

2. GEG-Novelle

BMWK/ BMWSB Antworten

auf die Fragenliste der FDP vom 25.05.2023

(in Ergänzung zu den bereits eingereichten und beantworteten Fragen)

Klimaschutz / CO₂

1. Inwiefern ist es wirtschaftlicher bzw. kosteneffizienter, die Regelungen des Regierungsentwurfes umzusetzen, statt den „Gebäudesektor“ bereits vor 2027 in einen Emissionszertifikatehandel (ohne Festpreise etc.) zu überführen? Bitte Annahmen und Berechnungen detailliert darlegen.
2. Angesichts der bedeutenden Rolle des EU-weiten Zertifikatehandels bei der Senkung des CO₂-Ausstoßes ist es aus Sicht der Anfragersteller von großer Bedeutung, die Wechselwirkungen zwischen nationalen und europäischen Regelungen sorgfältig abzuwägen. In welchem Maße berücksichtigt der Entwurf des GEG die aktuellen Entwicklungen auf europäischer Ebene mit Blick auf die Reform des EU-Emissionshandels, insbesondere im Hinblick auf die geplante Ausweitung auf den Gebäudesektor?

Antwort auf Frage 1 und 2 erfolgt zusammen: Der nationale und künftig auch europäische Emissionshandel für Wärme und Verkehr ist ein wichtiges Instrument für die Wärmewende. Eine Umgestaltung des geltenden Brennstoffemissionshandels im Sinne der Fragestellung, also ohne Preisobergrenzen mit einer baldigen Preisbildung am Markt, birgt die Gefahr, dass die Preise ggf. sprunghaft stark steigen. Eine solch sprunghafte Preisentwicklung soll aber vor dem Hintergrund der Erfahrungen der Energiekrise des letzten Jahres gerade vermieden werden. Eine aktuelle Analyse von MCC (Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change) kommt zu dem Ergebnis, dass ohne umfassende weitere Instrumente wie Förderprogramme und Ordnungsrecht in 2030 CO₂-Preise von 200 bis 300 €/t CO₂ zu erwarten wären. Zum Vergleich: Aktuell beträgt der nationale CO₂-Preis gemäß Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) 30 €/t. Dies würde zu Preissteigerungen von Kraft- und Brennstoffen führen, die auf einem ähnlichen Niveau wie in der Energiekrise 2022 lägen. Längerfristig ist in einem Szenario, das ausschließlich auf einen CO₂-Preis setzt, mit weiter steigenden Preisen zu rechnen.

Wie das letzte Jahr gezeigt hat, können sprunghaft steigende Energiepreise zu starken sozialen und wirtschaftlichen Verwerfungen führen. Daher hat der Staat im letzten Jahr mit einer Strom- und Gaspreisbremse interveniert. Beim Emissionshandel sieht daher sowohl der nationale Emissionshandel wie auch der europäische Emissionshandel (ETS II – ab 2027) Preisobergrenzen oder zumindest Preisbremsmechanismen vor, die sprunghaft steigende Preise verhindern sollen.

Zudem ist die Preisentwicklung beim Emissionshandel und die Entwicklung der Marktpreise für fossile Brennstoffe über längere Zeiträume für Eigentümer, die in der Regel keine Erfahrung auf den Energiemärkten haben, schwer zu prognostizieren und daher bei der Investitionsentscheidung kaum adäquat zu berücksichtigen. Wenn infolgedessen die schrittweise Verknappung der Emissionszertifikate und die Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe bei der Kaufentscheidung für langlebige Wirtschaftsgüter wie Heizungen und

Kraftfahrzeuge nicht berücksichtigt wird, trägt dies zu einer dauerhaft hohen Nachfrage nach fossilen Brennstoffen und hohen Preisen im Emissionshandel bei.

Für die Wärmewende ist daher ein Mix an Instrumenten notwendig. Daher hat die Koalition sich darauf geeinigt, dass künftig jede neu eingebaute Heizung auf Basis von mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien betrieben werden soll. Dieses Instrument knüpft direkt an den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung an und ist daher anlassbezogen. Wenn die Heizung kaputt ist und ausgetauscht werden muss oder freiwillig ausgetauscht wird, soll sichergestellt werden, dass die Entscheidung für eine neue Heizung kompatibel mit den Zielen der Klimaneutralität in Deutschland in 2045 ist und so „stranded investments“ vermieden werden und Bürgerinnen und Bürger nicht in Kostenfallen tappen. Die Entscheidung für eine moderne Heizung auf der Basis von mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien ist häufig noch mit höheren Investitionskosten verbunden, die sich aber gerade unter Berücksichtigung der langfristigen Kostenwirkungen des Emissionshandels amortisieren dürften. Da es trotzdem eine Herausforderung ist, diese höheren Kosten bei der Investition zu stemmen, sollen die Gebäudeeigentümer weiterhin über das BEG gefördert werden.

Der Regierungsentwurf hat diese Vorgabe des Koalitionsvertrages technologieoffen ausgestaltet. Nach § 71 Absatz 2 GEG können in bestehenden Gebäuden grundsätzlich alle Formen von erneuerbaren Energien genutzt werden, um die Pflicht zu erfüllen; bei zu errichtenden Gebäuden ist die reine Biomasseheizung aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit der Biomasse ausgeschlossen. Auch künftige Technologien, wie H2-Netze können genauso wie der Anschluss an ein Fernwärmenetz die Pflicht erfüllen. Zugleich enthält das Gesetz eine Vielzahl von Übergangsvorschriften und Härtefallregelungen, die gewährleisten, dass niemand bei der Umsetzung der Pflicht überfordert wird. Insb. kann jeder gem. § 102 GEG auf Antrag von der Pflicht freigestellt werden, wenn etwa die Investition nicht finanzierbar ist oder sich über die Lebenszeit der Anlage nicht amortisiert. Bei dieser Kalkulation sind auch die Wirkungen des Emissionshandels zu berücksichtigen.

3. Wird bei der Berechnung des 65%-EE-Anteils ein jahresdurchschnittlicher Strommix angenommen, oder wird eine andere Grundlage unterstellt – bspw. der Strommix in den Wintermonaten, in denen die Heizungsanlage überdurchschnittlich viel Strom verbraucht bzw. Wärme erzeugt? Falls ein jahresdurchschnittlicher Strommix herangezogen wird: Wie sähen die Kalkulationsergebnisse aus, wenn ein gewichteter Strommix unterstellt wird?

Antwort erfolgt zusammen für Frage 3 und 37:

Beide Fragen werden so verstanden, dass sie darauf abzielen, ob mit einer Wärmepumpe durchgehend ein Anteil von 65%-Erneuerbaren Energien erreicht werden kann.

Grundsätzlich wird bei der Berechnung des erneuerbaren Anteils bei Wärmepumpen vereinfachend davon ausgegangen, dass die von einer Wärmepumpe bereitgestellte Wärme weit überwiegend erneuerbar ist. Dies berücksichtigt die zu erwartende Entwicklung bei der Stromerzeugung. Bis 2030 sollen bereits mindestens 80% der Stromerzeugung in Deutschland erneuerbar sein. Bis 2035 soll die Stromversorgung nahezu klimaneutral sein. Ein im Jahr 2025 installierter Stromverbraucher würde über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren im Mittel mit 89% erneuerbarem Strom versorgt, erfolgt die Installation im Jahr 2028 betrüge der mittlere erneuerbare Anteil bereits 94%.

Angesichts der zu erwartenden hohen erneuerbaren Anteile bei der Stromerzeugung wird auf eine weitere Differenzierung, z.B. in Abhängigkeit vom Lastprofil der Stromnachfrage oder vom Installationsjahr, auch aus Gründen der Vereinfachung verzichtet. Diese Vereinfachung führt dazu, dass insbesondere Wärmepumpen-Hybrid-Systeme und auch Stromdirektheizungen unter gewissen Voraussetzungen die 65%-Anforderungen erfüllen können.

Aber auch schon mit dem aktuellen Strommix können mit einer Wärmepumpe im Vergleich zu einer fossilen Referenzheizung CO₂-Emissionen eingespart werden. Denn die Wärmepumpe nutzt zu einem hohen Anteil Umweltwärme. Bei einer Jahresarbeitszahl von 3 braucht die Wärmepumpe 1 Anteil Strom (1 kWh), um 3 kWh Wärme bereitzustellen. Selbst wenn der Strommix 100% fossil wäre, würde die Wärme zu 2/3 mit Umweltwärme erzeugt und somit im Jahresmittel typischerweise ein Anteil von über 65 % Erneuerbaren Energien erreicht.

Darüber hinaus kann aufgrund der Investitionszyklen zeitlich nicht erst der Stromsektor dekarbonisiert und erst anschließend die Nachfragesektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr) transformiert werden. Gerade der Gebäudesektor zeichnet sich durch lange Investitionszyklen aus, so dass jetzt schon jetzt schrittweise damit begonnen werden muss, die Heizungstechnologie zu verbauen, die langfristig benötigt wird, um 2045 klimaneutral zu werden.

4. Wie wird sich der deutsche Strommix (Brutto- sowie Nettostromerzeugung) nach Ansicht des BMWK in den nächsten Jahren entwickeln?

Antwort: Wie sich die Stromerzeugung in den kommenden Jahren konkret entwickeln wird, ist abhängig von vielen Einflussparametern, wie beispielsweise von Energie- und CO₂-Preisen, dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Entwicklung des Stromverbrauchs. Zur Beantwortung der o.g. Frage kann ein Szenario des Gutachters r2b energy consulting herangezogen werden. Es reflektiert die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung, u.a. mit Blick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Entwicklung der Sektorkopplung. Das Szenario liegt dem Monitoringbericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit mit Elektrizität zugrunde, der von der Bundesnetzagentur erstellt und am 01.02.2023 von der Bundesregierung beschlossen wurde. Die sich aus diesem Szenario ergebende Nettostromerzeugung in den Jahren 2025, 2028 und 2030 differenziert nach Energieträgern ist in folgender Tabelle dargestellt.

Angaben in Terawattstunden (netto)	2025	2028	2030
Braunkohle	101	3	0
Steinkohle	30	5	0
Erdgas/Wasserstoff	92	117	93
Mineralöle	1	1	1
Wasser	20	20	20
Bioenergie	40	41	35

Windenergie an Land	151	210	252
Windenergie auf See	36	54	93
Photovoltaik	92	153	195
Sonstige Energieträger	19	18	17
Nettostromerzeugung	582	622	706

5. Wie wird sich entsprechend der CO₂-Ausstoß im Stromsektor in den nächsten Jahren entwickeln?

Antwort: Auf Basis der in Frage 4 beschriebenen und dargestellten Stromerzeugung ermittelt der Gutachter r2b energy consulting folgende CO₂-Emissionen in den Jahren 2025, 2028 und 2030. Im Versorgungssicherheits-Monitoringbericht sind die Wasserstoffkraftwerke, die mittels der Kraftwerksstrategie kurzfristig ausgeschrieben werden sollen, aufgrund fehlender Detailinformationen zu Beginn der Rechnungen nicht enthalten. CO₂-Emissionen, die in untenstehender Tabelle Erdgas zugeordnet sind, können je nach Realisierungsstand der Wasserstoffkraftwerke und Fortschritt der Umstellung von Gaskraftwerken auf Wasserstoff zusätzlich eingespart werden:

CO₂-Emissionen in Megatonnen CO₂	2025	2028	2030
Braunkohle	107	4	0
Steinkohle	28	6	0
Erdgas	45	55	45
Mineralöle	1	1	1
Sonstige Energieträger	34	28	25
Summe	214	94	71

6. Welches Einsparpotential an CO₂(-Äquivalenten) sowie an Energie sieht die Bundesregierung durch die reine Gebäudesanierung des Bestandes – ohne den Einbau einer neuen Heizung?

Antwort: Studien im Auftrag des BMWK (z.B. Langfristszenarien und Hintergrundgutachten zur GSK) zeigen, dass zum Erreichen eines klimaneutralen Gebäudebestandes 2045 eine deutliche Reduktion des Endenergieverbrauchs notwendig ist. Gleichzeitig muss der verbleibende Energieverbrauch durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Ein klimaneutraler Gebäudebestand ist nur zu erreichen, wenn die Energieeffizienz des Gebäudebestandes gesteigert UND die Energieversorgung dekarbonisiert wird.

Bis 2045 muss ein Rückgang des Endenergieverbrauchs durch Sanierung um rund ein Drittel erfolgen. Damit verbunden ist eine deutlich gesteigerte Sanierungsrate bei Wohngebäuden auf 1,7% im Jahr 2030 und auf 1,9% im Jahr 2040.

Da grundsätzlich eine Kombination aus Steigerung der Energieeffizienz und Dekarbonisierung der Energieversorgung zielführender ist, liegen keine Daten zu den Treibhausgaseinsparungen bei ausschließlicher Betrachtung von Effizienzmaßnahmen vor. Es bestehen grundsätzlich Wechselwirkungen zwischen der Steigerung der Gebäudeeffizienz und dem effizienten Einsatz von Erneuerbaren Energien.

Stromnetze

7. Falls der Ausbau von Stromnetzen durch den vermehrten Betrieb von Wärmepumpensystemen und Stromheizungen als nötig erachtet wird: Mit welchen Kosten wird hierfür gerechnet?

Antwort zu Frage 7 und Frage 13 (aufgrund des engen Sachzusammenhangs): Der durch den Anschluss von Wärmepumpen und Stromheizungen ausgelöste Netzausbaubedarf folgt aus der Netzausbauplanung der Verteilnetzbetreiber und kann regional sehr unterschiedlich sein. Ausbaubedarf kann am jeweiligen Netzanschlusspunkt entstehen, wenn z.B. ein lokaler Leitungsstrang oder eine Ortsnetzstation nicht ausreichend dimensioniert ist; es kann sich aber auch um den Ausbau des vorgelagerten Netzes und seiner Komponenten handeln. In anderen Gebieten kann der Netzausbau ggf. nur geringfügig nötig oder gänzlich verzichtbar sein. In einem Netzgebiet, in dem bereits viele Stromdirektheizungen betrieben und diese sukzessive durch steuerbare Wärmepumpen ersetzt werden, entsteht nicht automatisch ein Netzentlastungseffekt, da die Nachtspeicherheizungen als Last vorrangig auf Neben- bzw. Nachtzeiten ausgelegt sind. Letztlich hängt es von lokalen Gegebenheiten sowie von den zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten ab, ob ein Netz verstärkt oder ausgebaut werden muss. Insbesondere sind neben dem Wärmepumpenhochlauf auch der Ausbau von Ladeinfrastruktur und von PV-Anlagen für die Dimensionierung des Netzausbaubedarfs gleichermaßen relevant. Insofern ist es nicht möglich, den Netzausbaubedarf für die neue Heizungsarchitektur verursachungsrecht aufzuschlüsseln.

8. Wie hoch wird der jährliche Stromverbrauch durch die neu zu installierenden Wärmepumpen bzw. Hybridsysteme in den nächsten Jahren sein?

Antwort: In den Langfristszenarien des BMWK sind im Gebäudesektor 2030 rund 6 Mio. Wärmepumpen installiert, um die Klimaziele zu erreichen. Diese 6 Mio. Wärmepumpen (davon 0,3 Mio. Hybrid-Wärmepumpen) benötigen in 2030 rd. 35 TWh Strom. Da aktuell bereits über 1 Mio. Wärmepumpen installiert sind, fällt der zusätzliche Stromverbrauch durch die neu zu installierenden Wärmepumpen bzw. Hybridsysteme entsprechend geringer aus und beträgt in 2030 weniger als 30 TWh (entspricht weniger als 5 % des Stromverbrauchs in 2030). Im Zeitraum vor 2030 fällt der zusätzliche Stromverbrauch pro Jahr entsprechend geringer aus, im Zeitverlauf aufwachsend mit der Anzahl der Wärmepumpen. Der zusätzliche Stromverbrauch von Wärmepumpen ist aufgrund der hohen Effizienz von Wärmepumpen, die insbesondere Umgebungswärme aus der Luft, dem Erdreich oder Wasser nutzen, gering.

9. Mit welchem Zubau an Wärmepumpen bzw. Wärmepumpenhybridsystemen rechnet das BMWK pro Jahr bis 2045?

Antwort: Um das Sektorziel für Gebäude für 2030 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz zu erreichen, sind 2030 rund 6 Mio. Wärmepumpen erforderlich. Dafür müssen ab 2024 im Durchschnitt mindestens 500.000 Wärmepumpen pro Jahr installiert werden. Die Entwicklung nach 2030 hängt wesentlich von der Rolle und Verfügbarkeit alternativer Heizsysteme ab. In den BMWK-Langfristszenarien werden je nach Szenario 2045 zwischen 13 bis 18 Mio. Wärmepumpen für eine klimaneutrale Wärmeversorgung des Gebäudesektors benötigt. Selbst in dem Szenario, in dem Wasserstoff im Gebäudebereich nach 2030 in größeren Mengen zum Einsatz kommt, wären 2045 über 13 Mio. Wärmepumpen bis 2045 nötig (Szenario T45-H2). Insofern ist der massive Hochlauf von Wärmepumpen in jedem Fall erforderlich, um die Klimaziele erreichen zu können. Der durchschnittliche jährliche Zubau nach 2030 beläuft sich demnach je nach Szenario zwischen rund 450.000 und 800.000 Wärmepumpen pro Jahr. Der zeitliche Verlauf für die verschiedenen Szenarien ist unter www.langfristszenarien.de im Szenario Explorer verfügbar (<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gebaeude.php>).

