

STELLUNGNAHME

zum Regierungsentwurf zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und zur Änderung der Heizkostenverordnung sowie zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung vom 19. April 2023

Berlin, 04.05.2023

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 293.000 Beschäftigten wurden 2020 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 16 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Wärme 88 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat rund 76 Prozent ihrer CO₂-Emissionen seit 1990 eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 957 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: [2030plus.vku.de](https://www.vku.de/2030plus).

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung seiner Stellungnahme (im Internet) einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Der VKU bedankt sich für die Möglichkeit, zu dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes und zur Änderung der Heizkostenverordnung sowie zur Änderung der Kehr- und Überprüfungsordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und des Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen Stellung zu nehmen.

Aufgrund der engen Fristsetzung behalten wir uns vor, weitere Anpassungsvorschläge nachzureichen und auch noch kurzfristig ins weitere Verfahren einzubringen, zumal es sich um einen noch nicht innerhalb der Bundesregierung abgestimmten Entwurf handelt.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

Die zuverlässige und klimafreundliche Wärmeversorgung gehört zum Kerngeschäft der kommunalen Energiewirtschaft. Vor diesem Hintergrund spielen die kommunalen Unternehmen eine Schlüsselrolle für die Umsetzung der Energiewende im Gebäudesektor. Im Wärmemarkt sind die Stadtwerke insbesondere als Betreiber der unterschiedlichen Infrastrukturen zur Strom-, Gas- und Wärmeversorgung tätig. Die Stadtwerke bewirtschaften ca. 803.000 km Stromverteilnetze, ca. 339.000 km Gasverteilnetze sowie ca. 24.000 km Wärmenetze¹ und verfügen über hohe Marktanteile in der Belieferung mit Strom, Gas und Wärme.

Die geplante Vorgabe hat nunmehr beträchtliche Auswirkungen auf die Struktur der Wärmenachfrage und folglich auf den Betrieb sowie auch auf die Investitions- und Weiterentwicklungserfordernisse der Strom-, Gas- und Wärmenetze. Hierzu gehören bspw. die für die zunehmende Elektrifizierung der Wärme und Mobilität erforderliche Ertüchtigungen des Stromnetzes, der Aus- und Umbau der Wärmenetze sowie die zukunftsorientierte Weiterentwicklung der Gasnetzinfrastuktur in Richtung Wasserstoff-Readiness.

Die benannten Sparten stellen die umsatzstärksten Geschäftsbereiche der kommunalen Unternehmen dar: Differenziert nach den einzelnen Bereichen erwirtschafteten die kommunalen Unternehmen im Jahr 2021 Umsatzerlöse in Höhe von jeweils rund 54 Mrd. Euro (Strom), 28 Mrd. Euro (Gas) und 5 Mrd. Euro (Wärme). Die Anzahl der Beschäftigten lag in den drei Sparten insgesamt bei rund 93.000.

¹ VKU – Zahlen, Daten, Fakten 2021.

Positionen des VKU in Kürze

- › Die Kommunale Wärmeplanung stellt das Leitinstrument für eine kosteneffiziente und sozialverträgliche Umsetzung der Wärmewende dar. **Unerlässlich ist, dass das GEG mit dem geplanten Wärmeplanungsgesetz eng verzahnt ist.** Technologische Vorfestlegungen, welche den Lösungsraum der Kommunalen Wärmeplanung einschränken, sind abzulehnen. Es müssen sinnvolle Übergangslösungen, z. B. in Form von praxistauglichen Transformationsplänen der kommunalen Energiewirtschaft gefunden werden, ehe die Wärmepläne in der Fläche vorliegen.
- › Der Ausbau von Wärmenetzen ist für die Umsetzung der Wärmewende vor allem in urbanen Gebieten von zentraler Bedeutung. **Die kommunalen Wärmenetzbetreiber planen den Aus- und Umbau der Netze auf Basis der BEW-Transformationspläne. Die nunmehr vorgesehenen Zwischenziele für 2030 (§ 71b Abs. 2) und 2035 (§ 71j Abs. 1) weichen nachträglich von der BEW-Logik ab.** Die Projektlaufzeiten in der Fernwärme sind lang, das Ziel wäre für eine Vielzahl von Wärmenetzen daher nicht nur technisch, sondern auch zeitlich nicht erreichbar. Dies birgt die Gefahr, dass die Wärmenetze zulasten einer sozialverträglichen Wärmewende nicht in dem erforderlichen Maße ausgebaut werden. **Sofern die Bundesregierung an den Zwischenzielen festhalten sollte, sind zwingend Übergangsfristen, z. B. beim Einsatz von KWK, beim Vorliegen einer Transformationsplanung sowie bei Härtefällen vorzusehen.**
- › Die Vorlage weitergehender Planwerke wie z. B. die Investitionspläne nach § 71j Abs. 1 Nummer 3 ist abzulehnen. **Planerisches Leitinstrument für die Transformation der Wärmenetze ist der Transformationsplan der Netzbetreiber.** Der gesetzliche Rahmen hat sich daran zu orientieren.
- › Der eigentlich sehr sinnvolle Ansatz einer **Zwischenlösung bei Heizungshavarie und dem perspektivischen Anschluss an ein Wärmenetz** wird durch die hohen Anforderungen des § 71j Abs. 1 in der Praxis zum Nachteil von Gebäudeeigentümer und Wärmenetzbetreiber kaum Anwendung finden. Diese „lose-lose“-Situation ist aufzulösen.
- › **Der technologische Lösungsspielraum ist um die dezentrale KWK und Brennstoffzellen zu erweitern.** Diese dürften vor allem in großen (vielfach kommunalen) Gebäuden zum Einsatz kommen, welche nicht effizient auf Basis von Wärmepumpen versorgt werden können. § 71h Abs. 1 Nummer 3 ist um die entsprechenden Optionen zu ergänzen.

- › Die Formulierung in § 71k sollte dahingehend angepasst werden, dass neben **Wasserstoff auch seine Derivate sowie andere „grüne Gase“ wie Biomethan oder synthetisches Methan** genutzt werden können. Auch eine Vollversorgung mit Biomethan über den 31. Dezember 2044 hinaus soll möglich sein.
- › Die vollständige Umstellung des Verteilnetzes auf Wasserstoff sollte spätestens zum 31. Dezember 2044, statt wie im vorliegenden Entwurf vorgesehen bereits bis zum 1. Januar 2035 erfolgen. **Ein solches Vorziehen der Klimaneutralitätsanforderung an die Gasnetze ist unverhältnismäßig.** Dementsprechend sind die Regelungen in § 71 anzupassen.
- › Hinsichtlich der **Transformationspläne für Gas** sollten die Fristen wie für Fernwärme lauten, also 31. Dezember 2026. Konkretisierungsbedarf sieht der VKU zudem bei der Vorgabe zur Genehmigung durch die zuständige Regulierungsbehörde (§ 71k Abs 1 (3)).
- › Zudem ist zwingende Voraussetzung für jegliche Vorgaben hinsichtlich der Transformation von Gasnetzen (Erstellung von Plänen, Abstimmung mit Regulierungsbehörden etc.), dass es die für Netzbetreiber dringend **notwendige Sicherheiten hinsichtlich der mit dem EU-Gaspaket diskutierten Entflechtungsregeln** gibt. Kernbotschaften des VKU sind hierbei:
 - kein horizontales Unbundling von Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern
 - Unterscheidung zwischen FNB und VNB bei Wasserstoffnetzen
- › Die Verlagerung wirtschaftlicher Risiken auf Netzbetreiber, die z. B. aus einer von ihnen nicht beeinflussbaren Verfügbarkeit von Wasserstoff resultieren, ist grundsätzlich abzulehnen. Die Vorgaben zur **Haftung des Netzbetreibers bzw. Regressansprüche** (§ 71k Abs. 4) sind entsprechend anzupassen.

Grundsätzliche Anmerkungen zum GEG

Zusammenspiel zwischen GEG und Kommunalen Wärmeplanung

Die Umsetzung der Wärmewende ist für das Erreichen der Klimaschutzziele von entscheidender Bedeutung und stellt damit eine zentrale Herausforderung für die Politik und die Gesellschaft in den kommenden Jahrzehnten dar. Die besondere Herausforderung der Wärmewende bedingen sich dadurch, dass ihre Umsetzung unmittelbare Auswirkungen auf private und gewerbliche Verbraucher hat und gleichzeitig erhebliche regionale und strukturelle Unterschiede zwischen den verschiedenen Versorgungsgebieten bestehen.

