

STELLUNGNAHME

zum Referentenentwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 07.03.2022

Berlin, 17.03.2022

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 283.000 Beschäftigten wurden 2019 Umsatzerlöse von 123 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 13 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 62 Prozent, Gas 67 Prozent, Trinkwasser 91 Prozent, Wärme 79 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen durch getrennte Sammlung entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 67 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 203 Unternehmen investieren pro Jahr über 700 Millionen Euro. Beim Breitbandausbau setzen 92 Prozent der Unternehmen auf Glasfaser bis mindestens ins Gebäude. Wir halten Deutschland am Laufen – klimaneutral, leistungsstark, lebenswert. Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: 2030plus.vku.de.

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 Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz Stellung zu nehmen.

Bedeutung des Vorhabens für kommunale Unternehmen

- Die Unternehmen der kommunalen Versorgungs- und Entsorgungswirtschaft sind in allen Segmenten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aktiv. Durch die Errichtung und den Betrieb von Wind- und Solarparks, Solarenergie auf Dächern sowie Biomasse-, Geothermie-, Wasserkraft- und Grubengasanlagen tragen sie in erheblichem Maße zum Übergang in eine treibhausgasneutrale Gesellschaft bei. Gleiches gilt für die Nutzung energetischer Potenziale aus der Abfall- und Abwasserbehandlung. Die Ausgestaltung der EEG-Reform hat einen großen Einfluss auf das Investitionstempo.
- Die geplanten Änderungen im KWKG beeinflussen die geschäftlichen Aktivitäten von rund 600 Unternehmen, die im Bereich Wärmeversorgung einen jährlichen Umsatz von 5 Mrd. Euro generieren, 1,1 Mrd. Euro pro Jahr investieren und ca. 11.000 Beschäftigte einsetzen.¹ Dezentrale KWK-Anlagen, wie sie zum Kerngeschäft der kommunalen Energiewirtschaft gehören, sind in der Lage, hocheffizient und flexibel eine verlässliche Versorgung mit Strom und Wärme in einem durch die erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem sicherzustellen. Sie sind der verlässliche Partner der volatilen erneuerbaren Energien und tragen auch durch ihre hohe Ressourceneffizienz zum Klimaschutz bei. Als Wärmequelle in kommunalen Wärmenetzen und Contractinglösungen leisten KWK-Anlagen einen wesentlichen Beitrag zu einer kosteneffizienten Versorgung mit Wärme, von denen in der Regel Mieter in Mehrfamilienhäusern besonders stark profitieren können. Sie sind damit die effizienteste Form, um den auch im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien geforderten Zubau gesicherter und flexibler Leistung zu realisieren.

Positionen des VKU in Kürze

Kernpositionen des VKU sind:

- Investitionen in erneuerbare Energien und Netze liegen im öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit.
- Solarenergie auf Dächern attraktiver machen, vor allem auch durch eine erweiterte und verbesserte Mieterstromförderung.
- Kooperationen von Stadtwerken und Bürgerenergiegesellschaften ermöglichen.
- Realisierungsfristen dürfen nicht zu Realisierungsfallen werden.

¹ VKU-Erhebung „Zahlen, Daten, Fakten 2021“

- Herkunftsnachweise auch für Strom aus Deponiegas, Klärgas, Grubengas sowie Strom, der auf sonstige Weise mit der aus der thermischen Entsorgung zurückgewonnenen Energie erzeugt wird.
- Wasserstofffähigkeit von KWK-Anlagen anreizen statt einseitig Vorgaben zu formulieren, dessen Erfüllbarkeit nach aktuellem Kenntnisstand nicht sicher ist.
- Dringend erforderlichen Zubau an KWK-Leistung nicht durch Einschränkungen bei den förderfähigen klimaneutralen Brennstoffen, hier Biomethan, bremsen. Biomasse- und Biomethan-befeuerte KWK-Anlagen müssen als Säule der Bioenergie und für die Versorgungssicherheit erhalten bleiben.
- Erkenntnissen der anstehenden KWKG-Evaluierung nicht durch weitreichende Festlegungen, hier Deckelung der jährlichen Förderstunden, vorgehen; stattdessen unverzüglich Evaluation auswerten und Förderrahmen verbessern.

Vorbemerkungen

Der VKU unterstützt die Zielsetzung der EEG-Novelle: Im Jahr 2030 sollen 80 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen, und bereits im Jahr 2035 soll die Stromversorgung fast vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Die Herausforderungen sind erkannt: massive Anstrengungen sind in allen Rechts- und Wirtschaftsbereichen erforderlich. Neben Anpassungen z. B. im Planungs-, Bau-, Genehmigungs-, Natur- und Artenschutzrecht bedarf auch das EEG einer grundlegenden Überarbeitung. **Sollten die dort geplanten Veränderungen keine Durchschlagskraft entwickeln**, werden die flankierenden Maßnahmen dieser EEG-Novelle ebenfalls ins Leere laufen.

Zu begrüßen ist die Schnelligkeit, mit der die Novelle vorgelegt wird. Investitionsanreize müssen unverzüglich wirksam werden. Es ist gut, dass der Gesetzesbeschluss noch vor der Sommerpause angestrebt wird, damit bis zum geplanten Inkrafttreten das beihilferechtliche Notifizierungsverfahren stattfinden kann.

Die Anhebung der Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für Windenergie an Land und Solaranlagen ist vor dem Hintergrund des Ausbauziels konsequent und notwendig.

Die Finanzierung der erneuerbaren Energien über die Marktprämie hat sich bewährt. Sollte tatsächlich eine Systemumstellung in Erwägung gezogen werden, müsste zunächst gründlich untersucht werden, ob ein CfD-Förderrahmen tatsächlich einen Mehrwert bringt, auch unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Strommarkt und die Marktintegration erneuerbarer Energien. Vorzugswürdig wäre insoweit ein Optionsmodell.

Der VKU begrüßt, dass die Rahmenbedingungen für die Solarenergie durch ein ganzes Bündel an Maßnahmen verbessert werden sollen. Für die Energiewende in den Städten ist entscheidend, dass Solar-Dachanlagen wieder eine angemessene Förderung erhalten. Dies darf aber nicht nur für die Einspeisung in das allgemeine Versorgungsnetz gelten. Auch der Mieterstromzuschlag muss angehoben werden, denn für eine sozial gerechte Energiewende sollte es weiterhin das Ziel sein, auch Mieterinnen und Mieter an der Solarstromerzeugung teilhaben zu lassen. Bislang sind Mieterstromprojekte jedoch nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich tragfähig.

Der VKU begrüßt die Abschaffung der EEG-Umlage. Dieser Schritt ist überfällig, um die Stromverbraucher zu entlasten und den sektorenübergreifenden Einsatz von Strom, etwa für die Wasserstoffherzeugung, Wärmepumpe und E-Mobilität attraktiver zu machen. Dass die Energieversorger den Wegfall der EEG-Umlage an Letztverbraucher weitergeben, steht dabei völlig außer Frage. Einer Pflicht zur Weitergabe bedarf es hierfür nicht.