10. Wie hoch ist die durchschnittliche Leistung dieser Wärmepumpen bzw. der Hybridsysteme?

Antwort: In den BMWK-Langfristszenarien beträgt die Gesamtleistung der installierten Wärmepumpen in 2030 26,7 Gigawatt (GW) bei einer Gesamtzahl von rd. 6 Mio. Wärmepumpen, in 2045 81,5 GW bei 18,6 Mio. Wärmepumpen (beispielhaft Szenario T45-Strom). Dies entspricht einer durchschnittlichen installierten Leistung der Wärmepumpen von 4,7 Kilowatt (kW) in 2030 (bei einer angenommenen mittleren Jahresarbeitszahl von 3,0) bzw. 4,4 kW in 2045 (bei einer angenommenen mittleren Jahresarbeitszahl von 3,1). Im zukünftigen Energiesystem wird generell die Spitzenlast eines Jahres deutlich höher sein als aktuell, da flexible Stromverbraucher wie Elektrolyseure, Elektromobilität und Wärmepumpen ihren Stromverbrauch insbesondere in Zeiten einer hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verschieben. In den BMWK-Langfristszenarien beträgt im Jahr 2045 die Spitzenlast über 370 GW, in 2030 bereits über 200 GW.

11. Wie hoch wird die geforderte Leistung bzw. der Stromverbrauch durch diese Systeme in den Monaten Oktober bis April? Bitte nach Jahresscheiben bis 2045 aufschlüsseln.

Antwort: In den BMWK-Langfristszenarien beträgt der Stromverbrauch der Wärmepumpen in einem Szenario mit einer sehr hohen Anzahl an Wärmepumpen, in dem 2045 18,6 Mio. Wärmepumpen installiert sind (Szenario T45-Strom), 93 TWh (2025: 10 TWh, 2030: 35 TWh, 2035: 68 TWh, 2040: 85 TWh). Für dieses und weitere Szenarien sind die Stromverbräuche der Wärmepumpen unter www.langfristszenarien.de im Szenario Explorer verfügbar (<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/gebaeude.php>). Der Großteil dieses Stromverbrauchs entfällt auf den Zeitraum Oktober bis April, da im Sommerhalbjahr der Energiebedarf für Raumwärme gering ausfällt.

Die Leistung bzw. elektrische Last der Wärmepumpen ist für verschiedene Szenarien stundenscharf für alle Stunden der modellierten Stützjahre (2025, 2030, 2035, 2040, 2045) ebenfalls im Szenario Explorer der Langfristszenarien unter <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/angebot.php> unter dem Dashboard „Dispatch“ verfügbar (<https://enertile-explorer.isi.fraunhofer.de:8443/open-view/55108/8d326c7b3a5dede0b46f0ffa4dce35ea>).

12. Wie viele Stromanschlüsse von Gebäuden sind bereits heute für den Betrieb einer Wärmepumpe, insbes. auch mit Heizstab/Heizkessel für legionellenfreie Warmwasseraufbereitung und Spitzenlast geeignet (und wie viele nicht)?

Antwort: Ob der Netzanschluss eines Gebäudes reicht, muss für jeden Einzelfall im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung durch den zuständigen Stromnetzbetreiber geprüft werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass vor allem beim Anschluss von Großwärmepumpen für Mehrfamilienhäusern häufiger eine Verstärkung des Stromnetzanschlusses notwendig werden kann.

Im Hinblick auf den Netzausbaubedarf in Gebieten, in denen sich bereits heute eine räumlich verdichtete Nutzung von Nachtspeicherheizungen befindet, ist bei einem Wechsel zu Wärmepumpen kein Entlastungseffekt zu erwarten.

Nachtspeicherheizungen sind als Last vorrangig auf Neben- bzw. Nachtzeiten ausgelegt, so dass der Netzausbaubedarf begrenzt wird. Diese atypische Netznutzung spiegelt sich in reduzierten Netzentgelten wider.

Beim Netzverknüpfungspunkt ist ein Entlastungseffekt schon deshalb nicht anzunehmen, da Wärmepumpen nicht ohne Weiteres Strom nur nachts beziehen. Die entsprechenden Anreize entfallen, da konventionelle Grundlastkraftwerke an Bedeutung verlieren und der Strombezug sich am jeweiligen Strompreis in Abhängigkeit vom Dargebot an erneuerbaren Energien unabhängig von der Tageszeit ausrichten dürfte. Der Netzbetreiber muss diese zusätzliche Last entsprechend als auslegungsrelevant berücksichtigen.

13. Wie viele örtliche Nieder- und Mittelspannungsnetze sind dem BMWK bekannt, die für den breitflächigen Betrieb von Wärmepumpen bzw. Hybrid-Wärmepumpensystemen (mit Heizstab/Heizkessel für legionellenfreie Warmwasseraufbereitung und Spitzenlastfälle) angepasst/umgebaut/ausgebaut werden müssen?

Antwort: Siehe Antwort bei Frage 7.

14. Bitte legen Sie dar, nach welchem Zeitplan wie viele Kilometer Stromnetze (Nieder-, Mittel-, Hoch- sowie Höchstspannungsnetze) für die neue Heizungsarchitektur neu- oder ausgebaut werden sollen.

Antwort: Die Stromnetzbetreiber sind nach § 11 Abs. 1 EnWG zu einem bedarfsgerechten Ausbau ihrer Netze verpflichtet. Für den Ausbau des Stromübertragungsnetzes werden im aktuellen Netzentwicklungsplanprozess nach §§ 12a-c EnWG zwischen 14,3 und 16,3 Mio. Wärmepumpen in den Szenarien für 2037 und 2045 zugrundegelegt. Der im Netzentwicklungsplan resultierende Netzausbaubedarf ist jedoch nur zu einem kleinen Teil auf Wärmepumpen zurückzuführen, sondern ist als Gesamtergebnis aller Eingangsgrößen zu sehen.

Für die Verteilnetze gelten darüber hinaus die spezielleren Bestimmungen des § 14d EnWG. Danach sind sektorübergreifende Entwicklungen wie der Hochlauf der Wärmepumpen explizit einzubeziehen. Die betroffenen Netzbetreiber haben dazu in ihren Regionalszenarien geeignete Annahmen zu treffen. Diese Szenarien bestehen aus einem Entwicklungspfad, der sowohl das langfristige Ziel der Klimaneutralität als auch die wahrscheinlichen Entwicklungen für die nächsten fünf und zehn Jahre berücksichtigt.

Die betroffenen Verteilnetzbetreiber erstellen auf dieser Grundlage alle zwei Jahre einen Netzausbauplan. Der dort ausgewiesene Netzausbaubedarf wird durch die Entwicklung von Erzeugung und Last insgesamt bestimmt und lässt sich somit nicht ausschließlich einer Einflussgröße (hier: Wärmepumpen-Hochlauf) zuordnen. Der Ausbau von Ladeinfrastruktur und von PV-Anlagen ist für die Dimensionierung des Netzausbaubedarfs gleichermaßen relevant. Insofern ist es nicht möglich, den Netzausbaubedarf für die neue Heizungsarchitektur verursachungsrecht aufzuschlüsseln.

15. Wie gedenkt das BMWK damit umzugehen, dass insbesondere im Mehrfamilienhausbereich notwendige elektrische Anschlüsse sehr lange dauern können und für die Anschlussnehmer mit hohen Kosten verbunden sein können?

Antwort: Die im Gesetzentwurf enthaltenen Übergangsfristen bei Heizungshavarien sind gerade auch für diese Fallgestaltungen vorgesehen und sollen sicherstellen, dass genügend Zeit für vorbereitende Maßnahmen besteht. Die entstehenden notwendigen Kosten des Netzanschlusses beim Einbau einer in der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) förderfähigen Heizung, insbesondere einer Wärmepumpe sind in der BEG förderfähig.

16. Wurden diese zusätzlichen Netzanschlusskosten in den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einbezogen? Wenn nein, wie würden sich diese dadurch ändern und welche Auswirkung entstände für die Mieter?

Antwort: Bei der Installation von Wärmepumpen in Bestandsgebäuden wurden bisher meist keine zusätzlichen Netzanschlusskosten erhoben, daher sind solche bei den

Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht berücksichtigt. Der für einen Wärmepumpentarif im Regelfall erforderliche Zweitarifzähler bzw. die erhöhten Grundgebühren wurden berücksichtigt.

Gas- und Wärmenetze

17. Mit welcher Zeitspanne bzw. welchem Zeitpunkt rechnet das BMWK, bis alle Betreiber von Gas- bzw. Wärmenetzen einen Transformationsplan vorgelegt haben?

Antwort: Es gibt noch keine gesetzlichen Regelungen, die Gas- oder Wärmenetzbetreiber dazu verpflichten, einen Transformationsplan vorzulegen. Für Wärmenetze sind diese mit dem Wärmeplanungsgesetz aber in Arbeit. Der vom BMWSB in gemeinsamer Federführung mit BMWK vorgelegte Referentenentwurf befindet sich derzeit in der Ressortabstimmung.

Das BMWK rechnet bislang damit, dass Transformationspläne für Wärmenetze bis 2027 vorliegen. Der Betreiber eines Wärmenetzes, dessen Baubeginn vor dem 1. Januar 2024 liegt, muss einen Transformationsplan bis zum Ablauf des 31. Dezembers 2026 vorlegen, wenn der Anschluss an dieses Netz eine Möglichkeit zur Pflichterfüllung für Gebäudeeigentümer sein soll. Diese Frist deckt sich mit dem Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung, der unter der technischen Federführung des BMWSB gemeinsam vom BMWSB und BMWK erarbeitet wird und weitere inhaltliche Anforderungen an den Transformationsplan enthalten soll. Außerdem sieht die novellierte EU-Energieeffizienzrichtlinie vor, dass Fernwärmenetzbetreiber bis 2025 Transformationspläne vorlegen müssen, sofern das Wärmenetz bestimmte Effizienzkriterien nicht erfüllt.

In der Fernwärmeversorgung werden Transformationspläne auch ohne gesetzliche Verpflichtung bereits erstellt. Hierfür gibt es staatliche Förderung im Rahmen des Modul 1 der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Bislang wurden 444 Anträge gestellt. Außerdem ist die Vorlage eines solchen Plans eine Voraussetzung für staatliche Investitionsförderung, etwa der Fall im Rahmen des Modul 2 in der BEW (bislang 128 Anträge) oder der iKWK Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Die Zahl der Transformationspläne für die Dekarbonisierung von Wärmenetzen wird – abgesehen von den Förderdaten aus Bundesprogrammen - nicht in amtlichen Statistiken erfasst, so dass eine Vollerhebung nicht möglich ist. Aus Branchengesprächen ist BMWK bekannt, dass konkrete Betreiber von Großnetzen mit hohem Wärmeabsatz, die bislang keine entsprechenden Förderanträge gestellt haben, aktuell bereits an Transformationsplänen arbeiten und auf deren Grundlage in absehbarer Zeit bereits Förderanträge für die Unterstützung von Investitionen in die Dekarbonisierung des Wärmenetzes stellen wollen.

In welchem Umfang für Gas-Verteilnetze Transformationspläne vorgelegt werden, ist nicht absehbar. Hier gibt es viele offene Fragen, da Wasserstoff im Bereich Haushaltswärme in der Regel keine kosteneffiziente Option darstellt und eine Netztransformation nur dort in Frage kommen dürfte, wo eine vergleichbare Auslastung (wie im heutigen Gasnetzbetrieb) gewährleistet ist. Auch hier wird der Regulierungsrahmen fortentwickelt werden, um die Transformation (inkl. Stilllegung) von Gas-Verteilnetzen angemessen zu begleiten.

18. Für welche Kosten(-Positionen) muss ein Wärme- bzw. Gasnetzbetreiber haften, sollte er die Fristen des jeweiligen Transformationsplanes – unabhängig von unverschuldeten Faktoren – nicht einhalten? Bitte detailliert für das Beispiel eines Einfamilienhauses darlegen, das nach dem 1.1.2024 eine H2-Ready-Heizung sowie eine zugehörige Fußbodenheizung, neue Fenster sowie eine Außenfassadedämmung installiert bzw. angebracht hat.

Antwort: In § 71j und § 71k sind Ansprüche des Gebäudeeigentümers auf Erstattung von Mehrkosten gegenüber dem Gasverteilnetz- oder Wärmenetzbetreiber festgelegt, sofern die Heizungsanlage nach Ablauf des 31. Dezember 2034 nicht mit mindestens 65 Prozent grünem oder blauen Wasserstoff betrieben werden bzw. kein Anschluss an eine Wärmenetz erfolgen kann. Art und Umfang des Schadensersatzanspruchs richten sich nach allgemeinen Haftungsgrundsätzen. Ob und falls ja in welcher Höhe im Einzelfall Mehrkosten anfallen, kann aufgrund des heterogenen Gebäudebestandes und der unterschiedlichen Möglichkeiten und Bedingungen für die Wärmeerzeugung vor Ort nicht pauschal beantwortet werden. Mögliche Mehrkosten beziehen sich dabei nur auf den Einbau oder Betrieb einer 65 % Erneuerbaren – kompatiblen Heizung. Die in der Frage genannten Kosten sind aber gerade nicht darauf zurückzuführen, dass zu einem späteren Zeitpunkt auf eine Heizung auf der Basis von Erneuerbaren Energien umgestellt werden musste.

19. Inwiefern wird der GEG-Entwurf Anreize setzen, um in diesem Zusammenhang die Integration von PV-Wasserstoffsystemen in Gebäuden zu beschleunigen?

Antwort: Erneuerbare Gase - u.a. Wasserstoff - sind als Erfüllungsoption im GEG-Entwurf vorgesehen. Sie können beim allgemeinen rechnerischen Nachweis des geforderten 65%-EE-Anteils berücksichtigt werden. Der Einsatz dieser Systeme – wie auch aller anderer Erfüllungsoptionen - wird durch die Verpflichtung zur Installation einer mit mindestens 65% EE betriebenen Heizung angereizt. Der Maxime Technologieoffenheit folgend verzichtet der Gesetzentwurf auf spezielle Anreize für einzelne Technologien.

20. Wie wird das BMWK die ressortübergreifende Zusammenarbeit dahingehend verbessern, um einen schnellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft auch im Gebäudesektor zu ermöglichen; hier konkret, um Synergien im Hinblick auf eine systemdienliche Wasserstoffstrategie für den Gebäudesektor zu ermöglichen?

Antwort: BMWK ist mit den anderen betroffenen Ressorts sowohl zur Wasserstoffstrategie als auch zu allen anderen Wasserstoffthemen in einem regelmäßigen Austausch. Die Wasserstoffstrategie wird von fünf Ressorts gemeinsam erarbeitet (BMWK, BMZ, BMDV, BMUV, BMBF). Auch die Nutzung von Synergien zwischen den Anwendungssektoren sind und werden dabei weiter Gegenstand der Diskussionen sein.

21. Warum hat der GEG-Entwurf bisher keine konkreten Regelungen zur Anpassung der Verteilnetzinfrastuktur vorgesehen, um den perspektivisch stark wachsenden Wasserstoffbedarf

von Letztverbrauchern im Gebäudesektor zu decken; wie plant das BMWK, diese Herausforderung anzugehen?

Antwort: Der Bau und Betrieb der Gasnetzinfrastruktur unterliegt der Regulierung. Diese wird maßgeblich von Vorgaben des EU-Rechts geprägt. Konkrete Regelungen zur Anpassung der Verteilnetzinfrastuktur können nicht sinnvoll ohne Änderungen in der Gasnetzregulierung getroffen werden. Das Gebäudeenergiegesetz, das in erster Linie Gebäudeeigentümer adressiert, ist hierfür nicht der angemessene Rahmen. BMWK wird in 2023 Vorschläge für den Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes erarbeiten. Der Regulierungsrahmen wird ebenfalls fortentwickelt werden, um auch die Transformation von Gas-Verteilnetzen angemessen zu begleiten.

22. Welche zusätzlichen Energiebedarfe in Terawattstunden für grüne Gase erwartet das BMWK bis 2030 beziehungsweise 2035? Wie plant das BMWK, diese zusätzlichen Bedarfe zu decken?

Antwort: Bis 2030 rechnet das BMWK mit einem Gesamtbedarf an Wasserstoff bzw. Wasserstoffderivaten in der Größenordnung von 95 bis 130 TWh. Darin sind auch flüssige Wasserstoffderivate wie synthetische Kraftstoffe und aktuell fossile gedeckte Wasserstoffbedarfe enthalten, die so weit wie möglich durch CO₂-neutralen Wasserstoff ersetzt werden sollen. Nach 2030 hängt die Entwicklung des Bedarfs an Wasserstoff und grünen Gasen maßgeblich von der Entwicklung in den verschiedenen Sektoren ab. Dies hängt unter anderem von Technologiekostenentwicklungen, Brennstoffpreisen und den regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Die Entwicklung des Bedarfs an grünen Gasen für verschiedene Szenarien in den BMWK-Langfristszenarien sind im Szenario Explorer der Langfristszenarien unter www.langfristszenarien.de verfügbar.

Maßnahmen zur Deckung des Bedarfs werden in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie enthalten sein. Dies beinhaltet unter anderem Maßnahmen, um das Ziel von mindestens 10 GW Elektrolysekapazität in Deutschland zu erreichen und eine Wasserstoffinfrastruktur zu schaffen. Zudem erarbeitet das BMWK derzeit eine Importstrategie.

*Eine Übersicht über geplante und im Bau befindliche H₂-Erzeugung in Deutschland wird von der dena geführt. Die Liste der dena (Stand März 2023) ist als **Anlage 1** beigefügt.*

23. Inwiefern will das BMWK die tatsächliche Resilienz im Gebäudesektor mit Blick auf die Diversifizierung der Produktion beziehungsweise den Import von grünen Gasen stärken?

