowersolutions.de/wp-content/uploads/2024/03/Technisches_Datenblatt_picea-2.pdf

DBFZ – Kurzstudie Biogas 2022:
https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf

DBFZ 2021:
https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/2021_Position_Kohlekraftwerke.pdf

DBFZ 2022:
<https://www.dbfz.de/biooekonomieatlas/kohle-strukturwandel/tagebauaktivitaeten-in-den-revieren>

DBFZ 2023 - Report Nr. 50:
https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_50.pdf

delta-q:
https://www.delta-q.de/wp-content/uploads/minergie_abschaetzung_heizleistung.pdf

dena 04/2024:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Was_sind_dynamische_Stromtarife.pdf

dena 2023, S. 19:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/IMPULSPAPIER_Lokale_Energieinfrastrukturen-Rueckgrat_der_Energiewende_vor_Ort.pdf

dena 2023a:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/IMPULSPAPIER_Wie_gelingt_die_Dekarbonisierung_der_Fernwaerme.pdf

dena 2023b:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/STUDIE_Geschaeftsmodelle_fuer_dezentrale_Wasserstoffkonzepte_-_Zeit_zum_Nachsteuern.pdf

dena 2023c:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Marktmonitoring_Bioenergie_2023.pdf

dena 2023d:
https://www.gebaeudeforum.de/fileadmin/gebaeudeforum/Downloads/Studie-Bericht/Analyse_Waermepumpen_im_Gebaeudesektor.pdf

dena 2024:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Analyse_biogaspartner_Biomethanbedarf_Gebaeude_energiegesetzes.pdf

dena Branchenbarometer Biomethan 2023:
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf

dena Krieger et al. 2019:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/vorbereitende-untersuchungen-zur-langfristigen-renovierungsstrategie-ergaenzung.pdf?__blob=publicationFile&v=1

destatis 13.3.23:
https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_129_12_63.html

destatis 14.6.23:
https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/06/PD23_N035_12.html

destatis 17.7.22:
https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/07/PD22_N047_13_61.html

destatis 2.8.23:
https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/08/PD23_305_229.html

destatis 5.10.21:
https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Zahl-der-Woche/2021/PD21_40_p002.html

destatis Eigentumsquote 2024:
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/tabelle-eigentumsquote.html>

destatis Energieintensive 2021:
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>

destatis Holzeinschlag 2024:
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Wald-Holz/aktuell-holzeinschlag.html>

destatis Kohlenstoffbilanz 2023:
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/landwirtschaft-wald/Tabellen/kohlenstoff-waldoekosystem.html>

destatis Überbelegung 2023:
<https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Bevoelkerung-Arbeit-Soziales/Soziales-Lebensbedingungen/Ueberbelegung.html>

destatis Verbraucherpreisindex:
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Konjunkturindikatoren/Basisdaten/vpi044a.html>

Deutsch-Dänische Handelskammer 2022:
https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2022/zma-daenemark.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Deutschlandkarte Wasserstoff/Biogas BDEW:
https://www.bdew.de/energie/erdgas/deutschlandkarte-wasserstoff-und-biogas_bdew/

DGNB 2018:
https://static.dgnb.de/fileadmin/dgnb-ev/de/aktuell/positionspapiere-stellungnahmen/stellungnahme/DGNB_Diskussionsvorschlag_GEG2050.pdf?m=1566460115&

DGNB 2021:
<https://www.dgnb.de/?eID=dumpFile&t=f&download=1&f=7680&token=6b175c48a009cc37052cad1afd3e3c20de079836>

DGS Franken 2023:
https://www.mieterstrom-info.de/fileadmin/DGS-Franken/pdf/Neue_Chancen_fuer_die_Photovoltaik-V4-web-einseitig.pdf

Diefenbach et al. 2002:
https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/energie/werkzeuge/2002_IWU_DiefenbachEtAl_Energetische-Kenngrößen-für-Heizungsanlagen-im_Bestand.pdf

Diers et al. 2023
<https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/price-impact-of-a-german-bidding-zone-split/>

DIN V 18599:
<https://www.gebaeudeforum.de/ordnungsrecht/bilanzierungsnormen/din-v-18599/>

DIW 2023:
https://www.diw.de/de/diw_01.c.879519.de/publikationen/wochenberichte/2023_33_1/investitionen_in_die_energetische_gebaeudesanierung_auf_talfahrt.html

DLF 2023:
<https://www.deutschlandfunkkultur.de/holzheizkraftwerk-statt-windenergie-cuxhaven-setzt-auf-biomasse-dlf-kultur-cee3cc85-100.html>

DLG-Mitteilungen 5/2022:
https://www.milchtrends.de/fileadmin/milchtrends/1_Trendthemen/2022-05.pdf

DMB 2024:
<https://mieterbund.de/app/uploads/2024/01/20230117-3.pdf>

Dobis et al. 2024
<https://arxiv.org/abs/2404.06489>

Drucksache 17/5591:
https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/5000/17_5591_D.pdf

Drucksache 19/744:
https://www.bayern.landtag.de/www/ElanTextAblage_WP19/Drucksachen/Basisdrucksachen/000000500/000000594.pdf

Drucksache 20/8369:
<https://dserver.bundestag.de/btd/20/083/2008369.pdf>

Drupp et al. 2022:
<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4054113>

DUH-Policy-Brief, FÖS 2022:
https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/Mittelstand/221020_DUH_Policy_Brief__Ein_Energiemarktdesign_für_die_Dekarbonisierung.pdf

E.on.de:
<https://www.eon.de/de/pk/strom/dynamischer-tarif.html>

Ebert et al. 2020:
http://www.lowex-bestand.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-18_AP-1.1_Bestandsanalyse_final.pdf

ebök 2020:
https://www.eboek.de/assets/pdffiles/referenzen/eboek_neubau-mfh-hakenweg-in-tübingen-hirschau_0551.pdf?v=1709627777

eco2grid:
https://eco2grid.50hertz.com/zone/DE_LU

Edenhofer et al. 2021:
<https://www.bruegel.org/wp-content/uploads/2021/03/PC-06-2021-090321.pdf>

ef.Ruhr GmbH 2024:
https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf

Egelkamp et al. 2021:
<https://www.bund-berlin.de/fileadmin/berlin/publikationen/Klimaschutz-pdf/Potenzialstudie-Waermeversorgung-Berlin.pdf>

EHPA 2024a:
<https://www.ehpa.org/news-and-resources/news/heat-pump-sales-fall-by-5-while-eu-delays-action/>

EHPA 2024b:
https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2024/02/Figures-for-2023-heat-pump-data-launch_FINAL_European-Heat-Pump-Association.pdf

Eicke et al. 2024:
<https://neon.energy/Neon-Mehrwert-Flex.pdf>

Electricity Maps:
<https://app.electricitymaps.com/map>

Elhaus et al. 2024: Biogas im künftigen Energiesystem.
<https://www.evt.tf.fau.de/files/2024/09/Biogas-im-kuenftigen-Energiesystem-final-09-09-24.pdf>

ENBW 2021:
<https://www.enbw.com/unternehmen/presse/trinkwasserpreis-in-stuttgart-steigt-2022-um-1-5-prozent.html>

Endres, L. (2023). Verteilungswirkung der CO₂-Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Wärme mit Pro-Kopf Klimageld (IMK PolicyBrief). Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung.
https://www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-008757

Energie- und Klimaplan 2023:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/necp-entwurf-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Energieleitplan Bruchsal:
https://www.bruchsal.de/site/Bruchsal-Internet-2023/get/params_E38604223/4729679/Dokumentation%20Energieleitplan.pdf

Energieleitplan Stadt Bruchsal:
<https://www.bruchsal.de/gestalten/energiewende/energieleitplan>

energieschweiz VEWA 09.2023: Modell zur verbrauchsabhängigen Energie- und Wasserkostenabrechnung 5. Auflage
https://www.swissolar.ch/01_wissen/wirtschaftlichkeit/zev/energieschweiz-vewa-auflage5-de.pdf

Energiewendekommission 2021, S. 46 ff. und S. 279 ff.:
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=10

energinet:
<https://en.energinet.dk/gas/biomethane/>

Engelmann et al. 2023:
http://www.lowex-bestand.de/wp-content/uploads/2023/10/Handreichung_WP-im-MFH-Bestand_final.pdf

Enquete-Kommission 1994:
<https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/12/086/1208600.pdf>

EnWG § 20 Absatz 1d Satz 2
<https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html>

EnWG § 20 Absatz 1d Satz 2:
<https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/133/VO.html>

EPBD 2010:
<https://energie-m.de/info/epbd-2010.html>

erfolgreicher-vermieten.de:
<https://www.erfolgreicher-vermieten.de/zweckentfremdungsverbote-in-deutschland-uebersicht-fuer-vermieter/>

EU 2024:
https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en

EU 3.7.21:
<https://www.europarl.europa.eu/topics/de/article/20210303STO99110/carbon-leakage-unternehmen-daran-hindern-emissionsvorschriften-zu-umgehen>

EU-Kommission 1991:
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/P_91_67

EU-Richtlinie 2019/944 (Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, kurz EBM-RL)
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>

EU-Richtlinie 2024/1711:
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401711

EU-Verordnung Nr. 2024/573:
<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/573>

Europäische Gebäuderichtlinie (EPBD):
https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2024-0129_DE.html

Europäische Kommission 2020:
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0474>

eurostat 2023:
<https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/interactive-publications/housing-2023>

Excel-Werkzeug „Standardbilanz“:
<https://www.delta-q.de/energie/standardbilanz/>

Expertenrat für Klimafragen, Prüfbericht 2024:
https://expertenrat-klima.de/content/uploads/2024/04/ERK2024_Pruefbericht-Emissionsdaten-des-Jahres-2023.pdf

Fachrat Energieunabhängigkeit 2024 - Sicherheitsorientierte-Energiepolitik:
https://fachrat-energieunabhängigkeit.de/wp-content/uploads/2024/01/Sicherheitsorientierte-Energiepolitik_Fachrat-Energieunabhaengigkeit.pdf

Fa. Henrich Schröder GmbH aus Gütersloh:
<https://henrich-schroeder.de/heizung-solar/gas-brennwerttechnik-hybridssysteme/>

Fachverband Biogas 2023:
<https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/de-vom-deutschlandtempo-keine-spur-stagnation-statt-ausbau-in-der-biogasbranche>

Fachverband Biogas Positionspapier Kraftwerksstrategie:
[https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Positionspapier-Kraftwerksstrategie/\\$file/FvB%20Flexible%20Biogasanlagen%20als%20Element%20der%20KWS%20%5b13.02.2024%5d.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Positionspapier-Kraftwerksstrategie/$file/FvB%20Flexible%20Biogasanlagen%20als%20Element%20der%20KWS%20%5b13.02.2024%5d.pdf)

FAZ, 19.7.24: Die Energiewende braucht ein stabiles Fundament. Unterzeichnet von Bundesverband Erneuerbare Energie; Deutscher Gewerkschaftsbund; Industriegewerkschaft Metall; Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie; Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft; Bundesverband der Deutschen Industrie; Deutscher Bauernverband; EFET Deutschland – Verband Deutscher Energiehändler; Verband der Chemischen Industrie; Verband der Automobilindustrie; Verband kommunaler Unternehmen; Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft; Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft; Verband der Elektro- und Digitalindustrie.
<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/keine-aufspaltung-des-strommarkts-19867574.html>