Der VKU bewertet es als positiv, dass Unternehmen, die im abgeschlossenen Geschäftsjahr weniger als fünf Gigawattstunden Strom verbraucht haben, als Voraussetzung u. a. für die Umlagenbegrenzung gem. Artikel 30 alternativ zu einem nicht zertifizierten Energiemanagementsystem auf Basis der DIN EN ISO 50005:2021 (mindestens Umsetzungsstufe 3) auch die Mitgliedschaft in einem bei der Initiative Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerke angemeldeten Netzwerk nachweisen können. Über die bereits in 2014 gestartete Initiative haben Stand heute (15.03.2022) über 2.670 Unternehmen ganz unterschiedlicher Größe und fossilem Gesamtenergieverbrauch ihre Energieeffizienz verbessert und ihren CO₂-Ausstoß verringert.

Den Ausbau und den Einsatz der erneuerbaren Energien gilt es mit KWK-Anlagen, die mit Erdgas und perspektivisch mit Wasserstoff betrieben werden, abzusichern. Mit Blick auf Kernenergie- und Kohleausstieg ermöglichen Gaskraftwerke erst den beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und den sektorenübergreifenden Einsatz von Strom. Sämtliche energiepolitischen Leitstudien zeigen auf, dass ein beschleunigter Kohleausstieg bis 2030 nur dann gelingen kann, wenn gleichzeitig ein massiver Zubau von Gaskapazitäten erfolgt. Diese Notwendigkeit haben auch die Regierungsparteien im Koalitionsvertrag festgehalten. Hocheffiziente und flexible KWK-Anlagen erfüllen diesen Zweck mit Blick auf die eingesetzten Brennstoffe und aufgrund ihrer Systemintegration im Rahmen von Wärmenetzen und Quartierslösungen am effektivsten.

Aus Sicht des VKU ist daher problematisch, dass mit den nun vorliegenden Vorschlägen zum KWKG keine zusätzlichen Investitionsanreize und kein Beitrag zur Investitionssicherheit geschaffen werden. Stattdessen werden zusätzliche Anforderungen an KWK-Anlagen gestellt, ohne korrespondierende Anpassungen bei den

Vergütungsstrukturen vorzunehmen. Dabei ist eine sehr zügige Verbesserung der Rahmenbedingungen zwingend erforderlich, um den Bau der benötigten Anlagen anzureizen. Das gilt angesichts eines stark veränderten Marktumfelds und zusätzlicher Hürden auf europäischer Ebene (z. B. EU-Taxonomie) umso mehr.

Gerade vor diesem Hintergrund ist es zwingend erforderlich, die in diesem Jahr anstehende KWKG-Evaluierung bei Aufrechterhaltung der erforderlichen Sorgfalt und Beteiligung der Branche zu beschleunigen, um eine bedarfsgerechte Förderung für neue KWK-Anlagen idealerweise im Sommerpaket auf den Weg zu bringen. In einem weiteren Schritt muss ein langfristig tragfähiges Marktdesign entwickelt werden, um nachhaltig Investitionsbedingungen für Kapazitäten zu schaffen, die die volatile erneuerbare Strom- und Wärmeerzeugung absichern.

Wir behalten uns vor, im weiteren Verfahren – auch aufgrund der kurzen Frist – die Stellungnahme zu erweitern. Das vorausgeschickt, werden folgende Anmerkungen zu dem vorliegenden Referentenentwurf gemacht:

Stellungnahme

Zu Artikel 1, Nummer 2 (zu § 2 EEG 2021-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

1. Das öffentliche Interesse an der Nutzung erneuerbarer Energien und die Festschreibung, dass EE-Anlagen der öffentlichen Sicherheit dienen, sollte auch für den Netzanschluss der Anlagen und für die erforderliche Erweiterung der Netzkapazitäten gelten.
2. Es sollte ausdrücklich geregelt werden, dass die die erneuerbaren Energien im Rahmen von Abwägungsentscheidungen u.a. gegenüber seismologischen Stationen, Denkmalschutz, Radaranlagen, dem Landschaftsbild oder im Forst-, Immissionsschutz-, Naturschutz-, Bau- oder Straßenrecht nur in Ausnahmefällen überwunden werden. Auch in den entsprechenden Fachgesetzen auf Bundesebene sollte diese Verankerung vorgenommen werden.
3. In der Gesetzesbegründung sollte klargestellt werden, dass das Ziel des beschleunigten Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch in kommunalrechtlichen Abwägungsentscheidungen besondere Berücksichtigung finden und zu möglichst raschen und konstruktiven Entscheidungen führen soll.
4. Darüber hinaus sollte auch klargestellt werden (ggf. in der Gesetzesbegründung), dass die Nutzung erneuerbarer Energien das kommunalrechtliche Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllt.

Begründung:

Zu 1.

Die mit dem Gesetzentwurf verfolgten Ziele können nur erreicht werden, wenn die neu zu errichtenden Anlagen möglichst ohne Zeitverzug auch an das Stromnetz angeschlossen werden können. Der bisherige Entwurf zu § 2 privilegiert aber ausdrücklich nur die Anlage selbst sowie Nebenanlagen. Bei Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem Netzausbau oder mit der Erweiterung von Netzkapazitäten bliebe es aber bei der bisherigen Schutzgüterabwägung und den bekannten Verzögerungen durch juristische Auseinandersetzungen.

Zu 2.

Für eine effektive Wirksamkeit und Klarstellung ist es erforderlich, dass bereits im EEG-Gesetzestext ein konkreter Verweis auf weitere Fachgesetze und eine Verknüpfung mit diesen erfolgt, da manche Gerichte bei Ihrer Beurteilung nur Gesetzestexte heranziehen, und Gesetzesbegründungen außer Acht lassen.

Zu 3.

Auch im Hinblick auf kommunalaufsichtliche Verfahren ist auf die Erforderlichkeit zügiger Investitionen in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hinzuweisen.

Entsprechende Verfahren, die Kommunen und kommunale Beteiligungen vor entsprechenden Investitionen durchlaufen müssen, sind oft derart langwierig, dass marktgerechte, rasche Entscheidungen zu Investitionen im Bereich der erneuerbaren Energien, insbesondere wenn es um Kooperationen mit Dritten geht, erschwert oder vereitelt werden. Ein deutlicher Hinweis auf schnelle und konstruktive Verfahrenserledigung ist daher geboten.

Zu 4.

Kommunen müssen bei ihrer wirtschaftlichen Betätigung das Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllen. In einigen Ländern und Konstellationen wird der öffentliche Zweck in Abrede gestellt, wenn Kommunen Strom erzeugen wollen, der dann in ein überörtliches Netz eingespeist werden soll (vgl. Oberverwaltungsgericht des Landes Sachsen-Anhalt, Urteil vom 7. Mai 2015 – 4 L 163/14 –). Um Kommunen überall die Möglichkeit zu geben, Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen und diesen auch in ein überörtliches Netz einzuspeisen, wäre die Feststellung hilfreich, dass aus Sicht des Bundesgesetzgebers die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien das Kriterium des öffentlichen Zwecks erfüllt. Darauf könnte das Kommunalrecht der Länder dann Bezug nehmen. Zumindest in der Gesetzesbegründung sollte diese Feststellung erfolgen.

Zu Artikel 1, Nummer 9 (zu §§ 88d, 88f EEG 2021-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Die geplanten Verordnungsermächtigungen

- zu den Ausschreibungen für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§ 88e EEG 2021-Entwurf) und
- zur Weiterentwicklung der Zahlungen (§ 88f EEG 2021-Entwurf)

dürfen keine Vorfestlegungen enthalten und müssen unter den Vorbehalt der Zustimmung des Bundestages gestellt werden.