Antwort: Sofern Wasserstoff betroffen ist, hat sich die Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie über die prognostizierten Mengenbedarfe für alle Sektoren verständigt und passt diese Prognosen in der derzeit laufenden Fortentwicklung der Nationalen Wasserstoffstrategie an. In der Importstrategie Wasserstoff wird die Bundesregierung darlegen, auf welche Weise Importe von Wasserstoff und Derivaten unterstützt werden sollen. Sowohl für die nationale Produktion von grünem Wasserstoff als auch für dessen Import hat das BMWK

bereits verschiedene Instrumente erstellt bzw. arbeitet diese derzeit aus (z.B. IPCEI Wasserstoff, H2Global, Klimaschutzverträge).

Die Internationalen Energieagentur (IEA) hat eine Übersicht über die internationale Produktion von H2 erstellt. Die Übersicht umfasst auch geplante Projekte und kann unter folgendem Link nach Anmeldung heruntergeladen werden: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-projects-database#overview>.

24. Wem bzw. welcher/welchen Behörde(n) müssen die Transformationspläne der Wärme- und Gasnetzbetreiber vorgelegt werden? Welche Fristen bestehen hierfür für die Netzbetreiber sowie den betroffenen Immobilieneigentümer?

Antwort: Die Prüfung, ob die Anforderungen an Transformationspläne für Wasserstoffnetze erfüllt werden, erfolgt durch die für die Gasnetzregulierung zuständige Regulierungsbehörde. Die Prüfung, ob die Anforderungen an Transformationspläne für Wärmenetze vorliegen, erfolgt durch die nach Landesrecht zuständige Behörde.

Für den Anschluss an ein bestehendes Wärmenetz, dessen Baubeginn vor dem 1. Januar 2024 liegt, muss der Transformationsplan spätestens bis zum 31. Dezember 2026 vorliegen. Um die Übergangsregelung für den Anschluss an ein neues oder auszubauendes Wärmenetz in Anspruch zu nehmen sowie bei einer künftigen Wasserstoffversorgung, muss der Transformationsplan beim Einbau oder bei der Aufstellung der Heizungsanlage vorliegen.

25. Mit welchen Kosten rechnet das BMWK, um sämtliche Wärme- und Gasnetze umzubauen bzw. zu transformieren?

Antwort: Die Fragen von Kosten für Wärme- und Gasnetze ist eine Frage von notwendigen Investitionen, die sich vor allem im Kontext des Gesetzgebungsverfahrens zur kommunalen Wärmeplanung ergeben. BMWSB und BMWK haben hierzu unter der technischen Federführung des BMWSB gemeinsam einen Referentenentwurf vorgelegt. Daher werden diese Fragen auch im Rahmen dieses Gesetzgebungsverfahrens erörtert.

In welchem Umfang Wärme- und Gasnetze umgebaut werden müssen, hängt wesentlich vom gewählten Transformationspfad bzw. der Bedeutung verschiedener Technologien im Wärmesektor ab. Generell sind aus Gesamtsystemsicht die Kosten für Infrastrukturen deutlich niedriger als die Kosten für Energieträger. Die hohe Bedeutung von Energieträgerkosten hat das Jahr 2022 auch in der Praxis verdeutlicht.

Bei den Gasnetzen hängt die Höhe der Kosten für deren Umbau oder Transformation, z.B. Umwidmung für eine Wasserstoffnutzung oder Stilllegung, wesentlich von der zukünftigen Bedeutung von Wasserstoff bzw. gasförmigen Energieträgern ab. Zudem bestehen Unsicherheiten hinsichtlich der genauen Kosten für Umwidmungs- und Stilllegungsmaßnahmen. In den BMWK-Langfristszenarien bewegen sich die annuitätischen Kosten für die Umwidmung bzw. Stilllegung von Gasverteilnetzen je nach Szenario und Kostenannahmen im dreistelligen Millionen- bzw. niedrigem einstelligen Milliardenbereich.

Für die Transformation der Wärmenetze hängen die Kosten stark von den lokalen Bedingungen ab, insbesondere der Verfügbarkeit erneuerbarer Quellen. Das BMWK geht für den Zeitraum von 2021-2030 von jährlichen Investitionen im Umfang eines Betrages im hohen dreistelligen Millionen- bzw. niedrigem einstelligen Milliardenbereich aus, um 23 TWh zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 zu erreichen. Diese Schätzung umfasst sowohl Investitionen in das Wärmenetz als auch in Erzeugungsanlagen.

26. Wie werden die Vorgaben zur Transformation von Gas- und Wärmenetzen von den betroffenen Betreibern bewertet? Bitte eine Zusammenfassung der Rückmeldungen aus der Länder- und Verbändeanhörung.

Antwort: Zu den Vorgaben zur Transformation von Gas- und Wärmenetzen gab es in der Verbändeanhörung sehr unterschiedliche Bewertungen. Die Bandbreite reicht dabei von Forderungen zur Verschärfung der Vorgaben für Verbraucherschutz und Preistransparenz bis hin zur Abschwächung und zeitlichen Ausdehnung der Vorgaben für die Transformation von Gasnetzen. Die Stellungnahmen im Einzelnen sind hier einsehbar:
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/gebäudeenergiegesetz.html>.

27. Inwiefern setzt sich die Bundesregierung dafür ein, die von der EU-Kommission geplanten Unbundling-Vorschriften für Gas- und Wasserstoffnetzbetreiber im EU-Recht zu verhindern?

Antwort: Gemeint ist hier offensichtlich die im Kommissionsentwurf vorgesehene Gleichsetzung von Verteil- und Transportnetzen bei Wasserstoff, im Gegensatz zur Differenzierung bei Gas- (und Strom-)Netzen, wo die Verteilnetzebene vom Entflechtungsrecht ausgenommen ist. Der KOM-Entwurf würde also erstmals Verteilnetzbetreiber bei Wasserstoffverteilnetzen zur Entflechtung verpflichten.

Demgegenüber sieht das Europäische Parlament in seiner Fassung der Richtlinie die Beibehaltung der Unterscheidung und damit der Ausnahme der Verteilnetze vor. Die Ratsfassung (Energieministerrat v. 28.3.2023) enthält eine eigenständige Vorschrift in Art. 48, mit einer Freistellungsoption für die Mitgliedstaaten. Deutschland (BMWK) hatte sich in den Ratsberatungen für die EP-Lösung eingesetzt und tut dies aktuell wieder im Rahmen der Trilogie, die im Juni beginnen.

28. Welche Maßnahmen plant die Bundesregierung zur Steigerung der Biomethan-Produktion und dessen Einspeisung ins Gasnetz?

Antwort: Die Bundesregierung erarbeitet eine nationale Biomassestrategie. Damit will sie den Rahmen setzen, um in Deutschland eine nachhaltige Biomasseerzeugung und -nutzung sicherzustellen, die sich konsequent an den Klima-, Umwelt- und Biodiversitäts-Zielen orientiert. In welchem Sektor und mit welchem Zeithorizont die auf dieser Basis erzeugten Mengen an

Biomethan am effizientesten genutzt werden, kann dem Markt mit Mechanismen von Angebot und Nachfrage überlassen werden und bedarf keiner zusätzlichen Eingriffe.

Mehrfamilienhäuser und Mieter

29. Wie hoch sind die aktuellen Kosten pro Quadratmeter, um ein dezentral geheiztes Mehrfamilienhaus auf eine zentrale Wärmepumpenheizungs- und -warmwasseranlage umzubauen? Bitte unterscheiden nach Mehrfamilienhäusern mit bis zu 6 Wohneinheiten bzw. mit mehr als 6 Wohneinheiten.

Antwort: Die Kosten hängen von den sehr unterschiedlichen Gegebenheiten im Einzelfall ab. Im Übrigen verweisen wir auf die Antwort auf Frage 72.

30. Ab wann werden nach Abschätzung des BMWK flächendeckend dezentrale Wärmepumpen als Ersatz für Gasetagen- und Einzelheizungen verfügbar sein?

Antwort: Die Prämisse der Technologieoffenheit, die in § 71 GEG-E verankert ist, gilt auch bei Gasetagen- und Einzelheizungen. Es stehen daher eine Vielzahl von Erfüllungsoptionen zur Verfügung. Bei Gasetagenheizungen z. B. stehen zunächst neben einem Wärmenetzanschluss auch eine Vielzahl an dezentralen (gebäude- oder wohnungsweisen) Optionen die Anforderung aus § 71 Absatz 1 GEG-E zur Verfügung. Die Frage, welche Technologien in Frage kommen, um Gasetagenheizungen zu ersetzen, ohne die Anlage zu zentralisieren wurde bereits im ersten Fragenkatalog beantwortet (vgl. Frage 20).

Dezentrale Lösungen umfassen auch Wärmepumpen. Entsprechende (gebäude- oder wohnungsweise) Lösungen, die Gasetagenheizungen ersetzen können, sind bereits am Markt verfügbar. Wärmepumpen stehen nach Einschätzung des BMWK in den für den hier genannten Einsatzzweck geeigneten Leistungsklassen im Einklang mit den strategischen Energieversorgungszenarien des BMWK und der avisierten durch den GEG-Entwurf angereizten Austauschrate in ausreichenden Mengen zur Verfügung.

31. Worauf basiert der Wert 2,5 in § 71o durch den der Stromdurchschnittspreis geteilt werden soll?

Antwort: Die Mieterschutzvorschrift in § 71o Abs. 1 soll Mieter vor der Umlage von Mehrkosten schützen, die mit der Umstellung eines fossilen Brennstoffes auf biogene Brennstoffe oder Wasserstoff verbunden sind. Dazu wird die Umlagefähigkeit der Brennstoffkosten auf die bei einer Wärmepumpe anfallenden Stromkosten begrenzt. Bei der Wärmepumpe wird von einer hinreichend effizient arbeitenden Wärmepumpe und somit von einer Jahresarbeitszahl von 2,5 ausgegangen (dies ist auch der Wert, der für die Umlagefähigkeit beim Einbau einer Wärmepumpe gem. § 71o Abs. 2 maßgeblich ist), was einen eher konservativen Ansatz darstellt. Die Jahresarbeitszahl von 2,5 steht für das Mindestverhältnis von zugeführter Energie und tatsächlich erzeugter Heizwärme. Folglich ist der Stromdurchschnittspreis durch diesen Wert zu teilen.

32. Weshalb soll bei biogenen Brennstoffen und Wasserstoff der Mieter das Kostenrisiko tragen, nicht aber bei einem Anschluss an ein Wärmenetz? Bitte detailliert begründen.

Antwort: Das Kostenrisiko für eine bestimmte Wärmeversorgung liegt in allen Fällen zunächst bei dem Gebäudeeigentümer bzw. Vermieter, der die Auswahlentscheidung für die Investition in die Heizungsanlage trifft, Vertragspartner des Brennstoff- oder Wärmelieferanten ist und für die Kosten einzustehen hat. Diese Kosten wird er dem Mieter teilweise als Mietzins, teilweise als Nebenkosten in Rechnung stellen.

§ 710 GEG-E begrenzt im Sinne von Mieterschutz und Wettbewerbsgleichheit die auf den Mieter wälzbaren Betriebskosten für biogenen Brennstoff und Wasserstoff auf einen Betrag, der sich aus der fiktiven Anwendung einer Wärmepumpe ergibt.

Bei einem Anschluss an ein Wärmenetz im laufenden Mietvertrag gelten die Regelungen des § 556c BGB zum Schutz von Mietern im Falle der Umstellung von bisheriger Wärmeeigenversorgung auf Wärmelieferung (u.a. Anschluss an ein Wärmenetz). Danach darf der Vermieter die Wärmelieferkosten als Betriebskosten auf die Mieter umlegen, wenn sie die Betriebskosten der bisherigen Eigenversorgung mit Wärme (z.B. aus einer vom Vermieter mit Erdgas betriebenen Therme im Gebäude) nicht übersteigen (Kostenneutralität). Details werden in der Wärmelieferverordnung näher geregelt. Auf diese Weise sind Mieter und Mieterinnen davor geschützt, dass der Vermieter sich für eine Umstellung auf unverhältnismäßig teurere Wärmelieferung entscheidet und die Wärmelieferkosten im Rahmen der Nebenkostenabrechnung unbegrenzt auf den Mieter überwälzt.

33. Befürwortet das BMWK die Einführung von Teilwarmmieten durch die begrenzte Umlagefähigkeit der Brennstoffkosten?

Antwort: Der Koalitionsvertrag sieht eine Prüfung eines schnellen Umstiegs auf die Teilwarmmiete vor, in deren System die Modernisierungsumlage für energetische Modernisierungen aufgehen soll. BMWK hat im Frühjahr 2023 ein Gutachten mit Vorschlägen für die Einführung eines Teilwarmmietenmodells vorgelegt (abrufbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20220603-kurzgutachten-warmmietenmodelle-abschlussbericht.html>). Danach ist ein Teilwarmmietenmodell grundsätzlich möglich, aber noch eine Reihe von weiteren offenen Fragen zu klären. Dieses kann grundsätzlich dazu beitragen, die Kosten für die Transformation des Gebäudebestands gerecht zu verteilen. BMWK hat das Gutachten an das für das Mietrecht zuständige BMJ übermittelt und wird sich gemeinsam mit BMWSB gerne an Diskussionen über eine mögliche Umsetzung eines solchen Konzepts beteiligen.

34. Welche zusätzlich zur vorliegenden GEG-Novelle angedachten, flankierenden Maßnahmen und Regelungen sollen sicherstellen, dass Eigentümer von Mehrfamilienhäusern an der großflächigen Wärmetransformation teilnehmen können, auch wenn der Wohnungsmarkt vor Ort keine ausreichend hohen Mietniveaus und auch keine Mieterhöhungspotenziale zur

Finanzierung der neuen 65%-EE-Anlagen bereithalten? Bitte stellen Sie eine Beispielrechnung zur Verfügung für ein Mehrfamilienhaus mit 6 Wohnungen (jeweils 60 m²) in einer Region mit durchschnittlich 5€ Nettokaltmiete/m², in das nach dem Komplettausfall der Ölheizung eine zentrale Wärmepumpe eingebaut werden soll, weil weder ein Wärme- noch Gasnetz verfügbar ist.

Antwort: Auf der Grundlage der vorgelegten Wirtschaftlichkeitsberechnungen für ein Mehrfamilienhaus mit 6 Wohnungen lässt sich abschätzen, wie hoch die Modernisierungsumlage pro qm ausfallen könnte.

Die Annahmen für das betrachtete Mehrfamilienhaus weichen hier leicht ab (Nutzfläche 605 qm, Wohnfläche 500 qm, d.h. pro Wohnung ca. 83 qm Wohnfläche). Im betrachteten Fall war die vorherige Heizung ein Gas-Brennwertkessel.

Bei der Berechnung ist zu berücksichtigen, dass bei den umlagefähigen Kosten ein Instandsetzungsanteil in Abzug zu bringen ist (d.h. die Kosten für die Anschaffung einer zur alten Heizungsanlage vergleichbaren Heizung).

Beispiel MFH unsaniert:

Umstellung auf zentrale Wärmepumpe	
Investitionskosten (inkl. Ertüchtigungen Heizungsanlage und Nachrüstung Heizkörper)	78.080 EUR
Fiktive Instandsetzungskosten (Kosten Ersatzanschaffung Gas-Brennwertkessel)	19.080 EUR
Umlagefähige Investitionskosten (Investitionskosten abzüglich Förderung und (zeit)anteilig ersparter fiktiver Instandsetzungskosten)	59.000 EUR
Jährlich umlagefähiger Betrag (= 8% der umlagefähigen Investitionskosten)	4.720 EUR
Modernisierungsumlage/Monat /qm	0,79 EUR
Modernisierungsumlage/Monat/qm bei Berücksichtigung einer Förderung nach aktuellen BEG Fördersätzen (27.328 EUR)	0,42 EUR
Differenz Betriebskosten pro qm/Monat im Vergleich zu Betriebskosten bei Einbau eines neuen Gas-Brennwertkessels (Betrieb mit 100 % Erdgas)	-0,64 EUR

Umstellung auf Pelletheizung mit solarer Trinkwassererwärmung	
Investitionskosten (inkl. Ertüchtigungen Heizungsanlage und Nachrüstung Heizkörper)	58.780 EUR

Fiktive Instandsetzungskosten (Kosten Ersatzanschaffung Gas-Brennwertkessel)	19.080 EUR
Umlagefähige Investitionskosten (Investitionskosten abzüglich Förderung und (zeit)anteilig ersparter fiktiver Instandsetzungskosten)	39.700 EUR
Jährlich umlagefähiger Betrag (= 8% der umlagefähigen Investitionskosten)	3.176 EUR
Modernisierungsumlage/Monat /qm	0,53 EUR
Modernisierungsumlage/Monat/qm bei Berücksichtigung einer Förderung nach aktuellen BEG Fördersätzen (13.946 EUR)	0,34 EUR
Differenz Betriebskosten pro qm/Monat im Vergleich zu Betriebskosten bei Einbau eines neuen Gas-Brennwertkessels (Betrieb mit 100 % Erdgas)	-0,76 EUR

Beispiel MFH Bestand (Wärmeschutzniveau vor 20-25 Jahren):

Umstellung auf zentrale Wärmepumpe	
Investitionskosten (inkl. Ertüchtigungen Heizungsanlage und Nachrüstung Heizkörper)	57.480 EUR
Fiktive Instandsetzungskosten (Kosten Ersatzanschaffung Gas-Brennwertkessel)	14.380 EUR
Umlagefähige Investitionskosten (Investitionskosten abzüglich Förderung und (zeit)anteilig ersparter fiktiver Instandsetzungskosten)	43.100 EUR
Jährlich umlagefähiger Betrag (= 8% der umlagefähigen Investitionskosten)	3.448EUR
Modernisierungsumlage/Monat /qm	0,57 EUR
Modernisierungsumlage/Monat/qm bei Berücksichtigung einer Förderung nach aktuellen BEG Fördersätzen (27.328 EUR)	0,31 EUR
Differenz Betriebskosten pro qm/Monat im Vergleich zu Betriebskosten bei Einbau eines neuen Gas-Brennwertkessels (Betrieb mit 100 % Erdgas)	-0,41 EUR

Umstellung auf Pelletheizung mit solarer Trinkwassererwärmung	
Investitionskosten (inkl. Ertüchtigungen Heizungsanlage und Nachrüstung Heizkörper)	47.580 EUR

Fiktive Instandsetzungskosten (Kosten Ersatzanschaffung Gas-Brennwertkessel)	14.380 EUR
Umlagefähige Investitionskosten (Investitionskosten abzüglich Förderung und (zeit)anteilig ersparter fiktiver Instandsetzungskosten)	33.200 EUR
Jährlich umlagefähiger Betrag (= 8% der umlagefähigen Investitionskosten)	2.656 EUR
Modernisierungsumlage/Monat /qm	0,44 EUR
Modernisierungsumlage/Monat/qm bei Berücksichtigung einer Förderung nach aktuellen BEG Fördersätzen (11.706 EUR)	0,29 EUR
Differenz Betriebskosten pro qm/Monat im Vergleich zu Betriebskosten bei Einbau eines neuen Gas-Brennwertkessels (Betrieb mit 100 % Erdgas)	-0,38 EUR

Grundsätzlich markieren die 8 % der gesetzlichen umlagefähigen Investitionskosten nur die gesetzlich zulässige Obergrenze der Modernisierungsmieterhöhung (vorbehaltlich des Greifens der beitragsmäßigen Kappungsgrenzen). Ob die gesetzlich zulässige Modernisierungsmieterhöhungsmöglichkeit ausgeschöpft wird, hängt daher letztlich auch von den Gewinnerwartungsabsichten der Vermietenden ab. So legen etwa gemeinnützige Vermietende oder auch private Kleinvermietende oft nicht die ganzen 8%, sondern auch weniger um. Dies verlängert naturgemäß den Amortisationszeitraum.