FAZ, 10.7.24: Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise. Beitrag von Lion Hirth (Hertie School und Neon), Axel Ockenfels (Uni Köln und MPI Bonn), Martin Bichler (TU München), Ottmar Edenhofer (PIK und TU Berlin), Veronika Grimm (TU Nürnberg), Andreas Löschel (Ruhr-Uni Bochum), Felix Matthes (Öko-Institut), Christoph Maurer (Consentec und FAU Erlangen-Nürnberg), Karsten Neuhoff (DIW), Karen Pittel (Ifo), Achim Wambach (ZEW), Georg Zachmann (Bruegel)
https://media.licdn.com/dms/document/media/D4D1FAQF5QiSKV_rd2w/feedshare-document-pdf-analyzed/0/1720593520621?e=1723075200&v=beta&t=d18vT-k5SGMmmtiC9-k0vK1CROw14bYkuO_eq84UkJI

FeBOp MFH Installationsbeschreibung:
https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/_downloads/Veranstaltungsdokumente/2021-11-25_FeBOp-Workshop/07_L_FeBOp-Installationsleitfaden.pdf?m=1638450776&

FeBOp:
<https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/themen/waerme/FeBop.php>

Felbermayr & Peterson 2020:
[https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2020/603501/EXPO_BRI\(2020\)603501_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2020/603501/EXPO_BRI(2020)603501_EN.pdf)

Fiedler et al., FÖS 2024:
https://foes.de/publikationen/2024/2024-02_KAD_ETS2-KSF.pdf

Fluri et al. 2024:
<https://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Klima/kurzstudie-einf%C3%BChrung-bundesweiten-solarstandards.pdf>

Flyer der KEA-BW:
https://www.kea-bw.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/095_Anschluss_an_ein_Waermenetz_2023_barrierefrei.pdf

FNB Gas 2024:
<https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

FNR Faustzahlen:
<https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen>

Focus 2024:
https://www.focus.de/earth/analyse/der-sprees-geht-das-wasser-aus-ein-irrer-plan-soll-berlin-jetzt-vor-dem-austrocknen-retten_id_259794657.html

foederal-erneuerbar.de:
<https://www.foederal-erneuerbar.de/>

Förderrechner Ökozentrum NRW:
<https://oekozentrum.nrw/aktuelles/detail/news/bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebaeude-beg/>

Forest Defenders Alliance 2022:
<https://forestdefenders.eu/wp-content/uploads/2022/11/PFPI-Burning-up-the-carbon-sink-Nov-7-2022.pdf>

Forsyningstilsynet 2023:
<https://forsyningstilsynet.dk/analyser-og-tal/forbrugerpriser/fjernvarmepriser/priser-pr-1-august-2023>

Fries et al. 2024:
<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/290405/1/1886829896.pdf>

FTI Consulting 2023:
<https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2023-10/FINAL%20FTI%20Assessment%20of%20locational%20wholesale%20electricity%20market%20design%20options%20-%2027%20Oct%202023%205.pdf>

Fuchs et al. 2022:
<https://www.dlg-mitteilungen.de/artikel/klimabilanz-was-bringt-der-co2-fussabdruck>

Gasag:
<https://www.gasag.de/strom/dynamischer-stromtarif>

Gebäudeenergiegesetz:
<https://www.recht.bund.de/bgbl/1/2023/280/VO.html>

Gebäudesteckbrief Rot:
<https://www.stuttgart.de/leben/umwelt/energie/energieleitplanung/entwicklungen-in-stuttgarter-quartieren.php.media/399181/gebaeudesteckbrief-rot.pdf>

Godron et al. 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-31_cc_09-2023_transformation-gasinfrastruktur-klimaschutz.pdf

GR23:
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EnergiKlimapolitik/final_denmarks_global_climate_impact_-_global_report_2023.pdf

Grabka & Halbmeier (DIW) 2019:
https://www.diw.de/de/diw_01.c.679909.de/publikationen/wochenberichte/2019_40/vermoegensungleichheit_in_deutschland_bleibt_trotz_deutlich_steigender_nettovermoegen_anhaltend_hoch.html

greenlab.dk:
<https://www.greenlab.dk>

Grosskraftwerk Mannheim (GKM):
<https://www.gkm.de/technik/>

Grünstromindex:
<http://gruenstromindex.de/>

Günther et al. 2020:
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/downloads/pdf/Forschungsprojekte/BMWi-03ET1272A-WPsmart_im_Bestand-Schlussbericht.pdf

Hagemeyer et al. 2024:
<https://library.fes.de/pdf-files/a-p-b/20941.pdf>

Haslachhof der Familie Wiggert:
<https://www.haslachhof.de/>

Hassenstein 2020:
<https://www.greenpeace-magazin.de/lesecke/die-zukunft-des-waldes>

Heizlastrechner des Bundesverbandes Wärmepumpe (BDW):
<https://www.waermepumpe.de/normen-technik/heizlastrechner/>

Hennenberg et al. 2022:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-01-05_cc_12-2022_aktuelle_nutzung_und_foerderung_der_holzenergie.pdf

Hertle et al. 2015: Wärmewende in Kommunen - Leitfaden für den klimafreundlichen Umbau der Wärmeversorgung.
https://www.boell.de/sites/default/files/waermewende-in-kommunen_leitfaden.pdf

Hinterberger 2023:
http://www.bkww.de/wp-content/uploads/2023/10/13_Robert-Hinterberger_CO2-Bewertung-von-Quartierskonzepten.pdf

Hirzel et al., ISI 2013:
https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2013/Kurzstudie_Abwaermenutzung.pdf

Hörner, M. (IWU) 2021:
https://www.datanwg.de/fileadmin/user/iwu/210428_IWU_PT_dataNWG_DatenundFakten.pdf

Icha et al., UBA - Strommixmapmissionen 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023_05_23_climate_change_20-2023_strommix_bf.pdf

IEEFA, European-LNG-Tracker:
<https://ieefa.org/european-Ing-tracker>

IFAM, DLR 2018:
<https://publica-rest.fraunhofer.de/server/api/core/bitstreams/71952335-99bd-4208-8ad7-c7d69ce0fe3c/content>

IG Infrarot:
<https://ig-infrarot.de/abschlussbericht-ig-infrarot.pdf>

IKZ 2024:
<https://www.ikz.de/detail/news/detail/ueber-80-prozent-der-betriebe-sind-in-der-lage-waermepumpen-einzubauen/>

IMF 2019:
<https://www.imf.org/en/Publications/Policy-Papers/Issues/2019/05/01/Fiscal-Policies-for-Paris-Climate-Strategies-from-Principle-to-Practice-46826>

Interview im Münchner Merkur mit Heizungsbauer Olaf Zimmermann:
https://www.merkur.de/wirtschaft/klima-heizungsgesetz-deutschland-klimaschutz-klimawandel-energie-wende-energiekrise-energie-92338240.html?itm_source=story_detail&itm_medium=interaction_bar&itm_campaign=share

Interview mit Kati Jagnow & Dieter Wolff 2005:
https://www.tga-fachplaner.de/sites/default/files/ulmer/de-tga/document/file_131943.pdf

Interview mit Reno Schütt, 2.6.2022 (GEWO Nordhorn):
<https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/aktuelles/Wir-wissen-viel-zu-wenig-ueber-das-Leben-in-unseren-Heizungskellern-2441>

ISE 2020:
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/wpsmart-im-bestand.html>

Jagnow & Wolff 2022:
<https://www.tga-fachplaner.de/gebaeudeenergiegesetz/geg-2025-beg-2025-wie-man-die-energie-und-waermewende-beschleunigt>

Jagnow et al. 2023:
<https://www.tga-fachplaner.de/meldungen/standpunkt-geg-wpg-und-meps-zum-1-januar-2025-zusammenfuehren>

Jansen et al. 2019:
http://www.iea-ebc.org/Data/publications/EBC_Annex_64_Final_Report_September_2019.pdf

Jaschke 2024:
https://www.waermewende-nordwest.de/wp-content/uploads/2024/04/Jaschke_Netzorientierte-Steuerung-nach-%C2%A714a-EnWG.pdf

Jochem et al. 2023:
https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn066028.pdf

Joint Research Centre 27.3.2024:
https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/more-coordination-needed-renewable-deployment-prevent-grid-congestion-2024-05-27_en

jupiter ionics.com
<https://jupiterionics.com/>

Kaestle & Wang 2023:
https://www.researchgate.net/publication/371121221_Self-Regulation_of_Dispatchable_Loads_Stabilizing_Interconnected_Networks_with_Resilient_Microgrid_Technology

Karte Solare Wärmenetze:
<https://www.solare-waermenetze.de/projektbeispiele/projektlandkarte-solare-waermenetze/>

KEA-BW Flyer Wärmenetze
https://www.kea-bw.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/095_Anschluss_an_ein_Waermenetz_2023_barrierefrei.pdf

KEA-BW Leitfaden KWK in der Wohnungswirtschaft:
https://www.kea-bw.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/093_Leitfaden_KWK-in-der-Wohnungswirtschaft.pdf

KEA-BW Leitfaden Wärmeplanung:
https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Leitfaden-Kommunale-Waermeplanung-barrierefrei.pdf

KEA-BW Technikkatalog 2023:
<https://www.kea-bw.de/waermewende-1/wissensportal/einfuehrung-in-den-technikkatalog>

KEA-BW: KWK-Leitfaden
https://www.kea-bw.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/093_Leitfaden_KWK-in-der-Wohnungswirtschaft.pdf

Kersken et al. 2018:
<https://www.ibp.fraunhofer.de/content/dam/ibp/ibp-neu/de/dokumente/ibpmitteilungen/501-550/527.pdf>

KfW - BEG:
<https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Bundesfoerderung-f%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude/>

Kemmler et al. 2021:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/prognos-bruttostromverbrauch-2018-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Klimakarte des Bundesverband Wärmepumpe:
<https://www.waermepumpe.de/normen-technik/klimakarte/>

Klimaschutzgesetz 2021:
https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/anlage_2.html

Knörr et al. 2024:
<https://arxiv.org/pdf/2403.09265>

Koalitionsvertrag 2021:
https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf

Köhler et al. (UBA 14/2024):
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/14_2024_cc_akzeptanz_waermeversorgung_bf.pdf

Kommunale Wärmeplanung Mannheim:
<https://buengerinfo.mannheim.de/buengerinfo/getfile.asp?id=8200285&type=do>

Kommunaler Wärmeplan der Stadt Nagold 2024:
<https://www.nagold.de/ceasy/resource?id=24831&download=1>

Kommunaler Wärmeplan Heidelberg:
https://www.heidelberg.de/site/Heidelberg_ROOT/get/documents_E1939655897/heidelberg/Objektdatenbank/31/PDF/Energie%20und%20Klimaschutz/Waermeplanung/31_pdf_Bericht_Kommunaler_Waermeplan_Heidelberg.pdf

Kommunaler Wärmeplan Mannheim:
<https://www.mannheim.de/de/service-bieten/mannheim-auf-klimakurs/waermeplanung>

Kommunaler Wärmeplan Nagold 2023:
<https://www.nagold.de/ceasy/resource/?id=24831&download=1>

Kommunaler Wärmeplan Tübingen 2023:
https://www.tuebingen.de/Dateien/Bericht_kommunaler_Waermeplan_Tuebingen.pdf

Kost (ISE) Stromgestehungskosten erneuerbare Energien:
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>

Kotz et al.2024:
<https://www.nature.com/articles/s41586-024-07219-0>

Kreidelmeyer et al. 2023:
https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/H2_Transportouten_Abschlussbericht.pdf

KWP Ulm:
<https://www.ulm.de/-/media/ulm/sub/sub-ii/downloads/waerme/bericht---kommunaler-wrmeplan.pdf>