Begründung:

Die geplanten Verordnungsermächtigungen würden der Bundesregierung weitreichende Befugnisse zu EEG-Aspekten verleihen, die so wesentlich sind, dass es hierfür der Mitwirkung des Bundestags bedarf.

Mit der Einführung des in § 88e EEG 2021-Entwurf vorgesehenen Ausschreibungssegments für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung entstehen neue Vergütungsansprüche, die über die gesamte Förderdauer (den Zeitraum würde der Ordnungsgeber festlegen) bedient werden müssen. Daher muss die Ausgestaltung dieses Ausschreibungssegments vorab im Dialog mit Wissenschaft und Praxis gründlich geprüft werden, damit sichergestellt ist, dass insoweit die richtigen Weichen gestellt werden.

Insbesondere ist zu gewährleisten, dass die Ausschreibungen die in Bezug auf Wasserstoff notwendige Technologie- und Nutzungsoffenheit, auch im Hinblick auf die wichtige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigen. Die angekündigte Strommarktplattform ist hierfür ein geeignetes Forum. „Schnellschüsse“ sind zu vermeiden. Es ist unerlässlich, dass der Bundestag in dieser Angelegenheit das letzte Wort spricht.

Die in § 88f EEG 2021-Entwurf vorgesehene Weiterentwicklung des Marktprämienmodells würde es der Bundesregierung erlauben, grundlegende, systemverändernde Eingriffe im Fördermechanismus des EEG vorzunehmen. Die Finanzierung der erneuerbaren Energien über die Marktprämie hat sich bewährt. Sollte tatsächlich eine Systemumstellung in Erwägung gezogen werden, müsste im Dialog mit Wissenschaft und Praxis zunächst gründlich untersucht werden, ob z. B. ein CfD-Förderrahmen tatsächlich einen Mehrwert bringt, auch unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Strommarkt und die Marktintegration erneuerbarer Energien. Nach derzeitigem Kenntnisstand könnten sich am ehesten Optionsmodelle anbieten, die die bisherige Vergütungsstrukturen weiter ermöglichen würden; auch dies wäre aber eingehend zu prüfen. Die angekündigte Strommarktplattform ist hierfür ein geeignetes Forum. „Schnellschüsse“ sind zu vermeiden. Es ist unerlässlich, dass der Bundestag in dieser Angelegenheit das letzte Wort spricht.

Zu Artikel 1, § 100 Absatz 11 EEG 2021

Regelungsvorschlag:

Es bedarf einer kurzfristigen Klarstellung, dass die coronabedingte Verlängerung der Realisierungsfristen für Solarausschreibungen des ersten Segments...

1. ...auch für die Frist zur Beantragung der Zahlungsberechtigung gilt; denn gemäß § 37d EEG führen zwei Tatbestände zum Erlöschen des Zuschlags: 1. Verspätete Inbetriebnahme oder 2. Verspätete Beantragung der Zahlungsberechtigung,
2. ...nicht mit einer doppelten Pönalisierung verbunden ist; § 54 Abs. 1 EEG (Pönale, wenn Zahlungsberechtigung nicht spätestens 18 Monate nach Zuschlagserteilung beantragt wird) darf hier nicht anwendbar sein.

Begründung:

Gemäß § 37d EEG führen zwei Tatbestände zum Erlöschen des Zuschlags: 1. verspätete Inbetriebnahme oder 2. verspätete Beantragung der Zahlungsberechtigung.

Mit der Schaffung des § 100 Absatz 11 EEG durch das EEG-Nachbesserungsgesetz vom 16. Juli 2021 wurde nur die Inbetriebnahmefrist verlängert, nicht aber die Frist zur Beantragung der Zahlungsberechtigung. Dies kann nur ein Versehen gewesen sein, denn ohne eine Verlängerung der Frist zur Beantragung der Zahlungsberechtigung läuft die Regelung ins Leere. Denn die Zahlungsberechtigung kann erst nach Inbetriebnahme

beantragt werden. Nur wenn auch die Frist zur Beantragung der Zahlungsberechtigung entsprechend verlängert wird, kann die Regelung ihren Zweck erfüllen, nämlich den Verzögerungen bei der Aufstellung von Bauleitplänen durch die Corona-Pandemie Rechnung zu tragen.

Dies mit einer doppelten Pönalisierung, einmal nach § 54 Absatz 1 EEG (0,3 Cent/kWh bei Überschreiten von 18 Monaten), und dann nach § 100 Absatz 11 EEG (weitere 0,3 Cent/kWh nach 24 Monaten) zu verknüpfen, ist jedoch nicht sachgerecht, weil die Vorhabenträger für diese Verzögerungen ja gerade kein Verschulden trifft. Dies gilt ganz besonders für Inhaber von Zuschlägen, die vor dem 1. März 2020 erteilt wurden, da diese auf die Fristverlängerung von 18 auf 24 Monate gemäß § 104 Absatz 8 EEG 2017 vertraut haben.

Zu Artikel 1, § 100 Absatz 11a EEG 2021 (neu einzufügen)

Regelungsvorschlag:

Die Realisierungsfristen für EE-Vorhaben in den von der Hochwasserkatastrophe im Sommer 2021 betroffenen Gebieten sollten um 12 Monate verlängert werden.

Begründung:

Die Hochwasserkatastrophe im Sommer 2021 hat dazu geführt, dass sich die Genehmigung von Projekten, die in den betroffenen Gebieten geplant sind, erheblich verzögert. Die Gründe sind vielfältig. Mitunter müssen Schäden auf geplanten Anlagenstandorten behoben werden, Flächeneigentümer sind wegen unmittelbarer Betroffenheit nicht erreichbar, Behörden primär mit der Bewältigung von Flutschäden befasst, Projektierer mit neuen behördlichen Anforderungen konfrontiert, etwa in Bezug auf eine Neuberechnung möglicher Hochwasserauswirkungen. Um zu verhindern, dass Projekte, die in den von den Flutereignissen im Jahr 2021 im Westen der Bundesrepublik betroffenen Gebieten liegen, infolge einer sich abzeichnenden Fristüberschreitung abgebrochen und dementsprechend nicht realisiert werden, sollte für entsprechende bezuschlagte Projekte – diese ließen sich anhand der betroffenen Postleitzahlengebiete eingrenzen – eine mindestens zwölfmonatige Fristverlängerung erteilt werden.

Zu Artikel 1, Nummer 12 (zu § 100 Absatz 14 EEG 2021-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Für Solaranlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind, sollten nicht nur die anzulegenden Werte, sondern auch der Mieterstromzuschlag unter Anwendung des bisherigen § 49 EEG 2021 (Degression nebst Anwendung „Atmender Deckel“) mit Stand April 2022 festgesetzt werden. Für Solaranlagen, die ab dem 1. Januar

2023 in Betrieb genommen werden, sollte der Zuschlag deutlich erhöht werden (vgl. der Vorschlag zu Artikel 2, Nummer 51 (zu §§ 48a EEG 2023-Entwurf)).

Begründung:

In § 100 Absatz 14 Satz 1 EEG 2021-Entwurf werden als anzulegende Werte für Solar-Dachanlagen die Werte unter Anwendung des bisherigen § 49 EEG 2021 (Degression nebst Anwendung „Atmender Deckel“) mit Stand April 2022 festgesetzt.