Die unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten wurden zuletzt durch Fraunhofer IEE und ISE in der Bottom-Up-Wärmestudie für den Nationalen Wasserstoffrat untersucht. Im Kern kommen die Institute zu folgendem Fazit:

„Eine „One-Size-Fits-All“-Lösung existiert für den Wärmemarkt nicht. Transformationspfade müssen alle wesentlichen Technologien als mögliche Lösungsoption beinhalten, um für die lokal sehr unterschiedlich ausgeprägten Versorgungsaufgaben unter Einbeziehung aller Gesichtspunkte zu bestmöglichen Lösungen zu gelangen. Dies muss mit verpflichtenden kommunalen Wärmeplanungen angegangen werden.“

Die Forschungsnehmer benennen damit auch das zeitliche Dilemma, dass die Kommunale Wärmeplanung zwar die Grundlage für die (jeweils lokale) Umsetzung der Wärmewende darstellt, diese aber noch nicht in der Fläche etabliert ist. Obgleich eine gesetzliche Grundlage für die flächendeckende Erstellung von Plänen über das Gesetz für Kommunale Wärmeplanung (KWPG) angekündigt ist, so wird es doch ein Zeitverzug von mehreren Jahren geben, ehe die Wärmepläne auch in der Fläche aufgestellt werden. Trotz dieses Zeitverzuges fordert der VKU eine enge Verzahnung zwischen der laufenden Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und der Wärmeplanung.

Unerlässlich ist es dabei aus VKU-Perspektive, dass das GEG den technologischen Lösungsspielraum für die Wärmeplanung uneingeschränkt lässt. Technologische Vorfestlegungen, welche den facettenreichen Klimaschutz-Transformationsstrategien der Stadtwerke zuwiderlaufen, sind abzulehnen. Die Kommunale Wärmeplanung muss daher eng mit dem GEG verzahnt werden und als verbindliche Grundlage der Dekarbonisierung des Gebäudesektors Wirkung entfalten. Bis dahin müssen sinnvolle Übergangslösungen gelten, ehe die Wärmepläne in der Fläche vorliegen.

In der Vergangenheit fokussierte sich der wärmepolitische Rahmen zu sehr auf das Einzelgebäude mit der Konsequenz, dass unter Vernachlässigung des übergeordneten Infrastruktur- und Wärmeversorgungssystems vielfach ineffiziente Lösungen gefunden wurden. Aufgrund der unmittelbaren Auswirkungen der Wärmewende auf private und gewerbliche Verbraucher sollte der wärmepolitische Rahmen mit der Zielsetzung von Kosteneffizienz und Sozialverträglichkeit zukünftig stärker die Infrastrukturen der öffentlichen Versorgung in den Mittelpunkt wärmepolitischer Reformen setzen. Die Kommunale Wärmeplanung, auf deren Basis ein gesellschaftlich und wirtschaftlich tragfähiger Transformationspfad zum treibhausgasneutralen Gebäudebestand im Gemeindegebiet entwickelt wird, greift diesen Gedanken auf, indem die Infrastrukturplanung und -entwicklung entlang von klar definierten Versorgungsgebieten erfolgt. Je nachdem, ob es sich um ein Strom-, Gas- und Wärme(netz)vorranggebiet handelt, sind die Verbraucherinnen und Verbraucher konsequent an diese anzuschließen:

Eine hohe Anschlussdichte verbessert die Wirtschaftlichkeit der Infrastrukturen; die Emissionsminderungen in den Netzen – ob Elektron oder Molekül – kommt simultan einer Vielzahl der Verbraucherinnen und Verbrauchern zugute. Die simultane Emissionsminderung durch den Energiebezug über die Netze der öffentlichen Versorgung dürfte für das Erreichen der Klimaschutzziele von entscheidender Bedeutung sein.

Nichtsdestotrotz ist die zukunftsorientierte Weiterentwicklung des GEG aufgrund der zentralen Bedeutung des Gesetzes für die Wärmewende notwendig. Einerseits muss dabei für den Gebäudeeigentümer Sicherheit geschaffen werden, welche Wärmeversorgungslösungen auch unter sukzessive steigenden klimapolitischen Anforderung nachhaltig eingebaut und betrieben werden können. Andererseits darf der technologische Lösungsraum nicht zu Lasten der Kommunalen Wärmeplanung eingeengt werden. Welcher Versorgungsmix aus Strom, Gas und Wärme sich vor Ort schlussendlich ergibt, ist abhängig von den lokalen Gegebenheiten und Voraussetzungen. Die vielfältigen Klimaschutz-Transformationsstrategien der Stadtwerke verdeutlichen dies eindrucksvoll.

Bei allen Vorgaben und Planungen, die aus dem GEG oder zukünftig auch aus der KWP resultieren, gilt es in jedem Falle kostspielige, weil wirtschaftlich nicht ausgelastete parallele Netzinfrastrukturen in örtlich zusammengehörigen Versorgungsgebieten einer Kommune unter Berücksichtigung der lokalen und regionalen Netz- und Versorgungsstrukturen zu vermeiden (bspw. den parallelen Betrieb eines H₂- und eines Erdgasnetzes). Dies bedeutet in Konsequenz aber auch, dass rechtzeitig für das Energieversorgungsunternehmen und für dessen Kunden tragbare finanzielle Lösungen entwickelt werden müssen, um beim Erreichen von „Kipppunkten“ einen zeitnahen Ausstieg zu ermöglichen. Verkürzte Abschreibungszeiten und ein Verzicht auf den Effizienzvergleich in der Regulatorik sind dabei mögliche Instrumente, um diesen Übergang zu gestalten.

Das GEG im Kontext weiterer wärmepolitischer Erfordernisse

Die energie- und wärmepolitischen Verzögerungen der letzten Jahre und Jahrzehnte führen dazu, dass der aktuelle Rahmen einer „Großbaustelle“ gleicht; die Rahmenbedingungen sind bislang (noch) nicht auf eine konsequente Investitionstätigkeit der kommunalen Energiewirtschaft zum Erreichen der Klimaneutralität ausgerichtet. Die GEG-Novelle ist daher zwingend im Kontext des generellen wärmepolitischen Rahmens zu sehen. Hierzu gehören:

- **Roll-Out von Wärmepumpen:** Die Bedeutung von Wärmepumpen für die dezentrale Wärmeversorgung wird zunehmen. Es ist richtig, dass die Bundesregierung einen Hochlauf avisiert. Leider werden die systemischen Voraussetzungen dabei bislang vernachlässigt.

Dies betrifft zunächst die ausreichende Verfügbarkeit von gesicherter Leistung. Wärmepumpen erzeugen Wärme dann, wenn diese benötigt wird – sprich in den kalten Wintermonaten. Gerade in diesen Zeiträumen werden – und dies zeigen die diversen Klimaneutralitätsszenarien eindrucksvoll – aber die EE-Strommengen nicht ausreichen, um die Residualnachfrage zu decken. Vor allem auch dann, wenn der Kohleausstieg bis 2030 abgeschlossen werden soll, müssen Kapazitäten in enormen Umfang zugebaut werden. Dass die Bundesregierung den Zubau nunmehr durch ihre Kraftwerksstrategie organisieren möchte, ist zu begrüßen: Die Gleichzeitigkeit der stromseitigen Residuallast und der Mittel- und Spitzenlast im Wärmesektor zeigt den sinnvollen Einsatzbereich der KWK umso mehr.

Gleichzeitig müssen milliardenschwere Investitionen in die Verteilnetze gestemmt werden, um die Netze aufzunehmende, gleichzeitig auftretende Lasten vorzubereiten. Bislang fehlt allerdings ein passender und zukunftsorientierter Regulierungsrahmen, um die erforderlichen Investitionen anzureizen. Hier fordert der VKU dringend eine Synchronisierung der Planungen, damit hier nicht die nächsten Engpässe geschaffen werden. Wie der Regulierungsrahmen anzupassen ist und darüber hinaus Planungs- und Genehmigungsverfahren zu beschleunigen sind, hat der VKU zuletzt in seinem Positionspapier „[Anforderungen an den vorausschauenden Netzausbau](#)“ dezidiert ausgearbeitet.

- **Aus- und Umbau von Wärmenetzen:** Der Aus- und Umbau von Wärmenetzen stellt vielfach das zentrale Element der urbanen Wärmewende dar. Leider fehlt es bislang an einem konsistenten Rahmen, der konsequent auf eine entsprechende Investitionstätigkeit ausgerichtet ist. Hierzu zählen:
 - **Passende Rahmenbedingungen für den Hochlauf der großtechnischen Erneuerbaren Wärme** schaffen (u. a. Sicherung einer auskömmlichen und kontinuierlichen (BEW-)Förderung, Bereitstellung räumlicher passender und ausreichender Flächen, beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren)
 - Die **Nutzung von industrieller und gewerbliche Abwärme**, inkl. thermischer Abfallwertung (sowohl mit als auch ohne den Einsatz von Wärmepumpen), ergänzt die lokalen Potenziale der großtechnischen erneuerbaren Wärme. Um die Potenziale vollumfänglich auszuschöpfen, muss eine klare politische Strategie ausgesetzt werden.
 - Die **KWK besichert flexibel den strom- und wärmeseitigen Ausbau der erneuerbaren Energien**. Ihre Hocheffizienzvorteile gewinnen vor allem in der Markthochlaufphase von Wasserstoff an Bedeutung.

Die Rahmenbedingungen, vor allem das KWKG, sind zukunftsorientiert weiterzuentwickeln, damit die schrittweise Umstellung auf klimaneutrale Gase und Flüssigkeiten erfolgen kann.