Lage 2023:
<https://www.uni-flensburg.de/fileadmin/content/zentren/nec/dokumente/projekte/ehss/2001-genug-stadt-krisen-digital-barrierefrei.pdf>

Lange, UBA 2020:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-06-15_texte_38-2020_wirkung-tempolimit_bf.pdf

Langfristszenarien 2021:
https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/2021-06-30_Webinar_Gebaeude.pdf

Langfristszenarien 2024:
https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Webinar_Feb_2024_Dezentral_final_present ed.pdf

Lauf et al., UBA – Emissionsbilanz Erneuerbare 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/20231219_49_2023_cc_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2022_bf.pdf

lc150.eu/
https://www.lc150.eu/more_info/

Leerstandskataster Freiburg:
<https://www.freiburg.de/pb/1379970.html>

Leitlinien des IPCC:
<https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>

Lesnyak et al. 2023:
<https://www.mdpi.com/2504-2289/7/3/145>

Luderer et al. 2021:
https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222_corr0524.pdf

Maaß et al. (BDEW) 2021:
https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_grüne_Fernwärme_Finalfassung.pdf

Mannheim 2021 - Auskunft zum MVV Altholzkraftwerk und geplanten Biomasse-Heizkraftwerk:
<https://buergerinfo.mannheim.de/buergerinfo/getfile.asp?id=8167458&type=do>

Marktstammdatenregister:
<http://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/ErweiterteOeffentlicheEinheitenuebersicht?filter=Mieterstrom%20angemeldet~eq~%271%27>

Masterplan Wärme Freiburg:
https://www.freiburg.de/pb/site/Freiburg/get/params_E680708336/2021233/Masterplan_Waerme_Freiburg%202030_barrierearm.pdf

McKinsey & Company 2024:
https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2024/2024-01-17%20zukunftsfpfad%20stromversorgung/januar%202024_mckinsey_zukunftsfpfad%20stromversorgung.pdf

Meyer et al. 2024:
<https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-heizkosten-und-treibhausgasemissionen-in-bestandswohngebauden/>

Miersch, FES 2020:
<https://www.fes.de/themenportal-wirtschaft-finanzen-oekologie-soziales/artikelseite/zukunft-und-zusammenhalt-ein-plaedoyer-fuer-eine-soziale-und-oekologische-transformation>

Mo et al. 2023:
<https://www.nature.com/articles/s41586-023-06723-z>

Monitoringbericht Bundesnetzagentur 2023:
<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>

Monitoringbericht Energiewendekommission 2024:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energie-wende-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Monitoringberichte zum Stromnetzausbau:
<https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>

Monopolkommission 2024:
<https://monopolkommission.de/index.php/de/gutachten/hauptgutachten/450-xxv-gesamt.html>

Münter & Liebich, IFEU 2023:
https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Ressourcen/WPKS-Studie-CO2Bilanz_Analyse_der_Treibhausgasintensitaet_C3%A4ten_LNG.pdf

Nabu – Infopapier Holzverbrennung:
<https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/energie/240220-nabu-holzverbrennung-infopapier-berlin.pdf>

NEP_2037_2045_V2023_2:
https://data.netzausbau.de/2037-2023/NEP/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1.pdf

Neuhoff et al. 2024a:
https://www.diw.de/sixcms/detail.php?id=diw_01.c.898935.de

Neuhoff et al. 2024b: EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints
<https://www.econstor.eu/handle/10419/295216>

Noka et al. 2023:
https://www.mieterbund.de/app/uploads/fileadmin/public/Studien/DMB_WohnkostenbelastungMietende_final.pdf

Nordhaus 1992: The 'DICE' Model: Background and Structure of a Dynamic Integrated Climate-Economy Model of the Economics of Global Warming
<https://elischolar.library.yale.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2251&context=cowles-discussion-paper-series>

nova institut 2021:
<https://renewable-carbon.eu/publications/product/a-tax-on-fossil-carbon-is-more-effective-than-a-tax-on-co2-emissions/>

Novirdoust, Ashour 2021:
<https://doi.org/10.24406/fit-n-640928>

npro.energy 2022:
<https://www.npro.energy/main/de/5gdhc-networks/price-cost-data>

NZZ, 16.2.24:
<https://www.nzz.ch/technologie/chat-gpt-vs-googeln-der-massive-stromverbrauch-der-ki-ist-ein-problem-ld.1774379>

Online-Fragebogen:
https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2023/07/Expertenfragebogen_KSSE_DBU.pdf

Ortner et al. (UBA) 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_08-2023_dekarbonisierung_von_energieinfrastrukturen.pdf

Ostrom:
<https://www.ostrom.de/dynamic-pricing>

Pehnt et al. (IFEU) 2023:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/heizen-mit-65-prozent-erneuerbaren-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Pengfei Li et al. 2023:
<https://arxiv.org/abs/2304.03271>

Perino et al. 2021:
https://ariadneprojekt.de/media/2021/04/Ariadne-Analyse_MSR-Review_April2021.pdf

Pestel 2024:
<https://mieterbund.de/app/uploads/2024/01/Bauen-und-Wohnen-im-Jahr-2024.pdf>

Peter et al. 2016:
https://www.fau.de/files/2016/10/Energiestudie_Studie.pdf

Pflichtanzeige Zweckentfremdung Wohnraum Landau digitale Plattform:
https://antrag-kommunal.service.rlp.de/civ.public/start.html?oe=00.00.LD.6&mode=cc&cc_key=LD_Zweckentfremdung

Pigou, Arthur Cecil:
https://de.wikipedia.org/wiki/Arthur_Cecil_Pigou

PKNS - Integrierter Gesamtbericht April 2024:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS):
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/pkns-download-dokumente.html>

Plötz et al. 2024:
https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/3677/live/lw_datei/ariadne-kurzdossier_klimasch-C3-A4dliche-subventionen_april2024.pdf

Plötz et al. 2024b – Klimaschädliche Subventionen: <https://www.oeko.de/publikation/quantifizierung-der-treibhausgaswirkung-von-staatlichen-beguenstigungen-in-deutschland/>

Polarstern:
<https://www.polarstern-energie.de/oekostrom/flex/>

Power-to-X-Anlage in Glansager:
<https://nature-energy.com/news/power-to-x-plant-put-into-operation>

Preisblätter Fernwärme Bruchsal:
<https://www.stadtwerke-bruchsal.de/privatkunden/privatkunden-fernwaerme/>

Prognos et al. 2021:
https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-11/20211116_Kurzpapier_Bruttostromverbrauch2018-2030.pdf

Projektionsbericht 2023 der dänischen Energieagentur:
<https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/klimastatus-og-fremskrivning-2023>

Projektionsbericht 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/39_2023_cc_projektionsbericht_12_23.pdf

Purkus et al. 2020; Thünen Report 78:
https://www.thuenen.de/media/publikationen/thuenen-report/Thuenen_Report_78.pdf

Rabot Charge:
<https://www.rabot-charge.de/>

Rahmendaten 2024:
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgas-projektionen-2024-fuer-deutschland>

Rechnungshof Baden-Württemberg:
https://rechnungshof.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/Pressemitteilungen/09_PM_Energieversorgung_Polizeiliegenschaften_DS2020.pdf

Reineck et al. 2022:
[https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Evaluationen/Foerdermassnahmen/abschlussbericht-zur-evaluation-der-richtlinie-uber-die-forderung-der-heizungsoptimierung.pdf?__blob=publicationFile&v=6%20\(S.%2027\)](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Evaluationen/Foerdermassnahmen/abschlussbericht-zur-evaluation-der-richtlinie-uber-die-forderung-der-heizungsoptimierung.pdf?__blob=publicationFile&v=6%20(S.%2027))

Renewable Carbon Initiative:
<https://renewable-carbon-initiative.com/>

REPowerEU:
https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_de

Richtlinien zur Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)
<https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/FAQ/FAQ-Uebersicht/Richtlinien/bundesfoerderung-fuer-effiziente-gebaeude-beg.html>

Rieger 2023:
<https://solar2030.de/tibber-ein-erfahrungsbericht/>

Ritter et al. 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/06112023_46_2023_cc_energy_sharing.pdf

Rother, 2.3.23:
<https://edison.media/e-hub/kurzzeitige-dimmung-ist-nur-ultima-ratio/25234872/>

Runkel et al., FÖS 2024:
https://foes.de/publikationen/2024/2024-07_FOES_Policy_Brief_Inflationsindexierung_Umweltsteuer.pdf

Salzinger, M. 2020:
https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/11287/3/Dissertation_Salzinger_final.pdf

Satzung der Stadt Freiburg:
https://www.freiburg.de/pb/site/Freiburg/get/documents_E-1740730137/freiburg/daten/ortsrecht/22%20Wohnen%20und%20Wohnungsbaufoerderung/OrtsR_22_04.pdf

Schäfer et al. 2024:
<https://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2024/ee/d3ee04394k>

Schäuble 2007:
<https://web.archive.org/web/20231227202647/https://www.wolfgang-schaeuble.de/wp-content/uploads/2015/04/070514dbb.pdf>

Schreiner, P. 2024: Wohnen ist in Deutschland Luxus. Das war nicht immer so.
<https://perspective-daily.de/article/3248-wohnen-ist-in-deutschland-luxus-das-war-nicht-immer-so/1w4bLG7M>

Schölzel & Streblow 2022:
<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202116-3-waermewende-dezentrale-kwk.pdf>

Schriftbericht BMWK, Ausschussdrucksache 20(25)617:
https://www.bundestag.de/resource/blob/1002476/62909d968d919d0fc1e0e43df5ab2a02/Stellungnahme_SV_Peter_Kornatz_DBFZ.pdf

Schubert et al. (UBA-Position Wohnraum schaffen) 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023_uba_pos_wohnraumschaffung_bf_2auflage.pdf

Schwartzkopf & Ott 2024:
https://eu.boell.org/sites/default/files/2024-04/100_percent_renewables_action_plan_final.pdf

Seelmann-Eggebert 2022:
<https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2022/12/100-Prozent-EE-fuer-BW-V1.1.pdf>

Seelmann-Eggebert 2024a:
<https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2024/07/Synthetische-Brennstoffe.pdf>

Seelmann-Eggebert 2024b:
<https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2024/07/Speichererfordernisse.pdf>

Seelmann-Eggebert 2024c:
<https://klimaschutz-im-bundestag.de/speichererfordernisse-zur-abdeckung-der-residuallastdurch-windkraft-und-sonnenstrom/>

Seelmann-Eggebert 2024d
https://klimaschutz-im-bundestag.de/wp-content/uploads/2024/07/Kriterien_Energieleitplanung.pdf

Semeraro 2021:
<https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100658>

Siemensstiftung 2017:
<https://medienportal.siemens-stiftung.org/view/101614>

Siepe 2024:
https://www.fernwaerme-hochdahl.de/wp-content/uploads/go-x/u/0f612ddd-78cb-41b9-b05b-b21976a18538/Studie_Hohe_Fernwaermepreise_01_02_2024.pdf

smard.de, 1.4.2024 - Gaseversorgung:
<https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/211846>

smard.de, 17.5.2024:
<https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213590>

solare-waermetetze.de:
<http://www.solare-waermetetze.de>

solargo Abschlussbericht 2022:
https://solarlago.de/solar-allensbach/wp-content/uploads/2022/10/BWSGD-19003_19004-SoLAR-Phase-2-Abschlussbericht-2022_final_unterschrift.pdf

solargo.de:
<https://solarlago.de/solar-allensbach/projektbericht/>

sozialklimrat2024, Tagung am 15.05.2024:
https://data-fsub.at-inet.de/download/klima-sozial-cluster-analyse_9ce1d0_744c655aae464e0597a082979defdc44.pdf

