

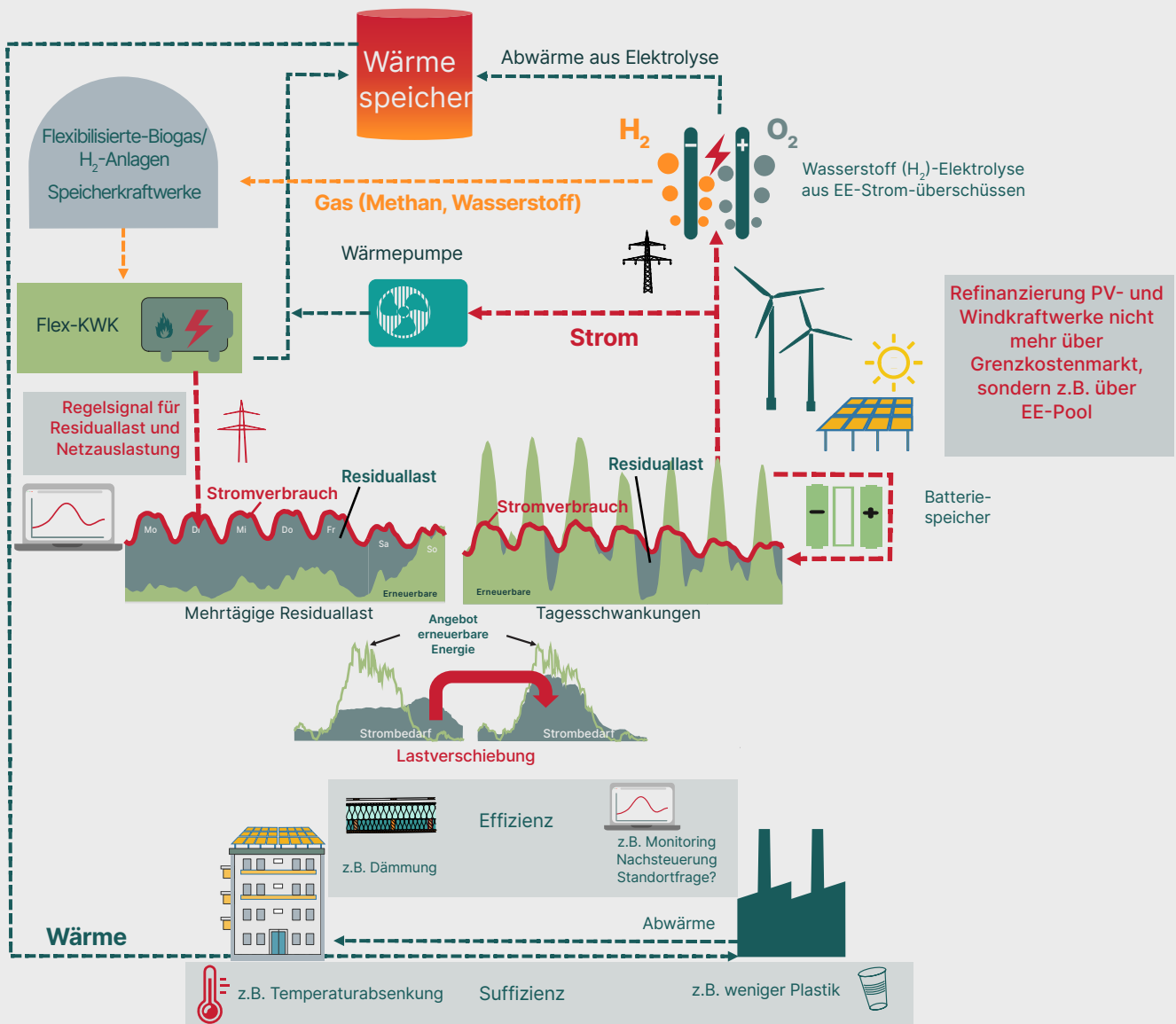


Klimaschutz im Bundestag

Kommunale sektor- und spartenübergreifende
Energieleitplanung (KSSE)

Kurzfassung

Flexibilität in der Praxis erfordert Anreize vor Ort



Stand 14.08.24

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

gefördert durch



Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

Kurzfassung des Projektes „Kommunale sektor- und spartenübergreifende Energieleitplanung (KSSE)“

gefördert mit Mitteln der Deutsche Bundesstiftung Umwelt
(Projekt AZ 38842/01 Laufzeit Mai 2023-Juni 2024)

Der Endbericht und alle weiteren Dokumente zum KSSE-Projekt finden sich auf der Projektseite unter: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/ksse/>

Bearbeitung: Jörg Lange, Klimaschutz im Bundestag e.V.

unter Mitwirkung von

Florian Anders, KEA-BW, (Kap. 8.13 in der Kurzfassung, Kap 7.7 im Endbericht sowie eigenständiger Teilbericht)

Matthias Seelmann-Eggebert (Kap. 13 im Endbericht sowie eigenständige Analyse)

Martin Ufheil, Hannes Erhardt und Cosima Freier, Solares Bauen GmbH (Kapitel 7.6.1, 7.6.2 und 10 im Endbericht)

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

AK Dezent (allgemeine Diskussion verschiedener Kapitel)

Impressum:

Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. [bis 21.5.2022 CO2 Abgabe e.V.]

Lobbyregister des Deutschen Bundestages R001260

Eingetragen beim Amtsgericht Freiburg unter VR 701860

Alfred-Döblin-Platz 1 | 79100 Freiburg im Breisgau

Telefon: +49 (0)761 45 89 32 77 | Fax: +49 (0)761 59 47 92

E-Mail: info@klimaschutz-im-bundestag.de

Web: <https://www.klimaschutz-im-bundestag.de>

Mitglied werden: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/mitglied-werden/>

Spenden: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/spenden/>

Newsletter abonnieren: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/newsletter/>

Im Netzwerk des Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. haben sich unter den etwa 900 Mitgliedern, zahlreiche Praktiker aus Unternehmen, Verbänden, Kommunen und Einzelpersonen zusammengeschlossen, um u.a. die bundespolitischen Rahmenbedingungen so zu ändern, dass die Energiewende vor Ort und damit der Klimaschutz schneller, unbürokratischer und systemdienlicher umgesetzt werden kann. Der KiB e.V. versteht sich als Netzwerk zwischen Praktikern und Politik.

Inhalt

1.	Fragen aus der Praxis	4
2.	Wichtige Kennzahlen zu Strom und Wärme im Bereich Gebäude	4
3.	Flexibilität vor Ort statt Kapazitätsmarkt für große Kraftwerke	7
4.	Lokale Anreize und weniger Eingriffe	7
5.	Zehn zusammenfassende Thesen	8
6.	Zeitnah umzusetzende Vorschläge für die Gesetzgebung	8
7.	Weitere Inhalte des Projektes.....	9
8.	Ausgewählte Ergebnisgrafiken aus der Analyse	10
8.1.	Soll und Ist im deutschen Klimaschutz - eine Zwischenbilanz ausgewählter Kennzahlen	10
8.2.	... aus der Online-Expertenbefragung.....	12
8.3.	... aus den kommunalen Wärmeplänen in Baden-Württemberg	14
8.4.	Wie groß ist die Residuallast 2023 und wie groß könnte sie 2030 werden?	16
8.5.	Die Residuallast in einer einheitlichen Preiszone.....	17
8.6.	Zukünftig stündliche Residuallastemissionen bilanzieren bzw. zur Ausregelung von Energieerzeugern nutzen	18
8.7.	Fehlende Flexibilität bei der Nachfrage und auf der Angebotsseite trotz negativer Strompreise!	20
8.8.	Wieviel Erneuerbaren Strom braucht es unter optimalen Rahmenbedingungen der Flexibilität für eine 100% Versorgung mit Erneuerbaren Energien?.....	21
8.9.	Wie kann die Abdeckung der Residuallast über Speicherkraftwerke kostengünstig gelingen?	22
8.10.	Hybridheizungen sparen Residualspitzenlast und Verteilnetzausbau!	23
8.11.	Anreize für Lastverschiebungen fehlen!	24
8.12.	Kombination aus Wärmepumpe, Photovoltaik und KWK-Anlage bei größeren Gebäuden und Gebäudenetzen flexibel, kosteneffizient und emissionsarm!.....	25
8.13.	Kombinationen aus Solarstrom, Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpe sind bei industriellen Gebäuden und Gebäudenetzen flexibel und kostensparend!	26
8.14.	Erst dämmen oder erst die Heizung sanieren?	27
8.15.	Können automatisierte Sanierungsfahrpläne im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung nach einheitlichen Kriterien erstellt werden?	28
8.16.	Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) nach §42b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist teuerste Variante!.....	29
8.17.	Ordnungsrecht, Förderrecht und Bepreisung aufeinander abstimmen!	30

1. Fragen aus der Praxis

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.

2. 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 End-

kunden 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. kostengünstiger 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. geeigneteren Orten mit höherem erneuerbarem Energiedargebot und Überlegungen zu mehr Suffizienz (z.B. wieviel Kunststoffprodukte brauchen wir wirklich) dürfen nicht länger tabu sein.

3. Flexibilität vor Ort statt Kapazitätsmarkt für große Kraftwerke

Eine Kapazitätsförderung, die auf bestimmte Technologien (z.B. große Gaskraftwerke an abbeschriebenen 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 Strommarkttrichtlinie 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.

4. 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.

Der aus ihr abgeleitete politische Rahmen muss lokale Anreize für mehr Suffizienz, Lastverschiebung, Lastreduzierung, netz- und systemdienliche Regelung und Speicherung von Erzeugungskapazitäten setzen, die für Praktiker vor Ort verständlich und planungssicher umsetzbar sind.

5. Zehn zusammenfassende Thesen

- (1) Um die entsprechenden Flexibilitäten vor Ort zu ermöglichen, sollte die kommunale Wärmeplanung zu einer sektor- und spartenübergreifenden Energieleitplanung weiterentwickelt werden.
- (2) 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.
- (3) 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.
- (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.
- (5) 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.
- (6) Biogasanlagen können in der Fläche durch Umbau zu Speicherkraftwerken zur Abdeckung saisonaler Residuallasten ausgebaut werden und gesicherte Leistung bereitstellen.
- (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.
- (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).

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

6. Zeitnah umzusetzende Vorschläge für die Gesetzgebung

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG):

- Eingriffe der Netzbetreiber zur Abregelung von erneuerbaren Energien auf die Überschusseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt beschränken.
- Deregulierung von Kundenanlagen: Keine Versorgerpflichten nach dem Netzverknüpfungspunkt.

Wärmeplanungsgesetz (WPG):

- In Anlage I zu § 15 die planungsverantwortliche Stelle berechtigen, Daten zum Stromverbrauch zu erheben.
- Lösungen zur Abdeckung der Residuallast von zusätzlichem Strom für z.B. Wärmepumpen in den Wärmeplänen verankern.

Gebäudeenergiegesetz (GEG):

- Die aktuelle EU-Gebäuderichtlinie (EPBD) zeitnah umsetzen und Treibhausgase zum Bewertungskriterium im GEG verankern.
- Monitoring, Betriebsoptimierung und einfache Meldepflichten über den jährlichen Verbrauch von fossilen Energieträgern und Strom einführen.

- Stromorientierte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als Teil einer Hybrid-Lösung bei größeren Gebäuden und Gebäudenetzen zur Abdeckung der Residuallast explizit als Lösungsoption ohne Nachweis ins GEG aufnehmen.
- Einführung eines angemessenen, die knapper werdende Ressource Biomasse berücksichtigenden Emissionsfaktor für die Verbrennung von Biomasse.

Bundesförderung Energieeffiziente Gebäude (BEG):

- Treibhausgase als Maßstab der Förderung einführen.
- Monitoring in Förderbedingungen verankern.
- Die Kombination aus PV, KWK und Wärmepumpe bei größeren Gebäuden und Gebäudenetzen stärken.
- Gebäudenetze und gemeinschaftlich organisierte Wärme- und Stromversorgung zwischen Nachbarn voranbringen.
- Förderung der Biomasseverbrennung beenden.