Die Feststellung, dass ein weiteres Absinken dieses Vergütungsniveaus keinen wirtschaftlichen Betrieb mehr ermöglicht, gilt auch für Mieterstromanlagen. Mieterstromanlagen sind genauso wie alle anderen Solaranlagen von Kostensteigerungen und Lieferkettenschwierigkeiten betroffen.

Zu Artikel 1, Nummer 12 (zu § 100 Absatz 14 Satz 3 EEG 2021-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Die in § 100 Absatz 14 EEG 2021-Entwurf vorgehende Übergangsregel für den Wechsel in die ab 2023 geltende Vergütungssystematik für Solar-Dachanlagen sollte keine separaten anzulegende Werte für Volleinspeiseanlagen beinhalten. Satz 3 dieser Vorschrift sollte daher gestrichen werden.

Begründung:

Die Privilegierung einzelner Anlagenbetreiber, die sich im Jahre 2022 zur Errichtung einer Solaranlage mit Volleinspeisung entscheiden, bedeutet für den Anlagen- und Netzbetreiber einen erhöhten manuellen Aufwand. Die Anmelde- und Abrechnungsprozesse, sowie der Belastungsausgleich der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen laufen weitestgehend automatisiert. Die Umsetzung der einmaligen Beibehaltung des erhöhten Vergütungssatzes aus dem Jahre 2022 im Folgejahr 2023 für Anlagenbetreiber, die nachweislich Ihre Planung vor dem 01.12.2022 dem Netzbetreiber manuell vorgelegt haben, kann nicht in die bestehenden automatisierten Prozesse integriert werden. Darüber hinaus sind die Nachweise der Anlagenbetreiber separat zu dokumentieren. Der Eingriff in die funktionierenden und automatisierten Prozesse ist nicht nur aufwändig und fehleranfällig, sondern birgt auch rechtliche Unsicherheiten bezüglich des Anspruchs auf diesen Vergütungssatz. Dies steht nicht im Einklang mit der politisch gewünschten Komplexitätsreduktion und dem Bürokratieabbau.

Zu Artikel 2, Nummer 4 (zu § 3 EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

1. Die Definition der Bürgerenergiegesellschaft ist so zu ergänzen, dass auch kommunale Unternehmen und Einrichtungen sich an einer solchen Gesellschaft beteiligen

können. Hierfür sind in der Aufzählung der juristischen Personen, die Stimmrechte haben dürfen (§ 3 Nummer 15 c), neben den kommunalen Gebietskörperschaften die Wörter „andere lokale Behörden und kommunale Unternehmen“ zu ergänzen.

2. In der Gesetzesbegründung sollte am Ende des ersten Absatzes auf S. 162 folgendes ergänzt werden: Neben den Gemeinden und deren Eigenbetrieben können insbesondere auch Anstalten öffentlichen Rechts oder Zweckverbände Anteilseigner sein.
3. Die Anforderung, dass die Mehrzahl der Mitglieder des Projekts aus einem einzigen Landkreis oder der gleichen kreisfreien Stadt kommen müssen, sollte erweitert werden.

Begründung:

Zu 1. und 2.

Die geplante Neufassung ermöglicht es lediglich den Kommunen, nicht aber anderen lokalen Behörden und kommunalen Unternehmen, sich an Bürgerenergiegesellschaft zu beteiligen. Die der Definition der Bürgerenergiegesellschaft zugrundeliegende Vorgabe für die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft in Art 2 Nr. 16 in der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen nennt aber neben den natürlichen Personen, den Gemeinden und den kleinen und mittleren Behörden auch die lokalen Behörden als mögliche Anteilseigner einer entsprechenden Gemeinschaft.

Zu 3.

Die räumliche Definition für „Bürgerenergiegesellschaften“ ist nicht zufriedenstellend. Gemäß der geplanten Vorschrift soll die Mehrzahl der Mitglieder des Projekts aus einem einzigen Landkreis oder der gleichen kreisfreien Stadt kommen müssen. Dieser räumliche Bezug ist zu klein und verhindert auch interkommunale Kooperationen sowie die Unterstützung von kommunalen Unternehmen außerhalb des engen räumlichen Bezugs für die Gründung von Bürgerenergiegesellschaften. Für Bürgerenergiegesellschaften aus Städten bedeutet dies zudem, dass in aller Regel keine Freiflächen-Photovoltaikanlagen oder Windparks realisiert werden können, da hierfür keine Flächen in ihrem Stadtgebiet vorhanden sind. Für Metropolregionen wird zudem interkommunale Zusammenarbeit behindert. Wir sprechen uns daher dafür aus, enge räumliche Bezüge für die Gründung von Bürgerenergiegesellschaften fallen zu lassen und Kooperationen zwischen Bürgerenergiegesellschaften und kommunalen Unternehmen einfacher zu ermöglichen (vgl. auch den Vorschlag zu Artikel 2, Nummer 13 (zu § 22 EEG 2023-Entwurf).

Zu Artikel 2, Nummer 7 (zu § 6 EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Auf die geplante Regelung in § 6 Absatz 4 EEG 2023-Entwurf, wonach die betroffenen Kommunen bei Freiflächenanlagen den Abschluss der Vereinbarungen über

Zuwendungen davon abhängig machen dürfen, dass der Betreiber ein Konzept vorgelegt hat, das fachlichen Kriterien für die naturschutzverträgliche Gestaltung von Freiflächenanlagen entspricht, sollte verzichtet werden.

Begründung:

§ 6 EEG 2021 ist als akzeptanzsteigernde Maßnahme formuliert worden. Es wäre sachfremd, im Rahmen dieser Vorschrift naturschutzfachliche Anforderungen an PV-Freiflächen-Anlagen zu stellen. Wenn, dann sollten solche Anforderungen über die kommunale Bauleitplanung erfolgen. Zudem ist §6 EEG 2021 bewusst so ausgestaltet worden, dass er das Einfordern bestimmter Verhaltensweisen sowohl seitens der Gemeinde als auch des Anlagenbetreibers außerhalb der Zahlungsleistung explizit ausschließt.

Zu Artikel 2, Nummer 9 (zu § 10b EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

§ 10b Abs. 2 Satz 2 Nummer 3 EEG 2021 sollte nicht gestrichen werden.

Begründung:

Die Streichung von § 10b Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 EEG 2021, wie sie im Referentenentwurf zur EEG-Novelle vorgesehen ist, ist abzulehnen, da sie der Verpflichtung einer 1/4h-Messung für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW in der Direktvermarktung gleichkommt. Es gibt keinen „allgemeinen“ Nutzen, wenn Anlagen in diesem Segment eine 1/4h-Messung in der Direktvermarktung erbringen müssen. – In den „alternativen“ Vergütungsformen des § 19 gibt es eine solche Anforderung nicht. Eine solche Forderung stellt einen erheblichen Eingriff in die Vertragsfreiheit dar und ist daher abzulehnen. Im Übrigen gibt es keine 1/4h-Messung für Anlagen kleiner 100 kW, solange die iMS für diesen Anwendungsfall nicht zugelassen sind (vgl. § 55 Abs. 4 MSBG).