Sperlich et. Al 2024:
<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g240410-h2-transformationkosten-2.pdf>

Spörk, P.M. 2020:
https://repository.tugraz.at/publications/marc21/cdb3m-6k122/files/703935_spoerk_patrick_michael_2020.pdf?download=1

Sprengnetter 2023:
<https://shop.sprengnetter.de/blog/energiebilanz-deutschland-studie-zeigt-der-osten-ist-gruen>

SRU 2022:
https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2022_12_NABIS.pdf?__blob=publicationFile&v=5

SRU 2024 - Stellungnahme CO₂-Budget:
https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2024_03_CO2_Budget.pdf?__blob=publicationFile&v=8

SRU 2024 – Diskussionspapier Suffizienz:
https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2024_03_Suffizienz.pdf?__blob=publicationFile&v=11

Stadt Hamburg 2023:
<https://www.hamburg.de/pressearchiv-fhh/17324236/2023-08-31-sk-bsw-leerstand-melden/>

Stadt Landau - Zweckentfremdung:
<https://www.landau.de/zweckentfremdung>

Stadt Landau – Leerstehender Wohnraum:
https://www.landau.de/Verwaltung-Politik/Was-erledige-ich-wo-/Wohnraum-Zweckentfremdungsverbotssatzung-Anzeige-und-Genehmigung-von-zweckentfremdetem-oder-leerstehendem-Wohnraum.php?object=tx_2644.2.1&ModID=10&FID=2644.721.1&NavID=2644.16.1&ort=

Stadtwerke Kiel 2024:
<https://www.stadtwerke-kiel.de/privatkunden/nachhaltigkeit-soziales/waermewende-kiel/dekarbonisierung-der-kieler-fernwaerme>

Stamminger et al. 2009:
<http://www.come-on-labels.eu/download-library/synergy-potential-of-smart-appliances>

Statistisches Bundesamt 2023, Wohnungsbestand im Zeitvergleich:
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/liste-wohnungsbestand.html>

Stellungnahme des Wissenschaftlicher Beirat Waldpolitik beim BMEL:
https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/_Ministerium/Beiraete/waldpolitik/klimaschutzgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Stiftung Umweltenergierecht Green Deal erklärt:
<https://stiftung-umweltenergierecht.de/vortraege-green-deal-erklaert/>

Stute et al. 2024:
<https://doi.org/10.1016/j.adapen.2024.100174>

Suedlink:
<https://suedlink.com/>

Sundblad et al. 2023:
<https://arxiv.org/pdf/2304.02951>

SWR 2024:
<https://www.swr.de/wissen/ist-ki-klimasuender-wasser-strom-verbrauch-100.html>

SWR, 25.11.2023:
<https://www.swr.de/swraktuell/baden-wuerttemberg/zweckentfremdungsverbot-104.html>

Synergieprojekt:
<https://synergie-projekt.de/>

tado 2023:
<https://www.tado.com/de-de/presse/haushalte-verzichten-auf-komfort-wegen-hoher-heizkosten>

thermondo:
https://media.thermondo.de/media/documents/06_thermondo_Pressemitteilung_SPRIND_Report_2.pdf

Thomassen et al. 2024:
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC137685>

Tibber:
<https://tibber.com/de>

Tiefengeothermieprojekt Bruchsal:
<https://www.tiefengeothermie.de/projekte/bruchsal>

Transformationsbericht 2024:
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/klimaschutz-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Transport & Environment Briefing June 2024:
https://www.transportenvironment.org/uploads/files/National_climate_target_off_track_07_2024.pdf

Transport & Environment Juni 2024:
<https://www.transportenvironment.org/te-deutschland/articles/fehlender-klimaschutz-im-verkehr-deutschland-drohen-als-schlusslicht-bei-eu-verpflichtungen-kosten-in-milliardenhoehe>

Treibhausgasbilanz Biogasanlage Haslachhof:
https://www.haslachhof.de/wp-content/uploads/2023/11/klimabilanz-7-19_-biogas-wiggert.pdf

Treibhausgasprojektionen 2024:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/thg-projektionen_2024_ergebnisse_kompakt.pdf

UBA 11.10.23 - Abfallaufkommen:
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/abfallaufkommen>

UBA 17.11.23 - Wohnfläche:
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/wohnflaeche>

UBA 18.10.23 - Kraft-Wärme-Kopplung:
<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/kraft-waerme-kopplung-kwk-im-energiesystem>

UBA 2.4.24 - Bruttostromverbrauch:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2_abb_bruttostromverbrauch_2024-04-02.pdf

UBA 2.4.24 – GEG Entscheidungsbaum:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/bilder/dateien/entscheidungsbaum_geg_2024_02.pdf

UBA 2.4.24 – Konventionelle und erneuerbare Kraftwerke:
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare>

UBA 2.4.24 Wirkungsgrade:
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraftwerke-konventionelle-erneuerbare#wirkungsgrade-fossiler-kraftwerke>

UBA 2022 - Emissionsfaktoren:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_liste_2022_brennstoffe_und_industrie_final.xlsx

UBA 2022 – Berechnung Energiebedarf
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/uba-factsheet_realitaetsnahe-berechnung-des-energiebedarfs.pdf

UBA 2024 – Erneuerbare Energien:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/2024_uba_hg_erneuerbareenergien_dt.pdf

UBA, 16.3.23 – Erneuerbare Energien:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-16_uba_hg_erneuerbareenergien_dt_bf.pdf

UBA, 2.4.24 – Endenergie nach Sektoren
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>

UBA, 2.4.24 – Energieverbrauch Wärme:
<https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme>

UBA, 24.11.23 - Bruttowirkungsgrade:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/6_abb_durchschn-bruttowirkungsgrad-foss-kraftwerkspark_2023-11-24.pdf

UBA, 25.5.21 - Trifluoressigsäure:
<https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/trifluoressigsaeure-aus-fluorierten-kaeltemitteln>

UBA, 6.12.23 - KWK-Energieerzeugung:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/2-3_abb_kwk-nettostrom-nettowaermeerzeugung_2023-12-06_0.xlsx

UBA, 6.12.23 - KWK:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/de-en_indikator_ener-05_kwk_2023-12-06.xlsx

Vaillant 2024:
<https://www.vaillant.de/heizung/heizung-verstehen/tipps-rund-um-ihre-heizung/vorlauf-rucklauftemperatur/>

Vattenfall:
<https://www.vattenfall.de/stromtarife/dynamischer-stromtarif>

VDIV 2023:
https://www.green-home.org/wp-content/uploads/2023/04/VDIV_Blitzumfrage_Energetische-Sanierung_2023_GREENHome_DE.pdf

VDIV aktuell 08/23, Seite 46 ff.:
https://avr-emags.de/emags/VDIV/VDIV_08_2023/epaper/ausgabe.pdf

VEA 2023:
https://www.vea.de/files/user_upload/VEA-Hauptseite/Newsroom/Pressemitteilungen/2023/Februar/230327_VEA-PM_zum_Fernwaermepreisvergleich_01.pdf

VEA 2024:
<https://www.vea.de/newsroom/pressemitteilungen/pressemitteilung/fernwaermepreise-bei-einzelnen-anbietern-mit-extremen-schwankungen-im-durchschnitt-jedoch-stabil>

Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz e.V. 2028:
https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/sites/default/files/2018-10/RZ_VZ_WarmWasser_2018_12-Seiten_web.pdf

VEWA 2023:
<https://www.swissolar.ch/de/wissen/wirtschaftlichkeit/zev-eigenverbrauch>

VisuFlex:
<https://VisuFlex.fnr.de/visualisierung>

voltego.de:
<https://www.voltego.de/>

Wachsmuth et al. 2023:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-31_cc_09-2023_transformation-gasinfrastruktur-klimaschutz.pdf

waermepreise.info:
<https://waermepreise.info/>

Walter et al. 2024:
https://www.easysg.de/fileadmin/user_upload/Interconnect_ESG_240227.pdf

Wärmeplan Schwetzingen:
https://www.schwetzingen.de/site/Schwetzingen_2021/get/params_E810798287_Dattachment/3113260/2024-01-08%20Kommunaler%20W%C3%A4rmeplan%20Schwetzingen_Abschlussbericht.pdf

Wärmeplan Waldkirch 2023:
https://www.stadt-waldkirch.de/site/Waldkirch/get/params_E-726521559/2932741/kommunale%20Wärmeplanung%20Fachgutachten_kWP_Waldkirch_2024_06_20.pdf

Wärmeplanung Biberach 2024:
<https://biberach-riss.de/loadDocument.phtml?ObjSvrID=2940&ObjID=9666&ObjLa=1>

Wärmeplanungsgesetz (WPG):
<https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/WPG.pdf>

Wärmepumpenmonitor 2023:
<https://www.eupd-research.com/wp-content/uploads/2023-03-17-EUPD-Research-WaermepumpenMonitor-2023-Shared-Service-OP-1.pdf>

Warnecke & Röhling 2021:
https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Downloads/2021_Speicherung_Wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Wasserstoffimportstrategie:
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf>

Wasserstoffrat:
https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf

WESPE:
<https://www.zvshk.de/presse/medien-center/pressemitteilungen/details/artikel/7826-beschleunigung-waermepumpen-installationen/>

Wettingfeld et al., FÖS 2023:
https://foes.de/publikationen/2023/2023_08_VZBV_Ein_Verbraucherfreundliches_Strommarktdesign_FOES.pdf

Wiener Modell:
https://www.smartertogether.at/wp-content/uploads/2017/09/2017-02-Beitrag_Wiener-Wohnbau_BDB-Jahrbuch-2017.pdf

wikipedia:
https://de.wikipedia.org/wiki/Gemeinnützige_Bauvereinigungen_in_Österreich

wikipedia:
https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Biomassekraftwerken_in_Deutschland

wikipedia:
<https://de.wikipedia.org/wiki/M%C3%BCllverbrennung>

Wildgrube et al., UBA 15/2024:
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/15_2024_cc_carbon_pricing_cbam.pdf

Wille 2023:
<https://www.klimareporter.de/gebaeude/riesen-lego-als-baustein-fuer-die-klimawende>

WindNode 2020:
https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Konkret/PDF/20200812_WindNODE_Smart_Building_DE_WEB.pdf

- Wirtz 2023:
<https://www.npro.energy/static/files/White-paper-Kalte-Nahw%C3%A4rme-in-Deutschland-nPro-Energy.pdf>
- wohnen-optimieren.de:
<https://www.wohnen-optimieren.de/fallbeispiele/projekte/>
- wohnungstausch.freiburg.de/
<https://www.wohnungstausch.freiburg.de/>
- Wolff et al. 2005: Energieanalyse aus dem Verbrauch.
https://www.sbz-online.de/sites/default/files/ulmer/de-sbz/document/file_153038.pdf
- Yang & Grage 2019:
<https://www.energie.de/euroheatpower/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/senkung-der-ruecklauftemperatur-im-fernwaermernetz>
- ZDF, 22.6.2024:
<https://www.zdf.de/nachrichten/politik/deutschland/landau-wohnungsnot-wohnraumangel-leerstand-100.html>
- Zeitschrift für kommunale Wirtschaft vom 18.3.2023:
<https://www.zfk.de/politik/deutschland/fernwaermpreise-habeck-ministerium-projektionen-2035>
- Zensus 2022:
https://www.zensus2022.de/DE/Ergebnisse-des-Zensus/_inhalt.html
- zev-eigenverbrauch:
<https://www.swissolar.ch/de/wissen/wirtschaftlichkeit/zev-eigenverbrauch>
- Ziesecke 2023:
<https://www.gamestar.de/artikel/dynamischer-stromtarif-das-haette-ich-gerne-vor-dem-wechsel-gewusst,3404148.html>
- Zimmermann et al. 2023:
<https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/bbsr-online/2023/bbsr-online-09-2023-dl.pdf>
- ZSW 2023:
<https://www.zsw-bw.de/projekt/energiewende-systemoptimierung/sektorziele-2030-und-klimaneutrales-baden-wuerttemberg-2040.html>
- Zweckentfremdungsverbotssatzung Stadt Landau:
https://www.landau.de/output/download.php?file=%2Fmedia%2Fcustom%2F2644_12486_1.PDF%3F1703778381&fn=Zweckentfremdungsverbotssatzung