Mietrecht und Betriebskostenabrechnungsverordnung

- Abrechnung von Haushaltsstrom über die Hausgeldabrechnung bzw. das Mietrecht ermöglichen.

Maßnahmen zur Wohnraumsuffizienz umsetzen

- Musterbauordnung entsprechend der Umbauordnung in Niedersachsen anpassen.
- Belegungsvorschriften, wie in der Schweiz einführen.
- Leerstandsmanagement in den Kommunen unterstützen.
- Wohnungsbestände dem Markt entziehen und kostengünstig energetisch sanieren (Wiener Modell).

7. Weitere Inhalte des Projektes

In den 1990er Jahren konzentrierte sich die Zielsetzung der Wärmepolitik in Deutschland auf die Verbesserung der Dämmstandards und auf 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 von Primärenergie und der Sanierung der Gebäudehülle, sondern auf dem 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

1. rund 339 Menschen aus der Praxis der Wärmewende mittels 93 Fragen online befragt,
2. zahlreiche tiefergehende Interviews mit Personen aus ganz unterschiedlichen Praxisbereichen geführt,
3. etwa 70 der zu Beginn 2024 vorliegenden kommunalen Wärmepläne Baden-Württembergs analysiert,
4. Fallbeispiele hinsichtlich Emissionen, Residuallast und Kosten betrachtet, sowie
5. die Residuallast aus mathematisch energetischer Sicht analysiert, wie zukünftig der Energiebedarf zu 100% aus erneuerbaren Energien (vorwiegend Sonnen- und Windstrom) gedeckt werden kann.

8. Ausgewählte Ergebnisgrafiken aus der Analyse

8.1. Soll und Ist im deutschen Klimaschutz - eine Zwischenbilanz ausgewählter Kennzahlen

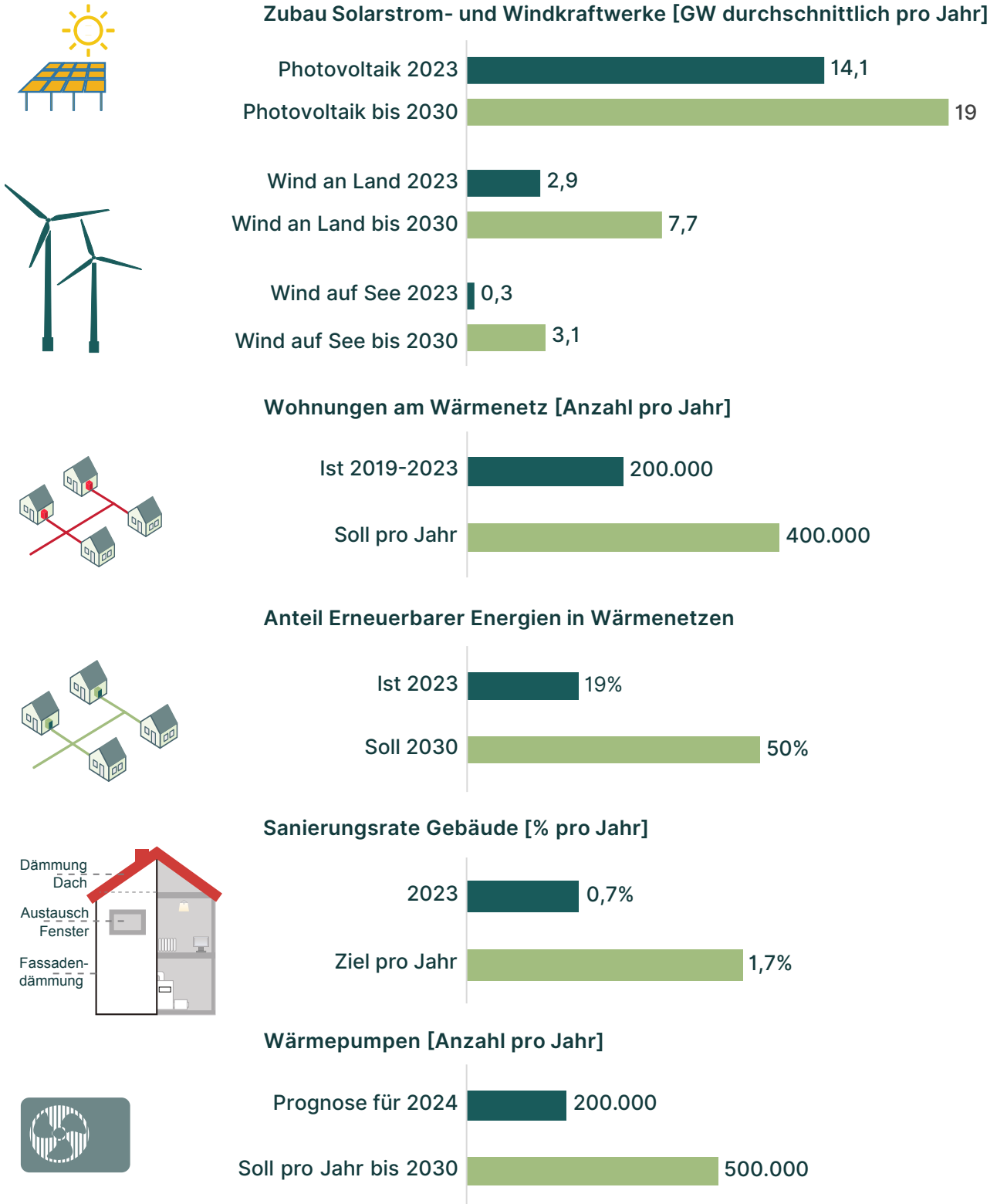


Abb. 1: Ausgewählte Kennzahlen zu den Klimaschutzzielen der Bundesregierung im Vergleich zum aktuellen Stand.

Ausbauziele für Wind- und Solarstrom:

(Energie- und Klimaplan 2023 und BMWK 2024):

- Wind auf See: 30 GW bis 2030, 3,1 GW/a ab 2024 gegenüber 0,3 GW in 2023 und 0,377 GW im 1. Quartal 2024 (BWE 15.7.24)
- Wind an Land: 115 GW bis 2030 (Zwischenziele: 69 GW bis 2024, 84 GW bis 2026, 99 GW bis 2028), 7,7 GW/a ab 2024 gegenüber 2,9 GW in 2023
- Solarstromanlagen: 215 GW bis 2030 (Zwischenziele: 88 GW bis 2024, 128 GW bis 2026, 172 GW bis 2028); 19 GW/a gegenüber 14,1 GW in 2023

Fernwärmeausbau:

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. Von 2019 bis 2023 stieg der Anteil von Wohnungen, die an die Fernwärme angeschlossen wurden von 5,6 auf 6,4 Mio., das entspricht pro Jahr etwa 200.000 Wohnungen (BDEW Statusreport Wärme 27.06.2024, S. 37).

Anteil an Erneuerbarer Energie in Wärmenetzen:

Erneuerbarer Energie in Wärmenetzen soll im Jahr 2030 von derzeit 19% auf 50% gesteigert werden. Der aktuellen Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung (ca. 19%) ist überwiegend auf die Verbrennung fester 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:

Der nicht-erneuerbarer Primärenergieverbrauch (PEVn.E. in PJ) soll von 3.410 PJ auf 2.000 im Jahr 2030 sinken (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).

Wärmepumpen:

Die Regierung strebt an den Einbau von 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030 (BMWK 2023) an und 500.000 pro Jahr ab 2024. Der Bundesverband der deutschen Heizungsindustrie geht für 2024 von bestenfalls etwa 200.000 Wärmepumpen aus (BDH 2024).

8.2. Aus der Online-Expertenbefragung

Die Auswertung aller Fragen findet sich unter:

###<https://klimaschutz-im-bundestag...>

Unter den befragten Personen überwiegen berufliche Erfahrungen im Bereich der Planung (26%), der Energieberatung (24%), der Erstellung energetischer Sanierungsfahrpläne (20%) und des Handwerks (10%).

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%).

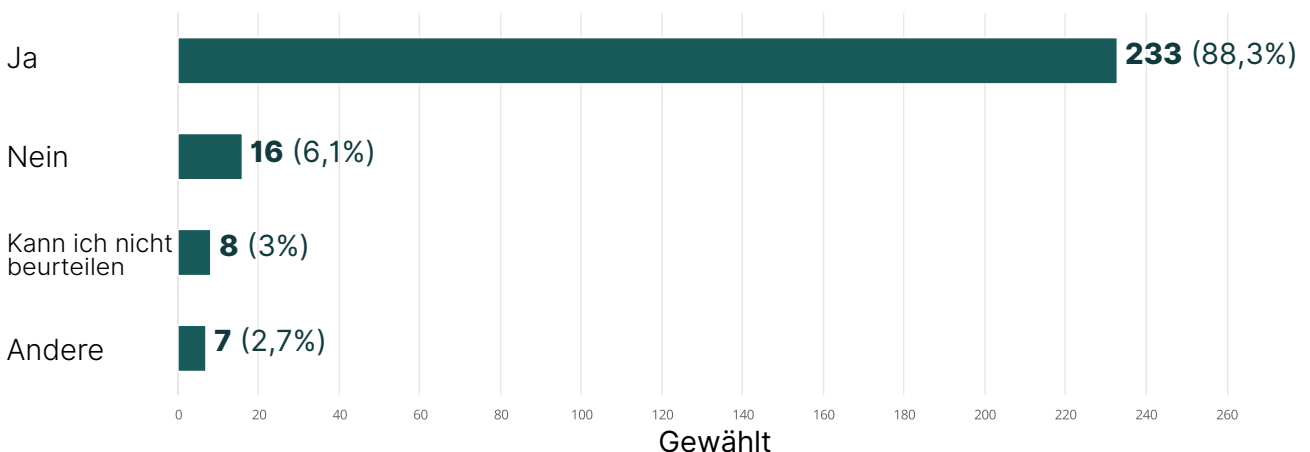
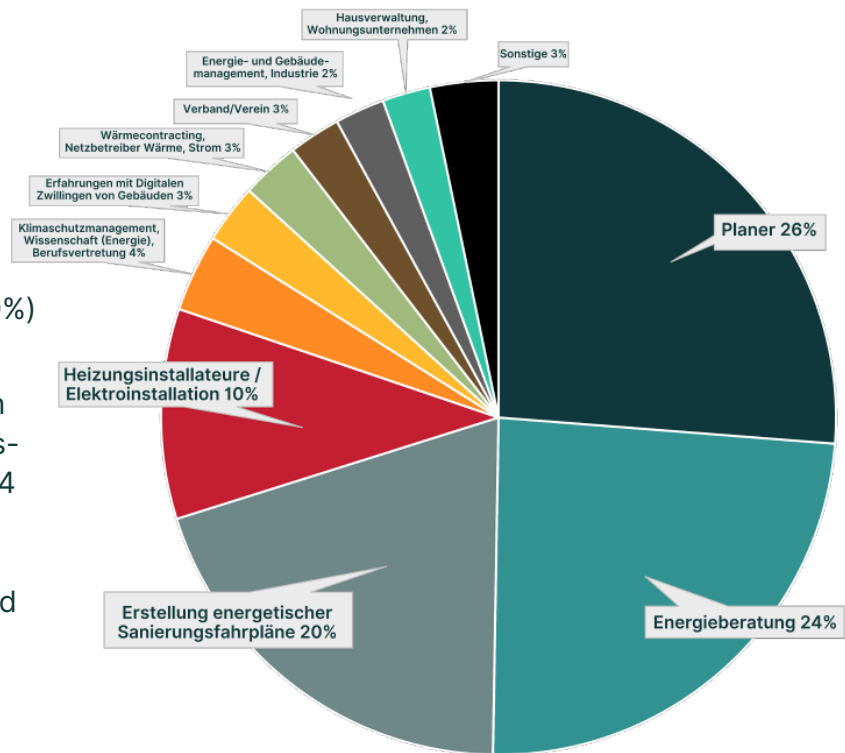


Abb. 5: Sollten Kommunen im Rahmen der verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung auch dazu angehalten werden sich darüber Gedanken zu machen, wie der ggf. erhöhte Strombedarf insbesondere für Wärmepumpen gedeckt werden kann und welche Maßnahmen vor Ort dazu notwendig sind?