Die Berechnung zeigt, dass die monatliche Belastung durch die Modernisierungsumlage durch eine Förderung deutlich reduziert werden kann. Ebenso zeigt sich, dass auch ohne Förderung ein großer Teil der Modernisierungsumlage durch niedrigere Betriebskosten kompensiert werden kann. Mit Inanspruchnahme einer Förderung könnte die Warmmiete aufgrund deutlich niedrigerer Betriebskosten sogar sinken.

Für den Fall, dass aufgrund der Situation auf dem jeweiligen Wohnungsmarkt (z. B. Überangebot an Mietwohnungen) die gesetzlich bestehenden Mieterhöhungsmöglichkeiten zur Refinanzierung der Investitionskosten nicht ausgeschöpft bzw. durchgesetzt werden können, könnte ein Fall der unbilligen Härte nach § 102 GEG vorliegen und eine Befreiung beantragt werden.

Im Hinblick auf die Differenz der Betriebskosten pro qm/Monat nach Umstellung im Vergleich zu den Betriebskosten beim Einbau eines neuen Gas-Brennwertkessels ist jedoch zu bedenken, dass Vermieter, die nicht auf klimaneutrale Heizungen umstellen, insbesondere in energetisch schlechten Gebäuden nach dem CO₂-Kostenaufteilungsgesetz perspektivisch deutlich höhere CO₂-Kosten zu tragen haben. Die dargestellte Differenz kann daher bei Berücksichtigung der Wirkungen des CO₂-Kostenaufteilungsgesetzes geringer ausfallen.

35. Wie hoch schätzt die Bundesregierung die Gesamtkosten, die aufgrund der GEG-Novelle von den Vermietern auf die Mieter in den nächsten Jahren umgelegt werden?

Antwort: Die über die Modernisierungsumlage umlegbaren Kosten unterscheiden sich je nach der aus der Palette an unterschiedlichen technologischen Erfüllungsoptionen gewählten Lösung für das Heizen mit erneuerbaren Energien. Hinzu kommt, dass Vermietende selbst entscheiden, welche Beträge sie im Rahmen der Modernisierungsumlage auf Mietende umlegen. Dabei spielt eine Reihe von regionalen, finanziellen und gebäudeseitigen Erwägungen eine Rolle, ebenso wie das Verhältnis zwischen nicht umlegbaren Investitionen in Instandhaltung und Investitionen in Modernisierung. Auch aufgrund der Heterogenität der Vermieter*innen (kommunale Wohnungsunternehmen, Genossenschaften, börsennotierte Wohnungsunternehmen und private Kleinvermieter) besteht ein sehr unterschiedliches Mieterhöhungsverhalten.

Daher lässt sich nicht seriös abschätzen, in welcher Höhe Kosten für den Umstieg auf Heizungen auf der Basis von Erneuerbaren Energien umgelegt werden. Insbesondere ist dies auch von der Inanspruchnahme von Förderung durch Vermieter*innen abhängig. Zum Gesamtbild gehört auch, dass in vielen Fällen die Betriebskosten durch den Umstieg auf Heizungen auf der Basis von Erneuerbaren Energien sinken können. Siehe dazu auch die Antwort auf Frage 34.

36. Durch die Änderung in § 47 Abs. 4 GEG (Art. 1 Nr. 14, S. 15 Referentenentwurf) trifft die Pflicht zur Nachrüstung bestehender Gebäude Eigentümer, auch wenn die erforderlichen Aufwendungen unwirtschaftlich sind und es sich um ein Wohngebäude mit mehr als sechs Wohneinheiten handelt. Worauf stützt sich die Annahme in der Begründung, die Maßnahmen des § 47 wären „ohnehin in den allermeisten Fällen wirtschaftlich“? (Bitte konkrete Daten zu Gebäudebestand, erwarteten Investitionskosten und erwarteten Einsparungen für Häuser mit mehr als sechs Wohneinheiten zur Verfügung stellen.)

Antwort: Auswertungen des FIW München und ihh Hauser zur Wirtschaftlichkeit der Wärmedämmung von obersten Geschossdecken (siehe Anlage 2) zeigen beim Ausgangsfall "Mindestwärmeschutz" für die begehbare Decke Amortisationszeiten zwischen rd. 8 bis 16 Jahren (Mittelwert rd. 10 Jahre). Bei der nicht begehbaren obersten Geschossdecke liegen die entsprechenden Amortisationszeiten im Bereich von 2 bis 4 Jahren.

37. Ist das 65%-Ziel Erneuerbare hinsichtlich des Primärenergieverbrauchs mit einer Wärmepumpe derzeit durchgängig zu erreichen? (Also auch insbesondere nachts und bei Windflaute)

Antwort: Siehe Antwort zu Frage 3.

38. Welche Auswirkungen auf den Wohnungsmarkt werden durch das Teilverbot der Umlagefähigkeit von Heizkosten nach § 710 erwartet?

Antwort: Wir verweisen auf die Antwort zu Frage 34.

39. Welche Auswirkungen hat das Gesetz auf das im Koalitionsvertrag festgelegte Ziel 400.000 neue Wohnungen pro Jahr zu schaffen?

Antwort: Die Bundesregierung geht aktuell nicht davon aus, dass das Tempo des Wohnungsneubaus durch das Gebäudeenergiegesetz nennenswert beeinflusst wird. Vielmehr gibt es andere Faktoren, die nicht im Zusammenhang mit dem Gebäudeenergiegesetz stehen. So leidet die Bauwirtschaft unter steigenden Zinsen bei gleichzeitig steigendem Wohnungsbedarf und stark gestiegenen Herstellungs- und Grundstückspreisen. Bei den Heizsystemen im Neubau ist es hingegen so, dass im Neubau Heizungssysteme auf Basis Erneuerbarer Energien mittlerweile Standard sind. Zudem liegt zwischen Planung und Fertigstellung in der Regel ein ausreichend langer Zeitraum, so dass längere Lieferzeiten der vorgesehenen Heizungstechnologie hier weniger relevant sind. Ferner wurde im zum Gebäudeenergiegesetz begleitenden Förderkonzept eine zeitliche Staffelung der Inanspruchnahme der Boni I und II vorgesehen. Dadurch wird erreicht, dass die notwendigen Handwerker- und Produktionskapazitäten der Nachfrage folgen können und kein zusätzlicher preistreibender Markteffekt entsteht.

Bioenergie

40. Wie viele Wohngebäude in Deutschland werden gegenwärtig mit fester Biomasse betriebene Heizungen geheizt? (Bitte aufschlüsseln nach Holzpellettheizungen, Hackschnitzelheizungen, sonstige Heizungen und bitte jeweils nach EFH/MFH aufschlüsseln)

Antwort: Gemäß den aktuellen Daten des Bundesverbands des Schornsteinfegerhandwerks wurden feste Biomassebrennstoffe in folgenden Anlagen in Deutschland im Jahr 2022 eingesetzt:

- Scheitholzessel: 537.150
- Holzpelletkessel: 376.920
- Holzhackschnitzelkessel: 74.120

Darüber hinaus werden feste Biomassebrennstoffe in Einzelraumfeuerungen eingesetzt. 85,8 % der Brennholzverbraucher entfallen auf Ein- und Zweifamilienhäuser. Die Anzahl der Brennholzverwender lag im Jahr 2018 bei 6,6 Mio. Haushalten oder 17,9 % aller Haushalte. Das Schornsteinfegerhandwerk weist 11,5 Mio. Anlagen in der Kategorie der Einzelraumfeuerungen, die feste Brennstoffe (u.a. Biomasse) einsetzen, für das Jahr 2022 aus.

41. Wie hoch ist derzeit die Gesamtproduktion jeweils an Holzpellets und Hackschnitzeln in Deutschland und wie hoch ist der Verbrauch jeweils in Deutschland? Wie viel wird jeweils exportiert und importiert?

Antwort: Nach Zahlen des Statistischen Bundesamtes wurden 3.110.405 Tonnen Holzpellets im Jahr 2022 produziert. Ausgeführt wurden 684.211 Tonnen, eingeführt 441.260 Tonnen. Zudem wurden im Jahr 2022 5.719.576 Tonnen Hackschnitzel produziert. Weitere 399.564 Tonnen wurden importiert und insgesamt 1.261.697 Tonnen exportiert.

2021	Produktion	Import	Export	Verbrauch
Hackschnitzel in t	5.436.280	340.019	1.286.468	4.489.831
Holzpellets in t	3.061.286	369.895	801.775	2.629.406
2022				
Hackschnitzel in t	5.719.576	399.564	1.261.697	4.857.443
Holzpellets in t	3.110.405	441.260	684.211	2.867.454

Quelle: Statistisches Bundesamt

42. Pellet Verbot im Neubau: Wie ist die Abschätzung der Menge? Wieviel Mengen sollen durch diese Maßnahmen umgelenkt werden und wohin?

Antwort: Der GEG-Entwurf enthält kein Pelletverbot für Neubauten. Der Gesetzentwurf sieht in §71 Abs. 3 Nummer 6 GEG-E eine Wärmepumpen-Hybridheizung bestehend aus einer elektrisch angetriebenen Wärmepumpe in Kombination mit einer Gas-, Biomasse- oder Flüssigbrennstofffeuerung als Erfüllungsoption der 65%-EE-Vorgabe sowohl für den Neubau als auch für Bestandsgebäude vor. Entscheidet sich die/der Eigentümer*in für feste Biomasse zur Abdeckung der Spitzenlast in besagtem Hybridsystem, ist somit die Installation einer Pelletheizung auch im Neubau möglich.

Im Neubau sind jedoch andere technologische Lösungen wie zum Beispiel Wärmepumpen, gekoppelt mit Speichern oder Solarthermie bzw. der Anschluss an Wärmenetze bereits etabliert bzw. können bei der Planung entsprechend berücksichtigt werden. Daher ist mit einer nennenswerten Umlenkungswirkung durch das GEG nicht zu rechnen. Die Holzrohstoffbilanz der energetischen Holzrohstoffverwendung für das Jahr 2020 zeigt, dass 46 Prozent der gesamten energetischen Holzrohstoffverwendung auf den Haushaltssektor entfiel. Im Jahr 2018 machten Pellets ca. 12% der energetischen Holznutzung im Haushaltssektor aus (Quelle: BMEL). Dies betrifft vor allem den Gebäudebestand, der den weitaus größten Anteil des Gebäudesektors darstellt.

43. Eine stoffliche Verwertung von Holz ist immer sinnvoller,- nur es gibt für diverse Abfallhölzer keinen anderen Markt als Energieholz. Daher: Bis wann rechnet man mit einem Hochlauf neuer Märkte für Holz-Fasern und Pyrolyse?

Antwort: Es ist zu erwarten, dass zukünftig auch Hölzer stofflich genutzt werden können, die heute nur für die energetische Nutzung infragekommen, beispielsweise in der Industrie. Entsprechende Marktveränderungen in der Zukunft sollten bei der langfristigen Planung von Anlagen zur energetischen Holznutzung bereits heute berücksichtigt werden.

Ausnahmen

44. Wie viele Menschen in SGB II leben in selbst genutztem Wohneigentum?

Antwort: Bürgergeld nach dem SGB II: Im Januar 2023 betrug die Zahl der Bedarfsgemeinschaften mit der Unterkunftart „Eigenheim“ rund 44.000. Bei insgesamt 2.890.000 Bedarfsgemeinschaften entspricht dies etwas mehr als 1,5 % aller Bedarfsgemeinschaften.

SGB XII: Daten zur Anzahl von Leistungsbeziehenden in der Sozialhilfe nach dem SGB XII (Grundsicherung im Alter und bei Erwerbsminderung nach dem Vierten Kapitel sowie Hilfe zum Lebensunterhalt nach dem Dritten Kapitel des SGB XII) liegen nicht vor. Eine Schätzung für die Grundsicherung im Alter und bei Erwerbsminderung auf Grundlage vorhandener Daten über Leistungsbeziehende ergibt maximal 32.000 Haushalte mit Wohneigentum. Bezogen auf alle in Wohnungen (inbegriffen selbstgenutztes Wohneigentum) lebende Leistungsbeziehende ergibt sich ein Anteil von 2 bis maximal 4 Prozent.

45. Wie viele Menschen, die länger als 1 Jahr im Leistungsbezug sind, leben in selbst genutztem Wohneigentum?

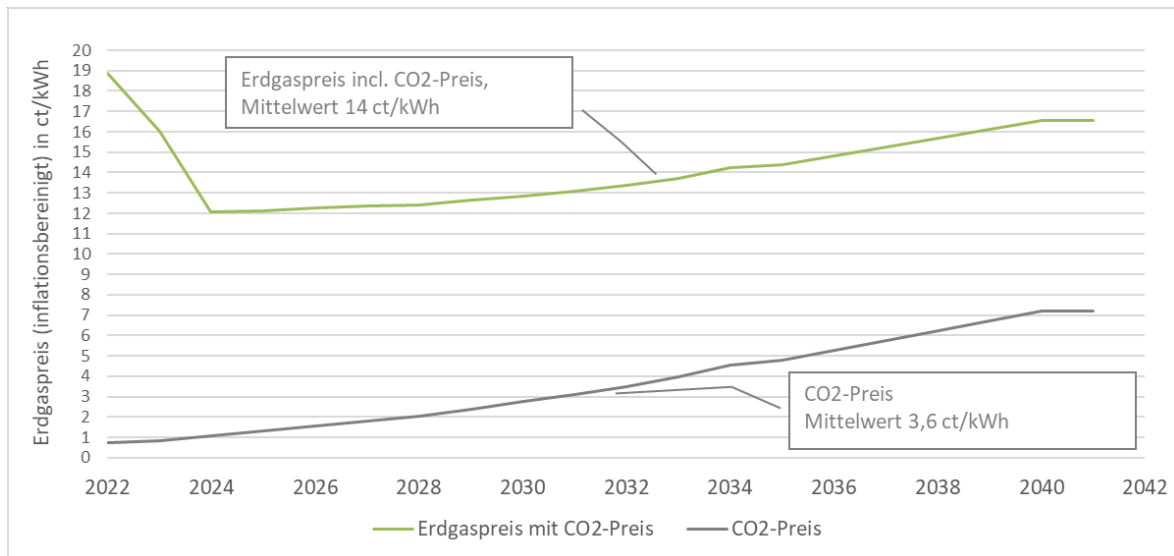
Antwort: Wie viele der unter Antwort 44 genannten 44.000 Haushalte bereits länger als ein Jahr im Leistungsbezug stehen, ist statistisch nicht gesondert erfasst. Dies gilt auch für SGB XII-Haushalte.

46. Welche Heizungssysteme haben diese Personen?

Antwort: Heizungsbedarfe werden nach § 22 Abs. 1 SGB II unabhängig von der Energieart (Gas, Öl, Strom, Holz, Kohle, etc.) in tatsächlicher Höhe übernommen, soweit sie angemessen sind. Dies gilt entsprechend im SGB XII (§ 35 SGB XII). Von daher wird die Energieart nicht statistisch erfasst. Anhaltspunkte über die Heizungssysteme ergeben sich jedoch aus der Energie- und Verbrauchsstichprobe (EVS) 2018. Danach heizten 82% der HH mit überwiegendem Lebensunterhalt „Arbeitslosengeld II, Sozialgeld (Leistungen nach Hartz IV)“ mit fossilen Brennstoffen. Zur Dauer des Leistungsbezugs ist dabei nichts bekannt.