- Die **Umstellung im Erzeugungs- und Brennstoffmix ist um eine konsequente Ausbaustrategie der Netzinfrastruktur** zu ergänzen. Regulatorische Hemmnisse wie z. B. die Wärmelieferverordnung sind abzubauen.
 - **Zusätzlich zum Ausbau von Wärmetrassen** müssen weitere Bestandteile der Netzinfrastruktur wie z. B. **Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeicher** aufgebaut werden. Durch Power-to-Heat-Anlagen (ggfs. in Kombination mit Wärmespeichern) wird bei Engpässen Strom aus dem Netz genutzt werden, wodurch die Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung vermieden werden kann. Der ökonomische Mehrwert geht mit positiven Klimaeffekten einher, weil erneuerbare Energien in die Wärmenetze integriert, die KWK flexibilisiert und der Verbrauch von Brennstoff dadurch vermindert wird.
- Der für das Erreichen der Klimaziele notwendige **Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft** hängt stark von verschiedenen **Einflussfaktoren** in den Bereichen **Wasserstofferzeugung, -nachfrage und -infrastruktur** ab. Der VKU setzt sich für eine **nachfrageorientierte Strategie** für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ein. Eine potenziell große stoffliche und energetische Anwendungsbreite von Wasserstoff bildet die wichtigste Voraussetzung, um national wie im Ausland vermehrt Investitionen in die Bereitstellung von klimaneutralem Wasserstoff anzureizen. Damit Deutschland seine klimapolitischen Ziele erreichen kann, muss neben der Stimulation von Nachfrage auch das **Angebot und die Bereitstellung von klimaneutralen Gasen** wie Wasserstoff noch stärker unterstützt werden. Dies bedeutet, dass die nationalen Potenziale der Wasserstofferzeugung gehoben und die Importsituation aus dem Ausland begünstigt werden müssen. Der **Aufbau der Infrastruktur** muss eine gleichermaßen differenzierte wie proaktive Transformation die Ausweitung von Wasserstoffkapazitäten sinnvoll flankieren.

Auf Basis dieses wärmepolitischen Grundverständnisses nimmt der VKU zum vorliegenden Referentenentwurf Stellung.

Stellungnahme

Zu Artikel 1 Änderung des Gebäudeenergiegesetzes

Zu § 1 Abs. 3 (neu)

Regelungsvorschlag:

Die Errichtung und der Betrieb einer Anlage sowie der dazugehörigen Nebenanlagen zur Erzeugung sowie zum Transport von Wärme, Kälte, ~~und~~ Strom sowie Wasserstoff aus erneuerbaren Energien sowie Effizienzmaßnahmen in Gebäuden liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Bis der Gebäudebetrieb im Bundesgebiet treibhausgasneutral ist, sollen die erneuerbaren Energien sowie Effizienzmaßnahmen als vorrangige Belange in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden. Satz 2 ist nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bundesverteidigung anzuwenden.

Begründung:

§ 1 Abs. 3 sollte ergänzt werden hinsichtlich der Transportleitungen für Wasserstoff, da auch die Transportleitungen neben der Erzeugung notwendig sind und zu Klimaschutz und Versorgungssicherheit beitragen.

Zu § 3 Abs. 1 Nummer 8a

Regelungsvorschlag:

~~„Energieleistungsvertrag“ eine vertragliche Vereinbarung zwischen dem Begünstigten und dem Erbringer einer Maßnahme zur Energieeffizienzverbesserung, die während der gesamten Vertragslaufzeit einer Überprüfung und Überwachung unterliegt und in deren Rahmen Investitionen für Arbeiten, Lieferungen oder Dienstleistungen in die betreffende Maßnahme zur Energieeffizienzverbesserung in Bezug auf einen vertraglich vereinbarten Umfang an Energieeffizienzverbesserungen oder ein anderes vereinbartes Energieleistungskriterium, wie finanzielle Einsparungen, getätigt werden.“~~

Begründung:

Das aktuell gültige Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) definiert in § 2 Nummer 6 bereits Energiedienstleistungen, diese Definition umfasst auch Energieleistungsverträge. Eine erneute Definition, die zudem von der EDL-G-Definition und der Definition in der aktuellen Novelle der Energieeffizienz-Richtlinie abweicht, ist nicht erforderlich und führt zu Rechtsunsicherheiten bei den Vertragsparteien. § 3 Nr. 8a ist zu streichen.

Zu § 3 Abs. 3 Nummer 2

Regelungsvorschlag:

Altholz der Kategorien A I und A II **und A III** nach § 2 Nummer 4 Buchstabe a und b der Altholzverordnung vom 15. August 2002 (BGBl. I S. 3302), die zuletzt durch Artikel 120 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist,

Begründung:

Die Klasse A III sollte aufgenommen werden, da diese Klasse Biomasse ist, die anderweitig in der Regel nicht mehr weiterverwendet werden kann.

Zu § 22 i.V.m. Anlagen 4 und 9

Regelungsvorschlag:

Strom: Nachdem der PEF für Großwärmepumpen bereits in der GEG-Novelle in 2022 auf 1,2 abgesenkt worden ist, sollte der reduzierte PEF auch auf weitere strombasierte Anwendungen, welche in Wärmenetze einspeisen (bspw. Power-to-Heat-Anlagen), übertragen werden.

Biomethan: In der derzeit gültigen Ausgabe der Norm DIN V 18599 vom September 2018 wird nicht gebäudenah erzeugtem Biogas – Biomethan - ein PEF von 0,4 und ein CO₂-Äquivalent von 120 g/kWh zugeordnet. Diese Werte sollten in Anlage 4 und 9 zu § 22 ins GEG übernommen werden. Die Gleichstellung von Biomethan und Erdgas (PEF von jeweils 1,1) ist nicht sachgerecht und sollte angepasst werden.

Wasserstoff: § 71f und g beziehen (grünen und blauen) Wasserstoff als Brennstoff in das GEG mit ein. Ein PEF und CO₂-Äquivalente für (grünen und blauen) Wasserstoff fehlen im GEG jedoch und müssen aufgenommen werden. Eine fachlich fundierte Bewertung zu den Kennwerten der Klimawirksamkeit für Wasserstoff erfolgte durch IINAS². Die Werte für grünen Wasserstoff mit einem PEF von 0,1 und ein CO₂-Äquivalent von 20g/kWh sowie für blauen Wasserstoff mit einem PEF von 1,48 und ein CO₂-Äquivalent von 55 g/kWh sollten in Anlage 4 und 9 zu § 22 ins GEG übernommen werden.

Begründung:

Die laufende Novellierung sollte für die Weiterentwicklung und Aktualisierung der für die energetische Bilanzierung von Gebäuden mitentscheidenden Primärenergiefaktoren (PEF) und CO₂-Äquivalente genutzt werden. Eine physikalisch-sachgerechte, wissenschaftlich unterlegte Aktualisierung der energetischen Kennwerte ist vorzunehmen.

² Uwe R. Fritsche & Hans Werner Greß, IINAS, Ermittlung fehlender Kennwerte (PEF, CO₂) für Wasserstoff unterschiedlicher Herstellung (Farben), November 2021.

Zu § 71 Abs. 6

Regelungsvorschlag:

Unvermeidbare Abwärme kann im Nachweis der Pflichterfüllung nach Absatz 1 angerechnet werden, soweit diese über ein technisches System nutzbar gemacht und im Gebäude zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt wird. ~~Beim Betrieb einer dezentralen, handbeschickten Einzelraumfeuerungsanlage kann im Nachweis der Pflichterfüllung nach Absatz 1 ein vom Standardwert der DIN V 18599-5:2018-09 abweichender Wert von 0,10 für den Deckungsanteil am Nutzwärmebedarf angerechnet werden.~~

Begründung:

Holzbeheizte Einzelraumfeuerungsanlagen sind unter dem Aspekt der Luftreinhaltung in vielen Kommunen kein nachhaltiges Instrument für die Wärmewende. Zudem ist Brennholz eine knappe Ressource und sollte der Nutzung in größeren Feuerungsanlagen (ggf. im Rahmen von Wärmenetzen), die über Feinstaubabscheider verfügen, vorbehalten bleiben, so insbesondere jenen Fällen, bei denen alternative Lösungen schwer umzusetzen sind (denkmalgeschützte Gebäude, bei denen Maßnahmen an der Gebäudehülle nicht in Frage kommen und hohe Vorlauftemperaturen erforderlich sind).