Mit 88% spricht sich eine große Mehrheit der befragten Personen dafür aus, dass sich die Kommunen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung auch um die Deckung des ggf. erhöhten Strombedarf durch z.B. Wärmepumpen kümmern sollten.

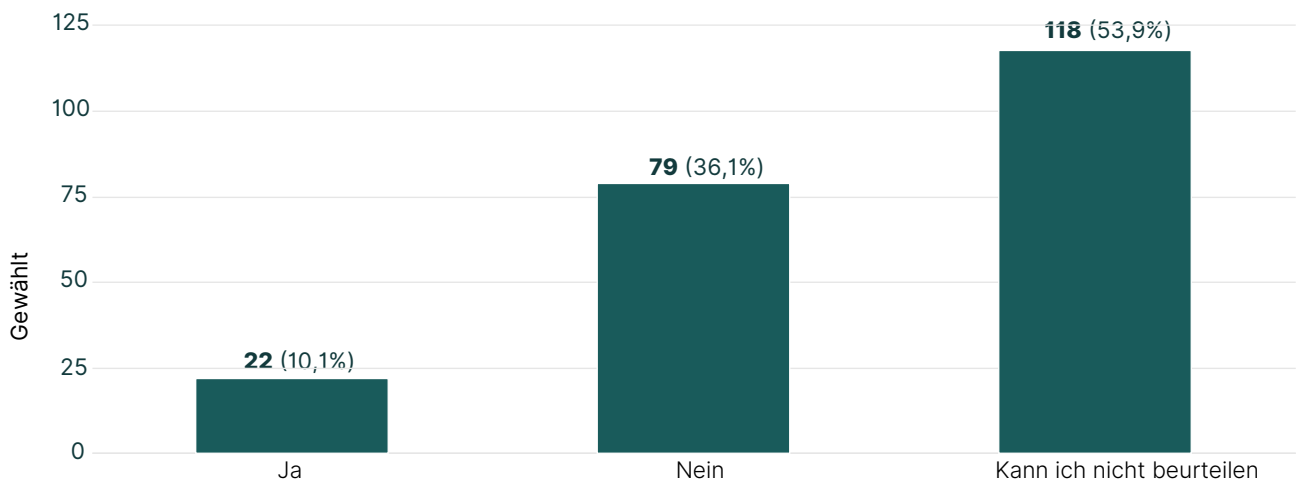


Abb. 2: Angaben der Befragten zur Frage, ob der einheitliche Börsenstrompreis ein geeignetes Signal für den Betrieb von Residuallastkraftwerken in Süddeutschland ist (Anzahl Antworten: 219)

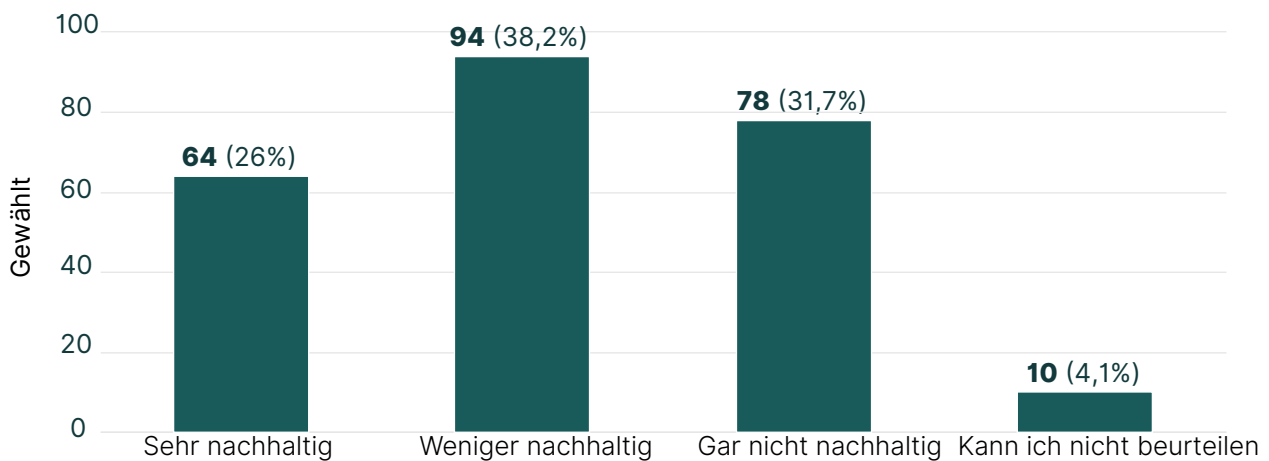


Abb. 3: Angaben der Befragten zur Frage, für wie nachhaltig sie die zunehmende Verbrennung von Holzbiomasse zu Heizzwecken halten (Anzahl Antworten: 246).

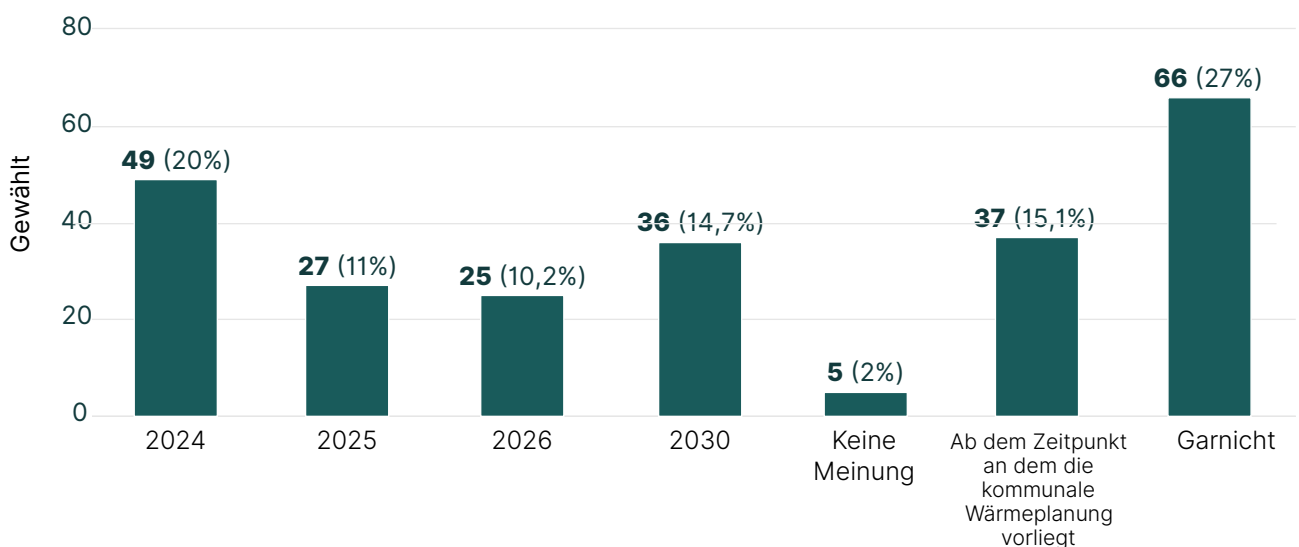


Abb. 4: Angaben der Befragten zur Frage, bis wann der Einbau einer Gasheizung als Hauptwärmeerzeuger (>50%) untersagt werden sollte (Anzahl Antworten: 245).

8.3. Aus der Analyse kommunaler Wärmepläne in Baden-Württemberg

In den kommunalen Wärmeplänen (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 (Abb. 7).

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.

Während der Strombedarf für den Ausbau der Wärmepumpen im Zielszenario in einigen ausgewerteten Wärmeplänen angegeben wird, fehlen in den meisten Wärmeplänen, wie dieser gedeckt werden soll.

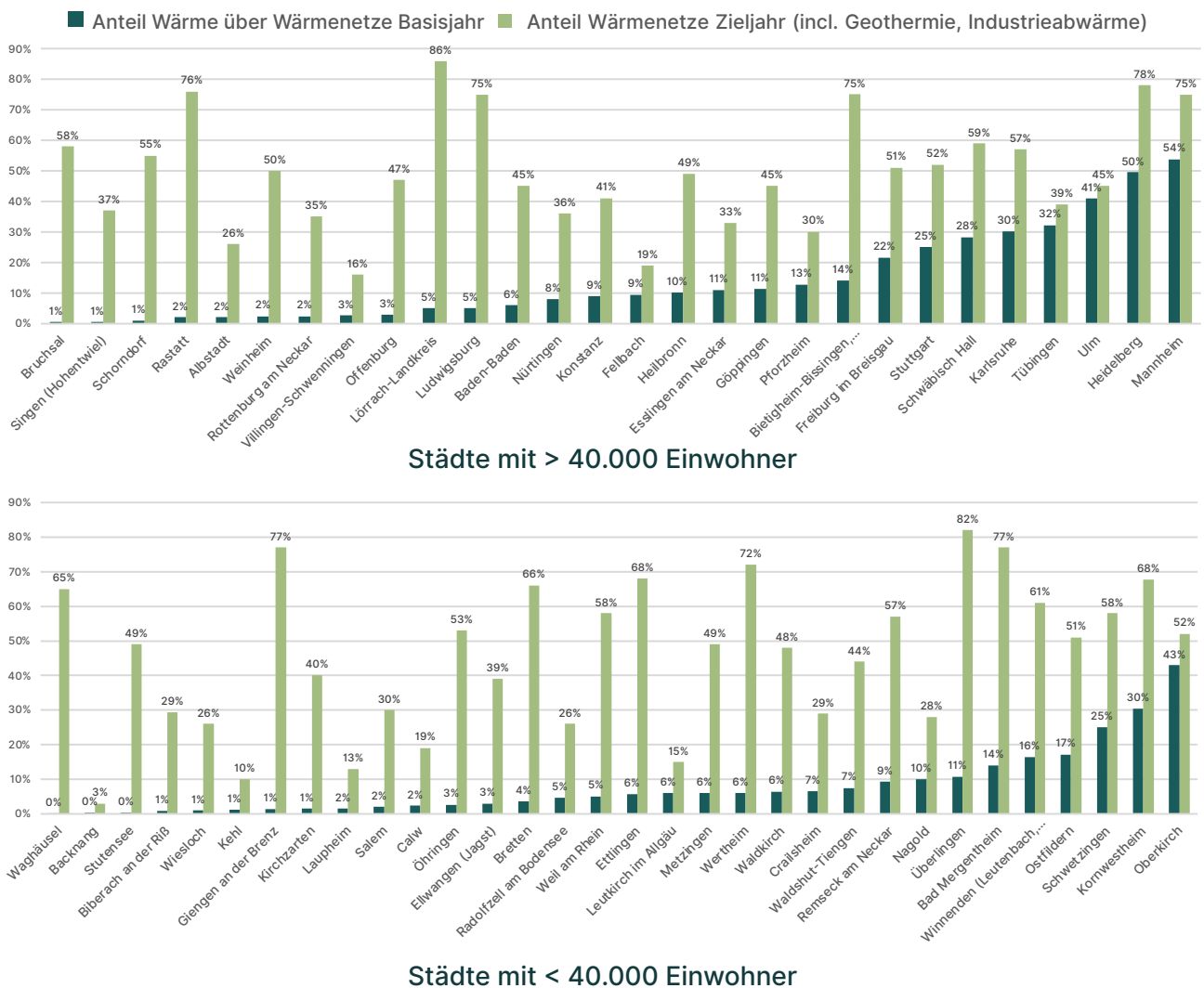


Abb. 7: Im jeweiligen kommunalen Wärmeplan genannter Anteil der Wärmemenge über Fernwärme/ Wärmenetzen an der Wärmeversorgung der jeweiligen Kommune im Basis- und Zieljahr bezogen auf die jeweilige Energieangabe für Wärme im Basis- und Zieljahr. In den meisten Wärmeplänen wurden jeweils Endenergiebedarf (also bei Wärmepumpen z.B. die Strommenge) angegeben, in einigen wurde die Umweltwärme als Energie angegeben.