14.3 Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BDH	Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
BEG	Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude
BetriebskostenV	Betriebskostenverordnung
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BMWSB	Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen
BUVEG	Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DMB	Deutscher Mieterbund
EBM-RL	Europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie
EBM-VO	Europäische Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung
EE	Erneuerbare Energie
EE-RL	Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
	https://eur-lex.europa.eu/DE/legal-content/summary/renewable-energy.html
EnEE-RL	Erneuerbaren Energien Richtlinie
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPBD	Energy Performance of Buildings Directive - Europäische Gebäuderichtlinie
ETS II/EHS II	Emission Trading System II / EHS II Europäisches Emissionshandelsystem II (Europäischer Emissionshandel für Wärme und Verkehr)
GWP	Global Warming Potential
gWU	gemeinnützige Wohnungsunternehmen
GEG	Gebäudeenergiegesetz
HeizkostenV	Heizkostenverordnung
Heizungsgesetz	Gebäudeenergiegesetz
HFKW	Halegonierte Fluor Kohlenwasserstoffe
HOAI	Honorarordnung für Architekten und Ingenieure
ISFP	Individueller Sanierungsfahrplan
IWU	Institut für Wohnen und Umwelt
KdU	Kosten der Unterkunft
KEA-BW	Landesenergieagentur Baden-Württemberg
KiB	Klimaschutz im Bundestag e.V.
KlimaG BW	Klimawandelanpassungsgesetz Baden-Württemberg
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs Gesetz
KWP	Kommunaler Wärmeplan
KSSE	Kommunale sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung
PEF	Primärenergiefaktor
PFAS	Per- und Polyfluoralkylsubstanzen
PIK	Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung
PV	Photovoltaik
PVT-Module	Kombinierte Solar und Photovoltaik-Module
REACH	Europäische Chemikalienverordnung zur Registrierung, Bewertung, Zulassung und Beschränkung chemischer Stoffe
RePowerEU	ein Plan der Europäischen Kommission zur Reduktion der Abhängigkeit von russischen Importen fossiler Brennstoffe
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
SHK	Sanitär Heizung Klimahandwerk
TFA	Trifluoressigsäure
THG	Treibhausgase
TWh	Terrawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
VOB	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen
Wärme-LV	Verordnung über die Umstellung auf gewerbliche Wärmelieferung für Mietwohnraum https://www.gesetze-im-internet.de/w_rmelv/
WEG	Wohnungseigentümergeinschaft
WP	Wärmepumpe
WPG	Wärmeplanungsgesetz

14.4 Tabellenverzeichnis

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jahresemissionsgesamtmenge nach Klimaschutzgesetz 2024.....	26
--	----

Tabelle 2: Soll und Haben bei den energiepolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung – eine Auswahl.....	28
Tabelle 3: Bestand Sozialmietwohnungen zum 31.12.2022 (Bundestagsdrucksache 20/8369).....	31
Tabelle 4: Zahl der Wohnungen in Gebäuden in Deutschland, Zensusergebnisse zu Wohnungen zum Stichtag 15. Mai 2022 (Zensus 2022).....	32
Tabelle 5: Wohnungen nach Baualter (Zensus 2022).....	33
Tabelle 6: Art der Heizung; Zensusergebnisse zu Wohnungen zum Stichtag 15. Mai 2022 (Zensus 2022).....	33
Tabelle 7: Art der Wohnungsnutzung nach Bundesländern, Zensusergebnisse zu Wohnungen zum Stichtag 15. Mai 2022 (Zensus 2022).....	34
Tabelle 8: Anzahl Wohngebäude/ Wohneinheiten und Wohnfläche gem. dt. Wohngebäudetypologie. (Datenbasis: Loga et al. 2015, S. 19, aus Ebert et.al 2020, S.6).....	35
Tabelle 9: Absatzzahlen Wärmereizeuger 2019-2023 (Quelle BDH).....	40
Tabelle 10: Antragstellungen für Erneuerbare Heizungen 2023 laut BAFA.....	40
Tabelle 11: Zeitaufwand für verschiedene Gewerke der Gebäudesanierung.....	43
Tabelle 12: Energieverbrauch für Warmwasser & Heizung (Statistik Brunata Minol).....	44
Tabelle 13: Energiekosten für Warmwasser & Heizung (Statistik Brunata Minol).....	44
Tabelle 14: Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden; Fortschreibung basierend auf den endgültigen Ergebnissen der Gebäude- und Wohnungszählung 2011, einschließlich Wohnheimen (Quelle: Statistisches Bundesamt 2023, Wohnungsbestand im Zeitvergleich (abgerufen am 15.03.2024).....	47
Tabelle 15: Förderübersicht: Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM); es gilt in der Kombination der möglichen Fördersätze eine maximale Obergrenze von 70 Prozent (BAFA Stand 1.3.2024). ¹ Bei Biomasseheizungen wird bei Einhaltung eines Emissionsgrenzwertes für Staub von 2,5 mg/m ³ ein zusätzlicher pauschaler Zuschlag in Höhe von 2.500 Euro gemäß Richtlinien-Nr. 8.4.6 gewährt. ² Der Klimageschwindigkeits-Bonus reduziert sich gestaffelt gemäß Richtlinien-Nr. 8.4.4. und wird ausschließlich selbstnutzenden Eigentümern gewährt. Bis 31. Dezember 2028 gilt ein Bonussatz von 20 Prozent. ³ Beim BAFA nur in Verbindung mit einem Antrag zur Errichtung, Umbau und Erweiterung eines Gebäudenetzes gemäß Richtlinien-Nr. 5.3 g) möglich. ⁴ Bei der KfW ist keine Förderung gemäß Richtlinien-Nr. 5.5 möglich. Die Kosten der Fach- und Baubegleitung werden mit den Fördersätzen des Heizungsaustausches als Umfeldmaßnahme gefördert.....	59
Tabelle 16: Endenergieverbrauch für Wärme 2022 nach Anwendungs- und Verbrauchsbereichen (BDEW Statusreport Wärme 2024).....	72
Tabelle 17: Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme aus UBA 2024 – Erneuerbare Energie, Tabelle 3) (¹ überwiegend Holz inklusive Holzpellets; ² GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; ³ inklusive Klärschlamm; ⁴ inklusive Klärschlamm (HW= Heizwerke, HKW= Heizkraftwerke), ⁵ inklusive Biokraftstoffe für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär; ⁶ biogener Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 Prozent angesetzt; ⁷ durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft-Wasser-, Wasser-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gaswärmepumpen); ⁸ ohne Strom für Wärme, bezogen auf den EEV für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme, 2022: 1.163 TWh, 2023: 1.094 TWh, nach AGEb, vorläufige Schätzung).....	76
Tabelle 18: Temperaturbereinigte spezifische Wärmeverbräuche (Angaben in kWh/m ² *a) von 45 Gebäuden in den Jahren 2011-2020 mit zugeordneten Energieeffizienzklassen (Datenquelle mit freundlicher Genehmigung der GEWO Nordhorn).....	78
Tabelle 19: Grobe Abschätzung zur Heizgrenztemperatur und der benötigten Heizleistung in Abhängigkeit des Gebäudestandards bzw. des Baualters.....	82
Tabelle 20: Zuweisung Heizlast nach Gebäudeeffizienzklassen (IFEU 2023).....	82
Tabelle 21: Gradtagszahlen/Heizgradtage 2023 in Freiburg bei Heizgrenztemperatur 15° und Innentemperatur 20°C (https://www.iwu.de/publikationen/tools/).....	83
Tabelle 22: Gradtagszahlen/Heizgradtage 2022 in Freiburg bei Heizgrenztemperatur 15° und Innentemperatur 20°C (https://www.iwu.de/publikationen/tools/).....	83
Tabelle 23: Gradtagszahlen/Heizgradtage 2022 in Freiburg bei Heizgrenztemperatur 10° und Innentemperatur 20°C (https://www.iwu.de/publikationen/tools/).....	84
Tabelle 24: Fernwärmeproduktion 2022 nach Energieträger in Dänemark (Deutsch-Dänische Handelskammer 2022). ..	88

Tabelle 25: Annahmen zur Entwicklung der Fernwärmepreise gemäß Projektionsbericht 2023 (Treibhausgas-Projektionen 2024 Rahmendaten).....	94
Tabelle 26: Voraussichtliche Wärmepreise verschiedener Energieerzeugungsformen (aus Kommunalen Wärmeplan Nagold 2023, S. 140) für Einfamilienhäuser.....	94
Tabelle 27: GWP von Kühlmitteln, die in Wärmepumpen eingesetzt werden.....	101
Tabelle 28: Nutzbarkeit bezogen auf Heiz und Brennwert ausgewählter treibhausgasneutral produzierter Brennstoffe	103
Tabelle 29: Brenn- und Heizwerte im Vergleich zum Methan (de.wikipedia.org/wiki/Wasserstoff).....	107
Tabelle 30: Abschätzung der zusätzlichen Menge an Strom, der für den Betrieb für Wärmepumpen in Deutschland bis 2045 gebraucht wird.....	114
Tabelle 31: Kenndaten aus der Literatur für die Flexibilität von konventionellen Gaskraftwerken.....	118
Tabelle 32: Angaben zur Strom- und Wärmeerzeugung, dem Brennstoffeinsatz in KWK sowie den sich daraus errechneten Nutzungsgraden (Strom, Wärme, Gesamt) im Jahr 2022 (UBA 2023).....	120
Tabelle 33: Substratzusammensetzung der Biogasanlage von Heiko Lehn.....	130
Tabelle 34: Technische Kenndaten der drei Wärmeerzeugungsvarianten.....	135
Tabelle 35: Versorgungsvarianten und Erzeugerdaten (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH).....	137
Tabelle 36: Allgemeine Kennzahlen des Gebäudekomplexes (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH).....	137
Tabelle 37: Kennzahlen der untersuchten Fallbeispiele.....	141
Tabelle 38: Beschreibung der grundlegenden Erzeugungsvarianten.....	145
Tabelle 39: Annahmen der Berechnung.....	146
Tabelle 40: Fernwärmepreise in den jeweiligen Städten der untersuchten Fallbeispiele.....	146
Tabelle 41: Emissionsfaktoren Fernwärme Fallbeispiele.....	147
Tabelle 42: Vergleich der Investitionskosten.....	147
Tabelle 43: Geamtkostenvergleich der Erzeugungsvarianten über 10 Jahre, keine Sanierung der Gebäudehülle.....	148
Tabelle 44: Wärmeanteile und die spezifischen Emissionsfaktoren aus den öffentlich verfügbaren Quellen zu den Emissionsfaktorangaben der Fernwärmebetreiber (*Der veröffentlichte Kennwert von 121 g/kWh ist aufgrund der ebenfalls veröffentlichten Zusammensetzung der Wärme nicht nachvollziehbar.).....	149
Tabelle 45: Emissionsvergleich der Erzeugungsvarianten über 10 Jahre keine Sanierung der Gebäudehülle.....	150
Tabelle 46: Vergleich der verschiedenen Konzepte zur Gebäudeversorgung.....	160
Tabelle 47: Kostenvergleich Volleinspeisung PV und Vollbezug Strom, Mieterstrom, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG und gemeinschaftlich handelnde Eigenversorger.....	162
Tabelle 48: Kenndaten zum Gebäudenetz zweier Mehrfamilienhäuser in Freiburg (Durchschnittlicher Verbrauch über mehrere Jahre).....	164
Tabelle 49: Energiekostenvergleich zweier gut gedämmter Mehrfamiliengebäude in Freiburg in 2022.....	167
Tabelle 50: Gesamtsumme an energetischer Verwendung Holz, differenziert einerseits nach Herkunft und andererseits nach Sortiment im Jahr 2018; Angaben in Terawattstunden (TWh) pro Jahr (Hennenberg et al. 2022, Tabelle 24, S. 62).....	172
Tabelle 51: Treibhauspotential bei Verbrennung von LNG/Erdgas incl. Vorketten (Vorkettenemissionen über einen Zeitraum von 100 Jahren nach AR5 IPCC 2013 für die Bereitstellung von LNG bis zur Anlandung in Deutschland aus den untersuchten Herkunftsländern differenziert nach Lebenswegabschnitten (verändert aus Münter & Liebich, IFEU 2023, Tabelle 13).....	178
Tabelle 52: Für die Emissionsberechnung in Abbildung 95 angesetzten Emissionsfaktoren.....	182
Tabelle 53: Strombedarf für Wärmepumpen dezentral in Ulm 2030 / 2040 (aus KWP Ulm, Tab. 10).....	186
Tabelle 54: Kennzahlen zum Mehrfamilienhaus in Lörrach.....	190
Tabelle 55: Annahmen zu U-Werten, spezifischen Kosten, Investitionskosten, Einsparung Amortisation der bewerteten Maßnahmen (Quelle Solares Bauen GmbH).....	190