47. Wie schätzt die Bundesregierung die Kostensteigerungen bei Gasheizungen ein, wenn zukünftig der CO₂-Preis steigt? Mit welchen Mehrausgaben ist zu rechnen?

Antwort: In der nachfolgenden Abbildung ist die Entwicklung des Erdgaspreises bei einem CO₂-Pfad gemäß den T45-Szenarien der BMWK-Langfristszenarien (2025: 55 €/t; 2030: 115 €/t; 2035: 200 €/t; 2040: 300 €/t) dargestellt:



Quelle: Eigene Darstellung. Sie enthält die Preispfade, die den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde liegen nach Prognos, bzw. CO₂ Preisen im ETS II aus den Langfristszenarien (Szenario T-45).

Je 10 €/t CO₂-Preis steigt der Erdgaspreis um 0,2 ct/kWh. Legt man die Preispfade der in der Antwort auf die Fragen 1 und 2 genannten aktuellen Analyse von MCC (Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change) zugrunde mit einem CO₂-Preis von bis zu 300 €/t, würde dies einen Aufschlag auf die Erdgaspreise von bis zu 6 ct/kWh in 2030 bedeuten. In den BMWK-Langfristszenarien sind ergänzend zu einer CO₂-Bepreisung weitere Instrumente (Ordnungsrecht, Förderung) unterstellt. Bei einem Verzicht auf weitere Instrumente zur Zielerreichung sind entsprechend höhere CO₂- und Brennstoffpreise zu erwarten. Letztlich hängt die Höhe des CO₂-Preisaufschlags wesentlich von der konkreten Ausgestaltung des Instrumentenmix ab.

48. Aktuell sind SGB II-Empfänger beim GEG ausgenommen. Wenn diese Ausnahme gestrichen würde, welche Kosten fielen für die BA an für die nächsten 5, 10, 20 und 30 Jahre an, wenn der Einbau neuer Heizsysteme, bspw. Wärmepumpen, übernommen werden müsste?

Antwort: Personen, die einkommensabhängige Sozialleistungen (u.a. nach dem SGB II, SGB XII) beziehen, sind nach derzeitigem Stand gemäß § 102 Abs. 5 SGG von der Verpflichtung nach § 71 GEG befreit. Sollte dieser Befreiungstatbestand ersatzlos gestrichen werden, hätte dies zur Folge, dass entsprechende Transferleistungsbezieher im Wohneigentum nach dem Förderkonzept der Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) - Förderkonzept „erneuerbares Heizen“ - in Höhe von bis zu 50 Prozent der Anschaffungen bezuschusst werden. Die übrigen 50 Prozent könnten in diesem Fall unter bestimmten Voraussetzungen (teilweise als Zuschuss; im Übrigen als Darlehen), aus Transferleistungen finanziert werden (vgl. § 22 Abs. 2 SGB II/ § 35a Absatz 1 SGB XII). Allerdings müsste es sich um einen unabwiesbaren Bedarf handeln, der allenfalls bei Heizungshavarien gegeben wäre. Im letzteren Fall sieht das GEG aber Übergangsfristen von bis zu drei Jahren vor. Ist eine Übergangslösung technisch nicht möglich oder sind die Übergangsfristen abgelaufen, kommt ein unabwiesbarer Bedarf in Betracht, der

jedoch überwiegend nur (dinglich abgesicherte) Darlehensansprüche auslöst. Außerdem scheidet eine Kostenübernahme aus, wenn andere Finanzierungsmodelle oder Problemlösungen in Betracht kommen (z.B. Instandhaltungsrücklage in WEG-Fällen, Bankdarlehen, Bausparverträge, Finanzierung aus Schonvermögensgrenzen). Sowohl das Bürgergeldgesetz als auch die Sozialhilfe sehen ergänzend unter bestimmten Voraussetzungen den Schutz von Vermögen vor, wenn es zur baldigen Erhaltung eines Hausgrundstücks bestimmt ist (§ 12 Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 SGB II/ § 90 Abs. 2 Nr. 3 SGB XII). Im Zuge der GEG-Novellierung ist auch eine Novellierung der Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG) geplant, mit der die Vergabe von Krediten für vulnerable Gruppen ausgeweitet werden soll, die bisher über keinen hinreichenden Zugang zu Krediten für gebäudebezogene Effizienzmaßnahmen verfügen. Etwaige Zinsen aus einem Bau- und Renovierungsdarlehen können regelmäßig als Bedarfe der Unterkunft nach § 22 SGB II/ § 35 SGB XII berücksichtigt werden, soweit sie der Höhe nach angemessen sind. Die GEG-spezifischen Kosten für ein in der Frage angelegtes (rein hypothetisches) Szenario können vor diesem Hintergrund nicht seriös abgeschätzt werden, zumal nach dem GEG mehrere technische Lösungen in Betracht kommen und Preisentwicklungen nicht prognostiziert werden können. Nur der Vollständigkeit halber wird darauf hingewiesen, dass ab 2045 keine fossil betriebenen Heizungsanlagen mehr in Betrieb sein werden, sodass Langzeitbetrachtungen von mehr als 10 Jahren aufgrund der zum Januar 2024 beabsichtigten GEG-Novelle entbehrlich erscheinen.

SGB XII: Auch Bezieher von Grundsicherung im Alter und bei Erwerbsminderung nach dem Vierten Kapitel sowie Hilfe zum Lebensunterhalt nach dem Dritten Kapitel des SGB XII können sich nach § 102 Absatz 5 GEG-E von den Anforderungen an eine 65 %-EE-Heizung befreien lassen. Angaben zu den Kosten, die für die Sozialhilfeträger in den nächsten 5, 10, 20 und 30 Jahren anfallen würden, wenn die Befreiungsmöglichkeit gestrichen würde, können seriös nicht gemacht werden. Zum einen gibt es keinen festen Betrag X, der pro Heizungs austausch angesetzt werden könnte, gleiches gilt für etwaige weitere energetische Baumaßnahmen, die erforderlich sind, um eine 65 %-EE-Heizungsanlage effizient zu nutzen (z.B. Dämmung der Gebäudehülle, Austausch von Fenstern/Türen und Heizkörpern). Zum anderen lässt sich nicht vorhersehen, ob und wann bei Leistungsbeziehern mit Eigenheim eine Heizungshavarie eintritt und wie sich die Kosten z.B. für Wärmepumpen in den nächsten 5 bis 30 Jahren entwickeln.

49. Wie viele neue Heizsysteme wurden im letzten Jahr bzw. 2 Jahren bzw. 5 Jahren von Jobcentern bei selbst genutztem Eigentum finanziert?

Antwort: Heizungssanierungen bei geschonten Wohnimmobilien sind aufgrund der strengen Vorgaben in § 22 Abs. 2 SGB II (entsprechend für die Sozialhilfe: § 35a Abs. 1 SGB XII) selten. Insoweit kann auf die Ausführungen unter Nummer 48 verwiesen werden. Vor diesem Hintergrund handelt es sich um wenige Einzelfälle, die in Bezug auf Heizungssysteme nicht gesondert statistisch erfasst werden.

Weitere Fragen

50. Welche planungsrechtlichen Auswirkungen auf Bestandsbauten hat die Regelung eines "überragenden öffentlichen Interesses" für Effizienzmaßnahmen sowie eine Energieproduktion aus erneuerbaren Energien in § 1 III GEG-Entwurf?

Antwort: Die Definition der erneuerbaren Energien als im überragenden öffentlichen Interesse und der öffentlichen Sicherheit dienend muss im Fall einer Abwägung dazu führen, dass das besonders hohe Gewicht der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden muss. Die erneuerbaren Energien müssen daher nach § 1 Absatz 3 bis zum Erreichen der Treibhausgasneutralität des Gebäudebestandes als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden. Eine Abwägung mit anderen Belangen (wie z.B. dem Denkmalschutz) muss in jedem Einzelfall erfolgen. Auf § 105 GEG wird verwiesen.

Öffentliche Interessen können in diesem Fall den erneuerbaren Energien als wesentlicher Teil des Klimaschutzgebotes nur dann entgegenstehen, wenn sie mit einem dem Artikel 20a GG vergleichbaren verfassungsrechtlichen Rang gesetzlich verankert bzw. gesetzlich geschützt sind oder einen gleichwertigen Rang besitzen.

51. Aus welchen Mitteln soll eine etwaige staatliche Förderung erfolgen, nachdem die Mittel des Klima- und Transformationsfonds bereits stark ausgereizt bzw. überzeichnet sind?

Antwort: Der Klima- und Transformationsfonds (KTF) ist auskömmlich, um die notwendigen finanziellen Mittel bereits zu stellen.

52. Wie genau wird eine "Havarie" einer vorhandenen Heizanlage definiert? Wann ist eine Heizung defekt? Welche Komponenten werden dazugezählt (Kessel, Brenner, Steuerung usw.)? Wird es ausschließlich auf Technik oder auch auf Kosten bzw. Restwert bezogen?

Antwort: Unter Heizungshavarien sind nach der Begründung des Gesetzesentwurfs der Bundesregierung Fälle zu fassen, „in denen der Betrieb der Heizungen nicht mehr möglich ist, die Anlage nicht mehr repariert werden kann und schnell ausgetauscht werden muss“ (vgl. Gesetzesentwurf der Bundesregierung, S. 137).

Eine Unterscheidung bezüglich der Komponenten der Heizungsanlage wird dabei nicht vorgenommen. Es geht vielmehr darum, dass ein weiterer Betrieb der Heizungsanlage aus technischen Gründen nicht mehr möglich ist und keine Reparatur vorgenommen werden kann, unabhängig davon, ob der Defekt den eigentlichen Kessel, der Brenner, die Regelung oder sonstige Komponenten betrifft.

53. Falls – wie vom Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks kundgetan – nicht die Schornsteinfeger die Altersgrenze (80 Jahre) überprüfen werden: Wer soll die Altersgrenze dann überprüfen?

Antwort: Sofern die Überprüfung der Altersgrenze Gegenstand eines Verwaltungsverfahrens sein sollte, wäre dies von der nach Landesrecht zuständigen Behörde festzustellen.

54. Welche Empirie besteht darüber, wie lange typische Gas- oder Ölheizungen sowie Wärmepumpen bisher im Durchschnitt liefen und laufen?

Antwort: Die konkrete Nutzungsdauer von Wärmeerzeugern ist vom Einzelfall abhängig. Mittlere Werte sind in den einschlägigen technischen Regeln (VDI 2067 Blatt 1) enthalten.

Aus dem Gesamtbestand an zentralen Wärmeerzeugern und den jährlichen Absatzzahlen, die vom Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie veröffentlicht werden, lässt sich im langjährigen Mittel eine Austauschrate von ca. 3,5% p.a. der zentralen Wärmeerzeuger ableiten. Daraus würde sich eine mittlere Lebensdauer von 28,5 Jahren ergeben. Angesichts der seit 2021 deutlich gesteigerten Austauschzahlen liegt das mittlere Alter der ausgetauschten Wärmeerzeuger aktuell bei ca. 25 Jahren.

Einen Überblick über das Alter der im Bestand vorhandenen Kessel liefert die jährliche Erhebung des Schornsteinfegerhandwerks.

55. Welche Maßnahmen plant das BMWK, um dem sog. Havanna-Effekt durch die GEG-Novelle vorzubeugen, also die Bemühungen der Bevölkerung, alles dafür zu tun, um keine neue Heizungsanlage einbauen zu müssen?

Antwort: Grundsätzlich steht es den Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümern frei, die Heizungsanlage so lange wie möglich zu betreiben und bei Ausfall wieder zu reparieren.

Eine bereits im GEG bestehende Regelung, die den Austausch von Heizkesseln zu klimafreundlicheren Alternativen bezweckt, ist das grundsätzliche Betriebsverbot nach § 72 GEG für besonders ineffiziente, also über 30 Jahre alte Konstanttemperaturkessel.

Eine weitere zentrale Maßnahme, um einer ineffizienten Fahrweise älterer Heizungsanlage entgegen zu wirken, sieht der Gesetzesentwurf in § 60b GEG-E vor. Danach sind wassergebundene Heizungsanlagen innerhalb eines Jahres nach Ablauf von 15 Jahren nach Einbau oder Aufstellung einer Heizungsprüfung und Heizungsoptimierung zu unterziehen.

Eine weitere Maßnahme, um den Heizungstausch zu fördern und dadurch eine effizientere Fahrweise und klimaschützende Wirkung zu erreichen ist die vorgesehene Förderung nach BEG für einen frühzeitige Austausch der Heizungsanlage.

56. Die Planung und Installation erneuerbare Heizanlagen benötigt deutlich mehr Zeit und Arbeitsaufwand. Wie schätzt das BMWK das gegenwärtige Potenzial und den notwendigen

Bedarf an Fachkräften aus den entsprechenden Klimagewerken des Handwerks ein, um den zusätzlichen Arbeitsaufwand fristgerecht umzusetzen?

Antwort: Relevante Verbände, Hersteller und Gewerke arbeiten bereits intensiv an technischen Innovationen zur Optimierung von Einbauprozessen um auch durch bessere gewerkeübergreifende Zusammenarbeit Um- und Einbauzeiten zu reduzieren. So werden bspw. Plug und Play-Module für erneuerbare Heizanlagen und erste serielle Fassadenelemente mit integrierter Anlagentechnik entwickelt. Dadurch könnte der Einbauprozess von erneuerbaren Heizanlagen in ähnlich gebauten Quartieren durch serielle Vorfertigung erheblich beschleunigt werden. Daneben besteht aus Sicht der Bundesregierung kurzfristig ein Schulungsbedarf, um sicherzustellen, dass die bereits ausgebildeten SHK-Fachkräfte und weitere relevante Fachkräftegruppen mit Dekarbonisierungsoptionen (insb. Wärmepumpen) in der Gebäudewärmeversorgung vertraut sind. Aus diesem Grund fördert das BMWK die Teilnahme an kurzfristig wirksamen Qualifizierungsmaßnahmen im Rahmen der Bundesförderung Aufbauprogramm Wärmepumpe.

57. Können die aufwändigen Berechnungen auf Basis der DIN 18599 zum Nachweis der Erfüllung der 65%-Pflicht von allen Fachhandwerkern durchgeführt werden?

Antwort: Eine Berechnung nach DIN V 18599 ist für den Nachweis zur Einhaltung der 65%-EE-Vorgabe nur dann erforderlich, wenn keine der Technologien gemäß § 71 Absatz 3 GEG-E den Wärmebedarf vollständig deckt. Berechnungen mit DIN V 18599 können entsprechend qualifizierte Fachhandwerker, z.B. aus dem Schornsteinfegerbereich oder dem SHK-Bereich oder auch (andere) Energieberater vornehmen. Zur Vereinfachung der Nachweisführung ist eine Aktualisierung des Beiblatts 2 zur DIN V 18599 vorgesehen.

58. Welche Position nimmt das BMWK im Hinblick auf das von der EU-Kommission geplante Inverkehrbringungsverbot für konventionelle Heizkessel ein?

Antwort: Die Positionsfindung des BMWK, sowie der Bundesregierung, zur Novellierung der Ökodesignverordnung für die Produktgruppe der Heizgeräte ((EU) No 813/2013) ist im Einzelnen noch nicht abgeschlossen. Ein generelles Inverkehrbringungsverbot für konventionelle Heizkessel sieht das BMWK kritisch. Die geplante Verordnung enthält allerdings kein generelles Inverkehrbringungsverbot für konventionelle Heizkessel. Vielmehr sieht der derzeit diskutierte Vorschlag eine Anhebung der Effizienzanforderung auf 115% zum 1.9.2029 vor. Reine Gas- und Ölheizungen (z.B. ohne Kombination mit Solarthermie) könnten diese Anforderungen nach aktuellem Stand der Technik allerdings nicht erfüllen.

Auch vor diesem Hintergrund ist es wichtig, dass wir schnell zu einer Einigung bei der GEG-Novelle kommen, um auf dieser Grundlage die Verhandlungen auf europäischer Ebene zu führen und eine Position zu vertreten, die sich mit den Beschlüssen zu GEG inklusive Ausnahmeregelungen, Übergangsfristen und Härtefallregelungen deckt. Neben der Ökodesign-

Verordnung betrifft dies auch die EU-Gebäuderichtlinie (EPBD). Beide Rechtsakte werden derzeit verhandelt, wobei sowohl der Zeitplan als auch das Ergebnis nicht klar sind.

Umso wichtiger ist es, dass wir schnell Klarheit über den nationalen Rechtsrahmen haben. Wir werden uns dann auf europäischer Ebene dafür einsetzen, dass der unionsrechtliche Rahmen damit vereinbar sein wird und insbesondere unsere Regelungen zu Übergangsfristen, Ausnahmen und Härtefällen nicht konterkariert werden. Eine bereits beschlossene nationale gesetzliche Regelung stärkt unsere Verhandlungsposition in Brüssel. Wir sollten keinesfalls darauf warten, was in Brüssel entschieden wird, sondern aktiv in Deutschland gestalten und entsprechend die Ratsverhandlungen führen.

Insbesondere ist vor dem Hintergrund der angekündigten Prioritätensetzungen der aktuellen und der kommenden Ratspräsidentschaft unklar, ob die Rechtsakte noch während der laufenden Amtsperiode der Kommission bzw. der Legislaturperiode des EP final beschlossen werden können. Sofern ein Beschluss nicht bis Anfang des Jahres 2024 herbeigeführt werden kann, ist wegen der Diskontinuität der Vorgänge ein wesentliches späteres Verhandlungsergebnis naheliegend

59. Inwiefern wird die Anschaffung von Wärmepumpen durch eine mögliche Beschränkung auf natürliche Kältemittel verteuert?