Zu § 71b Abs. 1

Regelungsvorschlag:

Beim Einbau oder Aufstellung einer Hausübergabestation zum Anschluss an ein neues Wärmenetz, dessen Baubeginn nach dem 31. Dezember 2023 liegt, muss die im Wärmenetz insgesamt verteilte Wärme zu mindestens 65 Prozent der jährlichen kumulierten Erzeugernutzwärmeabgabe aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme stammen. Ein neues Wärmenetz nach Satz 1 liegt vor, wenn dessen Wärmebereitstellung nicht oder im Jahresmittel zu weniger als 20 Prozent thermisch, durch direkte hydraulische Verbindung oder indirekt über Wärmeübertrager aus einem bestehenden, vorgelagerten Wärmenetz erfolgen soll. ~~Falls der Anschluss des neuen Netzes an ein vorgelagertes Wärmenetz geplant ist, dann entfallen die Anforderungen nach Satz 1. Ein Anschluss an ein vorgelagertes Netz ist über den Transformationsplan nachzuweisen.~~ Der Wärmenetzbetreiber hat gegenüber dem Anschlussnehmer beim Abschluss eines Netzanschlussvertrages zu bestätigen, dass die Voraussetzungen nach Satz 1 erfüllt sind.

Begründung:

Vor dem Hintergrund, dass der Ausbau der Fernwärme nicht gleichzeitig in allen innerstädtischen Bereichen erfolgen kann, besteht ein strategischer Ansatz darin, temporär Gebiete mit Inselnetzen zu erschließen und diese dann sukzessive an die Fernwärme anzuschließen.

Diese würden dann übergangsweise noch auf Basis fossiler Energieträger versorgt werden; nach dem Anschluss an das bestehende bzw. vorgelagerte Netz würde der Wärmenetzteil dann die geforderten Anteile an erneuerbarer Wärme und unvermeidbarer Abwärme erfüllen. Die ergänzenden Ausführungen sollen in diesem Kontext klarstellen, dass sich § 71b Satz 1 lediglich auf alleinstehende Netze bezieht, bei denen (auch in der Perspektive) kein Bezug von Wärme von mehr als 20 Prozent aus dem vorgelagerten Netz erfolgt.

Darüber hinaus ist der Begriff „Baubeginn“ im vorliegenden Entwurf nicht definiert. Eine ergänzende Begriffsbestimmung ist in § 3 „Begriffsbestimmungen“ aufzunehmen.

Zu § 71b Abs. 2 Satz 3

Regelungsvorschlag:

Beim Einbau oder Aufstellung einer Hausübergabestation zum Anschluss an ein Wärmenetz, dessen Baubeginn vor dem 1. Januar 2024 liegt und in dem weniger als 65 Prozent der insgesamt verteilten Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme stammt, muss der Wärmenetzbetreiber bis zum 31. Dezember 2026 für das Gebiet des Anschlusses über einen Transformationsplan verfügen. Der Transformationsplan muss im Einklang mit den jeweils geltenden gesetzlichen Anforderungen stehen. Der Transformationsplan muss ~~insbesondere detailliert eine schrittweise Umstellung der Wärmeversorgung bis zum Jahr 2030 auf einen Anteil von mindestens 50 Prozent aus erneuerbarer Wärme oder unvermeidbarer Abwärme anstreben und~~ die vollständige Dekarbonisierung der Wärmeversorgung durch die Umstellung auf erneuerbare Wärme oder unvermeidbare Abwärme bis zum Ablauf des 31. Dezember 2044 vorsehen.

Begründung:

Mit dem Inkrafttreten der Bundesförderung für effiziente Wärme (BEW) fiel im September 2022 endgültig der Startschuss für die Transformation von Wärmenetzen. Die Bundesförderung verfolgt einen systemischen Ansatz, der das Wärmenetz als Ganzes in den Blick nimmt und darauf zielt, die schrittweise Umstellung auf erneuerbare Wärme und Abwärme auf Basis von Netztransformationsplänen planbar und zuverlässig zu unterstützen. Die Transformationspläne nehmen in der BEW damit einen zentralen Baustein ein: Sie dienen dem Zweck, den zeitlichen, technischen und wirtschaftlichen Umbau bestehender Wärmenetzsysteme über einen längeren Zeitraum mit dem Ziel einer vollständigen Versorgung der Netze durch klimaneutrale Wärmequelle bis 2045 darzustellen. Die Darstellung der Zielpfade zur vollständigen Emissionsminderung im Transformationsplan besitzt Verbindlichkeit; etwaige Abweichungen müssen gegenüber dem Fördergeber begründet werden.

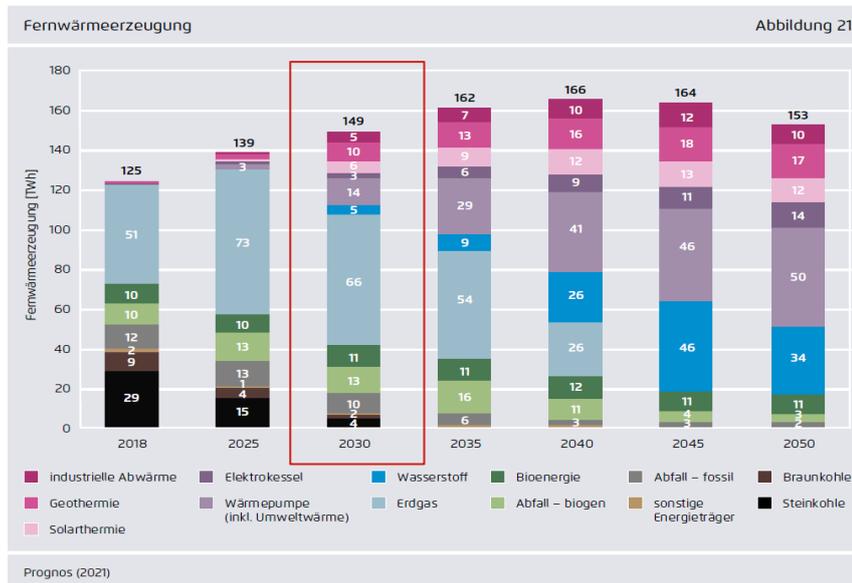
Damit schafft die Förderrichtlinie ein hohes Maß an Verbindlichkeit, gewährleistet aber gleichzeitig ausreichende Flexibilität: Weil lediglich indikative Anteile für die EE-Wärme an der Wärmeerzeugung für die Wegmarken 2030, 2035 und 2040 anzugeben sind, können die Wärmenetzbetreiber – unter Berücksichtigung der vielfältigen und z. T. sehr unterschiedlichen Gegebenheiten und Potenzialen vor Ort – die Transformation planen. **Mit dem vorliegenden Referentenentwurf wird nunmehr im Nachtrag eine zusätzliche Zielvorgabe an die Transformationspläne gestellt, welche eine deutliche Abkehr von der zuvor skizzierten BEW-Logik darstellt.**

Ogleich der VKU die Zielsetzung der Bundesregierung grundsätzlich teilt, die Emissionslast der Wärmenetze durch die umfassende Umstellung des Erzeugungs- und Brennstoffmixes auf EE-Wärme und Abwärme möglichst schnell zu senken, so ist zu befürchten, dass durch die nachträgliche Zielformulierung – nur wenige Monate dem Inkrafttreten der Förderrichtlinie (!) – bestehende Transformationspläne sowie aktuell in Ausarbeitung befindenden Transformationspläne mit hohem Aufwand z. T. im Nachtrag grundlegend angepasst werden müssten. Wärmenetzbetreiber, welche frühzeitig in die Transformationsplanung eingestiegen sind bzw. diese bereits abgeschlossen haben, müssten schlussendlich um die Umsetzung ihrer Planung fürchten, sofern der Anschluss an ihr Netz nicht mehr als Erfüllungsoption für die „65 % EE“-Vorgabe angesehen werden würde. Der politisch gewünschte und klimapolitisch notwendige Ausbau von Wärmenetzen würde konterkariert werden.

Auch weitere Argumente sprechen gegen die nachträgliche Einführung der Zielvorgabe auf (individueller) Wärmenetzebene für 2030:

- Einschlägige Studien wie z. B. Agora Klimaneutrales Deutschland 2045 zeigen, dass ein Anteil von 50 Prozent klimaneutraler Wärme in der Fernwärme einen massiven Hochlauf von Großwärmepumpen, Tiefengeothermie, Abwärme, Solarthermie, Power-to-Heat sowie auch den Einsatz von Wasserstoff erfordert. Abbildung 1 zeigt beispielhaft einen volkswirtschaftlich optimalen Transformationspfad der Fernwärme in Richtung Klimaneutralität mit einem Anteil von klimaneutraler Wärme von 50 Prozent in 2030.

Abbildung 1: Agora Klimaneutrales Deutschland 2045 –Fernwärmetransformationspfad



Quelle: Agora Klimaneutrales Deutschland 2045, S. 41.

In Abbildung 1 ergibt sich der Anteil der klimaneutralen Wärme (77 TWh; \approx 50 Prozent von 149 TWh) aus den folgenden Komponenten:

Technologie	Erzeugung in 2030 (TWh)
Industrielle Abwärme	5
Geothermie	10
Solarthermie	6
Elektrokessel	3
Wärmepumpe (inkl. Umweltwärme)	14
Wasserstoff	5
Bioenergie	11
Abfall biogen	13
Abfall fossil	10
Summe	77

Selbst in einem sehr ambitionierten Transformationspfad, wie in Agora KND 2045 dargestellt, würden in 2030 nicht alle Wärmenetze die Anforderung erfüllen, da dieser Pfad die **Erreichung des Zieles im Mittel** darstellt. Manche Wärmenetze haben einen klimaneutralen Anteil von mehr als 50 Prozent, andere hingegen einen Anteil von weniger als 50 Prozent.