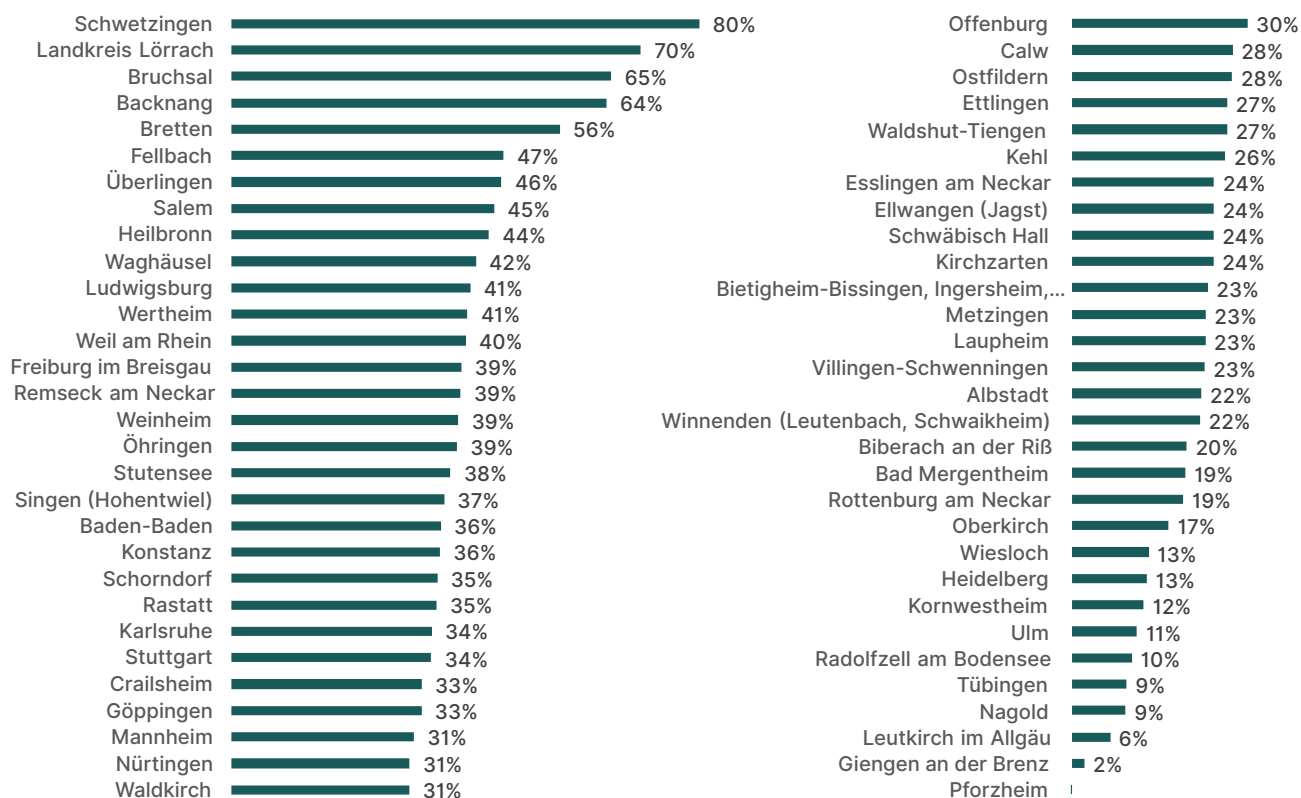


Abb. 6: Erwartete Energieeinsparung bei der Wärme über Effizienzgewinne oder Sanierung von Gebäuden vom Basis- zum Zieljahr im jeweiligen kommunalen Wärmeplan bezogen auf die jeweilige Energieangabe für Wärme im Basis- und Zieljahr. In den meisten Wärmeplänen wurden jeweils Endenergiebedarf (also bei Wärmepumpen die Strommenge) angegeben, in einigen wurde die Umweltwärme als Energiebezug mit angegeben.

8.4. Wie groß ist die Residuallast 2023 und wie groß könnte sie 2030 werden?

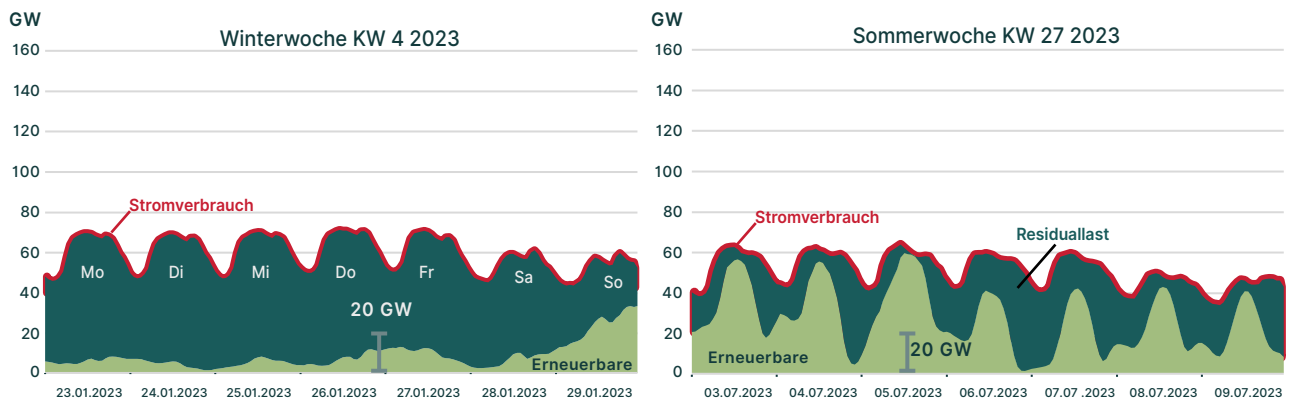


Abb. 9: Residuallast (Strom) in einer Winterwoche mit geringem Anteil an erneuerbar erzeugtem Strom und einer Sommerwoche mit hohem erneuerbarem Stromanteil im Jahr 2023 in Deutschland (Datenquelle Smard.de).

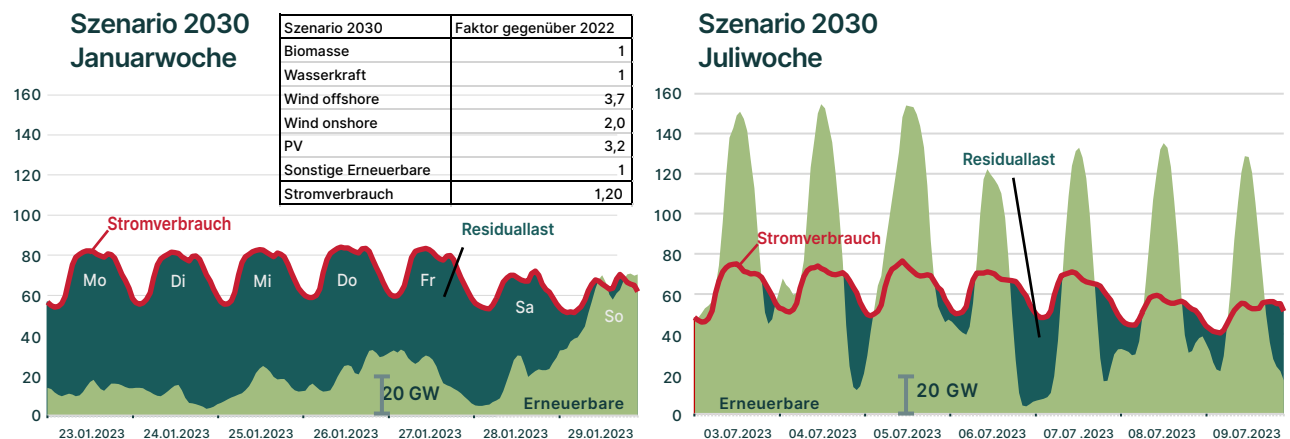


Abb. 10: Stromverlauf wie oben, geändert als einfaches Szenario für 2030 auf Grundlage Stromdaten 2023 ohne Speicher und Flexibilität mit linear höherem Dargebot an Erneuerbarem Strom (Wind offshore Faktor 3,7, Wind onshore Faktor 2 und PV-Faktor 3,2 gegenüber 2023) linear höherem Verbrauch (Faktor 1,2 gegenüber 2023).

Die volatile Erzeugung des Stroms aus Sonne und Wind benötigt bei weiterem Ausbaugrad Flexibilitäten über längere Zeiträume. Netzengpässe wirken sich bereits seit einigen Jahren auf die Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom aus. 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. Zudem wird insbesondere der gewünschte Ausbau von Photovoltaik-Anlagen hohe einspeiseseitige Spitzenleistungen verursachen, welche um bis zu 60 GW höher sein könnten als die lastseitigen Spitzenleistungen.

Zum Vergleich: Bereits eine Leistung 20 GW entsprechen $\sim 5x$ der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen SuedOstLink ($2 \times 2 \text{GW}$), oder $\sim 2/4$ der Kapazität der internationalen Netzkupplungen nach/von D, oder $\sim 3x$ der gesamten Pumpspeicherleistung in D ($\sim 7 \text{GW}$) oder ~ 400.000 Schnellladesäulen mit 50kW gleichzeitig in Betrieb, bzw. ~ 2 Mio. Elektrofahrzeugen mit 11kW Ladeleistung oder $\sim 2/3$ der deutschen Gaskraftwerke (Gesamt $\sim 29 \text{GW}$).