Tabelle 56: Daten zur Abbildung 104.....	191
Tabelle 57: Beispiele für Schadenskosten, die bei der Produktion oder dem Konsum entstehen, jedoch nicht beim Verursacher anfallen (Externalitäten) in den Bereichen Strom, Industrie, Gebäude und Verkehr.....	193
Tabelle 58: Mögliche CO ₂ -Preisentwicklungen im Gebäude und Verkehrsbereich (Erste 6 Einträge von FÖS (2024) aus Meyer et al. 2024).....	197
Tabelle 59: Vergleich der Szenarien für die Wärmeversorgung einer größeren Wohnanlage. Strombedarf der Wärmepumpe nach Abzug des direkt nutzbaren Solarstroms. Emissionsfaktor Erdgas 260 kg/MWh.....	221
Tabelle 60: Analyse der Jahresbilanzen zur Deckung der Heizwärme unter verschiedenen Szenarien.....	222
Tabelle 61: Gegenüberstellung von zentraler und dezentraler Wärmeversorgung.....	234
Tabelle 62: Link und Daten zu den kommunalen Wärmeplänen (ohne Gewähr der richtigen Erfassung der Angaben, nach bestem Wissen und Verständnis erstellt).....	238

14.5 Abbildungsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Als Förderinstrument sollte die BEG mit Bepreisung und Ordnungsrecht abgestimmt werden.....	20
Abbildung 2: Wie könnte ein nach einheitlichen Kriterien hinsichtlich Arbeitsstunden, Kosteneinsatz und Einsparung Treibhausgasemissionen erstellter Sanierungsfahrplan für ein Gebäude mit mittlerem spezifischem Wärmebedarf aussehen?.....	25
Abbildung 3: Jährliche Emissionsminderungspflichten im Gebäudesektor im Klimaschutzgesetz (hellgrün) und der für den Gebäudesektor und der erreichten Jahresemissionsmengen [in Mio. t CO _{2e}] (BDEW Statusreport Wärme 2024).....	26
Abbildung 4: Entwicklung des Ausbau von Wind auf See, an Land, Solarstrom und Strom aus Biomasseanlagen (BMWK 2024).....	28
Abbildung 5: Verhältnis zwischen eingespeister Strommenge aus Wind zu PV im Jahr 2020 (Quelle https://www.foederal-erneuerbar.de).....	29
Abbildung 6: Gewichtet jährliche Gradtagzahlen (42 Wetterstationen des DWD, gewichtet mit den Einwohnerzahlen der einzelnen Bundesländer) aus BDEW Statusreport Wärme, 4.3.24 Folie 76.....	30
Abbildung 7: Entwicklung der Sozialwohnungen in Deutschland (pestel 2024).....	31
Abbildung 8: Häufigkeitsverteilung der Energieeffizienzklassen im deutschen Wohngebäudebestand; Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH), Mehrfamilienhäuser (MFH) (Dena et al. 2019).....	35
Abbildung 9: Die Verteilung der Gebäudeenergieeffizienzklassen in fünf verschiedenen Gemeinden Baden-Württembergs (Angaben aus den jeweiligen Kommunalen Wärmeplänen, Tabelle 62 im Anhang).....	36
Abbildung 10: Häufigkeitsverteilung der Energieeffizienzklassen der Mehrfamiliengebäude im deutschen Wohngebäudebestand (Dena et al. 2019).....	36
Abbildung 11: Wohneigentums- bzw. Mietquote in ausgewählten europäischen Ländern im Jahr 2022 (eurostat 2023).....	37
Abbildung 12: Anteil der Haushalte mit weniger als 60 % des medianen Äquivalenzeinkommens, die zur Miete wohnen und Anteil der Eigentümerhaushalte mit Hypothek oder Darlehen im Jahr 2022 (eurostat 2023).....	38
Abbildung 13: Ab- bzw. Zunahme des Anteils innerhalb 10 Jahre (2022-2012) von Menschen die im Eigentum wohnen (eurostat 2023).....	38
Abbildung 14: Entwicklung des Bevölkerungsanteile in Deutschland, die im Eigentum bzw. zur Miete leben (eurostat 2023).....	38
Abbildung 15: Entwicklung der Beschäftigten und des Umsatzes im <i>Heizungs- Sanitär und Klima-Handwerk ZVSHK</i>	42
Abbildung 16: Durchschnittliche Betriebskostenanteile 2022 €/m ² * Monat (Angaben des DMB 2024 und Stromkosten nach eigenen Berechnungen).....	43
Abbildung 17: Wärmeausgaben 2019 vs. 2022 nach Einkommensdezilen (Abbildung 15 aus Cludius et al. 2022, Quelle:	

FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Berechnungen des Öko-Instituts, Nettoeinkommen von 2018 auf 2019 mit 3,5% p.a. danach mit 2,6% p.a. (Institut Arbeit und Qualifikation der Universität Duisburg-Essen 2022) Preise für Strom, Erdgas und Heizöl von DIW (2022)).....	44
Abbildung 18: Technische Potenziale im Bestand zur Erfüllung des nationalen Wohnungsbauziels (verändert nach Abb. 11, S. 42 aus Zimmermann et al. 2023).....	46
Abbildung 19: Wohnfläche gesamt und pro Kopf in den Einkommensdezilen (Abbildung 12 aus Cludius et al. 2022, Quellen: FDZ der statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Berechnungen des Öko-Instituts).....	47
Abbildung 20: Zeitliche Entwicklung des Raumwärmebedarfs (breite Linie), der Pro-Kopf-Wohnfläche (schmale Linie) und des spezifischen Raumwärmebedarfs (gestrichelte Linie) in Deutschland (verändert nach SRU 2024, Abb. 13, S. 41).....	48
Abbildung 21: Vereinfachtes Schema zu den Optionen beim Heizungstausch mit und ohne rechnerischen Nachweis (vgl. auch UBA 2024).....	55
Abbildung 22 Strukturdiagramm zum Zusammenhang zwischen dem Anteil der Wärmepumpe an der Heizleistung der Abdeckung am Wärmebedarf und dem Anteil an Umweltwärme (Abbildung Seelmann-Eggebert).....	55
Abbildung 23: Verortung des angenommenen Kraftwerkszubaus von 22 GW nach Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismus (nach NEP 2037/2045, Abb. 29).....	60
Abbildung 24: Wichtigste Lieferländer von kritischen Rohstoffen an die EU (Europäische Kommission 2020, Abb.1, S. 4)..	62
Abbildung 25: Beitrag des Recyclings zur Deckung der Rohstoffnachfrage (Recycling- Einsatzquote) links (Abb. 2, S. 11 Europäische Kommission 2020) und Vorkommen kritischer Rohstoffe in der EU-27 (2020) rechts (Abb. 3, S. 13 Europäische Kommission 2020).....	62
Abbildung 26: Titelblatt des Expertenfragebogens.....	63
Abbildung 27: Angaben der Befragten zu Ihrer Expertise / beruflichen Erfahrungen.....	64
Abbildung 28: Angaben der Befragten zur Frage, ob Kommunen im Rahmen der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung auch dazu angehalten werden sollen, sich darüber Gedanken zu machen, wie der ggf. erhöhte Strombedarf insbesondere für Wärmepumpen gedeckt werden kann und welche Maßnahmen vor Ort dazu notwendig sind (Anzahl Antworten: 264).....	65
Abbildung 29: Angaben der Befragten zur Frage, wie sich mit dem steigenden Anteil an Erneuerbarer Wärme die Wärmepreise in den Wärmenetzen entwickeln (Anzahl Antworten: 255).....	65
Abbildung 30: Angaben der Befragten zur Frage, für wie nachhaltig sie die zunehmende Verbrennung von Holzbiomasse zu Heizzwecken halten (Anzahl Antworten: 246).....	67
Abbildung 31: Angaben der Befragten zur Frage mit welchem Emissionsfaktor sie den Strom für den Betrieb von Wärmepumpen bewerten (in g/kWh CO _{2e}) gehen weit auseinander (Anzahl Antworten: 89).....	68
Abbildung 32: Expertenantworten (158) zur Priorisierung von energetischen Sanierungsmaßnahmen anhand eines Fallbeispiels im Rahmen eines Sanierungsfahrplan.....	70
Abbildung 33: Teil der Wärme am Gesamtverbrauch an Energie in Deutschland (aus BDEW Statusreport Wärme 2024, Folie 6).....	72
Abbildung 34: Wärmeverbrauch nach Heizungsart (links) und Energieträger (rechts) in Wohngebäuden (¹ Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden; ² einschl. Biomethan und Flüssiggas; ³ Sonstige (u.a. Holzpellets, Solarthermie, Koks/Kohle); ⁴ vorläufig (aus BDEW Statusreport Wärme 2024, Folie 28, Stand 11/2023).....	73
Abbildung 35: Entwicklung des Stromverbrauchs nach Verbrauchergruppen in Deutschland (verändert nach BDEW, 24.1.24).....	73
Abbildung 36: Entwicklung der Kapazität von Batteriespeicher zwischen 2014 und 2023; Quelle: ISE 2024 auf Basis MaStR-Daten (Stand 16.10.2023) bereinigt, BNetzA 2024a).....	74
Abbildung 37: Verteilung des Bestandes (Speicherkapazität) von Batteriespeichern nach Kapazitätsklassen bis Ende des Jahres 2023 in Prozent und in MWh; Quelle: ISE 2024 auf Basis MaStR-Daten (Stand 16.10.2023) bereinigt, BNetzA 2024a).....	74
Abbildung 38: Erneuerbare Energie für Wärme und Kälte im Jahr 2022; Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen für Wärme und Kälte (einschließlich Fernwärme) ([*] inklusive Biodieselvebrauch in der Land- und	

Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär, verändert nach UBA, 2.4.24 Energieverbrauch Wärme).....	75
Abbildung 39: Heiztage in Abhängigkeit von Außentemperatur und Einsatz der Wärmeerzeuger. (a) Bivalent-alternativer Betrieb: Oberhalb der Einsatztemperatur (ET) deckt die Wärmepumpe die gesamte Heizlast, unterhalb davon der Kessel. (b) Bivalent-parallelen Betrieb: Unterhalb des Bivalenzpunktes werden weitere Wärmeerzeuger (z.B. Gas- Holzessel oder KWK-Anlage gleichzeitig (parallel) mit der Wärmepumpe betrieben. (c) Bivalent-teilparalleler Betrieb: Unterhalb des Abschaltpunktes wird die Wärmebereitstellung nur vom ergänzenden Wärmeerzeuger, z. B. Kessel, übernommen. Zwischen dem Bivalenz- und dem Abschaltpunkt sind Wärmepumpe und Kessel gemeinsam in Betrieb. Die Abschaltung der Wärmepumpe kann ggf. auch COP-abhängig erfolgen (z.B. COP < 2).....	79
Abbildung 40: Modellierter COP von Wärmepumpen in Abhängigkeit der Vorlauftemperatur und Trinkwarmwassertemperatur im Jahresverlauf (2022).....	80
Abbildung 41: Schema zur Auslegung einer monovalenten Wärmepumpe gegenüber der Auslegung einer Wärmepumpe z.B. gemäß GEG §71h.....	80
Abbildung 42: Extrapolation von punktuell erhobenen Daten zur Bestimmung der Heizlast.....	81
Abbildung 43: Kennzahlen zur Fernwärme in Dänemark und Deutschland.....	90
Abbildung 44: Wärmeerzeuger in Fernwärmenetzen T45-Strom (2021) zu T45-Strom* (aus Langfristszenarien 2024, S. 14).....	91
Abbildung 45: Entwicklung der Trassenlängen von Fernwärmenetzen, *vorläufige Angabe (BDEW, 26.02.24).....	92
Abbildung 46: Verbraucher von Fernwärme in Deutschland 2023 (vorläufig) in TWh (BDEW 2024b).....	92
Abbildung 47: Entwicklung des Erzeugungsmixes der Fernwärme in Mannheim (aus Kommunale Wärmeplanung Mannheim, Abbildung 31).....	96
Abbildung 48: Verkaufte Wärmepumpen europäischer Länder im Vergleich in 2022 und 2023 (EHPA 2024b).....	99
Abbildung 49: Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes in Europa nach Quartalen 2021-2023 (EHPA 2024b).....	99
Abbildung 50: Entwicklung des Wärmepumpenabsatzes in Deutschland 2020 bis zum 1. Quartal 2024 (BDH Marktzahlen).....	100
Abbildung 51: Anzahl und Einspeisekapazität von Biogasaufbereitungsanlagen 2006 bis 2022 (Abb. 2, S. 6 aus)Dena Branchenbarometer Biomethan 2023.....	102
Abbildung 52: Karte des Wasserstoffkernetzes (Stand, 22.7.24, nach FNB-Gas 2024).....	105
Abbildung 53: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast und gleichzeitige fossile Stromerzeugung 2023 (Daten smard.de).....	108
Abbildung 54: Geordnete Jahresdauerlinie der Residuallasten unter 8.000 GW und gleichzeitige fossile Stromerzeugung 2023.....	109
Abbildung 55: Stromerzeugung, Spotmarktpreise und Last am Donnerstag, den 2.5.2024 in Deutschland (Daten smard.de).....	109
Abbildung 56: Unter der vereinfachten Annahme, dass sich die Tagesverbräuche relativ gleichmäßig über das Jahr verteilen, braucht es zur Abdeckung eines Strombedarf von z.B. 750 TWh (100%) 1014 TWh (135%) erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft und Sonnenstrom. Dabei können etwa 662 TWh des Stroms statistisch direkt oder über einen Kurzzeitspeicher (Batterie etc.) genutzt werden, der die Tagesschwankungen ausgleicht. Etwa 351 TWh (47%) des Stroms fallen statistisch zu Zeiten an, in denen er nicht genutzt werden kann. Es ist der minimal notwendige Überschuss, um z.B. über einen Langzeitspeicher (wie z.B. eine Wasserstoffherzeugung mit Rückverstromung) die Interdies-Residuallast zu decken (nach Seelmann-Eggebert 2024).....	111
Abbildung 57: Residuallast (Strom) in einer Winterwoche mit geringem Anteil an erneuerbar erzeugtem Strom und einer Sommerwoche mit hohem erneuerbarem Stromanteil im Jahr 2023 in Deutschland (Datenquelle Smard.de).....	112
Abbildung 58: Wie Abbildung 57, geändert als einfaches Szenario für 2030 auf Grundlage Stromdaten 2023 ohne Speicher und Flexibilität mit linear höherem Dargebot an Erneuerbarem Strom (Wind offshore Faktor 3,7, Wind onshore Faktor 2 und PV-Faktor 3,2 gegenüber 2023) linear höherem Verbrauch (Faktor 1,2 gegenüber 2023).....	112
Abbildung 59: Verbrauch, Anteil der Residuallast und die Erzeugung der Erneuerbaren in Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein jeweils im Januar und Juli 2023 zum Vergleich (Daten co2map).....	113

Abbildung 60: Residuallast (Strom) in einem Winter mit geringem Anteil an erneuerbar erzeugtem Strom und Sommerwoche mit hohem erneuerbarem Stromanteil im Jahr 2023 in Baden-Württemberg (Datenquelle Smard.de).....	113
Abbildung 61: Entwicklung der elektrischen Anschlussleistung für Wärmepumpen unter Berücksichtigung einer verstärkten Wärmepumpen-Offensive (Pehnt et al. (IFEU) 2023, S. 31).....	114
Abbildung 62: Schema zur Merit-Order (Einsatzreihenfolge) und Grenzkostenkraftwerk.....	115
Abbildung 63: Stündliche Werte des Stromverbrauchs, Erneuerbarer und Residuallastanteil im Januar und Februar 2024 in Deutschland (oben), zugehörige Day Ahead Strompreise (mitte) und Stromverbrauch, Erneuerbarer und Residuallastanteil in Baden-Württemberg (unten), Quelle smard.de.....	116
Abbildung 64: Fallbeispiel Schnellstart-Schwarzstartfähigkeit eines flexiblen Gasmotors am Beispiel innio Jenbacher (für andere Hersteller wie MWM, Zeppelin, MTU usw. gilt ähnliches) veränderter Auszug aus dem Datenblatt für das Aggregat J620 (Datenblatt Jenbacher).....	119
Abbildung 65: Leistungsverlust einer Gasturbine in Abhängigkeit der Außentemperatur (Quelle: Kawasaki).....	119
Abbildung 66: Schematischer Vergleich mit verschiedenen Kraftwerks-Luft-Wasser-Wärmepumpen-Kombinationen bei 0°C Außentemperatur (Arbeitszahl 3).....	121
Abbildung 67: Biomethaneinspeiseleistungen nach Bundesland; Angaben in Nm ³ /h (Quelle BDEW 2024a).....	123
Abbildung 68: Prinzipskizze zur Überbauung / Flexibilisierung der Biogasanlagen durch Erhöhung der elektrischen Leistung der KWK.....	124
Abbildung 69: Netz-/Systemdienlichkeit von flexibilisierten Biogasanlagen vom 1.6.-14.6.2024, verändert nach VisuFlex, abgerufen am 29.Juni 2024 (Datenquelle: Agrarservice Lass GmbH, SMARD – 2024); ¹ Residuallast bezogen auf Viertelstunden.....	125
Abbildung 70: Vereinfachtes idealisiertes Schema zu einem flexibilisierten Biogas-Speicherkraftwerk im Endausbau mit Elektrolyseur, Wasserstoff-Methanisierung und Wärmepumpe von überschüssigem EE-Strom mit Anschluss ans Strom- und Erdgasnetz zur Abdeckung der saisonalen Residuallast.....	126
Abbildung 71: Biogasanlage der HL Gas GmbH & Co KG aus Tiddische (Foto Heiko Lehn).....	129
Abbildung 72: Vergleich der spezifischen Investitionskosten und Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger bei einem mittelständischen Gewerbebetrieb mit 10 Gebäuden (Notwendige Wärmeleistung von 1.200 kWth); Prozentzahlen der Kombination aus Aussenluftwärmepumpe und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage beziehen sich auf die max. Heizleistung. Berechnung Emissionen nach Gebäudeenergiegesetz: Strommix 560 g/ CO _{2e} Verdrängungsmix KWK 860 g/ CO _{2e} , Erdgas ca. 240 g/CO _{2e} , Holzkessel ca. 20 g/CO _{2e} (WP = Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, BWK=Brennwertkessel, Prozentzahlen geben den Anteil an der Heizleistung an) Grafik Solares Bauen GmbH).....	134
Abbildung 73: Jahreskostenvergleich (WP = Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, BWK=Brennwertkessel, Prozentzahlen geben den Anteil an der Heizleistung an) Grafik Solares Bauen GmbH.....	136
Abbildung 74: Größeres Bestandsgebäude in Süddeutschland Bild Solares Bauen GmbH.....	137
Abbildung 75: Auswertung der verschiedenen Wärmeerzeugungsvarianten hinsichtlich ihrer maximalen Residuallast (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH).....	138
Abbildung 76: Jahresdauerlinien verschiedener Erzeugungsvarianten (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH).....	139
Abbildung 77: Schematische Darstellung zur Verschiebung der Lasten von Haushaltsgeräten über den Tag (Grafik verändert nach verändert nach solargo.de; Daten links aus Stamminger et al. 2009). Rechts Abschätzungen von Stefan Werner solarlago.de).....	140
Abbildung 78: Energiekonzept der 5 Mehrfamiliengebäude in Karlsruhe Durlach Abb. 101, S. 133 aus Bongs et al. 2023....	142
Abbildung 79: Die physikalische Energiebilanz zeigt eine Auswertung des Gesamtquartiers für jeweils einen Monat im Winter (Januar 2022) und im Sommer (Juni 2022) aus Bongs et al. 2023.....	142
Abbildung 80: Eines der zwei Hochhäuser (links) sowie KWK-Anlage (rechts oben) und Batteriespeicher im Gebäudenetz Flein, „Max & Moritz“ (Bildquelle: KEA-BW Leitfaden KWK in der Wohnungswirtschaft).....	143
Abbildung 81: Eines der fünf Gebäude im Gebäudenetz Tübingen, Hirschau (Bildquelle KEA-BW).....	144
Abbildung 82: Fallbeispiel Darmstadt: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung).....	151