Bei Wärmenetzen mit einem Anteil von weniger als 50 Prozent klimaneutraler Wärme dürfte es sich um diejenigen Wärmenetzsysteme mit geringen lokalen erneuerbare Wärme- bzw. Abwärmepotenzialen handeln. Der Agora-Transformationspfad ist damit weniger ambitioniert als die nunmehr im Gesetz vorgeschlagene Mindestanforderung. Schlussendlich dürfte die gesetzliche Anforderung den eigentlich politisch avisierten Ausbau der Fernwärme damit spürbar hemmen und wie eine Ausbaubremse wirken. Die kosteneffiziente Umsetzung der Wärmewende würde dadurch zu Lasten der Verbraucherinnen und Verbraucher gefährdet werden.

- Leider wurde es in den letzten Jahren verpasst, frühzeitig passende Rahmenbedingungen für den Aus- und Umbau von Wärmenetzen zu schaffen. Beispielhaft sei die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze erwähnt: Wurde diese bereits in der Förderstrategie Energieeffizienz und Wärme aus erneuerbaren Energien im Mai 2017 des (damaligen) BMWi als sog. Basisprogramm erstmals erwähnt, so trat die Bundesförderung erst im September 2022 – und dies mit einer Laufzeit lediglich bis 2028 und bislang unzureichenden Mitteln in Höhe von 3 Mrd. Euro bis 2026 – in Kraft. Weil die Wärmegestehungskosten von erneuerbarer Wärme und Abwärme die Kosten von konventioneller Erzeugung deutlich übersteigen, siehe hierzu das Gutachten von Prognos / Hamburg-Institut „Perspektive der Fernwärme“ (S. 7), bedarf es einer frühzeitigen Verlängerung der BEW-Förderrichtlinie, ergänzt um die Bereitstellung ausreichender Finanzmittel. Ohne Fördermaßnahmen müssten die Kosten entsprechend vollständig auf die Wärmetarife umgelegt werden, was zu spürbaren Mehrbelastungen für die Verbraucherinnen und Verbraucher führen würde.
- Großtechnische erneuerbare Wärmeprojekte sind i.d.R. kapital- und planungsintensive Projekte, die mit (zeit-)aufwendigen Prüf- und Genehmigungsverfahren und langjährigen Planungs- und Realisierungszeiträumen von bis zu 10 Jahren (und länger) verbunden sind. Gerade in den größeren städtischen Wärmenetzen ist allerdings eine Mehrzahl solcher Projekte erforderlich, um den Anteil von erneuerbarer Wärme und Abwärme auf 50 Prozent anzuheben. Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Netz sowie auch personelle und Finanzrestriktionen führen dazu, dass die Wärmenetze sämtliche erneuerbare Wärme und Abwärmeprojekte nicht parallel umsetzen können. Vielmehr handelt es sich um einen sukzessiven Prozess, in dem EE-Wärmekapazitäten nacheinander erbaut bzw. Abwärmequellen netzseitig erschlossen werden.

- Zahlreiche Notwendigkeiten und Voraussetzungen für den Hochlauf der erneuerbaren Wärmeerzeugung sowie die Einbindung von Abwärme liegen außerhalb des Einflusses des Wärmenetzbetreibers. Dies betrifft bspw. die Bereitstellung räumlich passender sowie auch ausreichender Flächen für erneuerbare Wärmeerzeuger. Insbesondere in den urbanen Gebieten besteht bereits heute eine hohe Nutzungskonkurrenz um verfügbare Flächen. Die erneuerbare Wärmeerzeugung erfordert daher zwingend die Flächenbereitstellung bzw. -bevorratung. Ein wichtiges Instrument, welche dies gewährleisten kann, ist die Kommunale Wärmeplanung. Gleichzeitig wird diese in der Fläche voraussichtlich erst Mitte bzw. Ende der 2020er Jahre etabliert sein, was für die teilweise Umsetzung der Pläne durch den Hochlauf der erneuerbaren Wärmeerzeuger zu spät wäre. Darüber hinaus ist bislang unklar, ob der Anlagen- und Maschinenbau überhaupt eine ausreichende Anzahl bspw. an Großwärmepumpen fertigen kann, oder ob überhaupt eine ausreichende Anzahl an Bohrtürmen für Tiefengeothermieprojekte zur Verfügung stehen, um bundesweit Projekte in der erforderlichen Anzahl umzusetzen.

Um den Zeitverzug zwischen der Zielsetzung, den Anteil der klimaneutral erzeugten Fernwärme bis 2030 auf 50 Prozent anzuheben, und dem tatsächlichen machbaren Hochlauf möglichst gering zu halten, muss zweifelsohne Tempo im Hochlauf der EE-Wärme und Abwärme gemacht werden. Hierzu muss der bestehende Rechtsrahmen durch zielgerichtete Anpassungen konsequent auf Investitionstätigkeit ausgerichtet werden.

Sofern sich die Bundesregierung dennoch entschließen sollte, so sind – wie dies bereits auf der Konsultationsveranstaltung zum BMWK-Diskussionspapier “Konzept für die Umsetzung einer flächendeckenden kommunalen Wärmeplanung als zentrales Koordinierungsinstrument für lokale, effiziente Wärmenutzung” am 30. November 2022 bedacht – verlängerte Fristen bei KWK-Anteilen von mehr als 50 Prozent, bei vorliegendem Transformationsplan, der die Anforderungen der BEW erfüllt, sowie bei besonderen Härten zwingend erforderlich.

Zu § 71b Abs. 2 Satz 5

Regelungsvorschlag:

Der Wärmenetzbetreiber bestätigt gegenüber dem Anschlussnehmer beim Abschluss eines Netzanschlussvertrages, dass er einen Transformationsplan ~~nach Satz 2 und 3~~ erstellt ~~und bei der zuständigen Stelle vorgelegt~~ hat.

Begründung:

Bisher gibt es Transformationspläne, die nach BEW gefördert werden, und damit einen Förderbescheid haben, und ungefördernde Transformationspläne, die keinen Bescheid erhalten, jedoch die Anforderungen der BEW erfüllen und damit anerkannt sind. Es gibt also für die Pläne bislang keine eigene „zuständige Stelle“. Daher sollte dies gestrichen werden und z. B. ein Wirtschaftsprüfer-Testat ausreichen.

Zu § 71f Abs. 4**Regelungsvorschlag:**

~~Der zur Erzeugung der gasförmigen Biomasse eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr darf insgesamt höchstens 40 Masseprozent betragen. Als Mais im Sinn von Satz 1 sind Ganzpflanzen, Maiskorn-Spindel-Gemisch, Körnermais und Lieschkolbenschrot anzusehen. Satz 1 ist nur für neue Vergärungsanlagen anwendbar, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen werden.~~

Begründung:

Es ist nicht nachvollziehbar, aus welchem Grund Biomethan über die Anforderungen der Nachhaltigkeitskriterien gemäß den europäischen Vorgaben der RED II bzw. der nationalen Umsetzung in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (gem. Abs. 1) hinaus weitere Anforderungen zur Anerkennung als Erfüllungsoption im GEG erfüllen muss. Lediglich die Nutzung des Massenbilanzsystems für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung über seine Einspeisung in das Erdgasnetz und seinen Transport im Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz eine sinnvolle und nachvollziehbare Forderung. Absatz 2 ist daher ersatzlos zu streichen.

Zu § 71i Abs. 1 Satz 1**Regelungsvorschlag:**

Nach einer Heizungshavarie kann einmalig und höchstens für ~~drei-fünf~~ Jahre übergangsweise eine alte Heizungsanlage ausgetauscht und eine neue Heizungsanlage zum Zweck der Inbetriebnahme eingebaut oder aufgestellt und betrieben werden, die nicht die Vorgaben des § 71 Absatz 1 erfüllt

Begründung:

Die Übergangsfrist für den Einbau einer mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizungsanlage im Falle einer Heizungshavarie ist mit drei Jahren deutlich zu kurz angesetzt. Die Frist sollte, u. a. zur Berücksichtigung des Fachkräftemangels aber auch um Geschäftsmodelle auf Basis gebrauchter Heizkessel am Markt zu etablieren, auf mindestens fünf Jahre verlängert werden.

Zu § 71h Abs. 1 Nummer 3

Regelungsvorschlag:

Beim Einbau oder Aufstellung einer Wärmepumpen-Hybridheizung gelten die Vorgaben des § 71 Absatz 1 als erfüllt, wenn

1. der Betrieb bivalent parallel mit Vorrang für die Wärmepumpe erfolgt, sodass der Spitzenlastzeuger nur eingesetzt wird, wenn der Wärmebedarf nicht mehr von der Wärmepumpe gedeckt werden kann,
2. die einzelnen Wärmeerzeuger, aus denen die Wärmepumpen-Hybridheizung kombiniert ist, über eine gemeinsame, fernansprechbare Steuerung verfügen und
3. der Spitzenlastzeuger im Fall des Einsatzes von gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen ein Brennwertkessel, **eine KWK-Anlage oder eine Brennstoffzelle** ist.