8.5. Die Residuallast in einer einheitlichen Preiszone

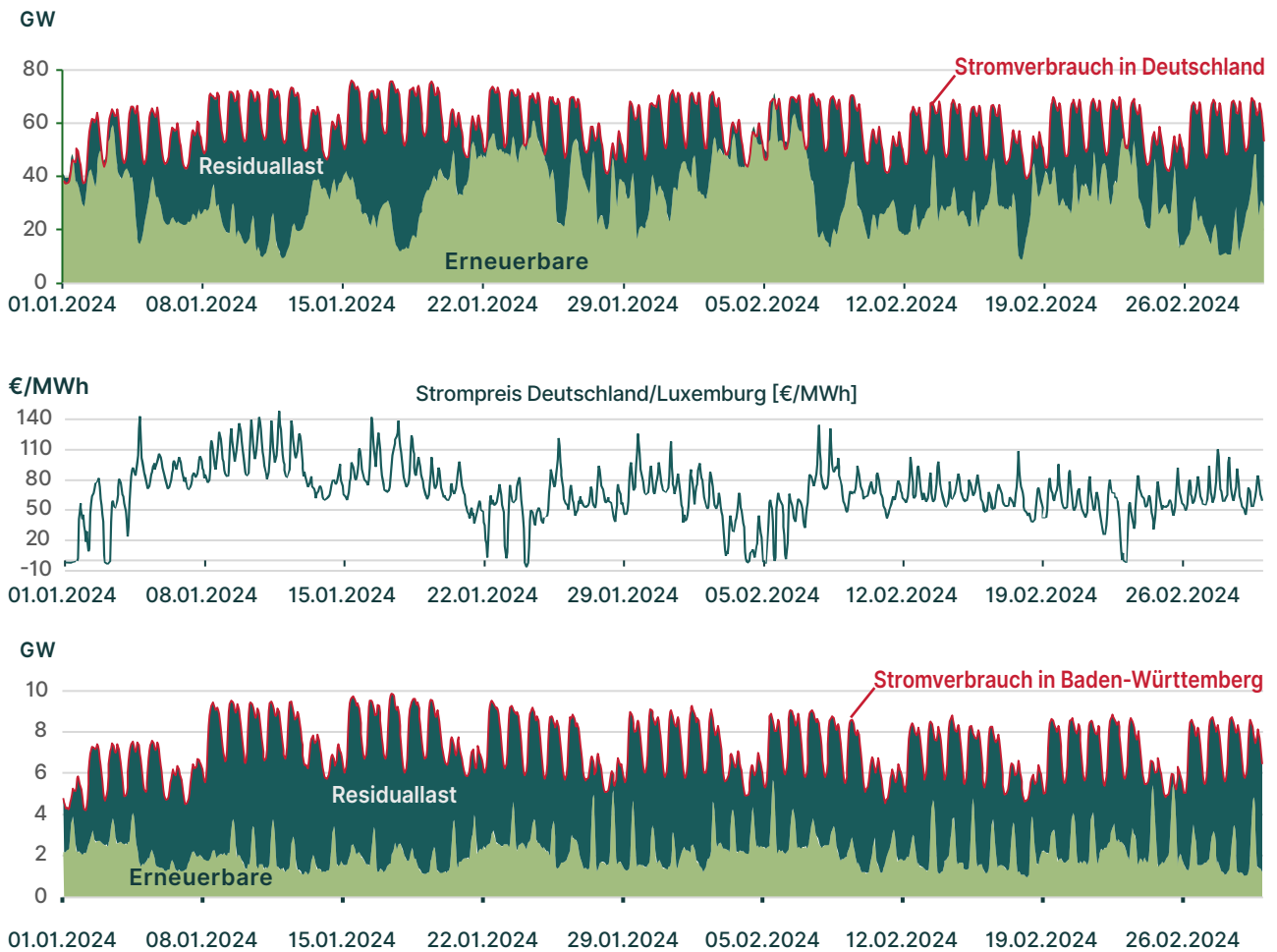


Abb. 8: Stündliche Werte des Stromverbrauchs, Erneuerbarer und Residuallastanteil im Januar und Februar 2023 in Deutschland (oben), zugehörige Day Ahead Strompreise (mitte) und Stromverbrauch, Erneuerbarer und Residuallastanteil in Baden-Württemberg (unten), Quelle smard.de.

Da Deutschland nur eine Gebotszone hat, müssen sich viele aus betriebswirtschaftlichen Gründen zur Ausregelung ihrer Kraftwerke an diesem Preis orientieren. Das dies aus Klimaschutzsicht derzeit vielfach nicht sinnvoll ist, zeigt Abb. 8.. 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..

Einige Betriebsoptimierer von KWK-Anlagen gehen davon aus, dass niedrige Strombörsenpreise und die Abschaltung von KWK-Anlagen immer CO₂-Einsparung bedeuten. Abb. 8 zeigt, dass dies insbesondere in Baden-Württemberg selten der Fall ist. Im Winter, wenn KWK-Anlagen 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 bei niedrigem Strombörsenpreis gegenüber dem Grenzkostenkraftwerk zu geringeren Emissionen führt als das Hochfahren eines Grenzkraftwerks.

8.6. Zukünftig stündliche Residuallastemissionen bilanzieren bzw. zur Ausregelung von Energieerzeugern nutzen

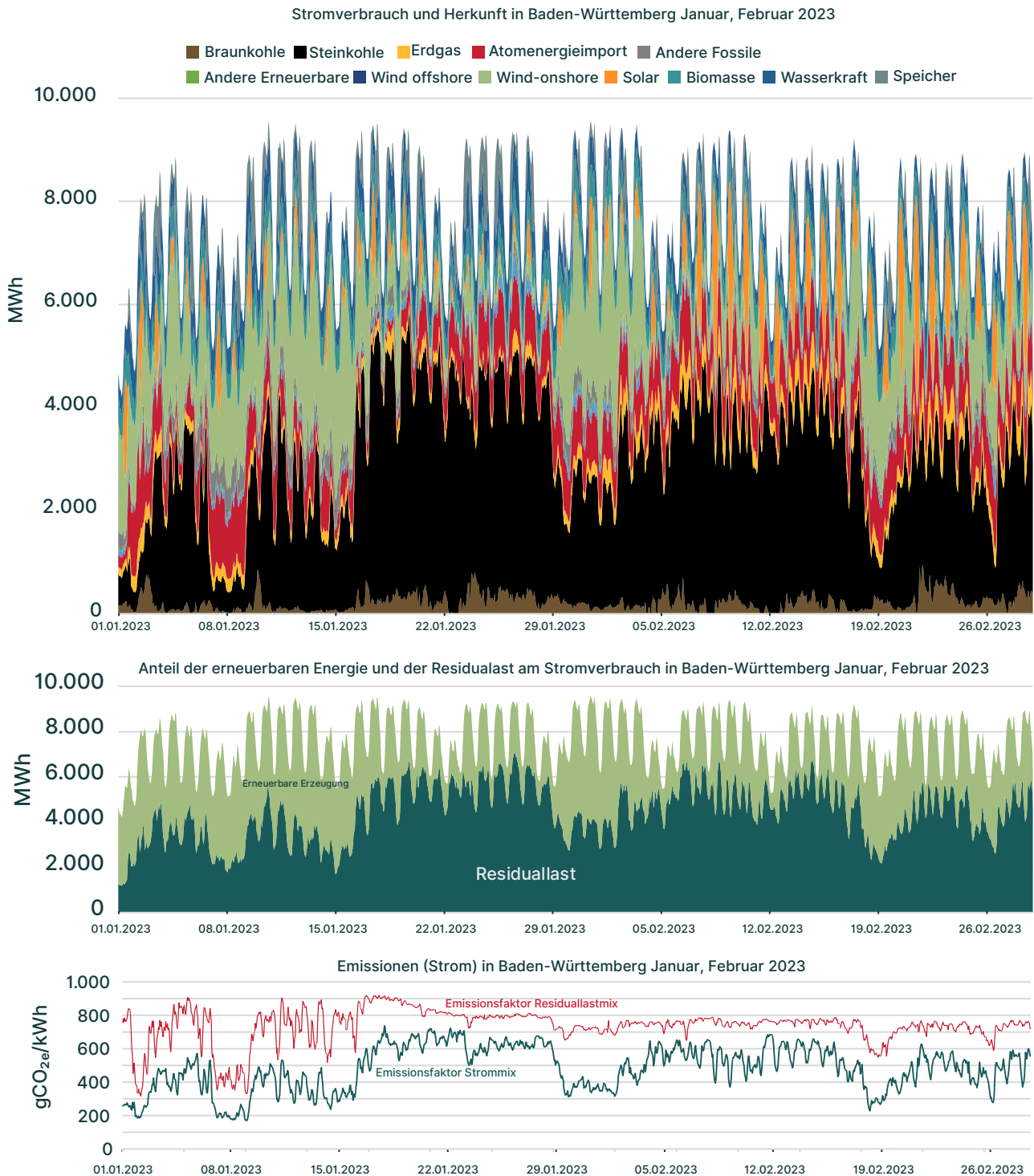


Abb. 11: Stündlicher Stromverbrauch, Energieträger und Emissionen im Januar und Februar 2023 auf Grundlage der [Daten co2map](#) mit freundlicher Genehmigung von Mirko Schäfer ([Sundblad et al. 2023](#)).

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 (Abb. 11). 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.

Es gibt inzwischen mehrere Ansätze die THG-Emissionen der Stromerzeugung (CO₂-Intensität) im Nachgang und zukünftig 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.

8.7. Fehlende Flexibilität bei der Nachfrage und auf der Angebotsseite trotz negativer Strompreise!

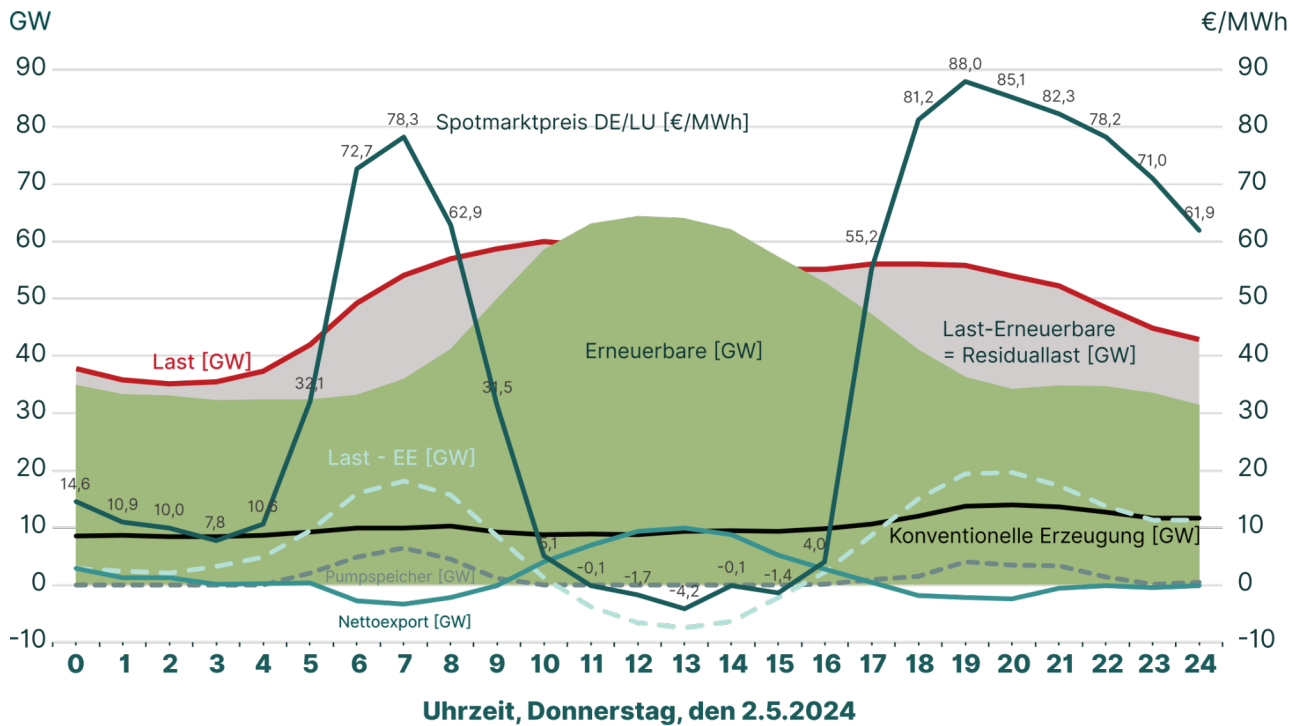


Abb. 13: Stromerzeugung, Spotmarktpreise und Last am Donnerstag, den 2.5.2024 in Deutschland (Daten smard.de)

In 2023 fiel die Residuallasterzeugung aus fossilen Kraftwerken nie unter 7 GW, bei gleichzeitiger deutlich niedriger oder negativer Residuallast.

Braun, Gas- und Steinkohlekraftwerke speisten 2023 sogar bei niedrigen oder negativen Preisen mit mehr als 10% ihrer verfügbaren Leistung (69 GW) ein. Dabei überwog die Erzeugung aus Braunkohle (44,4%), gefolgt von Erdgas (31,3) und der Steinkohle (24,3)

Abb. 13 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 in den Stunden nicht unter 8,8 GW, an denen die Strompreise negativ sind und ein Überschuss an Erneuerbaren erzeugt wird.

Obwohl der Strompreis an der Strombörse von 7:00 Uhr an kontinuierlich sank (zwischen 11:00 und 15:00 Uhr unter null Euro/kWh), reagierte die Nachfrage darauf kaum.

8.8. Wieviel Erneuerbaren Strom braucht es unter optimalen Rahmenbedingungen der Flexibilität für eine 100% Versorgung mit Erneuerbaren Energien?