60. Welchen umweltpolitischen Mehrwert verglichen geltenden bzw. zu erlassenden EU-Regelungen verspricht sich die Bundesregierung von einer solchen Beschränkung?

Antwort zu Frage 59 und 60: Im Gebäudeenergiegesetz gibt es keine unmittelbare Beschränkung hinsichtlich der Kältemittel. Der parallellaufende Prozess zur europäischen F-Gas-Verordnung ist noch nicht abgeschlossen. Pauschalisiert können derzeit keine Aussagen darüber getroffen werden, welche Auswirkungen natürliche Kältemittel auf die Investitionen oder Betriebskosten haben. Bspw. kann je nach Anwendungsfall eine mit R290 betriebene Wärmepumpe mit höheren Systemtemperaturen betrieben werden oder größere Spreizungen zwischen Quell- und Zieltemperatur ermöglichen, so dass ggf. geringere Investitionskosten bei den Begleitmaßnahmen notwendig sein könnten. Bereits heute sind jedoch Wärmepumpen mit natürlichen Kältemitteln am Markt verfügbar und werden auch von Gebäudeeigentümern eingebaut, so dass im Markt ein entsprechender Mehrwert gesehen wird. Klimapolitisch liegt der Mehrwert in deutlich geringeren Treibhausgas-Emissionen im Fall einer Leckage oder bei unsachgemäßer Handhabung, industriepolitisch in einem Vorsprung deutscher Hersteller bei natürlichen Kältemitteln.

61. Welche besonderen Anforderungen ergeben sich hinsichtlich Wartung und Installation bei der Verwendung brennbarer Kältemittel sowohl in rechtlicher Hinsicht als auch bezüglich der Qualifikation des Fachpersonals?

Antwort: Sowohl die Hersteller als auch die Verbände geben spezifische Leitfäden für die Aufstellung von Wärmepumpen mit brennbaren Kältemitteln heraus, in denen sie neben

Hinweisen von der Installation, zur Wartung aber auch zur Außerbetriebnahme von Wärmepumpen mit brennbaren Kältemitteln geben (siehe z.B. BWP, Leitfaden Außenaufstellung von Wärmepumpen mit brennbaren Kältemitteln, https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/08_Sonstige/Filedump/BWP_LF_Kaeltemittel_WEB.pdf). Hierbei wird auch Bezug auf die zu beachtenden Normungen gegeben. Für die Arbeiten außerhalb des Kältekreislaufes sind für die Sachkundigen der am Einbau einer Wärmepumpe beteiligten Gewerke grundsätzlich keine zusätzlichen Fortbildungen, die über ihre Ausbildung hinausgehen, notwendig; Weiterbildungen auch bezogen auf spezifische Produkte können aber hilfreich sein. Wenn Arbeiten hingegen das Öffnen, Entleeren oder Befüllen des Kältekreislaufes bedürfen, dann ist erforderlich, dass eine Zertifizierung der Sachkunde nach der ChemKlimaschutzV und gegebenenfalls zusätzlich eine Qualifizierung für brennbare Kältemittel vorliegt.

62. Womit begründet das BMWK, dass bei getrennten Heizungen nach § 71 Absatz 4 Nummer 2 und 3 im Havariefall keine Übergangszeit, beispielsweise von 10 Jahren, vorgesehen ist, wie dies beispielsweise bei Hallenheizungen der Fall ist?

Antwort: Die Übergangsfristen im Falle einer Heizungshavarie nach § 71i beziehen sich auf alle Heizungsanlagen, die in § 3 Abs. 1 Nr. 14a legaldefiniert sind und damit auf alle Heizungsanlagen, die in § 71 Absatz 4 erfasst sind.

63. Wo besteht der Unterschied zwischen getrennten Heizungen und Hallenheizungen mit Hinblick auf Klimaschutz und CO₂-Ausstoß?

Antwort: Die Effekte auf Klimaschutz und THG-Ausstoß bemessen sich danach, wie bestehende getrennte Heizungen und Hallenheizungen, die mit fossilen Energien betrieben werden, durch Anlagen im Einklang mit § 71 Absatz 1 GEG-E ersetzt werden. Eine pauschalierte Aussage ist hierzu nicht möglich.

64. Wie definiert das BMWK unvermeidbare Abwärme?

Antwort: Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung sieht in § 3 Abs. 1 Nummer 30a eine Definition für „Unvermeidbare Abwärme“ vor. Danach ist 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 genutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde“ (vgl. Gesetzesentwurf der Bundesregierung S. 13). Im Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung soll eine inhaltlich gleiche Formulierung verankert werden. Die Wärme, die durch Anlagen zur Wärmerückgewinnung in Gebäuden nutzbar gemacht wird, wird hingegen nach dem aktuellen Stand des GEG-Entwurfs nicht als unvermeidbare Abwärme verstanden. Vielmehr wird der Beitrag von Anlagen zur Wärmerückgewinnung bei der Berechnung des Energiebedarfs von

Gebäuden nach DIN 18599 berücksichtigt und senkt so den Wärmebedarf. Dies senkt den zur Erfüllung der Heizen-mit-Erneuerbaren-Vorgabe notwendigen Einsatz von Erneuerbaren Energien.

65. Wie viel Energie kann jährlich durch unvermeidbare Abwärme genutzt werden?

Antwort: Es gibt wenig belastbare Daten dazu, welche Mengen an unvermeidbarer Abwärme jährlich anfallen und welche Anteile davon genutzt werden können. Das hängt insbesondere davon ab, wie man die Eigenschaften von nutzbarer und unvermeidbarer Abwärme definiert. In 2021 wurde ein Anteil an der Nettowärmeerzeugung zur leitungsgebundenen Wärme von etwa 6,1 % (8,7 TWh) durch Abwärme sowie ein Anteil von etwa 8,4 % (12,1 TWh) durch nicht-biogenen Abfall gedeckt (Destatis, BDEW; Stand 05/2022). In Studien wird das Potenzial zwischen 23 und 132 TWh pro Jahr geschätzt (vgl. BDEW Grüne Fernwärme für Deutschland). Eine Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung im Auftrag des Umweltbundesamtes (2021) hat ein technisches Potenzial von unvermeidbarer industrieller Abwärme in Höhe von 32,1 TWh und von thermischer Abfallbehandlung in Höhe von rund 25 TWh.

Die Abwärmeplattform, die nach dem Entwurf des Energieeffizienzgesetzes geschaffen werden soll, würde dabei unterstützen, mehr über nutzbare Abwärmemengen zu erfahren und eine Möglichkeit darstellen, den Austausch der Anbieter und Nutzer von Abwärme besser zu koordinieren.

66. Bitte erstellen Sie eine Prognose für unvermeidbare Abwärme für die Jahre 2024 bis 2045.

Antwort: Es gibt unterschiedliche Prognosen für den Anteil unvermeidbarer Abwärme in der Wärmeversorgung. Insbesondere enthalten nicht alle Szenarien genaue Angaben zur Nutzung von Abwärme. Insgesamt nimmt der Anteil der Abwärme an der Nettowärmeerzeugung zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung zu (Destatis, BDEW; Stand 04/2022). Noch bezogen auf das ehemalige Klimaneutralitätsziel für das Jahr 2050, kommt das Szenario des nationalen Energie- und Klimaplanes aus 2020 auf etwa 9 TWh Abwärme in Wärmenetzen, die BDI Klimapfade auf 16 TWh Abwärme im Jahr 2050 und die Studie Klimaneutrales Deutschland auf 12 TWh in 2045. Allerdings wurde dabei jeweils keine Strategie angenommen, die eine gezielte Nutzung von Abwärme verfolgt, insbesondere mit Blick auf Niedertemperatur-Abwärme sowie Abwärme aus künftig zu errichtenden Rechenzentren und Elektrolyseuren – wie sie das BMWK anstrebt und für die mit dem EnEFG-Entwurf ein wichtiger Schritt unternommen wurde.

Generell sind zentrale Prognosen für unvermeidbare Abwärme – insbesondere mit zunehmenden Zeithorizont – mit erheblicher Unsicherheit behaftet. Beispielsweise ist angesichts der erforderlichen Transformation der Industrie Richtung Klimaneutralität und der damit einhergehenden Umstellung diverser Industrieprozesse unsicher, in welchem Umfang aktuell bestehende industrielle Abwärmepotenziale auch 2045 nutzbar sind. Durch eine Wärmeplanung können vor Ort die lokalen nutzbaren Potenziale für unvermeidbare Abwärme identifiziert und nutzbar gemacht werden.

67. Weichen die Anforderungen an die Messausstattung von Heizungsanlagen von den Vorgaben der Heizkostenverordnung ab? Falls ja: Inwiefern weichen die Anforderungen ab und weshalb?

Antwort: Anwendungsbereich und Zielrichtung von § 71a GEG-E und den Vorschriften der Heizkostenverordnung unterscheiden sich grundlegend:

Die Vorschrift des GEG stellt auf die Effizienz der Heizungsanlage als Ganzes ab, während die Heizkostenverordnung die Erfassung der Verbräuche in einzelnen Nutzungseinheiten in einem zentralversorgten Gebäude und eine verbrauchsabhängige Abrechnung vorsieht.

Zentraler Regelungsgehalt der Heizkostenverordnung ist die Pflicht des Gebäudeeigentümers den anteiligen Verbrauch der Nutzer an Wärme und Warmwasser zu erfassen (§ 4 Heizkostenverordnung), den tatsächlichen Verbrauch der Nutzer abzulesen und mitzuteilen (§ 6a Heizkostenverordnung) und die Kosten verbrauchsabhängig zu verteilen (§ 6 und 7 Heizkostenverordnung).

§ 71a GEG-E fordert dagegen, dass nach Ablauf des 31. Dezember 2024 eingebaute Heizungsanlagen mit einer Messausstattung zur Erfassung des Energieverbrauchs und der erzeugten Wärmemenge sowie mit einer Energieverbrauchs- und Effizienzanzeige auszurüsten sind. Ziel dieser Regelung ist es, die Effizienz des Betriebs der Heizungsanlage erkennen und ggfls. verbessern zu können.

Aufgrund der unterschiedlichen Ziele und Anwendungsbereiche sind auch die Anforderungen an die Messausstattung verschieden: In der Heizkostenverordnung ist u.a. die Fernablesbarkeit für Wärmehähler und Heizkostenverteiler verpflichtend vorgesehen (§ 5). Eine verpflichtende Fernablesbarkeit sieht § 71a GEG-E nicht vor. Vielmehr sind nach § 71a Absatz 1 Satz 2 verschiedene Optionen möglich, wie die Effizienz angezeigt werden kann.

68. Wie viele regionale Bau- und Lärmschutzvorschriften machen den Einbau einer Wärmepumpe aktuell schwierig oder gar unmöglich? Bitte nach Ländern bzw. Kommunen sowie Vorschrift aufschlüsseln.

Antwort: Grundsätzlich unterfallen Wärmepumpen als bauliche Anlagen den Vorgaben des Bauordnungsrechts. Die grundgesetzlich geregelte Kompetenzverteilung sieht die Gesetzgebungs- und Ausführungskompetenz für das Bauordnungsrecht ausschließlich bei den Bundesländern. Die Musterbauordnung selbst stellt ein unverbindliches Musterregelwerk der Länder dar und dient den Ländern als Vorlage für die eigenständige gesetzgeberische Ausgestaltung der jeweiligen 16 Landesbauordnungen.

Auch von Seiten der Länder wird die Bedeutung von Wärmepumpen zur Heizung von Gebäuden und anderen Einrichtungen als zentraler Baustein der Energiewende eingestuft. Daher haben die Länder bereits im letzten Jahr in den Gremien der Bauministerkonferenz der Länder eine einheitliche Abstandsflächenregel zur Erleichterung des Aufstellens von Wärmepumpen (max.

Höhe 2 m, max. Länge 3 m) einschließlich ihrer Fundamente für die Musterbauordnung erarbeitet.

Nach Umsetzung in den jeweiligen Landesbauordnungen der Länder soll es in der Folge bauordnungsrechtlich möglich sein, Wärmepumpen der genannten Größenordnung in den vorgelagerten Abstandsflächen eines Gebäudes aufzustellen und somit abstandsflächenrechtlich zu privilegieren.

Neben den Landesbauordnungen ist das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie Verordnungen zur Durchführung des BImSchV zu beachten. Auch bezüglich des Lärmschutzes sind BMWK und BMUV im Dialog zu praxisgerechten, möglichst unbürokratischen Verbesserungen.

69. Inwiefern wird die Verlegung von Erdwärmesonden in der Praxis durch Trinkwasserschutzzvorschriften behindert und wie gedenkt die Bundesregierung, dies zu erleichtern?

Antwort: In der Praxis ist die Situation vor Ort abhängig von den konkreten hydrogeologischen Bedingungen sehr vielfältig. Am 15. März wurde die Nationale Wasserstrategie der Bundesregierung veröffentlicht, die ein hohes Schutzniveau für Wasser als Ziel bekräftigt. Auf dieser Grundlage wird die Bundesregierung eruieren, inwiefern Vereinfachungen unter bestimmten Rahmenbedingungen sinnvoll und möglich sind.

70. Hat die Bundesregierung die im Koalitionsvertrag vereinbarte Prüfung einer Fündigkeitsversicherung für Geothermie bereits gestartet bzw. abgeschlossen?

Antwort: Das BMWK prüft derzeit Möglichkeiten der Absicherung des Fündigkeitsrisikos bei Geothermieprojekten und befindet sich hierzu mit Stakeholdern sowie der KfW im Austausch.

71. Warum trifft die Bundesregierung keine Regelungen zur besseren Verfügbarmachung von Abwasserwärme?

Antwort: Abwasserwärme gilt als erneuerbare Energiequelle, sodass ihre Nutzung gefördert werden kann, etwa im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze. Der Entwurf des Gesetzes für die Wärmeplanung, das derzeit gemeinsam vom BMWSB und BMWK erarbeitet wird, sieht vor, dass Daten zu Abwassernetzen im Rahmen der Wärmeplanung erhoben werden. Ziel der Datenerhebung ist es, die Potenziale der Abwasserwärme sichtbar zu machen und dadurch die Nutzung durch Gebäudeeigentümer und Wärmenetzbetreiber zu unterstützen. Die Bundesregierung ist offen für weitere Verbesserungsvorschläge.

Das Abwasser genauso wie die darin enthaltene Wärme sind im Eigentum des Kanalnetzbetreibers und damit regelmäßig im Eigentum der Gemeinde. Es steht jedem Gebäudeeigentümer oder Wärmenetzbetreiber frei, sich bei dem Abwasserentsorger über

Möglichkeiten zur Abwasserwärmenutzung zu erkunden und eine Vereinbarung zu treffen. Hierfür gibt es in Deutschland bereits erfolgreiche Beispiele, die auf kommunaler oder Landesebene unterstützt werden.

72. Wie hoch sind die aktuellen Durchschnittspreise für typische Gas- und Ölbrennwertgeräte, Luft-, Wasser- und Erdwärmepumpen, 20%- und 100%-H2-Ready-Heizungen sowie Luft-, Wasser- und Erdhybridwärmepumpensysteme? Bitte tabellarisch aufschlüsseln.

Antwort: Die im Folgenden dargelegten Zahlen beinhalten die Installationskosten sowie notwendige Nachrüstungen von Heizflächen. Die angegebenen Zahlen beruhen auf Auswertungen durch ITG. Basis sind die mittleren Listenpreise führender Hersteller. Dabei werden typische Rabatte berücksichtigt, welche die Handwerker erhalten, sowie übliche Preisauflagen der Handwerker auf ihren Einkaufspreis. Die angegebenen Preise sind Endkundenpreise, sie umfassen neben den Materialkosten inkl. Lieferung auch Montage und Inbetriebnahme, die separat kalkuliert werden sowie Steuern. Die ermittelten Preise wurden überschlägig auf den Preisstand 2022 (Stand 2. HJ 2020 + Aufschlag 20%) angepasst. Die Zahlen sind auch Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in der Begleitanalyse zur Umsetzung der Heizen-mit-Erneuerbaren-Vorgabe.

Neben den Investitionskosten müssen auch die Betriebskosten der verschiedenen Heizungstechnologien berücksichtigt werden. Insbesondere bei Wärmepumpen übersteigen die Einsparungen bei den Betriebskosten gegenüber den Betriebskosten für eine Gasheizung über einen Zeitraum von 18 Jahren deutlich die Mehrkosten bei der Anschaffung.