Zu Artikel 2, § 21 EEG 2023

Regelungsvorschlag:

1. Die Mieterstromförderung sollte auf Nicht-Wohngebäude erweitert werden, indem § 21 Absatz 3 EEG Satz 1 EEG 2021 so geändert wird, dass der Anspruch auf Zahlung des Mieterstromzuschlags für Strom aus Dach-PV-Anlagen besteht, soweit dieser Strom innerhalb dieses Gebäudes oder in Gebäuden in demselben Quartier geliefert und verbraucht worden ist.
2. Da durch die Erweiterung des Anwendungsbereichs auf Nicht-Wohngebäude größere Dachflächen zur Verfügung stehen, sollte in diesem Zusammenhang die für die Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags relevante Leistungsgrenze von 100 Kilowatt auf 300 Kilowatt angehoben werden.

Begründung:

Aktuell sind gewerblich genutzte Gebäude von der Mieterstromförderung ausgeschlossen. Diese wird nur gewährt, wenn die Solaranlage auf einem Wohngebäude installiert ist und der Strom an einen Letztverbraucher in einem Wohngebäude oder einer Nebenanlage geliefert wird. Quartiere bestehen jedoch nicht nur aus Wohngebäuden, sondern auch aus Schulen, Schwimmbädern, Parkhäusern oder Gebäuden für den Einzelhandel. Häufig sind die Dachflächen dieser Nichtwohngebäude besser für die Errichtung einer PV-Anlage geeignet als die Dächer von Wohngebäuden. Letztere können durch Ausrichtung, Verschattung, Denkmalschutz und sonstige Umstände als Standort der PV-Anlage weniger geeignet bzw. ungeeignet sein. Andererseits wird auch in Nichtwohngebäuden Strom verbraucht, weshalb diese auch als Bezieher von Mieterstrom nicht ausgeschlossen sein sollten.

Zu Artikel 2, Nummer 13 (zu § 22 EEG 2023-Entwurf)**Regelungsvorschlag:**

Von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags ausgenommen sein sollten Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften sowie von Gesellschaften, deren Stimmrechte zu mindestens 51 Prozent von Bürgerenergiegesellschaften gehalten werden.

Begründung:

Einige Windparkbetreiber verbessern die Akzeptanz für die Windenergie vor Ort erheblich, indem sie Gesellschaftsanteile an Windparks an örtliche Bürgerenergiegenossenschaften veräußern. Über die Mitgliedschaft in den Genossenschaften können sich Bürger mit geringen Beträgen indirekt an der Windpark-Betriebsgesellschaft beteiligen und von deren Erträgen profitieren. Das Erfordernis einer Teilnahme an Ausschreibungen wirkt sich auf solche Beteiligungsmodelle jedoch genauso hinderlich aus wie für Windparkvorhaben, die von Bürgerenergiegesellschaften in eigener Regie verwirklicht werden.

Zu Artikel 2, Nummer 14 (zu § 22b EEG 2023-Entwurf)**Regelungsvorschlag:**

1. Eine Ausnahme von dem Erfordernis eines wirksamen Zuschlags bei Bürgerenergiegesellschaften (sowie gemäß VKU-Vorschlag von Gesellschaften, deren Stimmrechte zu mindestens 51 Prozent von Bürgerenergiegesellschaften gehalten werden) sollte über die in § 22b EEG 2023-Entwurf genannten Voraussetzungen nur bei Vorliegen einer vollständigen BImSchG-Genehmigung zulässig sein.

2. Sobald mehr als 15 Prozent des jährlichen EEG-Ausschreibungsvolumens auf Bürgerenergiegesellschaften fallen, sollte eine Anpassung des § 22b EEG 2023-Entwurf geprüft werden.

Begründung:

Zur Aufrechterhaltung eines hohen Wettbewerbsniveaus in den Ausschreibungen sollte gewährleistet sein, dass die Ausnahme für Bürgerenergiegesellschaften nicht zur Regel wird.

Zu Artikel 2, Nummer 21 (zu §§ 28a bis 28e EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

1. Eine Stärkung des Ausschreibungsvolumens für Biomethan gemäß § 28d sollte nicht auf Kosten des Ausschreibungsvolumens für Biomasse gemäß § 28c gehen.
2. Sowohl für Biomethan als auch für Biomasse sollte es zwei Ausschreibungstermine pro Jahr geben (für Biomethan also bereits ab 2023 und für Biomasse auch über 2024 hinaus).
3. Der Höchstwert in den Biomethan-Ausschreibungen sollte angehoben werden, um bei der vorgesehenen sinkenden Auslastung der Anlagen einen wirtschaftlichen Betrieb zu realisieren.

Begründung:

Zu 1.

Das Ausschreibungsvolumen für Biomasse gemäß § 28c richtet sich vor allem an Holzheizkraftwerke, flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und flexible Biomethan-KWK-Anlagen. Mit der geplanten Reduzierung dieses Ausschreibungssegments würden diese Anlagensegmente, die auch die überaus sinnvolle Energiegewinnung aus Prozessen der Abfallbehandlung beinhalten, zunehmend marginalisiert.

Zu 2.

Die geplante Regelung, dass in den Biomasse-Ausschreibungen ab 2025 die Gebotstermine am 1. März und 1. September durch einen Gebotstermin am 1. Oktober ersetzt werden, kann zu erheblichen Verzögerungen bei der Realisierung von Projekten führen, wenn Projektierer z. B. den 1. März 2025 als Gebotstermin angestrebt haben. Wenn dieser Termin wegfällt und der 1. Oktober der nächstmögliche Projekttermin ist, entsteht eine Zeitverzögerung von 7 Monaten, die sich Deutschland angesichts des notwendigen beschleunigten EE-Ausbaus nicht leisten kann. Ein Grund für diese geplante Gesetzesänderung ist im Übrigen nicht ersichtlich. Für Biomethanlagen gilt dieselbe Problematik, hier jedoch in Bezug auf den Zeitraum 2023 – 2024.

Zu 3.

Dass Biomethananlagen perspektivisch durch die Bereitstellung von Spitzenlast einen verstärkten Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten sollen, ist grundsätzlich begrüßenswert, wenngleich die Einstellung der KWKG-Förderung für Biomethan kritisch zu bewerten ist (s. Anmerkungen zu Artikel 14, Nummer 6). Aus Sicht des VKU ist mit Blick auf die EEG-Förderung der Höchstwert in den Biomethan-Ausschreibungen anzuheben, um bei vorgeschriebener sinkender Auslastung der Anlagen einen wirtschaftlichen Betrieb zu realisieren.

Zu Artikel 2, Nummer 25 (zu § 36b EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Die Degression des Höchstwertes für Windenergieanlagen an Land gemäß § 36b EEG 2021 sollte nicht fortgeschrieben, sondern ausgesetzt werden.

Begründung:

Aktuelle Material- und Rohstoffpreise führen zu deutlich gestiegenen Kosten im Einkauf von Windenergieanlagen. Gleichzeitig steigen die Finanzierungskosten auf Grund anziehender Kreditzinsen. Die Degression der Höchstgebotswerte entspricht damit nicht der Marktentwicklung. Projekte an nicht-optimalen Standorten drohen folglich unrentabel und nicht weiter entwickelt zu werden.