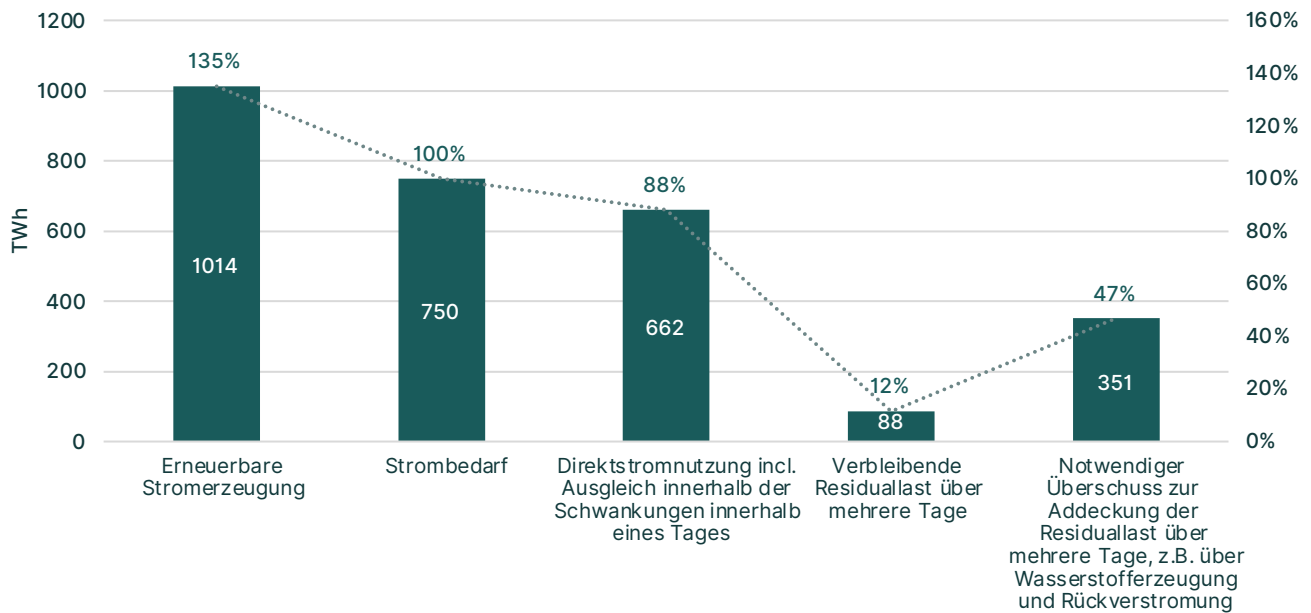


Abb. 12: Unter der vereinfachten Annahme, dass sich die Tagesverbräuche relativ gleichmäßig über das Jahr verteilen, braucht es zur Abdeckung eines Strombedarf von z.B. 750 TWh (100%) 1014 TWh (135%) erneuerbarer Erzeugung aus Windkraft und Sonnenstrom. Dabei können etwa 662 TWh (88%) des Stroms statistisch 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 Residuallast über statistisch ausreichend viele Tage, z.B. während einer kalten Dunkelflaute zu decken (nach [Seelmann-Eggebert 2024](#)).

8.9. Wie kann die Abdeckung der Residuallast über Speicherkraftwerke kostengünstig gelingen?

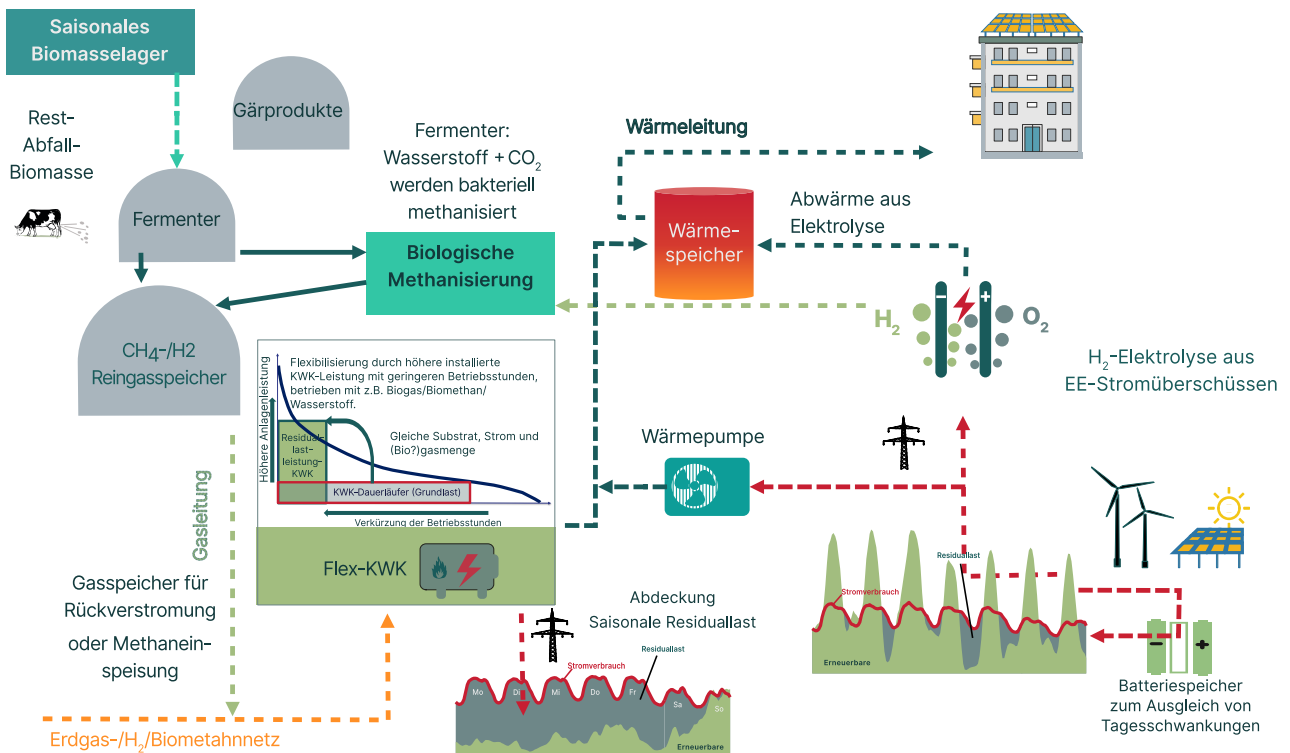


Abb. 15: Vereinfachtes idealisiertes Schema zu einem flexibilisierten Biogas-Speicherkraftwerk im Endausbau mit Elektrolyseur, Wasserstoff-Methanisierung und Wärmepumpe von überschüssigem EE-Strom mit Anschluss ans Strom- und Erdgasnetz zur Abdeckung der saisonalen Residuallast.

Nach Angaben der entsprechenden Verbände könnte technisch bei entsprechender Flexibilisierung (Überbauung) die bisher weitgehend durchlaufende elektrische Leistung (KWK) auf bis zu 24 GWel. 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 (Abb. 15).

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist jedoch das im EEG 2021 für Biomasseanlagen festgelegte Ausbauziel für 2030 von 8,4 Gigawatt installierter elektrischer Leistung nicht mehr zu erreichen.

In einem 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.

8.10. Hybridheizungen sparen Residualspitzenlast und Verteilnetzausbau

Bei einem monovalenten Einsatz von Wärmepumpen steigt die Residualspitzenlast von Wohngebäuden mit mittleren spezifischen Wärmebedarfen beim Stromverbrauch (inkl. Haushalts- und Allgemiestrom) 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 (Abb. 14).

Mit einer geeigneten Auslegung der Wärmeerzeuger kann daher ggf. Verteilnetzausbau eingespart werden.

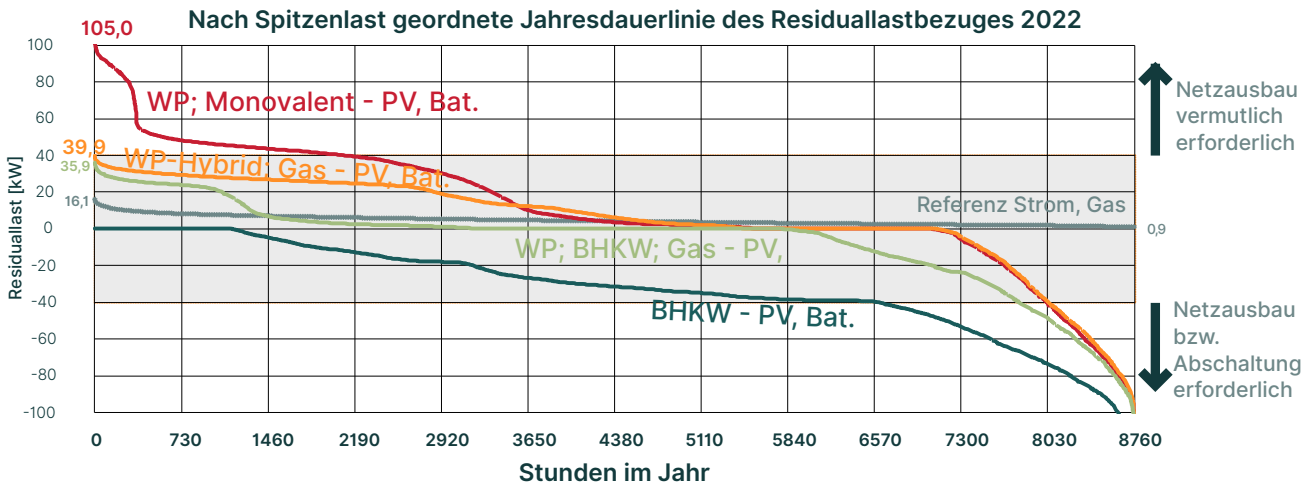


Abb. 14: Nach Last geordnete Jahresdauerlinien verschiedener Erzeugungsvarianten (Daten und Berechnung Solares Bauen GmbH)

8.11. Anreize für Lastverschiebungen vor Ort fehlen

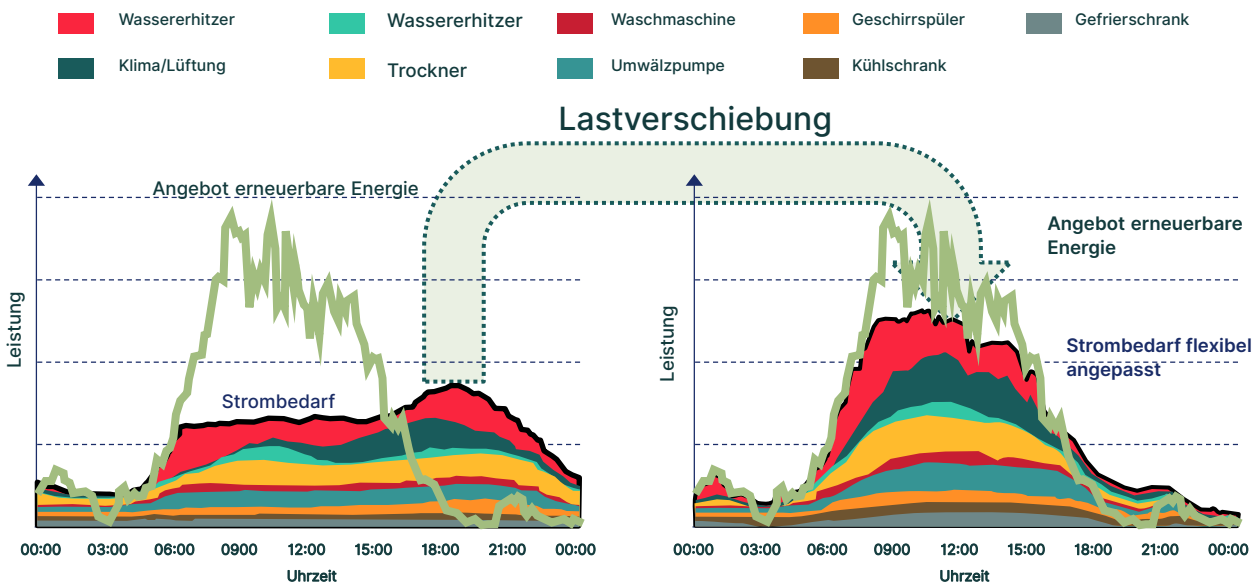


Abb. 17: Schematische Darstellung zur Verschiebung der Lasten von Haushaltsgeräten über den Tag (Grafik verändert nach solarlago.de).