Begründung:

Im bestehenden GEG gilt KWK als Erfüllungsoption, wenn ihr Wärmeanteil mindestens 50 Prozent beträgt. Der Vorschlag führt den aktuellen Erfüllungstatbestand zukunftsorientiert fort und wird der Tatsache gerecht, dass gerade in großen Wohn- und Nichtwohngebäuden bzw. -quartieren mit Wärmepumpen keine Möglichkeit besteht, das „65 % EE“-Ziel zu erreichen, weil das Wärmeverteilsystem aufgrund des Temperaturniveaus nicht geeignet oder die Stromnetzanschlusskapazität des Verteilnetzes nicht ausreichend und unter wirtschaftlich-sozialen Gesichtspunkten auch nicht herzustellen ist.

Mit Aufnahme der KWK-Erfüllungsoption im GEG wird die hohe Bedeutung der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung für das Energiesystem der Zukunft implementiert, in dem KWK flexibel sowohl positive als auch negative Residuallasten auf der Verteilnetzebene auszugleichen vermag, an das in zunehmendem Maße Elektrowärmepumpen und Ladepunkte für die Elektromobilität angeschlossen werden müssen. Insbesondere in der Heizperiode zwischen Oktober und März, in der Photovoltaik naturgemäß nur bedingt zur Sicherheit der Stromversorgung beitragen kann und Luft-Wasser-Wärmepumpen ihre ineffizientesten Leistungsziffern verzeichnen, können dezentrale KWK-Anlagen ihre Netzdienlichkeit innovativ entfalten.

Zu § 71j Abs. 1

Regelungsvorschlag:

Bis zum Anschluss an ein Wärmenetz nach § 71b Absätze 1 oder 2 kann eine Heizungsanlage zum Zweck der Inbetriebnahme eingebaut oder aufgestellt und betrieben werden, die nicht die Vorgaben des § 71 Absatz 1 erfüllt, wenn

1. der Gebäudeeigentümer einen Vertrag zur Lieferung von ~~mindestens 65 Prozent~~ Wärme ~~aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme~~ nachweist, auf dessen Basis er ab dem Zeitpunkt des Anschlusses des Gebäudes an das Wärmenetz, ~~spätestens 15 Jahre nach Vertragsabschluss jedoch nach Ablauf des 31. Dezember 2034~~, beliefert wird
2. der Wärmenetzbetreiber der nach Landesrecht zuständigen Behörde für das Versorgungsgebiet einen ~~Investitionsplan mit zwei- bis dreijährlichen Meilensteinen Transformationsplan oder eine Machbarkeitsstudie~~ für die Erschließung des Gebiets mit einem Wärmenetz und dessen Versorgung ~~mit mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme bis zum 1. Januar 2035~~ vorgelegt hat und
3. ~~der Wärmenetzbetreiber dem Gebäudeeigentümer garantiert, dass das Wärmenetz innerhalb von zehn Jahren, spätestens jedoch bis zum Ablauf des 31. Dezember 2034 in Betrieb genommen wird.~~

Begründung:

Mit dem § 71j adressiert die Bundesregierung die Gegebenheit, dass im Falle einer Heizungshavarie der Anschluss an ein Wärmenetz zwar perspektivisch erfolgen soll, ein Anschluss aber nicht unmittelbar möglich ist (z. B. weil das Gebiet noch nicht vollumfänglich durch ein Wärmenetz erschlossen ist). Daher ist es richtig, besondere Übergangsfristen vorzusehen, um die Versorgung zwischen Heizungshavarie und dem Anschluss an das Wärmenetz zu sichern.

Allerdings stellt der Regelungsvorschlag derart hohe Ansprüche an den Vertragsabschluss, dass dieser de facto durch den Wärmenetzbetreiber nicht angeboten werden kann. So können viele Netzbetreiber aufgrund von unsicheren Rahmenbedingungen aktuell nicht einschätzen – und schon gar nicht garantieren –, dass das Netz, an dem der Anschluss erfolgen soll, bis 2035 zu mindestens 65 Prozent aus erneuerbarer Wärme und Abwärme bespeist wird. Dem Gebäudeeigentümer würde es diesem Fall nur übrigbleiben, eine objektbasierte Heizung einzubauen bzw. zu betreiben. Im Rahmen eines Fernwärme-Vor-rang- bzw. Eignungsgebietes würde dies aber eine ineffiziente Lösung darstellen, weil die Wirtschaftlichkeit der Netze mit der Anschlussdichte steigt.

Der Regelungsvorschlag adressiert diesen Umstand: Die Streichung der 65-Prozent-Vor-gabe ist zwingend erforderlich, damit der Wärmenetzbetreiber dem Gebäudeeigentümer überhaupt einen Wärmeliefervertrag anbieten kann. Anstelle der Befristung auf 2035 sollte die Übergangsfrist auf maximal 15 Jahre zwischen Vertragsabschluss und Wärme-netzanbindung gelten.

Damit liegt die Nutzungsdauer der konventionellen Heiztechnik noch immer unterhalb der technischen Lebensdauer und stellt damit noch immer eine „Übergangslösung“ dar. Nummer 4 ist mit Verweis auf Nummer 1 zu streichen, weil ein Wärmeliefervertrag nach Satz 1 bereits rechtliche Sicherheit über den perspektivischen Netzanschluss schafft.

Zu § 71j Abs. 2

Regelungsvorschlag:

Die zuständige Behörde stellt durch Bescheid fest, dass ~~der Wärmenetzbetreiber mit der Umsetzung des Investitionsplans gegenüber den im Investitionsplan vorgesehenen Meilensteinen nach Absatz 1 Nummer 2 mehr als zwei Jahre in Verzug ist oder~~ die Umsetzung des Projekts aufgegeben wurde. Jede Heizungsanlage, die spätestens innerhalb eines Jahres, nachdem der Bescheid nach Satz 1 bestandskräftig oder unanfechtbar geworden ist, neu eingebaut wird, muss die Anforderungen nach § 71 Absatz 1 mit einer Übergangsfrist von einem Jahr erfüllen.

Begründung:

Verzögerungen in der Realisierung des Netzausbaus können durch Ursachen bedingt sein, welche nicht im Verantwortungsbereich des Wärmenetzbetreibers liegen (z. B. langwierige bzw. verzögerte Genehmigungsverfahren, verfügbare (Bau-)Materialien usw.). Die Erfahrungen der letzten Jahre, u. a. die Corona-Pandemie, haben gezeigt, dass globale Krisen die Volkswirtschaft (und damit Lieferketten, Produktverfügbarkeiten usw.) unmittelbar und massiv betreffen können. Diesem Umstand sollen die Streichungen in Satz 1 Rechnung getragen werden. Darüber hinaus gilt: Wenn die Gefahr besteht, dass bei einer zweijährigen Verzögerung der Investitionsrealisierung der Gebäudeeigentümer eine anderweitige Heiztechnologie einsetzen soll, dann wird der Wärmenetzbetreiber dem Gebäudeeigentümer aufgrund dieses Risikos keinen Wärmeliefervertrag anbieten können.

Zu § 71j Abs. 3

Regelungsvorschlag:

Sofern die Heizungsanlage nach Ablauf der Frist nach Absatz 1 nicht über das Wärmenetz ~~mit mindestens 65 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme~~ betrieben oder versorgt werden kann, ist der Betreiber der Heizungsanlage verpflichtet, die Anforderungen nach den §§ 71 bis 71h einzuhalten Satz 1 ist entsprechend ein Jahr nach dem Zeitpunkt anzuwenden, zu dem die zuständige Behörde festgestellt hat, dass das beabsichtigte Wärmenetz nicht weiterverfolgt wird ~~oder die Umsetzung sich mehr als zwei Jahre in Verzug befindet.~~

Begründung:

Kein Wärmenetzbetreiber kann aufgrund unklarer Rahmenbedingungen garantieren, dass das Wärmenetz bis 2035 mit mindestens 65 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme bespeist wird. Sofern diese Anforderung bestehen bleibt, kann dieser keinen Wärmeliefervertrag anbieten.

Zu § 71j Abs. 4**Regelungsvorschlag:**

~~Der Gebäudeeigentümer hat in den Fällen der Absätze 2 oder 3 einen Anspruch gegen den Wärmenetzbetreiber, der nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 den Anschluss garantiert hat, auf Erstattung der daraus entstehenden Mehrkosten. Dies ist nicht anzuwenden, wenn der Wärmenetzbetreiber die Entstehung der Mehrkosten nicht zu vertreten hat~~

Begründung:

Sofern dem Gebäudeeigentümer Schadensersatzanforderungen gegen den Wärmenetzbetreiber als Folge eines nach § 71j Abs. 1 Satz 1 abgeschlossenen Wärmeliefervertrages zugestanden werden sollte, dann wird der Wärmenetzbetreiber dem Gebäudeeigentümer diesen wahrscheinlich gar nicht erst anbieten. § 71j Abs. 4 wäre daher ein „showstopper“ für den eigentlich sehr sinnvollen Ansatz des § 71j. Der Absatz ist daher ersatzlos zu streichen.