Investitionskosten Einfamilienhaus		Gas-BW-Gerät	Gas-BW-Gerät + solare TWE	Gas-BW-Gerät + solare TWE/Heizung	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Nah-/Fernwärme	E-Direktheizung
Bestand unsaniert	€	11.380	18.080	23.380	45.920	44.970	33.780	40.080	14.880	8.540
Bestand	€	10.980	17.680	22.980	28.620	31.170	28.480	34.780	14.580	8.540
Bestand saniert HT'100	€	10.980			23.820					7.340
Bestand saniert HT'70	€	10.980			22.420					6.940

Investitionskosten 6-Familienhaus		Gas-BW-Gerät	Gas-BW-Gerät + solare TWE	Gas-BW-Gerät + solare TWE/Heizung	Luft-Wasser-WP	Hybridgerät: Gas-BW + Luft-WP	Pelletkessel	Pelletkessel + solare TWE	Nah-/Fernwärme	E-Direktheizung
Bestand unsaniert	€	19.080	30.780	40.280	78.080	71.330	47.280	58.780	21.180	24.750
Bestand	€	14.380	26.080	35.580	57.480	57.630	36.080	47.580	17.880	24.750
Bestand saniert HT'100	€	14.380			41.680					23.550

Bestand saniert HT'70	€	14.380		38.680					22.750
-----------------------	---	--------	--	--------	--	--	--	--	--------

Investitionskosten Schule		Gas-BW-Gerät	Luft-Wasser-WP 55/45 °C	Pelletkessel	Nah-/ Fernwärme
Bestand	€	318.800	606.700	402.100	310.100

Investitionskosten Kindertageseinrichtung		Gas-BW-Gerät	Luft-Wasser-WP 50/40 °C	Luft-Wasser-WP 65/55°C	Pelletkessel + solare TWE	Nah-/Fernwärme
Bestand	€	34.000	125.000	96.200	85.800	36.400

Investitionskosten Verwaltung		Gas-BW-Gerät	Luft-Wasser-WP 50/40 °C	Luft-Wasser-WP 65/55°C	Pelletkessel + solare TWE	Nah-/Fernwärme
Bestand	€	42.900	171.400	127.700	89.000	44.500

73. Müssen Heizungsanlagen, die innerhalb der letzten 15 Jahre einer Heizungsprüfung unterzogen wurden und die insbesondere nach § 2 Absatz 1 Mittelfristenergieversorgungsmaßnahmenverordnung bereits überprüft wurden, gemäß § 60b Absatz 7 GEG-Novelle abermals überprüft werden?

Antwort: § 60b Abs. 7 sieht Ausnahmen von der Verpflichtung zur Durchführung einer Heizungsprüfung in bestimmten Fällen vor (z.B. bei einer standardisierten Gebäudeautomation sowie bei bestimmten Fällen der Versorgung durch Energiedienstleister oder Versorgungsunternehmen). Eine weitergehende Ausnahme für bereits durchgeführte Heizungsprüfungen z.B. innerhalb der letzten beiden Jahre ist bislang noch nicht vorgesehen.

74. Wie viele Anbieter von „Mietheizungsanlagen“ gibt es, mit denen die Dreijahresfrist des § 71i Absatz 1 überbrückt werden soll?

Antwort: Einzelne Anbieter von Mietheizungen sind bereits vorhanden. Eine separate Auswertung zu deren Angebotsvolumina liegt nicht vor.

Allerdings gibt es am Markt schon erste Contractoren und Stadtwerke, die bereits Mietangebote im Portfolio haben. Die Marktdaten von Anbietern von Wärme-Contracting, die von der Bundesstelle für Energieeffizienz (BfEE) durch regelmäßige Erhebungen erfasst werden, geben bereits einen Anhaltspunkt. Im Segment "Contracting & Wärmelieferung" gibt es insgesamt bundesweit 440 Anbieter, fast alle identifizierten Anbieter sind auch im Subsegment "gewerbliche Wärmelieferung" tätig (vgl. hierzu auch Prognos, Kantar & ifeu (2023) im Auftrag BfEE: Erhebungen des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen im Jahr 2022). Bereits heute arbeitet ein großer Teil der Anbieter wiederholt mit mobilen Anlagen (z. B. Containerlösungen zur Zwischenversorgung während der Bauphase oder im Havarie-Fall). Grundsätzlich gilt für den gesamten Heizungs-Markt: Es wurden - auch im Havariefall - bisher immer Lösungen der Zwischenversorgung gefunden. Ein

Anstieg der Angebote von Übergangslösungen ist mit steigender Nachfrage nach Inkrafttreten des novellierten GEG zu erwarten.

75. Wie viele Mietheizungsanlagen haben diese Anbieter im Portfolio und wie stark muss diese Branche wachsen, um den kommenden Bedarf durch die GEG-Novelle zu decken?

Antwort: Die ca. 440 Anbieter (vgl. Frage 74) verfügen im Durchschnitt über je rund 300 Anlagen in Contracting-Einzelverträgen, zusätzlich jeweils ca. 50 Anlagen in sog. Pacht- oder Betriebsführungsmodellen. Grundsätzlich zeigt dieses Segment in den letzten Jahren ein stabiles, tlw. starkes Marktwachstum, zuletzt 2022 mit 10 Mrd. Jahresumsatz ggü. 8,2 Mrd./a in 2019, jeweils inkl. Energieumsätze (vgl. hierzu auch Prognos, Kantar & ifeu (2023)). Diese Zahlen untermauern die bereits heute vorhandene Kapazität und grundsätzlich hohe Leistungsfähigkeit der Branche. Die Branche schätzt ihre Wachstumsaussichten selbst sehr positiv ein. Insgesamt war die Dynamik im Wärmelieferungs-Markt schon immer eng an den Heizungsmarkt gekoppelt. Auch im Heizungsmarkt zeigt sich die Leistungsfähigkeit in den letzten Jahren mit einem Zuwachs von ca. 750.000 Anlagen (2019) auf 980.000 Anlagen (2022) (vgl. hierzu BDH Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2013-2022, www.bdh-industrie.de).

76. Was kostet eine solche Mietheizungsanlage für einen Immobilienbesitzer heute? Bitte aufschlüsseln nach gewerblichen Immobilien, selbstgenutzten Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern mit bis zu 6 Wohneinheiten sowie Mehrfamilienhäusern mit mehr als 6 Wohneinheiten.

Antwort: Die Kosten im Markt für Contracting & gewerbliche Wärmelieferung setzen sich wie bei Anlagen in Eigenregie aus den Investitionskosten für Heizungsanlagen sowie aus den Betriebskosten für Wärme zusammen. Dazu kommen etwaige Servicegebühren für Wartung, Instandsetzung, Messung & Inkasso. Die Preise für Wärmelieferung werden überwiegend im Wettbewerb ermittelt. Im vermieteten Bestand gelten die Vorgaben des Mietrechts, insbesondere in Verbindung mit der Wärmeliefer-Verordnung, wonach bei einer Umstellung im laufenden Mietvertrag der Mieter die Betriebskosten der Wärmelieferung nur dann tragen muss, wenn die Kosten der Wärmelieferung die Betriebskosten für die bisherige Eigenversorgung mit Wärme oder Warmwasser nicht übersteigen. Die Investitionskosten sind in erster Linie von der Größe der Anlage abhängig, mit üblichen Skaleneffekten bzw. üblicher Kostendegression der spezifischen Anlagenkosten pro installierter Leistung. Professionelle Anbieter verfügen zusätzlich über leichte Beschaffungsvorteile beim Kauf der Anlagen. Überschlägig lässt sich abschätzen, dass die Kosten für die gewerbliche Wärmelieferung in sehr kleinen Anlagen (EFH, ZFH) regelmäßig über den Kosten der Eigenregie liegen, während sie bei größeren Anlagen (z. B. in MFH mit mehr als 10 WE) aufgrund der Skaleneffekte regelmäßig kostenneutral im Vergleich mit der Eigenregie darstellbar sind.

77. Wie hoch schätzt das BMWK die Chancen bzw. die dann fälligen Zinsen ein, wenn ein 55-, 60-, 65-, 70- sowie 75-Jähriger mit einem durchschnittlichen Vermögen und einem durchschnittlichen Einkommen einen 70.000€-Kredit für eine neue Wärmepumpe seines

Eigenheims (aktueller Wert 350.000€) inklusive Energieeffizienz- und Gebäudedämmungsmaßnahmen aufnehmen muss. Bitte nach den angegebenen Altersstufen aufschlüsseln und die aktuell gegebenen Finanzmarktkonditionen mit einbeziehen.

Antwort: Die Bundesregierung strebt im Zuge der BEG-Novellierung einen verbesserten, niedrighwelligen Zugang älterer Eigenheimbesitzer zu Krediten an. Wir sind hierzu in intensiven Gesprächen mit der KfW.

Es wird darauf hingewiesen, dass der angegebene Betrag von 70.000 € allein für den Einbau einer Wärmepumpe in einem EFH im Normalfall deutlich zu hoch ist. Hiervon können gewöhnlich umfangreiche weitere Effizienzmaßnahmen umgesetzt werden. Die für Heizungstausch als auch für andere Effizienzmaßnahmen verfügbaren Fördermittel, welche die Belastung senken, sind zu berücksichtigen.

Anlage 1 zu Frage 22 (Übersicht der dena über geplante und im Bau befindliche H2- Erzeugung in Deutschland)

							Anmerkung
Nummer neu	Projekte	WSK	Betreiber/Projektierer	Standort	Bundesland	EL- Erzeugungskapazität (MW)	Projektstatus
1	Carbon2Chem-Technikum	Erzeugung	thyssenkrupp AG	Duisburg	NW	2	In Betrieb
2	eFarm	Erzeugung	E-Farming GmbH & Co. KG	Nordfriesland	SH	1,125	In Betrieb
3	Elektrolyseur am Energiepark der Stadt Wunsiedel	Erzeugung	SWW Wunsiedel GmbH - Siemens AG	Wunsiedel	BY	8,75	In Betrieb
4	Elektrolyseur von Hybridge	Erzeugung	Amprion GmbH - Open Grid Europe GmbH	Lingen	NI	100	In Planung
5	ELEMENT EINS	Erzeugung	TenneT - Gasunie - ThyssenGas	Ostfriesland	NI	40	In Planung
6	Energiepark Bad Lauchstädt (GreenHydroChem)	Erzeugung	TerraWatt - Uniper - ONTRAS - DBI - VNG AG	Bad Lauchstädt	ST	30	In Planung
7	Energiepark Mainz	Erzeugung	Mainzer Stadtwerke AG, Linde AG, Siemens AG, Hochschule RheinMain	Mainz	RP	6	In Betrieb
8	Energiepark Zerbst	Erzeugung	GETEC	Zerbst	ST	10	In Planung
9	H2-Wyhlen	Erzeugung	Energiedienst AG	Grenzach-Wyhlen	BW	1,3	In Betrieb
10	HyBit	Erzeugung	ArcelorMittal - Ingaver GmbH - wpd AG - EWE AG - Uni Bremen	Bremen-Mittelsbüren	HB	10	Im Bau
11	HySynGas	Erzeugung	ARGE Netz - MAN Energy Solutions - Vattenfall GmbH	Brunsbüttel	SH	50	In Planung
12	Klimaneutrales Stadtquartier - Neue Weststadt Esslingen	Erzeugung	Green Hydrogen Esslingen	Esslingen	BW	1	In Betrieb
13	MefCO2	Erzeugung	RWE Power AG - Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe - Carbon Recycling International - Universität Genua - Hydrogenics - Chemie-Institut Sloweniens - Katalyse-Institut Cardiff - Universität Duisburg	Bergheim	NW	1	In Betrieb
14	Power-to-Gas Biogasbooster	Erzeugung	Essen - RWE Power AG	Niederaußem	NW	5	In Betrieb
15	Power-to-Gas-Anlage Allendorf	Erzeugung	MicroPyros GmbH	Allenstadt	HE	5	In Betrieb
16	Power-to-Gas-Anlage der Windgas Haßfurt GmbH	Erzeugung	Viessmann Group	Allendorf(Eder)	HE	1,1	In Betrieb
17	Power-to-Gas-Anlage Metelen	Erzeugung	Stadtwerk Haßfurt GmbH-Greenpace Energy eG	Haßfurt	BY	1,25	In Betrieb
18	Power-to-Methanol Anlage (Projekt: E-CO2MET)	Erzeugung	Westnetz GmbH - Windpark Schöppinger Berg GmbH & Co KG	Metelen	NW	n.b.	In Planung
19	Großelektrolyseanlage an dem Standort Leuna (GreenHydroChem)	Erzeugung	TotalEnergies- Fraunhofer IMWS - Fraunhofer CBP - Sunfire GmbH	Leuna	ST	1	In Betrieb
20	Reallabors Westküste 100	Erzeugung	Siemens AG - Linde AG - Fraunhofer IMWS	Leuna	ST	100	Im Bau
21	REFHYNE I / II	Erzeugung	Raffinerie Heide GmbH - EDF Deutschland GmbH - Holcim Deutschland - OGE - Ørsted - Stadtwerke Heide - Thüga	Heide	SH	30	Im Bau
22	Regelflexible Elektrolyse-Anlage der H&R Ölwerke Schindler	Erzeugung	Shell plc - Shell Energy and Chemicals Park Rheinland - ITM Power - SINTEF - Sphera Solutions - Element Energy Ltd.	Wesseling	NW	10	In Betrieb
23	RH2-WKA	Erzeugung	H&R Ölwerke Schindler GmbH	Hamburg	HH	5	In Betrieb
24	STORE&GO-Projekt WindGas Falkenhagen	Erzeugung	WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH	Grapzow	MV	1	In Betrieb
25	HydroxyHub Walsum	Erzeugung	Uniper	Falkenhagen	BB	2	In Betrieb
26	Wind2Gas Energy	Erzeugung	STEAG - thyssenkrupp Steel - thyssenkrupp Uhde Chlorine Engineers	Duisburg-Walsum	NW	500	n.b.
27	Wasserstoff-Leistungszentrum Norddeutschland	Erzeugung	Wind to Gas Energy GmbH & Co. KG	Brunsbüttel	SH	2,4	In Betrieb
28	WindGas Hamburg - Pilotanlage Hamburg	Erzeugung	Apex Energy Teterow GmbH - ZG Energy AG	Rostock-Laage	MV	2	In Betrieb
29	Windgas Haurup	Erzeugung	Uniper Energy Storage GmbH-Hydrogenics GmbH, Greenenergy GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Fraunhofer IWES	Hamburg-Reitbrook	HH	1,5	In Betrieb
30	Windwasserstoff Salzgitter (WindH2)	Erzeugung	Energie Des Nordens GmbH & Co. Kg, Open Grid Europe GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Green Planet	Haurup	SH	1	In Betrieb
31	WOMBAT - AUDI-e-gas-Anlage	Erzeugung	Energy eG, DKB AG	Haurup	SH	1	In Betrieb
32	E2Fuel	Erzeugung	Salzgitter Flachstahl GmbH, Linde AG, Avacorn AG	Salzgitter	NI	2,2	In Betrieb
33	Green Wilhelmshaven	Erzeugung	Audi	Wierke	NI	6	In Betrieb
34	Wilhelmshaven Green Energy Hub	Erzeugung	MAN Energy Solutions SE - Siemens Gas and Power - Stadtwerk Haßfurt GmbH	Haßfurt	BY	1,25	n.b.
35	14 MW Elektrolyse-Testanlage in Lingen	Erzeugung	Uniper SE	Wilhelmshaven	NI	1000	In Planung
36	H2NORD	Erzeugung	Tree Energy Solutions GmbH - E.ON SE - Engie Deutschland GmbH	Wilhelmshaven	NI	n.b.	In Planung
37	Concorde Blue Reformer	Erzeugung	RWE - Sunfire - Linde	Lingen	NI	14	Im Bau
38	Wasserstoff aus Methanplasmalyse bei der Abfallwirtschaft	Erzeugung	H2NORD GmbH & Co. KG - Terravent - GP JOULE - Brom Group - SCORE - Weets Gruppe - Hinrich Folkerts Landhandel - AG Ems	Ostfriesland	NI	50	In Planung
39	H2art of Lower Saxony	Erzeugung	Concord Blue Engineering GmbH	Herten	NW		In Betrieb
40	HY.City Bremerhaven	Erzeugung	Zweckverband Abfallwirtschaft Region Hannover (aha)	Hannover	NI		In Planung
41	H2 Hanse Hafen Hamburg	Erzeugung	WestWind Energy - Oxynova - Avacorn	Eickholfer Heide	NI		In Planung
42	Projekt Hünfeld-Mitchelsrombach	Erzeugung	GP JOULE - H-TEC SYSTEMS - Bremerhavener Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH - Georg Grube GmbH - UTG Unabhängige Tanklogistik GmbH	Bremerhaven	HB	2	Im Bau
43	HY.Klettwitz	Erzeugung	Hansewerk - HOLBORN Europa Raffinerie GmbH	Hamburg	HH	25	In Planung
44	Enertrag 10 MW Elektrolyseur	Erzeugung	ABO Wind AG	Hünfeld	HE	7,5	In Planung
45	H2-W - Wasserstoffmobilität für Wuppertal	Erzeugung	GP Joule - Gemeinde Schipkau - Reinet Logistic - Firma Bertschi - BUG Dienstleistungen - Dekra - Landkreise OSL, EE, SFL, LDS	Klettwitz	BB	4	Im Bau
46	Windpark Aachen-Nord	Erzeugung	Enertrag SE - Elogen	Magdeburg	ST	10	Im Bau
47	Hy2B	Erzeugung	WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH	Wuppertal	NW	1	In Betrieb
48	Hy-Teck	Erzeugung	STAWAG Energie GmbH - ASEAG	Aachen	NW	2	In Planung
49	Energiepark Zolling	Erzeugung	Hy2B Wasserstoff GmbH - Kraftanlagen Energies & Services GmbH - NEL ASA - MR PLAN GmbH	Pfeffenhausen	BY	5	In Planung
50	Anlage Lubmin	Erzeugung	GP JOULE Hydrogen - FISCHER Weilheim - Hy-Teck	Weilheim	BY	12	In Planung
51	Elektrolyseur Luckau	Erzeugung	Onyx Power - bayernets GmbH	Zolling	BY		In Planung
			H2ZE - MET Group - H2 Lubmin GmbH	Lubmin	MV	50	In Planung
			Enerparc AG - Lhyfe GmbH	Luckau	BB	5	In Planung