In einem Projekt in Allensbach wurden elektrische Lasten in die Zeiten hohen erneuerbaren Dargebots verschoben. Die größten theoretischen Flexibilitätspotentiale liegen bei Elektroautos, Wärmepumpen und der BHKW-Anlage. Auch Haushaltsgeräte wie Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler können flexibel betrieben werden. Am geringsten ist das Flexibilitätspotential bei Kühl- und Gefriergeräten.

Das Projekt Quartier Allensbach hat im kleinen Maßstab gezeigt, wie bei hohem Dargebot an erneuerbarem Strom die Last vor Ort (z.B. Wärmepumpe, Speicher, Elektrolyseure) gesteigert werden kann oder umgekehrt, wenn z.B. im Winter nicht genug Erneuerbare zur Verfügung stehen die KWK-Erzeugung gesteigert werden kann oder Lasten in Zeiten höherer erneuerbarer Erzeugung verschoben werden können.

Im Fallbeispiel 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 (solarlago Abschlussbericht 2022).

8.12. Kombination aus Wärmepumpe, Photovoltaik und KWK-Anlage bei größeren Gebäuden und Gebäudenetzen flexibel, kosteneffizient und emissionsarm!

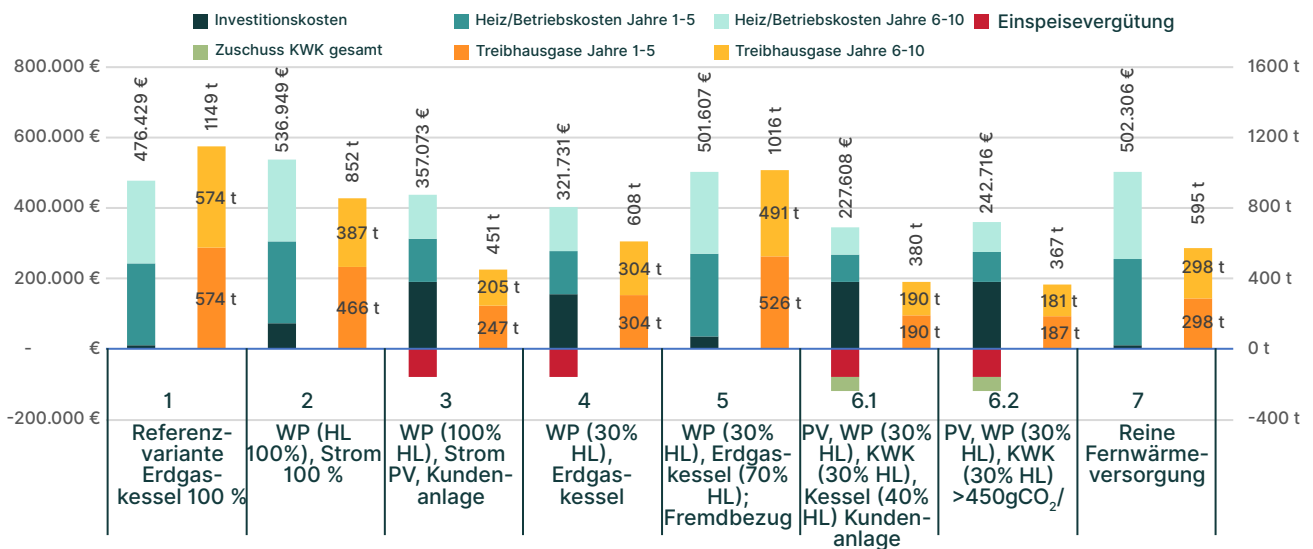


Abb. 16: Fallbeispiel Stufen: Vergleich der Erzeugungsvarianten hinsichtlich Kosten über 10 Jahre und Emissionen (Berechnung KEA-BW); PV= Photovoltaik, WP=Wärmepumpe, HL=Heizleistung, KWK=Kraft-Wärme-Kopplung). Berechnung und Grafik durch Florian Anders, KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH (Kapitel 7.7. im Endbericht und eigenständiger Teilbericht).

An fünf Fallbeispielen größerer Wohngebäude oder mehrere über ein Wärmenetz verbundene Gebäude wurden sieben verschiedene Varianten der Wärmeversorgung hinsichtlich Jahreskosten und Emissionen miteinander verglichen.

Die Emissionen liegen bei der Kombination aus Wärmepumpe, Kundenanlage, Photovoltaik, KWK-Anlage und Eigenstromversorgung im Rahmen einer Kundenanlage (Variante 6) für die nächsten 10 Jahre in allen Fallbeispielen immer deutlich unter denen einer Wärmepumpe die 100% der Wärme erzeugt.

Variante 6 ist auch bei den Gesamtkosten (Investition und Betrieb) über 10 Jahre in allen Beispielen die kostengünstigste Art der Versorgung (zwischen 48% und 93% verglichen mit der Referenzvariante Erdgaskessel).

8.13. Kombinationen aus Solarstrom, Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpe sind bei industriellen Gebäuden und Gebäudenetzen flexibel und kostensparend!

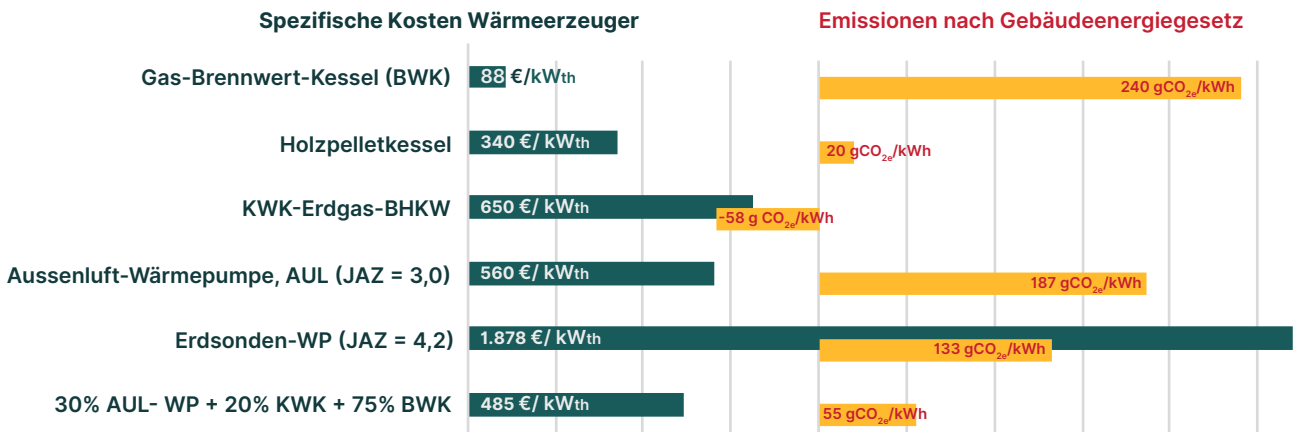


Abb. 19: Vergleich der spezifischen Investitionskosten und Emissionen verschiedener Wärmeerzeuger bei einem mittelständischen Gewerbebetrieb mit 10 Gebäuden (Notwendige Wärmeleistung von 1.200 kWth); Prozentzahlen der Kombination aus Aussenluftwärmepumpe und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage beziehen sich 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).

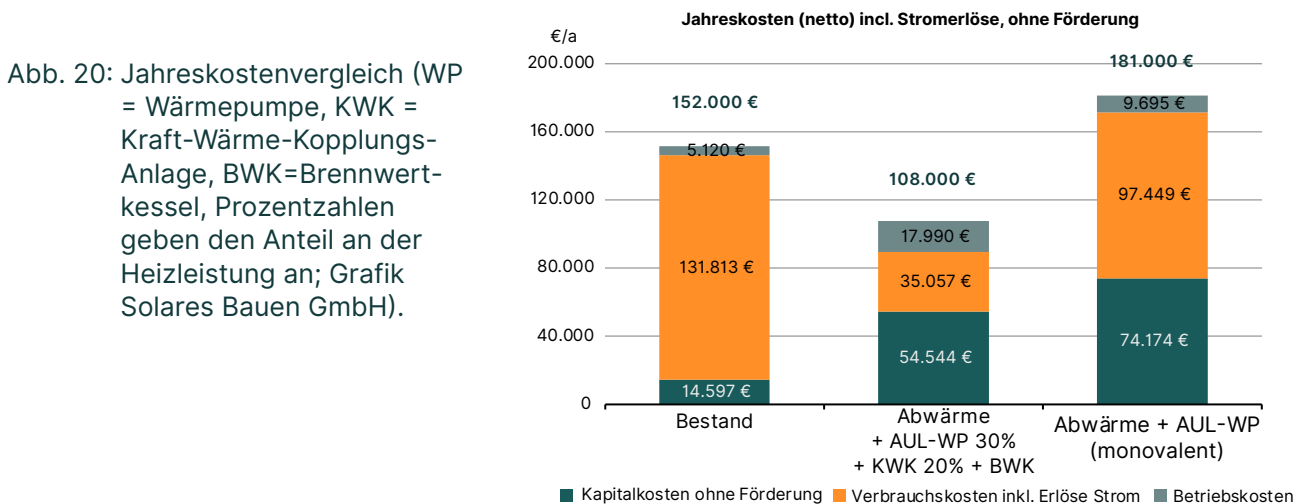


Abb. 20: Jahreskostenvergleich (WP = Wärmepumpe, KWK = Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, BWK=Brennwertkessel, Prozentzahlen geben den Anteil an der Heizleistung an; Grafik Solares Bauen GmbH).

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.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen im zweiten Quartal 2024 (Gaspreis: 6 Cent/kWh, Strompreis: 18 Cent/kWh) führt der monovalente Betrieb einer Außenluftwärmepumpe gegenüber der Kombinationslösung aus KWK, Wärmepumpe zu einer Erhöhung der Jahreskosten um 67,5%.

8.14. Erst dämmen oder erst die Heizung sanieren?

Viele Wohnungsunternehmen und Gemeinschaften von Wohnungseigentümern fehlt trotz hoher Fördersätze das Geld, um eine umfassende Sanierung der Gebäude (Gebäudehülle + Heizungsaustausch) 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.