Zu § 71k – Übergeordnete Anmerkungen

Es sollte möglich sein, dass anstatt durch Wasserstoff die Anforderung auch durch seine Derivate und grüne Gase (Bio-Erdgas, synthetisches Methan) erfüllt werden können. Deswegen sollte es stets lauten: „mit Wasserstoff, seinen Derivaten oder grünen Gasen“.

Zudem ist Voraussetzung für jegliche Vorgaben hinsichtlich der Transformation von Gasnetzen (Erstellung von Plänen, Abstimmung mit Regulierungsbehörden etc.), dass es für die Netzbetreiber dringend notwendige Sicherheiten hinsichtlich der mit dem EU-Gaspaket diskutierten Unbundling-Regeln gibt.

Kernbotschaften des VKU sind hierbei:

- kein horizontales Unbundling von Gas- und Wasserstoffnetzbetreibern
- Unterscheidung zwischen FNB und VNB bei Wasserstoffnetzen

Bei allen Vorgaben und Planungen, die aus dem GEG oder zukünftig auch aus der KWP resultieren, gilt es in jedem Falle, kostspielige, weil **wirtschaftlich nicht ausgelastete parallele Netzinfrastrukturen in örtlich zusammengehörigen Versorgungsgebieten einer**

Kommune unter Berücksichtigung der lokalen und regionalen Netz- und Versorgungsstrukturen zu vermeiden (bspw. den parallelen Betrieb eines H₂- und eines Erdgasnetzes). Dies bedeutet in Konsequenz aber auch, dass rechtzeitig für das Energieversorgungsunternehmen und für dessen Kunden tragbare finanzielle Lösungen entwickelt werden müssen, um beim Erreichen von „Kippunkten“ einen zeitnahen Ausstieg zu ermöglichen. Verkürzte Abschreibungszeiten und ein Verzicht auf den Effizienzvergleich in der Regulatorik sind dabei mögliche Instrumente, um diesen Übergang zu gestalten.

Außerdem muss eine grundsätzliche Lösung für die im Rahmen der **Marktraumumstellung (MRU)** nichtanpassbaren Geräte gefunden werden. Diese im Rahmen der MRU von L- auf H-Gas nichtanpassbaren Erdgasgeräte, bei denen der Austausch der Brennerdüse nicht ausreicht, müssen zeitnah ausgetauscht werden. Diese Kunden benötigen eine sofort umsetzbare Lösung und können nicht im Rahmen des MRU-Prozesses kurzfristig auf ein anderes Wärmeversorgungssystem wechseln oder gar warten, da Wärmenetzanschlüsse nur in seltenen Fällen kurzfristig umgesetzt werden können und für den Einsatz von Wärmepumpen in der Regel vorab Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. Dazu sind weitere zeitintensive Aspekte (Lieferzeiten, Handwerkerverfügbarkeit, Planung, Einbau) zu berücksichtigen. Daher müssen auch hier entsprechende **praxisnahe Übergangsfristen** im GEG gewährt werden. Diese sollten ebenfalls mit den in § 71k genannten Fristen harmonisieren.

Des Weiteren muss für die betroffenen Kunden kurzfristig ein kostenloses und verpflichtendes **Beratungsangebot auf kommunaler Ebene** eingerichtet werden, das sich mit individuellen Anliegen zur notwendigen Umrüstung von Erdgasanlagen auseinandersetzt. Dieses Beratungsangebot sollte durch ein **Begleitschreiben des Bundes** unterstützt werden, um betroffene Kunden nicht als Leidtragende der aktuellen Situation hervorgehen zu lassen und die MRU nicht durch übermäßige Bearbeitung von Kundenanliegen oder in letzter Konsequenz erforderliche Sperrmaßnahmen zu belasten oder gar zu gefährden.

Zu § 71k Abs. 1 Nummer 1

Regelungsvorschlag:

Beim Einbau oder der Aufstellung einer Heizungsanlage zum Zwecke der Inbetriebnahme, die sowohl Erdgas als auch 100 Prozent Wasserstoff, **seine Derivate oder grüne Gase** verbrennen kann, darf der Eigentümer noch bis zum Ablauf des 31. Dezember **2044** Erdgas ohne Einhaltung der Vorgaben des § 71 zur Wärmeerzeugung nutzen, sofern

1. der Gasverteilnetzbetreiber, an dessen Netz die Heizungsanlage angeschlossen ist, **bis zum 31. Dezember 2026** einen Transformationsplan für die verbindliche, vollständige Umstellung der Versorgung seiner Kunden auf Wasserstoff bis zum

Ablauf des ~~31. Dezember 2034~~ 31. Dezember 2044 nach Maßgabe der Absätze 1 und 2 vorgelegt hat,

Begründung:

Die Frist für die Erstellung eines Gas-Transformationsplans sollte an die Frist für Fernwärmenetze angelehnt werden. Dies macht vor dem Hintergrund der Kommunalen Wärmeplanung Sinn, und berücksichtigt entsprechende Planungs- und Vorbereitungszeiten.

Zudem muss die Frist für die vollständige Umstellung geändert werden. Die Klimaziele für das Gasnetz werden ansonsten faktisch von 2045 um zehn Jahre vorverlegt.

Zu § 71k Abs 1 Nummer 2

Regelungsvorschlag:

der ~~Gebäudeeigentümer~~ Anschlussnehmer im bilanziellen Energiebezug ab dem 1. Januar 2030 50 Prozent ~~grüne Gase Wasserstoff, seine Derivate oder grüne Gase~~ und ab dem 1. Januar 2035 65 Prozent ~~grünen oder blauen Wasserstoff Wasserstoff, seine Derivate oder grüne Gase~~ bezieht ~~und dies zum jeweiligen Stichtag nachweist,~~

Begründung:

Es fehlt die Möglichkeit einer bilanziellen Berücksichtigung, die dringend nötig ist. Dies schafft die Flexibilität für den Anschlussnehmer, die Vorgaben auch dann zu erreichen, wenn unmittelbar am Netzanschluss zu den genannten Fristen noch kein Wasserstoff, seine Derivate oder grünen Gase verfügbar sind und bietet damit einen praxisgerechten Ansatz, um auf Unwägbarkeiten bei der Umstellung der Infrastruktur angemessen reagieren zu können.

Zu § 71k Abs 1 Nummer 4

Regelungsvorschlag:

der Gasnetzbetreiber, an dessen Netz die Heizungsanlage angeschlossen ist, ~~dem Gebäudeeigentümer garantiert, dass die Wasserstoffinfrastruktur innerhalb von zehn Jahren, spätestens jedoch bis zum 1. Januar 2035 in Betrieb genommen ist gegenüber dem nach § 71 Absatz 1 verantwortlichen Anschlussnehmer beim Abschluss eines Netzanschlussvertrages bestätigt, dass er einen Transformationsplan nach Absatz 2 erstellt hat. Für Anschlüsse, die bis zum 31. Dezember 2026 angefragt werden, ist für eine Bestätigung nach Satz 1 ausreichend, wenn eine ernsthafte Vorplanung vorliegt; Absatz 2 Satz 2 gilt entsprechend.~~

Begründung:

Anstatt von einer Garantie sollte hier auf das Vorliegen des Transformationsplans abgestellt werden. Aufgrund der Unsicherheiten, die bis Ende 2026 noch bestehen können, ist bis zu dem Zeitpunkt eine ernsthafte Vorplanung als ausreichend anzusetzen.

Zu § 71k Abs. 2**Regelungsvorschlag:**

Im Transformationsplan nach Absatz 1 Nummer 1 muss der Gasnetzbetreiber, an dessen Netz die Heizungsanlage angeschlossen ist, darlegen, wie in seinem Netzbereich die Umstellung der Gasnetzinfrastruktur auf eine Wasserstoffinfrastruktur **oder alternativ eine Vollversorgung mit Biomethan bis zum ~~1. Januar 2035~~ 31. Dezember 2044** erfolgen soll. **Der Transformationsplan soll den allgemein anerkannten Regeln entsprechen; § 49 Abs. 2 Nr. 2 Energiewirtschaftsgesetz gilt entsprechend. Falls eine kommunale Wärmeplanung vorliegt, muss der Transformationsplan im Einklang mit dieser stehen. Insbesondere muss der Transformationsplan detailliert die technische Ertüchtigung der lokalen Umstellzone für die Durchleitung von 100 Prozent Wasserstoff bis spätestens zum 1. Januar 2040 oder alternativ ein belastbares Konzept für die langfristige perspektivische Vollversorgung mit Biomethan (ggf. mit Wasserstoffzumischung) festlegen und dies in einem Investitionsplan ~~Der Transformationsplan muss einen Investitionsplan mit zwei- bis dreijährlichen Meilensteinen für die Umsetzung des Neubaus oder der Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff enthalten~~ hinterlegen. Für die Sicherstellung der Anforderungen an den bilanziellen Energiebezug gemäß Absatz 1 Nummer 2 sind die Gaslieferanten verpflichtet, dem verantwortlichen Anschlussnehmer ausschließlich entsprechende Gaslieferverträge anzubieten. Der Gasverteilnetzbetreiber übermittelt die jeweils geltenden Anforderungen des Absatz 1 Nummer 2 an die Lieferanten im Rahmen der Marktkommunikation in einem massengeschäftstauglichen Verfahren im Sinne des § 41 GasNZV. Erfolgt der Energiebezug durch einen Anschlussnutzer, ist dieser vom verantwortlichen Anschlussnehmer zum Abschluss von entsprechenden Gaslieferverträgen zu verpflichten.**

Begründung:

Es ist erforderlich, den Transformationsplan konkreter zu definieren.