Zu Artikel 2, §§ 36e, 39e EEG 2023

Regelungsvorschlag:

1. Die Regelung, dass die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, bei Rechtsbehelfen Dritter (§ 36e Absatz 2, § 39e Absatz 2 EEG 2021) und bei Herstellerinsolvenz (§ 36e Absatz 3 EEG 2021) verlängert, sollte um zusätzliche Fallgruppen wie Unwetterkatastrophen, Pandemien oder Verwerfungen auf dem Weltmarkt erweitert werden und für alle Ausschreibungssegmente mit Realisierungsfristen (Solarenergieanlagen des ersten Segments, Biomasseanlagen, Biomethananlagen und Anlagen in der Innovationsausschreibung) einheitlich gelten.
2. Wenn die Inbetriebnahme aufgrund einer von der Bundesnetzagentur gewährten Fristverlängerung erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgt,
 - a. sollte es künftig nicht mehr zu einer Verkürzung des Förderzeitraums kommen und
 - b. sollten künftig keine Verzögerungspönalen mehr verhängt werden.

Begründung:

Zu 1.

Wenn Ereignisse und Entwicklungen, auf die Projektierer keinen Einfluss nehmen können, wie z. B. Unwetterkatastrophen, Pandemien oder Verwerfungen auf dem Weltmarkt, zu massiven Verzögerungen führen, können Unternehmen gezwungen sein, ihre Projekte abubrechen, weil eine Anlagenerrichtung nur mit Überschreitung der Realisierungsfrist und damit einhergehendem Zuschlagsverlust möglich wäre. Dies kann einem Unternehmen mehr Schaden zufügen würde als der Abbruch des Projekts (einschließlich der Nichtrealisierungspönale). Die Realisierungsfrist, die eigentlich den Ausbaupfad sicherstellen soll, kann also durchaus das Gegenteil bewirken, nämlich eine Gefährdung der Ausbauziele. Um zu verhindern, dass EE-Projekte wegen drohenden Zuschlagsverlustes abgebrochen werden müssen, sollten weitere Fallgruppen definiert werden, in denen die Bundesnetzagentur die Frist, nach der der Zuschlag erlischt, verlängert.

Zu 2.

Eine Verkürzung des Förderzeitraums und eine Verzögerungspönale in Fällen, bei denen die Bundesnetzagentur die Realisierungsfrist verlängert, ist nicht sachgerecht, weil die Vorhabenträger für diese Verzögerungen ja gerade kein Verschulden trifft.

Zu Artikel 2, § 36h EEG 2021**Regelungsvorschlag:**

Der VKU schlägt die Einführung eines weiteren Korrekturfaktors für Standorte mit einem Gütefaktor von 55 Prozent vor.

Begründung:

Die Berücksichtigung windarmer Standorte ist vor dem Hintergrund der enormen Ausbauziele wichtiger denn je. Durch die Ausweitung des Referenzertragsmodells würde der reduzierten Wirtschaftlichkeit solcher Projekte ausreichend Rechnung getragen. In Kombination mit konkreten Flächenvorgaben für die Windenergie an Land sowie dem Wegfall länderspezifischer Abstandsregelungen, welche im sogenannten Sommerparket zu erwarten sind, würde eine regionale Verteilung der Projekte erfolgen, welche schlussendlich sogar die von der EU-Kommission blockierte Südquote obsolet machen würde.

Zu Artikel 2, §§ 37 ff. EEG 2023-Entwurf**Regelungsvorschlag:**

Für Floating- und Parkplatz-PV sollte ein eigenes Ausschreibungssegment eingerichtet werden.

Begründung:

Im Gegensatz zu Agri-PV ist für Floating- und Parkplatz-PV kein Bonus in den Ausschreibungen vorgesehen. Es ist aber zu bezweifeln, dass insbesondere Floating-PV aufgrund der höheren Kosten in den regulären Ausschreibungen erfolgreich sein kann. Da bei Floating- und Agri-PV-Projekten derzeit von rund 20 Prozent höheren Kosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen ausgegangen wird, sind diese derzeit weder im Ausschreibungssystem noch außerhalb der EEG-Förderung wettbewerbsfähig. Durch ein eigenes Ausschreibungssegment könnten jedoch wertvolle Erfahrungen gesammelt und so Kostensenkungspotentiale für die Zukunft gehoben werden. Dies ist bisher im vorliegenden Gesetzentwurf nicht vorgesehen und sollte noch aufgenommen werden.

Zu Artikel 2, Nummer 29 (zu § 37 EEG 2023-Entwurf)**Regelungsvorschlag:**

Die Flächenkulisse für Solaranlagen des ersten Segments sollte um die Flächen erweitert werden, die Landwirte gemäß der neuen Verordnungen zur Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) vom 02.12.2021 stilllegen müssen, um Agrarzahlungen zu erhalten

Begründung:

Gemäß der neuen Verordnungen zur Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) vom 02.12.2021 müssen Landwirte mit mehr als zehn Hektar Ackerfläche vier Prozent ihrer Ackerfläche stilllegen, um Agrarzahlungen zu erhalten. Diese Fläche sollten für Photovoltaik nutzbar sein und in der Flächenkulisse des § 37 EEG 2023 berücksichtigt werden. Hierbei sollten die Anrechenbarkeit auf die vier Prozent sowie der Ackerstatus nach GAP erhalten bleiben.

Zu Artikel 2, Nummer 30 (zu § 37b EEG 2023-Entwurf)**Regelungsvorschlag:**

Es sollte eine Erhöhung des Höchstwertes geprüft werden.

Begründung:

Vor dem Hintergrund steigender Zinsen und Finanzierungskosten sowie höherer Modulpreise und Schwierigkeiten bei den Lieferketten, sollte eine Erhöhung des Höchstwertes geprüft werden, damit bei steigenden Ausschreibungsmengen auch ausreichend Zuschläge verteilt werden können.

Zu Artikel 2, § 37c EEG 2021**Regelungsvorschlag:**

Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h und i („benachteiligte Gebiete“) sollten beim Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments berücksichtigt werden, soweit nicht die Landesregierungen Rechtsverordnungen erlassen haben, wonach Gebote auf diesen Flächen in ihrem Landesgebiet nicht bezuschlagt werden dürfen.

Begründung:

Nach der jetzigen Fassung des § 37c EEG 2021 müssen umgekehrt die Landesregierungen durch Rechtsverordnung regeln, dass Gebote für Freiflächenanlagen auf benachteiligten Gebieten in ihrem Landesgebiet bezuschlagt werden können. Dies hat dazu geführt, dass in vielen Ländern benachteiligte Gebiete nicht für Solaranlagen genutzt werden können. Wenn die Öffnung dieser Gebiete für Solaranlagen nicht von einem Tätigwerden der jeweiligen Landesgesetzgeber abhängen würde, stünden für die Freiflächen-PV sofort wesentlich mehr Flächen zur Verfügung.

Zu Artikel 2, Nummer 36 (zu § 39b EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Für Biomasse-Ausschreibungen sollte ein atmender Deckel dergestalt eingeführt werden, dass der Höchstwert in Abhängigkeit von der Teilnahmequote in den Ausschreibungen steigt oder sinkt.

Begründung:

Durch diese Maßnahme könnte einerseits eine ausreichende Anzahl an Geboten sichergestellt und andererseits eine Überförderung verhindert werden.