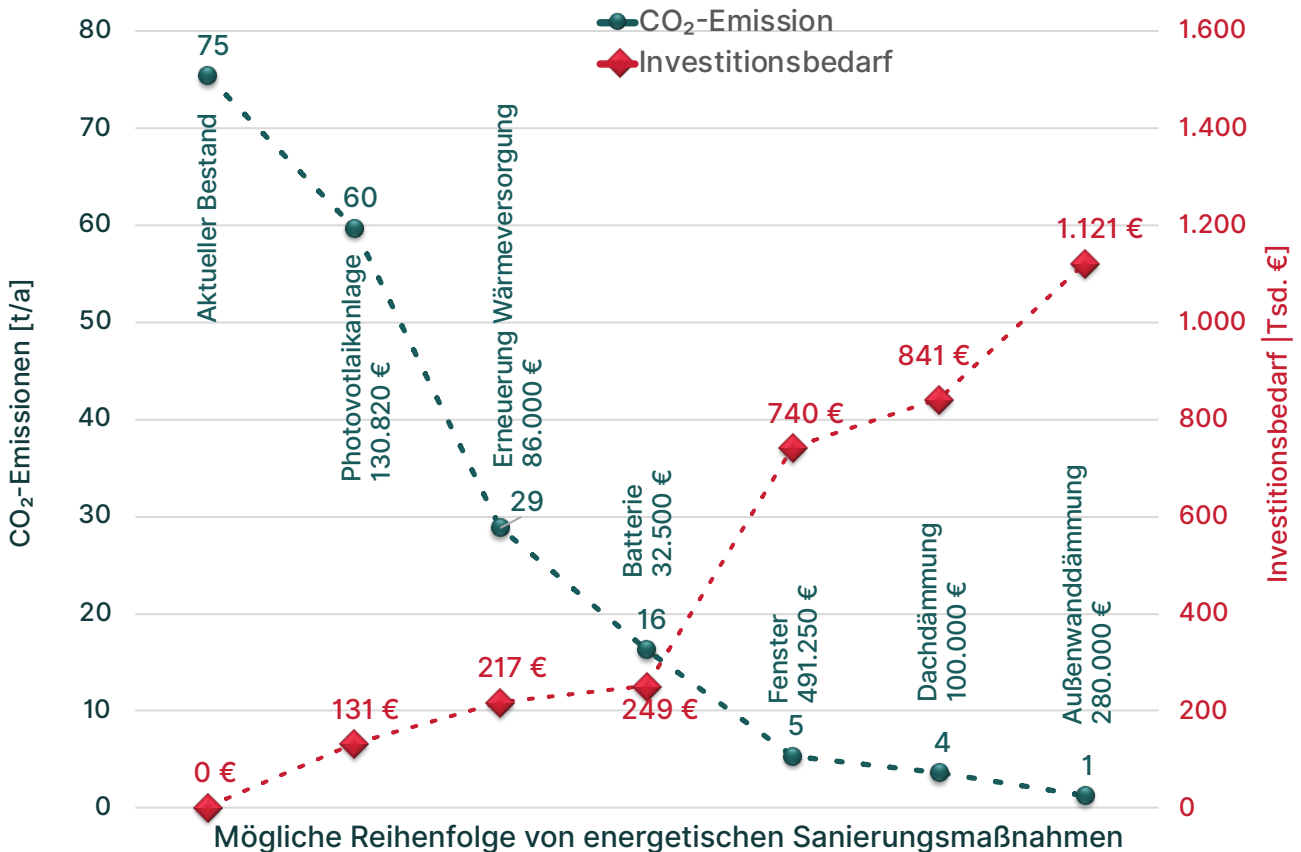


Abb. 18: Maßnahmen zur Gebäudesanierung am Beispiel eines Mehrfamilienhauses aus Lörrach mit den entsprechenden Investitionskosten und den damit verbundenen Einsparungen an Emissionen.

Am Beispiel eines Mehrfamiliengebäude in Lörrach 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 im Betrieb eingespart werden können. Mit einem Fünftel der Kosten einer Gesamtsanierung lassen sich etwa 80% der Treibhausgase reduzieren (Abb. 18).

8.16. Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (GGV) nach §42b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist teuerste Variante

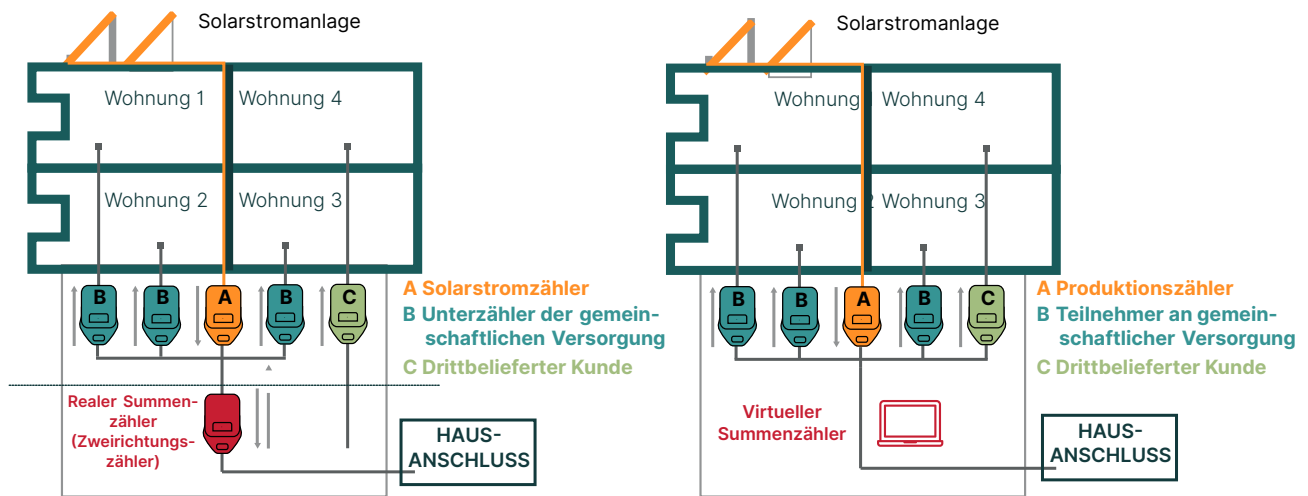


Abb. 21: Konzepte zur gemeinschaftlichen Gebäude-/Eigenversorgung ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz.

Links: In Kundenanlagen gelebte Praxis ist ein realer Summenzähler mit realen Unterzählern und der jährlichen Umlage von Kosten nach Stromverbrauch gemäß Ablesung Zähler (A-C). Rechts: nach § 42b EnWG. Dabei müssen die Zähler (A-C) intelligente Zähler sein, die für die Verteilung und Kostentragung eine Verrechnung von Viertelstundenwerten erlauben.

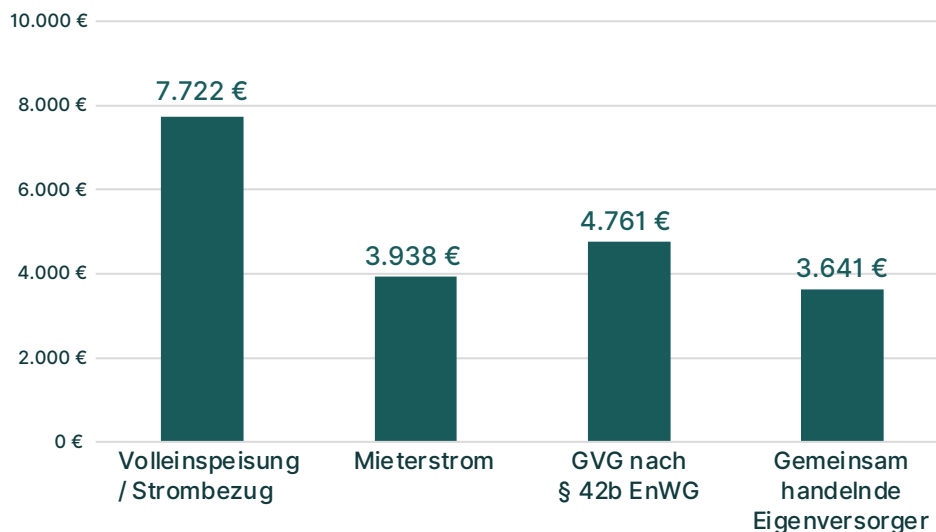


Abb. 22: Zusammenfassende Darstellung der Jahreskosten für Strom der einzelnen Versorgungskonzepte an einem Fallbeispiel eines Gebäudes mit 10 Wohneinheiten.

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 GGV. Es fallen vor allem die Versorgerpflichten weg. Da 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 etablierten Summenzählermodell wirtschaftliche Vorteile gegenüber der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach §42b EnWG.

8.17. Ordnungsrecht, Förderrecht und Bepreisung aufeinander abstimmen!

Aus Sicht des KiB e.V. kommt es darauf an, Ordnungs-, Förder- und Bepreisungspolitik für Gebäude besser aufeinander abzustimmen (Abb. 24).

- **Ökonomische Anreize (Bepreisung):** Im Fall der Gebäude legt das Brennstoffemissions-handelsgesetz 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.

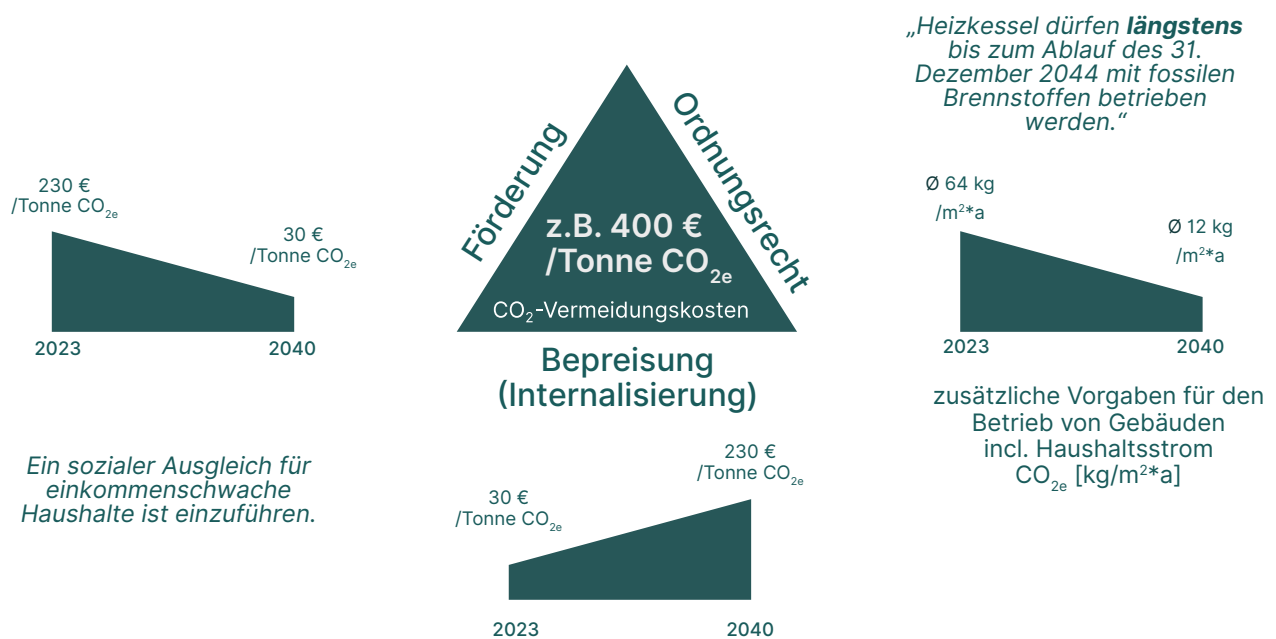


Abb. 24: Prinzipskizze zum Vorschlag einer Förderung (z.B. im Rahmen der BEG) abgestimmt auf den gegenläufigen Anstiegspfad z.B. einer fossilen Kohlenstoffsteuer (Bepreisung) und Ordnungsrecht



Klimaschutz im Bundestag

Die Kurzfassung, der Endbericht und alle weiteren Dokumente zum KSSE-Projekt finden sich auf der Projektseite unter:

<https://klimaschutz-im-bundestag.de/ksse/>

Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. [bis 21.5.2022 CO₂ Abgabe e.V.]

Lobbyregister des Deutschen Bundestages R001260

Eingetragen beim Amtsgericht Freiburg unter VR 701860

Alfred-Döblin-Platz 1 | 79100 Freiburg im Breisgau

Telefon: +49 (0)761 45 89 32 77 | Fax: +49 (0)761 59 47 92

E-Mail: info@klimaschutz-im-bundestag.de

Web: <https://www.klimaschutz-im-bundestag.de>

Mitglied werden: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/mitglied-werden/>

Spenden: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/spenden/>

Newsletter abonnieren: <https://klimaschutz-im-bundestag.de/newsletter/>

Im Netzwerk des Klimaschutz im Bundestag (KiB) e.V. haben sich unter den etwa 900 Mitgliedern, zahlreiche Praktiker aus Unternehmen, Verbänden, Kommunen und Einzelpersonen zusammengeschlossen, um u.a. die bundespolitischen Rahmenbedingungen so zu ändern, dass die Energiewende vor Ort und damit der Klimaschutz schneller, unbürokratischer und systemdienlicher umgesetzt werden kann. Der KiB e.V. versteht sich als Netzwerk zwischen Praktikern und Politik.



Spenden erwünscht