Abbildung 83: Fallbeispiel Staufen: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung).....	151
Abbildung 84: Fallbeispiel Heilbronn: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung).....	152
Abbildung 85: Fallbeispiel Karlsruhe: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung).....	152
Abbildung 86: Fallbeispiel Stuttgart: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung).....	153
Abbildung 87: Schema/Konzept zur gemeinschaftlichen Gebäude-/Eigenversorgung ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz. In Kundenanlagen gelebte Praxis ist ein realer Summenzähler mit realen Unterzählern und der jährlichen Umlage von Kosten nach Stromverbrauch gemäß Ablesung Zähler (A-C).	155
Abbildung 88: Musterabrechnung.....	156
Abbildung 89: Schema/Konzept zur gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz nach § 42b EnWG. Dabei müssen die Zähler (A-C) intelligente Zähler sein, die für die Verteilung und Kostentragung eine Verrechnung von Viertelstundenwerten erlauben.....	157
Abbildung 90: Zusammenfassende Darstellung der Jahreskosten für Strom der einzelnen Versorgungskonzepte; Annahmen und Berechnung vgl. Tabelle 47.....	163
Abbildung 91: Stromlastgänge verschiedener Wärmeerzeugungsvarianten im Gebäudenetz MFH Freiburg anhand gemessener Daten im Jahr 2022. Angaben in kWh/a + = Strombezug / - = Einspeisung.....	165
Abbildung 92: Viertelstundenwerte des Stromverbrauchs der Wärmepumpe im Gebäudenetz des MFH Freiburg (vgl. Kapitel 7.10).....	166
Abbildung 93: Momentaufnahme der Effizienz der im Fallbeispiel eingesetzten Lambda-Wärmepumpe (Darstellung Herstellerdisplay) bei 5°C Außentemperatur und einer Vorlauftemperatur von knapp 50°C.....	166
Abbildung 94: Veränderungen des Kohlenstoffspeichers des Waldökosystems in Deutschland 2014-2021 (destatis Kohlenstoffbilanz 2023).....	174
Abbildung 95: Stündlicher Stromverbrauch, Energieträger und Emissionen im Januar und Februar 2023 auf Grundlage der Daten co2map mit freundlicher Genehmigung von Mirko Schäfer (Sundblad et al. 2023). Die für die Emissionsbilanz zugrunde gelegten Emissionsfaktoren vgl. Tabelle 52.....	181
Abbildung 96: Erwartete Energieeinsparung bei der Wärme über Effizienzgewinne oder Sanierung von Gebäuden vom Basis- zum Zieljahr im jeweiligen kommunalen Wärmeplan bezogen auf die jeweilige Energieangabe für Wärme im Basis- und Zieljahr. In den meisten Wärmeplänen wurden jeweils Endenergiebedarf (also bei Wärmepumpen die Strommenge) angegeben, in einigen wurde die Umweltwärme als Energiebezug mit angegeben.....	184
Abbildung 97: In den kommunalen Wärmeplänen angegebenen Wärmeverbräuche geteilt durch die Einwohnerzahlen zum 31.12.2022.....	184
Abbildung 98: Im jeweiligen kommunalen Wärmeplan genannter Anteil der Wärmemenge über Fernwärme/Wärmenetzen an der Wärmeversorgung der jeweiligen Kommune im Basis- und Zieljahr bezogen auf die jeweilige Energieangabe für Wärme im Basis- und Zieljahr. In den meisten Wärmeplänen wurden jeweils Endenergiebedarf (also bei Wärmepumpen z.B. die Strommenge) angegeben, in einigen wurde die Umweltwärme als Energie angegeben.....	185
Abbildung 99: Schwerpunktgebiete Wärmeversorgung (aus Energieleitplan Stadt Bruchsal Stand 11/2022, S. 21).....	187
Abbildung 100: Fern- und Nahwärmeplanung der Stadt Bruchsal (vereinfacht aus Energieleitplan Stadt Bruchsal Stand 11/2022, S. 25).....	187
Abbildung 101: Energiebilanz Fernwärmeerzeugung Zielfoto 2040 des Wärmeplans für Biberach (Wärmeplanung Biberach 2024, Abb. 73).....	187
Abbildung 102: Beispiel der groben Abschätzung zur Reduktion des Wärmebedarfs verschiedener Maßnahmen an Gebäudetypen im Rahmen der Gebäudesteckbriefe zum Stadtteil „Rot“ in Stuttgart (Gebäudesteckbrief Rot).....	189

Abbildung 103: Beispiel der groben Abschätzung zur Einsparwirkung von Treibhausgasemissionen verschiedener Maßnahmen an Gebäudetypen im Rahmen der Gebäudesteckbriefe zum Stadtteil „Rot“ in Stuttgart (Gebäudesteckbrief Rot).....	189
Abbildung 104: Maßnahmen zur Gebäudesanierung am Beispiel eines Mehrfamilienhauses aus Lörrach mit den entsprechenden Investitionskosten und den damit verbundenen Einsparungen an Emissionen.....	191
Abbildung 105: Prinzipskizze zum Vorschlag einer Förderung (z.B. im Rahmen der BEG) abgestimmt auf den gegenläufigen Anstiegspfad z.B. einer fossilen Kohlenstoffsteuer (Bepreisung) und Ordnungsrecht.....	196
Abbildung 106: Wie könnte ein nach einheitlichen Kriterien hinsichtlich Arbeitsstunden, Kosteneinsatz und Einsparung Treibhausgasemissionen erstellter Sanierungsfahrplan für ein Gebäude mit mittlerem spezifischem Wärmebedarf aussehen?.....	198
Abbildung 107: Etwa 55% der Befragten halten individuelle Sanierungsfahrpläne für hilfreich. Zieht man diejenigen ab, die angegeben haben individuelle Sanierungsfahrpläne zu erstellen sinkt der Anteil, der individuelle Sanierungsfahrpläne für sehr hilfreich hält auf knapp unter 50%.....	199
Abbildung 108: Nur etwa 24% der der Befragten halten die Erstellung von standardisierten Sanierungsfahrplänen für nicht möglich.....	199
Abbildung 109: Strom: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz Deutschland für das Jahr 2022 in TWh (verändert nach Abb. 1 S.58 Monitoringbericht Bundesnetzagentur 2023).....	202
Abbildung 110: Energiemengen und Kosten des Netzengpassmanagements (smard.de).....	205
Abbildung 111: Negative Strombörsenpreise 2021-Juli 2024 (smard.de).....	207
Abbildung 112: Leistungsaufnahme von Waschmaschinen unterschiedlicher Waschmaschinen und Programme zweier Hersteller (1 links, 2 rechts) mit unterschiedlichen Temperaturen mit unterschiedlichen Temperaturen (Abb. 17, S. 34 aus Bruce-Boye et al. 2018).....	208
Abbildung 113: Prognosen des Grünstromanteils zur Steuerung von Wärmepumpen in Freiburg (links) und Kiel (rechts) (Quelle https://gruenstromindex.de/waermepumpe.html).....	209
Abbildung 114: Jahresarbeitszahlen in Abhängigkeit der Steilheit der Heizkurve für Erdwärme und Luft-wasser Wärmepumpen für einen Gütegrad von 0,45. Für den angenommenen Verlauf der Temperatur s. Studie Kap. 6. Die Jahresarbeitszahl für Warmwasser liegt für beide Pumpentypen bei 3 und steigt nur leicht mit fallender WW- Temperatur. Die Jahreszahl in der Bilanz hängt vom Warmwasseranteil ab.....	220
Abbildung 115: Vollversorgung eines Dorfes mit Wärme auf der Basis von PV-Strom (Energieangaben in %WB). (a) im treibhausgasneutralen Endzustand (b) im Zwischenzustand vor Umstellung der KWK-Anlage auf Wasserstoff. Die Transformation erfolgt in drei Schritten: 1. Einführung von Wärmepumpen; 2. Ausbau von Aufdach-PV und 3. Anschaffung des Elektrolyseurs und Wasserstoffspeichers, sowie Umstellung der KWK-Anlage auf Wasserstoff.....	224
Abbildung 116: Tagesaufgelöste Zeitreihen für Strom (rechts) und Wärme (links) für eine Wärmeevollversorgung mit Fokus auf PV.....	224
Abbildung 117: Schematische Darstellung einer kommunalen Energieversorgungszentrale mit KWK-Anlage, Elektrolyseur und Großwärmepumpe. Alle drei Anlagen speisen in das Wärmenetz ein. Der Elektrolyseur erzeugt grünen Wasserstoff und speichert ihn in einen Gasspeicher oder in ein Wasserstoffnetz. Die KWK-Anlage bezieht umgekehrt Wasserstoff als Brennstoff auf diese Weise. Die Stromleitungen müssen auf die großen Leistungen, die sowohl bei Bezug als auch Versorgung auftreten, ausgelegt werden.....	226
Abbildung 118: Jährliche CO ₂ Emissionen nach schrittweisem Umbau der Wärmeversorgung auf Treibhausgasneutralität auf der Basis von PV-Stromerzeugung.....	226
Abbildung 119: Abhängigkeit der Residuallastkorrektur (bezogen auf den Tagesverbrauch) von der Nutzungstiefe (=Tagesverbrauch/Tageserzeugung). Der Ausgleich des Tagesdefizits (Tagesverbrauch-Tageserzeugung) ist bereits abgezogen. links: für Windkraft; rechts: für Solarstrom.....	227
Abbildung 120: Tagesaufgelöste Zeitreihen für Strom (rechts) und Wärme (links) für eine Wärmeevollversorgung mit Fokus auf Windkraft.....	228
Abbildung 121: Wärmebedarf im Gebäudesektor 2021 und 2045 und verschiedene Versorgungsszenarien. 1) Versorgung durch Wärmepumpen und Brennstoff (SZBS), 2) Versorgung durch Windkraft (SZWK), 3) Versorgung durch Solarenergie (SZPV). Für jedes Szenario sind Konzepte ohne (Z) und mit möglichst umfassender (D) Abwärmenutzung gegenübergestellt. Bei allen Szenarien wird ein Grundlastsockel als Fernwärme aus Geothermie, unvermeidbarer Abwärme und Biomasse angenommen. Die angegebenen Verluste beziehen sich auf nicht genutzte Abwärme. Die Szenarien 2) und 3) umfassen die	

elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff vor Ort (inkl. Nutzung der Abwärme).....	233
Abbildung 122: Primärenergieeinsatz für die verschiedenen Wärmeversorgungsszenarien von Abbildung 121. Für das Szenario BS sind bei Verwendung von grünem Wasserstoff die Elektrolyseverluste beim Primärenergieeinsatz zusätzlich zu berücksichtigen (hellblaue Anteile). Bei den anderen Szenarien sind sie bereits beinhaltet.....	233
Abbildung 123: Primärenergiebedarf für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung. Die Wärmebereitstellung erfolgt über eine Kombination aus KWK Anlage und Wärmepumpe. Die Primärenergie wird ausschließlich aus Solarstrom und Windkraft bereitgestellt. Die drei Eckpunkte sind Direktstrom aus Windkraft in Kombination mit KWK-Kraftwerk, PV-Direktstrom in Kombination mit KWK-Kraftwerk und Vollversorgung über elektrisch hergestellten Wasserstoff. Rechts: Der Primärenergiebedarf ist als Konturlinien dargestellt und kann für jede Kombination der drei Systemkomponenten abgelesen werden. Links: CO ₂ -Emission bei Betrieb der Residuallastkraftwerke mit Erdgas (Emissionsfaktor 260 kg CO ₂ pro 100 MWh)..	235
Abbildung 124: Brennstoffbedarf (in Relation zum Wärmeverbrauch) und Emissionen der bei linearer Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff bis 2045. Emissionen in % der Gesamtemission die bis 2045 ohne Umstellung freigesetzt würde. KW=Kraftwerk; WP=Wärmepumpe; TN=treibhausgasneutral.....	237