Zu § 71k Abs. 4**Regelungsvorschlag:**

Sofern die Heizungsanlage nach Ablauf des 31. Dezember 2044 nicht mit mindestens 65 Prozent grünem oder blauem Wasserstoff betrieben werden kann, weil der **Gasverteilnetzbetreiber eine technische Ertüchtigung der lokalen Umstellzone nicht bis zum 31. Dezember 2040 abgeschlossen hat ~~Neubau oder die Umstellung des Verteilnetzes nicht abgeschlossen sind oder dieses nicht an ein vorgelagertes Wasserstoff-Transportnetz oder an~~**

~~eine gesicherte lokale Wasserstoff-Produktion angeschlossen ist~~, ist der Verantwortliche für die Heizungsanlage verpflichtet, die Anforderungen nach den §§ 71 bis 71o einzuhalten. Satz 1 gilt entsprechend ein Jahr nach dem Zeitpunkt, zu dem die zuständige Behörde oder die Regulierungsbehörde feststellt, dass die beabsichtigte Umstellung oder der Neubau eines Wasserstoffverteilnetzes nicht weiterverfolgt wird oder die geplante Umsetzung nach Absatz 2 sich mehr als **zwei-drei** Jahre in Verzug befindet.

Begründung:

Mit der in Satz 4 vorgesehenen Regelung wird bei Nichterfüllung des Transformationsplans faktisch ein Schadenersatzanspruch des Betreibers der Heizungsanlage gegenüber dem Gasnetzbetreiber konstituiert. Positiv ist dabei anzumerken, dass der noch im Referentenentwurf vorgesehene Schadenersatzanspruch gegenüber dem Netzbetreiber bei der Umstellung des Netzes auf Wasserstoff ergänzt wurde (s. gelbe Markierung). Die Netzbetreiber dürften nunmehr nicht mehr pauschal in Regress genommen werden. So soll dieser Anspruch bei nicht erfolgter Umstellung des Netzes entfallen, wenn der Gasverteilnetzbetreiber für die Entstehung der verursachten Mehrkosten nicht verantwortlich ist.

Insbesondere beim Thema Wasserstoff gibt es derzeit **allerdings** nur grobe Schätzungen, wann diese marktnah und in ausreichender Menge im Verteilnetz zur Verfügung stehen. **Auch wenn die Verfügbarkeit als nicht unrealistisch einzuschätzen ist**, liegt **dies doch** nicht in der Hand der Verteilnetzbetreiber, daher können diese keine haftungsrelevanten Garantien dafür abgeben, ab wann die Verteilnetze auf Wasserstoff umgestellt werden. Investitions- und Transformationspläne, die man jetzt erstellt, können somit gar nicht punktscharf sein. **Auch deshalb** wäre der Zeitpunkt der Haftung des Netzbetreibers zumindest nach hinten zu schieben (also nicht bereits ab 2 Jahren Verzug). Insgesamt jedoch überzeugt weiterhin nicht, warum eine Garantie von einem Infrastrukturbetreiber abgegeben werden soll, die über seine unmittelbare technische Fähigkeit der Netzumstellung hinausgeht. Deshalb sollte die benannte Regelung der Sätze 3 und 4 analog zur vorgeschlagenen Verfahrensweise zu § 71 j Abs. 4 vollständig gestrichen werden.

Sofern eine Regelung zur Erstattung im Interesse der Anlagenbetreiber beibehalten werden soll, wäre dies nur vertretbar, wenn die Verpflichtung ausschließlich auf die Verpflichtung des Netzbetreibers rekurriert, ein Netz technisch umzustellen, sofern die dafür maßgeblichen und von ihm nicht verantwortbaren Rahmenbedingungen gegeben sind, also etwa Wasserstoff auch tatsächlich anliegt.

Zu § 71o Abs. 1

Regelungsvorschlag:

~~Wird eine Heizungsanlage nach den §§ 71 bis 71n zum Zweck der Inbetriebnahme in einem Gebäude eingebaut oder aufgestellt, die vollständig oder anteilig mit einem biogenen Brennstoff oder mit grünem oder blauem Wasserstoff oder den daraus hergestellten Derivaten zur Erzeugung von Wärme oder von Wärme und Warmwasserbetrieben wird, trägt der Mieter die Kosten des verbrauchten Brennstoffes nur bis zu der Höhe der Kosten, die für einen entsprechenden Energieverbrauch bei Anwendung des Stromdurchschnittspreises geteilt durch den Wert 2,5 anfielen. Der Stromdurchschnittspreis wird für die gesamte Abrechnungsperiode aus den Strompreisen für Haushalte gebildet, die das Statistische Bundesamt nach der Verordnung (EU) 2016/1952 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Oktober 2016 über europäische Erdgas- und Strompreisstatistik und zur Aufhebung der Richtlinie 2008/92/EG (ABl. L 311 vom 17.11.2016, S. 1) als Durchschnittspreise einschließlich Steuern, Abgaben und Umlagen halbjährlich erhebt und auf dessen Internetseite veröffentlicht. Der Stromdurchschnittspreis wird für eine Abrechnungsperiode als arithmetischer Mittelwert aus den Strompreisen für Haushalte der Kategorie „Insgesamt“ für die Berichtszeiträume gebildet, die sich mit der Abrechnungsperiode überschneiden. Versorgt der Mieter sich selbst mit Wärme oder mit Wärme und Warmwasser, hat er gegen den Vermieter einen Anspruch auf Erstattung der nach den Sätzen 1 und 2 zu ermittelnden Kosten für verbrauchten Brennstoff, die über die Höhe des Stromdurchschnittspreises geteilt durch den Wert 2,5 hinausgehen.~~

Begründung:

Nach Auffassung des VKU ist das GEG nicht dazu geeignet, den Mieterschutz sicherzustellen. Zudem wird die § 71o die in Abs. 1 vorgeschlagene Lösung als wenig praktikabel bewertet und droht, den Ausbau von Wärmenetzen durch die Einbeziehung von § 71b empfindlich zu hemmen. Der VKU fordert daher die Streichung des Paragraphen.

Zumindest sollte Satz 1 in folgenden Fällen nicht zur Anwendung kommen:

- a) Es liegt für das Gebäude/Quartier ein Transformationsplan bzw. eine kommunale Wärmeplanung vor, die eine Umstellung auf die in Satz 1 genannten Brennstoffe vorsieht/zulässt oder
- b) das Gebäude bereits einen guten Sanierungszustand aufweist (wie beispielsweise in Absatz 2 Nummern 1 bis 3 für Gebäude mit Wärmepumpen beschrieben ist).
- c) wenn in Bezug auf ein Gebäude öffentlich-rechtliche Vorgaben sowohl einer wesentlichen energetischen Verbesserung des Gebäudes als auch einer wesentlichen Verbesserung der Wärme- und Warmwasserversorgung des Gebäudes entgegenstehen.

Zu §72 Abs. 4

Regelungsvorschlag:

Heizkessel dürfen längstens bis zum 31. Dezember 2044 mit fossilen Brennstoffen betrieben werden. **Ihr Betrieb mit blauem Wasserstoff ist über 2044 hinaus möglich.**

Begründung:

Es bedarf der Klarstellung, dass das Verbot fossiler Brennstoffe den Einsatz von blauem Wasserstoff nicht miteinschließt.

Bei Rückfragen oder Anmerkungen stehen Ihnen zur Verfügung:

Dr. Jürgen Weigt
Stellv. Bereichsleiter Energiesystem
und Energieerzeugung
Telefon: +49 30 58580-387
E-Mail: weigt@vku.de

Rainer Stock
Bereichsleiter Netzwirtschaft
Telefon: +49 30 58580-190
E-Mail: stock@vku.de

Nils Weil
Referent Wärmemarkt

Telefon: +49 30 58580-388
E-Mail: weil@vku.de

Isabel Orland
Fachgebietsleiterin Gasnetz
Telefon: +49 30 58580-196
E-Mail: orland@vku.de