51	Elektrolyseur Luckau	Erzeugung	Enerparc AG - Lhyfe GmbH	Luckau	BB	5	In Planung		
102	H2HoWi	Integrierte Projekte	E.ON - Westnetz GmbH	Holwickede	NW		Im Bau		
103	BayH2	Integrierte Projekte	PRIMUS Energie - Vattenfall - BAYERNOIL - Bayerische Staatsforsten	Donau	BY	128	In Planung		
104	ChemCH2ange	Integrierte Projekte	INEOS - Currenta	Köln	NW	100	In Planung		
105	Green Hydrogen @ Blue Danube	Integrierte Projekte	Hydrogenious LOHC Technologies GmbH - Bayernoil - Bosch - MAN Energy Solutions - Clariant	Neustadt an der Donau	BY	20	In Planung		
106	Green MeOH	Integrierte Projekte	Dow Deutschland Anlagengesellschaft mbH	Stade	NI	300	In Planung		
107	GreenMotionSteel	Integrierte Projekte	Air Liquide	Duisburg	NW	120	In Planung		
108	H2gesRail	Integrierte Projekte	Deutsche Bahn AG - Siemens Mobility GmbH - DB Energie GmbH - DB Regio AG	Tübingen	BW	n.b.	Im Bau		
109	H2H	Integrierte Projekte	ArcelorMittal	Hamburg	HH	50	In Planung		
110	Hamburg Green Hydrogen Hub	Integrierte Projekte	Shell - Mitsubishi Heavy Industries - Hamburger Energiewerke - Vattenfall	Hamburg	HH	100	Im Bau		
111	HyTechHafen Rostock	Integrierte Projekte	ROSTOCK PORT GmbH - KNG - WIND-projekt - IWEN - Stadtwerke Rostock - 50Hertz - RWE	Rostock	MV	100	In Planung		
112	Lingen Green Hydrogen Projekt (LGH2)	Integrierte Projekte	Börsch - bp Raffinerie und Dritte (über GETH2 Infrastruktur)	Lingen	NI	100	In Planung		
113	RHYME Bavaria (Renewable Hydrogen and Methanol)	Integrierte Projekte	Wacker Chemie AG - Bayerische Forschungsallianz GmbH - bayernets GmbH - SFC energy AG - Renewable Hydrogen Coalition - CroplEnergy AG - Rohrdorfer Zement	Burghausen	BY	20	In Planung		
114	Green Hydrogen Hub	Integrierte Projekte	Total Deutschland GmbH - Linde AG- Siemens Energy AG- ITM Linde Electrolysis GmbH	Leuna	ST	24	In Planung		
115	LHYVE - Leipzig Hydrogen Value Chain for Europe	Integrierte Projekte	Leipziger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH - ONTRAS Gastransport GmbH - EDI Anlagenbau Gesellschaft mbH	Leipzig	SN	n.b.	n.b.		
116	GET H2 Nukleus	Integrierte Projekte	bp plc - Evonik Industries AG - Nowega GmbH- Open Grid Europe GmbH - RWE Generation SE - Thyssengas GmbH	Lingen	NI	100	In Planung		
117	AquaVentus	Integrierte Projekte	GASCADE Gastransport GmbH - Gasunie - RWE AG- Shell plc	Helgoland	SH	300	In Planung		
118	Clean Hydrogen Coastline	Integrierte Projekte	ArcelorMittal Bremen GmbH - EWE AG - FAUN Umwelttechnik GmbH & Co. KG - Gasunie Deutschland Transport Services GmbH - swb AG - Tennet TSO GmbH	Bremen in Mecklenburg-Vorpommern,	HB	n.b.	In Planung		
119	doing hydrogen	Integrierte Projekte	CEMEX Deutschland AG- ENERTRAG AG - GASCADE Gastransport GmbH - ONTRAS Gastransport GmbH - APEX Energy Teterow GmbH	Brandenburg und Sachsen-Anhalt	MV - BB - ST	210	In Planung		
120	Norddeutsches Reallabor (NRL)	Integrierte Projekte	Wissenschaften Hamburg	Holstein und		42	In Planung		
121	HydroHub Fenne	Integrierte Projekte	Siemens Energy - STEAG - Nippon Gases Deutschland GmbH	Völklingen	SL	53	In Planung		
122	H2.Ruhr	Integrierte Projekte	E.ON - Westenergie AG, Enel, Iberdrola, ABB und SAP	Duisburg, Essen, Bochum, Dortmund	NW	20	In Planung		
123	BlueHyNow	Integrierte Projekte	Wintershall Dea AG - Nord-West Oelleitung GmbH (NWO)	Wilhelmshaven	NI	5,6 TWh	In Planung		
124	H2ercules-initiative	Integrierte Projekte	RWE Power AG - OGE	Lingen	NI	1000	In Planung		
125	H2Rivers	Integrierte Projekte	HY. Waiblingen GmbH & Co. KG	Waiblingen	BW	2	In Planung		
126	Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau)	Integrierte Projekte	Zweckverband Industriepark Schwarze Pumpe	Lausitz	BB	10	In Planung	Projektname geändert	
127	Grüner H2-Hub Haren (Ems)	Integrierte Projekte	CEC Haren GmbH & Co. KG - AGCO AG (Fendt) - Röchling Engineering Plastics SE & Co. KG - H-TEC SYSTEMS	Haren	NI	2	In Planung		
128	SALCOS (Salzgitter Low CO2 Steelmaking)	Integrierte Projekte	Salzgitter AG - Fraunhofer-Gesellschaft - Avacon Natur GmbH - Tenova S.p.A. - Sunfire GmbH - Rhenu Logistics - Uniper SE - Paul Wurth S.A.	Salzgitter	NI	1	In Planung	Namen Projektierer geändert	
129	KRUH2	Integrierte Projekte	Open Grid Europe GmbH	Krummhörn	NI		In Planung		
130	TH2ECO	Integrierte Projekte	SWF Netz GmbH - Güterverkehrszentrum GVZ - Ferragas			40	In Planung		
131	H2TP (Wasserstoff-Produktion mit Hochleistungstankstelle)	Integrierte Projekte	Netzgesellschaft - SWE Energie GmbH - TEAG Thüringer Energie AG - Green Wind Energie GmbH - BOREAS Energie GmbH	Erfurt	TH		In Planung		
132	H2Move	Integrierte Projekte	Abfallentsorgung-Gesellschaft Ruhrgebiet mbH (AGR) - Linde Engineering	Herten	NW	3	Im Bau	Projektierer geändert	
133	H2GE	Integrierte Projekte	Wintershall Dea AG - Turneo GmbH	Cuxhaven	NI	2	Im Bau		
134	H2Watt	Integrierte Projekte	Equinor Deutschland GmbH - VNG AG	Rostock	MV		In Planung	Projektstatus geändert	
135	Fairfuels	Integrierte Projekte	Konsortialführer: Mariko GmbH - FME	Borkum und Ameland	NI	1,25	In Betrieb		
136	Grüner Wasserstoff für Bremerhaven	Integrierte Projekte	atmosfair GmbH	Werke	NI	10	Im Bau	neu hinzugefügt [23.11.2022]	
137	Trailblazer	Integrierte Projekte	itz Bremerhaven - Hochschule Bremerhaven - Fraunhofer IWES	Bremerhaven	HB	30	Im Bau	neu hinzugefügt [20.01.2023]	
138	SaltHy	Integrierte Projekte	Air Liquide - Siemens Energy	Oberhausen	NW	100	In Planung	neu hinzugefügt [20.01.2023]	
139	H2Direkt	Integrierte Projekte	Storergy	Harsefeld	NI		In Planung		
140	Power2Gas-Anlage	Integrierte Projekte	Energie Südbayern GmbH - Energienetze Bayern GmbH & Co. KG - Thüga AG	Hohenwart	BY		Im Bau	neu hinzugefügt [03.03.2023]	
141	SpeicherStadtKerpen	Integrierte Projekte	Graforce GmbH	Waßmannsdorf	BB		In Betrieb	neu hinzugefügt [07.03.2023]	
142	JANGADA	Integrierte Projekte	REVG Rhein-Erft-Verkehrsgesellschaft mbH - HyCologne Wasserstoff			123	In Planung	neu hinzugefügt [07.03.2023]	
143	Energiedorf Lübese	Integrierte Projekte	Region Rheinland e. V. - Siemens Energy - Westenergie AG - Stadtwerke Kerpen	Kerpen	NW	17,5	In Planung	neu hinzugefügt [07.03.2023]	
144	JANGADA	Integrierte Projekte	HYZGEN AG - Euromovement Industriepark GmbH	Jänschwalde	BB	4	In Planung	neu hinzugefügt [07.03.2023]	
145	Energiedorf Lübese	Integrierte Projekte	Lübese Energie GmbH	Lübese	MV	4	Im Bau		
							5254,125		

Anlage 2 zu Frage 36 (Änderung in § 47 Abs. 4 GEG)

Energetische Bilanzierung und Wirtschaftlichkeit von Sanierungsoptionen

– methodische Hinweise und Randbedingungen (1/3)

- bislang betrachtete Sanierungen (als Einzelmaßnahmen); I/WU-Kosten 2015, hochgerechnet auf Investitionszeitpunkt 2022 als **energiebedingte Mehrkosten**
 - oberste Geschossdecke, nicht begehbar
 - **Grundkosten: 3,61 € pro m² zzgl. 1,62 € pro m² und cm Dämmstoff**
 - oberste Geschossdecke, begehbar
 - **Grundkosten: 42,73 € pro m² zzgl. 2,71 € pro m² und cm Dämmstoff**
- Ausgangs-U-Werte der Konstruktionen: 1,5 W/(m²K); 1,3 W/(m²K); 1,1 W/(m²K); 0,9 W/(m²K); 0,7 W/(m²K); der Mindestwärmeschutz der obersten Geschossdecke entspricht dem U-Wert von 0,91 W/(m²K)

Energetische Bilanzierung und Wirtschaftlichkeit von Sanierungsoptionen

– methodische Hinweise und Randbedingungen (2/3)

- Berechnung der Einsparungen

$$\Delta Q_e = F_X \cdot (U_{alt} - U_{neu}) \cdot F_{Gt} \cdot e$$

- ΔQ_e Einsparung Endenergie [kWh/a]
- F_X Temperaturkorrekturfaktor [-] (hier: 0,8)
- U_{alt} ; U_{neu} U-Werte Bauteil [W/(m²K)]
- F_{Gt} Faktor Gradtagzahl [kKh/a] (hier: 75 kKh/a, entspricht teilisaniertem Gebäude, Heizgrenztemperatur 12 °C)
- e Endenergie-Aufwandszahl [-] (hier: 1,2)

Energetische Bilanzierung und Wirtschaftlichkeit von Sanierungsoptionen – methodische Hinweise und Randbedingungen (3/3)

- Auswertungen der Sanierungen durch Berechnung der "Kosten der eingesparten Kilowattstunde [€/m²a]"
 - Vergleich der energiebedingten Mehrkosten mit der Energiekostensparnis

- Gemäß der Annuitätenmethode ergeben sich die jährlichen Kapitalkosten K über eine bestimmte Betrachtungszeit als Produkt aus dem Annuitätsfaktor a und der Investition I:

$$K = a \cdot I \left[\frac{\text{€}}{\text{a}} \right]$$

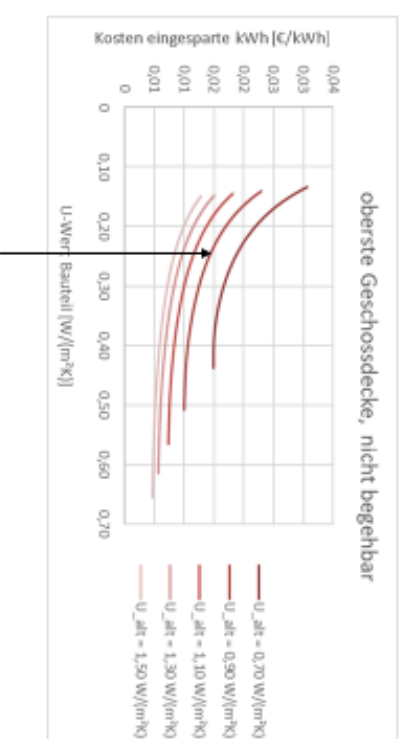
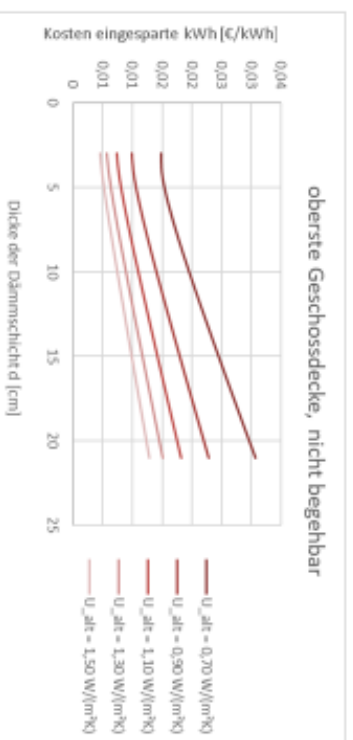
- Der Annuitätsfaktor a resultiert unter Berücksichtigung eines Betrachtungszeitraums und der Höhe des Kapitalzinssatzes aus:

$$a = \frac{p}{1 - (1+p)^{-n}}$$

- p Zinssatz (Realzins, Stand 2022), für folgende Auswertungen sind 0 % zugrunde gelegt
- n Betrachtungszeitraum, für folgende Auswertungen sind 30 Jahre zugrunde gelegt

Energetische Bilanzierung und Wirtschaftlichkeit von Sanierungsoptionen

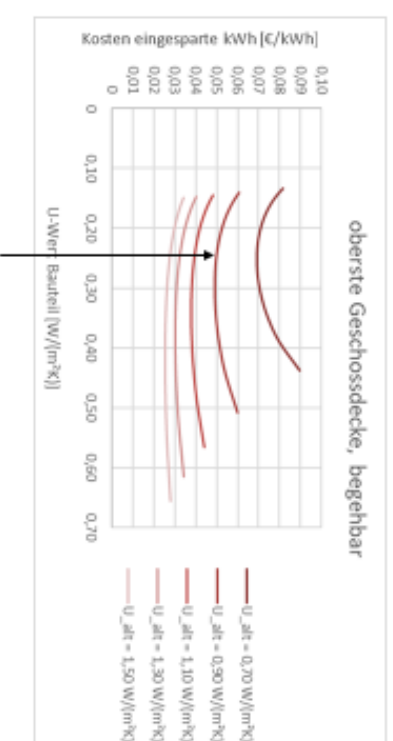
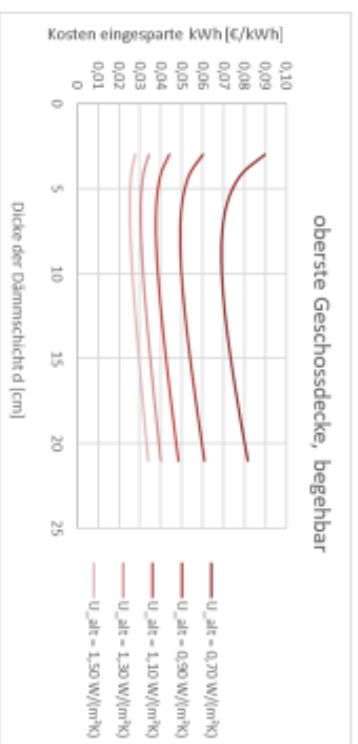
– Sanierung oberste Geschossdecke, nicht begehbar



Anforderungswert $0,24 \text{ W/(m}^2\text{K)}$

Energetische Bilanzierung und Wirtschaftlichkeit von Sanierungsoptionen

– Sanierung oberste Geschossdecke, begehbar

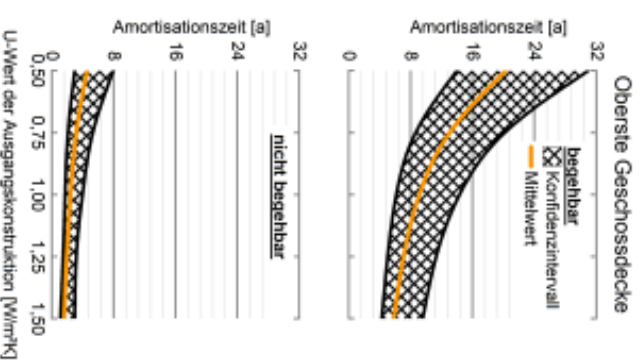


Anforderungswert 0,24 W/(m²K)

Energetische Bilanzierung und Wirtschaftlichkeit von Sanierungsoptionen – Sanierung oberste Geschossdecke

Die Auswertungen des FIW-München (aus 2021) zur Wirtschaftlichkeit der Wärmedämmung von obersten Geschossdecken zeigen beim Ausgangsfall "Mindestwärmeschutz" für die begehbare Decke Amortisationszeiten zwischen rd. 8 bis 16 Jahren (Mittelwert rd. 10 Jahre).

Bei der nicht begehbaren obersten Geschossdecke liegen die entsprechenden Amortisationszeiten im Bereich von 2 bis 4 Jahren.



Energetische Bilanzierung und Wirtschaftlichkeit von Sanierungsoptionen – Sanierung oberer Gebäudeabschluss

Das Potenzial der Wärmedämmung des oberen Gebäudeabschlusses liegt bei den im Diagramm dargestellten blauen Anteilen der Säulen. In der Summe sind dies rd. 3,5 Mio. Fälle. Der Anteil der obersten Geschossdecken am zuvor genannten Wert beträgt etwa 60 %.