Zu Artikel 2, Nummer 40 (zu § 39i EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

1. Biomethananlagen sollten weiterhin auch an den normalen Biomasseausschreibungen gemäß § 28c teilnehmen dürfen.
2. Für Neuanlagen sollten die Begrenzungen hinsichtlich des Einsatzes nachwachsender Rohstoffe gestrichen werden.

Begründung:

Zu 1.

Der Referentenentwurf sieht vor, dass die Förderung der Biomasse stärker auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke zu fokussieren (vgl. z. B. die Zusammenfassung auf Seite 3 des Referentenentwurfs). Deshalb soll zum einen in § 39i EEG 2023-Entwurf die Vergütung von Biomethan auf die bereits vorhandenen Biomethan-Ausschreibungen beschränkt werden, welche wiederum gemäß § 39m Absatz 2 Satz 1 EEG 2023-Entwurf

durch eine weitere Absenkung der vergütungsfähigen Volllaststunden pro Jahr von 15 auf 10 Prozent sowie gemäß § 39j EEG 2023-Entwurf eine Aufhebung der Größenbeschränkung neu ausgestaltet werden. So werden nur noch Spitzenlastkraftwerke mit sehr wenigen Volllaststunden pro Jahr – so genannte „Peaker“ – adressiert, bei denen es sich überwiegend um Gasturbinenkraftwerke ohne Wärmeauskopplung handelt.

Grundsätzlich ist es richtig, dass es die Rolle insbesondere von Biogas (einschließlich Biomethan) sein muss, sich flexibel an die Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie anzupassen.

Gleichwohl erfüllen Holzheizkraftwerke, flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und flexible Biomethan-KWK-Anlagen weiterhin eine wichtige energiewirtschaftliche Funktion. Biomethan kann insbesondere bei der Dekarbonisierung der Fernwärme eine große Rolle spielen. Zur Deckung des Wärmebedarfs und Erreichung der Klimaschutzziele im Wärmebereich sollte daher ein Einsatz auch in Mittellast, ggf. auch Grundlast, im EEG bzw. im KWKG förderfähig sein (s. Anmerkungen zu Artikel 14, Nummer 6).

Eine Fokussierung der Biomasseförderung allein auf „Peaker“ ist unnötig, ineffizient und führt zu einem radikalen Abbau des Bioenergieanlagenbestands und damit der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse insgesamt.

Zu 2.

Der Einsatz nachwachsender Rohstoffen wird bereits über die Mindest-THG-Minderung von Neuanlagen in der RED II begrenzt – eine weitere nationale Regulierung über das EEG ist damit nicht notwendig.

Zu Artikel 2, Nummer 42 (zu § 39k EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Der geforderte Nachweis bei Gebotsabgabe, dass ab dem 1. Januar 2028 eine Umstellung auf Wasserstoff möglich ist, sollte nicht zugleich den Nachweis voraussetzen, dass die Kosten für die Umrüstung unter 10 Prozent der Neubaukosten einer vergleichbaren Biomethananlage liegen werden. Zumindest sollte die Prozentschwelle angehoben werden.

Begründung:

Es ist kaum möglich, schon heute die zukünftigen Kosten der H2-Readiness zu beziffern.

Zu Artikel 2, Nummer 43 (zu § 39l EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Für die Biomethan-Ausschreibungen sollte ein atmender Deckel dergestalt eingeführt werden, dass der Höchstwert in Abhängigkeit von der Teilnahmequote in den Ausschreibungen steigt oder sinkt.

Begründung:

Durch diese Maßnahme könnte einerseits eine ausreichende Anzahl an Geboten sichergestellt und andererseits eine Überförderung verhindert werden.

Zu Artikel 2, Nummer 44 (zu § 39m EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Die Ausschreibungen für Biomethananlagen gemäß §§ 39j bis 39m EEG 2023-Entwurf sollten auch für KWK-Anlagen, die von fossilen Brennstoffen auf Biomasse umrüsten, offen sein.

Begründung:

Die Aufnahme von fossil auf Biomasse umgerüsteter KWK-Anlagen in den Anwendungsbereich der Ausschreibungen für Biomethananlagen würde zur Beschleunigung des EE-Ausbaus beitragen.

Zu Artikel 2, Nummer 44 (zu § 40 EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

1. Die anzulegenden Werte für Strom aus Wasserkraft sollten auf dem Niveau des EEG 2021 bleiben und nicht degressionsbedingt neu festgesetzt werden.
2. Die in § 40 Absatz 2 EEG 2021 vorgegebene Förderschwelle bei Erhöhung des Leistungsvermögens von derzeit 10 % ist deutlich (auf maximal 3 %) abzusenken.

Begründung:

Zu 1.

Die degressionsbedingte Neufestlegung der anzulegenden Werte für Strom aus Wasserkraft in § 40 Absatz 1 EEG 2023-Entwurf ist abzulehnen, da die Wasserkraft eine erprobte Technologie darstellt, bei der keine nennenswerten Kostensenkungen mehr zu erwarten sind. Die anzulegenden Werte sollten daher konstant bleiben und keiner Degression unterliegen.

Zu 2.

Im Jahr 2023 wird die Wasserkraft in Bayern voraussichtlich die größte Stromerzeugungsquelle sein. Wasserkraft ist kapitalintensiv und benötigt deshalb

langfristige Investitionssicherheit sowie politisch stabile Rahmenbedingungen. Wasserkraftwerksbetreiber übernehmen historisch bedingt viele hoheitliche Aufgaben, für die sie keine Entschädigung erhalten.

Hinzu kommt, dass behördliche Genehmigungsverfahren für die Wasserkraftnutzung durch einen sehr hohen Prüfungsumfang, Detaillierungsgrad und sehr lange Laufzeiten gekennzeichnet sind. Die Genehmigungskosten belaufen sich oft auf 5-10 % der Investitionskosten! Das Projektrisiko ist dadurch sehr groß. Die Genehmigungen werden längstens für 30 Jahre erteilt.

Daraus ergibt sich, dass nur durch eine deutliche Absenkung der Förderschwelle bei Erhöhung des Leistungsvermögens die erforderlichen Investitionen in die Erhöhung des Leistungsvermögens von Wasserkraftwerken ausgelöst werden.

Zu Artikel 2, Nummer 51 (zu § 48 EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Auch für Strom aus Solar-Dachanlagen, die Strom nicht ausschließlich in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, sollte der anzulegende Wert erhöht werden.

Begründung:

Für Strom aus Solar-Dachanlagen, die Strom nicht ausschließlich in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, sieht der Referentenentwurf als anzulegende Werte die Werte unter Anwendung des bisherigen § 49 EEG 2021 (Degression nebst Anwendung „Atmender Deckel“) mit Stand April 2022 vor, wie sich aus der Begründung zu Artikel 1 Nummer 12 (§ 100 Absatz 14 EEG 2021-Entwurf) ergibt.

Die Annahme, dass dieses Vergütungsniveau für Anlagenbetreiber, die einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen, einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ermöglicht, ist jedoch aufgrund von Kostensteigerungen und Lieferkettenschwierigkeiten nicht überzeugend. Außerdem sollte es das Ziel sein, dass auch bei Eigenverbrauchsanlagen die vorhandene Dachfläche möglichst ausgenutzt wird, was auskömmliche Vergütungssätze für die nicht selbst genutzten Erzeugungsmengen voraussetzt.

Zu Artikel 2, Nummer 51 (zu § 48a EEG 2023-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Ähnlich wie die Einspeisetarife für Dach-PV-Anlagen sollte auch der Mieterstromzuschlag deutlich erhöht werden.

Begründung:

Im Koalitionsvertrag heißt es: „Alle geeigneten Dachflächen sollen künftig für die Solarenergie genutzt werden.“ Zur Erreichung der ebenfalls im Koalitionsvertrag verankerten Zielsetzung von 80 % EE-Strom bis 2030 strebt das BMWK laut „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“ eine Verdreifachung der installierten Solarenergieleistung auf 200 GW an. Ein jährlicher Zubau in Höhe von 20 GW wird dafür notwendig. Der VKU begrüßt, dass im Bereich der Dach-PV zu diesem Zweck eine deutliche Anhebung der Einspeisetarife vorgesehen ist. In ähnlicher Weise sollte aber auch der Mieterstromzuschlag angehoben werden.

Denn Ziel sollte es sein, die Mieterinnen und Mieter am Solarenergieausbau teilhaben zu lassen. Mieterstrom bietet Mieterinnen und Mieter die Möglichkeit, Solarstrom zu günstigen Konditionen vom eigenen Dach zu beziehen und sich dadurch aktiv am EE-Ausbau zu beteiligen. Dies ist ein wichtiger Baustein für eine sozial gerechte Energiewende.

Viele Mieterstromanlagen sind trotz der Verbesserungen im EEG 2021 noch immer nicht wirtschaftlich umsetzbar. Das sehr hohe Potenzial auf Wohngebäuden kann so nicht ausgeschöpft werden. Hinzu kommt, dass Mieterstromanlagen, genauso wie alle anderen Solaranlagen, von Kostensteigerungen und Lieferkettenschwierigkeiten betroffen sind. Zusätzlich entstehen bei Mieterstromprojekten Kosten für die Umsetzung messtechnischer Erfordernisse (Abgrenzung der Mieterstromlieferungen von Stromlieferungen Dritte – auch Mieter haben das Recht auf freie Anbieterwahl), Vertrieb und Abrechnung. Durch eine Erhöhung des Mieterstromschlags würde erreicht, dass wesentlich mehr Mieterstromprojekte realisiert werden können.

Zu Artikel 2, § 79 EEG 2021

Regelungsvorschlag:

§ 79 EEG 2021 sollte dahingehend erweitert werden, dass das Umweltbundesamt Anlagenbetreibern auf Antrag Herkunftsnachweise nicht nur für Strom aus erneuerbaren Energien ausstellt, sondern auch für Strom aus Deponiegas, Klärgas, Grubengas sowie Strom, der auf sonstige Weise mit der aus der thermischen Entsorgung zurückgewonnenen Energie erzeugt wird.

Begründung:

Um bis 2035 eine klimaneutrale Stromversorgung zu erreichen, sind erhebliche Anstrengungen erforderlich. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund des Krieges Russlands in der Ukraine und der daraus resultierenden Notwendigkeit, die Abhängigkeit von Energieimporten aus Russland zu minimieren. Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat daher zentrale Bedeutung. Um das Potenzial der klimaneutralen Quellen zu maximieren, sollten alle klimaneutralen und nachhaltigen Ressourcen genutzt werden.

Für Grubengas gilt dies allein schon wegen der Notwendigkeit, das Entweichen des extrem klimaschädlichen Methans in die Atmosphäre zu verhindern (vgl. den VKU-Vorschlag zu Artikel 2, Nummer 84 (Aufhebung u. a. von § 102 EEG 2021)).

Für die Behandlung von Abfällen und Reststoffen gilt, dass der Kreislauf von Materialien nach dem Abfall- und Kreislaufrecht grundsätzlich Vorrang hat, aber ein Teil der Abfälle und speziell auch Reste aus Recyclingprozessen energetisch zu verwerten sind. Die hierbei gewonnene und genutzte Energie entsteht als Nebenprodukt im Rahmen der Umsetzung eines öffentlich-rechtlichen oder privaten Entsorgungsauftrags. Unter diesen Voraussetzungen handelt es sich um eine treibhausgasneutrale Energiequelle und sollte deswegen auch mit erneuerbaren Energien dauerhaft gleichgestellt werden. Hinzukommt, dass diese Abfälle in einer defossilisierten Zukunft ohnehin nur noch Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen enthalten werden. Ähnliches gilt für Wasserstoff, der klimaneutral hergestellt wird, und für Wasserstoff, bei dem der anfallende Kohlenstoff entweder gasförmig oder als Feststoff weiterverarbeitet, bzw. klimaneutral gespeichert wird.

Auch die sich aus dem Abwasserreinigungsprozess ergebenden Potenziale zur Energiegewinnung (Strom/Wärme aus Klärgas, Klärschlamm, Rechengut) sollten den erneuerbaren Energien gleichgestellt werden, d. h. zukünftig erst als Abfall betrachtet werden, wenn die energetische Nutzung so weit wie möglich ausgeschöpft wurde.

Unvermeidbare Abwärme ist analog zu Gruben- und Deponiegas im EEG zu sehen. Die Nutzung dieser Gase (Methan) ist im eigentlichen Sinn keine erneuerbare Energie, jedoch ist deren Umwandlung in nutzbare Energie klimaneutral, sachgerecht und nachhaltig. Bereits ab einem Temperaturniveau knapp über 100 °C lässt sich die Abwärme über ORC-Prozesse zur Umwandlung in klimaneutralen Strom nutzen. Gerade in Kombination mit Speichern lassen sich Geschäftsmodelle entwickeln, wenn eine sachgerechte CO₂-Kostenbefreiung vorliegt. Aufgrund der Schwierigkeit, für Abwärme eine wirtschaftliche und technisch sinnvolle Nutzung zu finden (Abwärme kann nicht über längere Strecken transportiert werden), stellt die ORC-Technologie eine zentrale Technologie dar. Gleichzeitig ist die Verstromung durch ORC-Anlagen hier eine wichtige Option, um CO₂-freien Strom an windstillen Nächten zu erzeugen und beinhaltet so einen Beitrag zur Grundlast aus CO₂-freien Quellen.

Zu Artikel 2, Nummer 84 (Aufhebung u. a. von § 102 EEG 2021)

Regelungsvorschlag:

1. § 102 EEG 2021 (Anschlussförderung für Grubengas) sollte – um den beihilferechtlichen Anforderungen der EU-Kommission zu genügen – nicht

aufgehoben, sondern dahingehend eingeschränkt werden, dass eine Marktprämie das Kostenrisiko des Betriebs sicher abfedert.

2. Zum 01.07.2023 sollte die unter 1. beschriebene Regelung durch eine von der Bundesregierung in Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission zu entwickelnde Regelung ersetzt werden, die die Verwertung von Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus über ein wirtschaftliches Anreizsystem auch nach Auslaufen der EEG-Förderung sicherstellt. Dies sollte in der Gesetzesbegründung unter Verwendung der folgenden Formulierung aus der Gesetzesbegründung zu § 102 EEG 2021: „Um eine energetische Verwertung von Grubengas ab 2025 weiterhin sicherzustellen, wird die Bundesregierung in Zusammenarbeit mit der Europäischen Kommission eine gesonderte Regelung entwickeln und bis zum 30. Juni 2023 dem Bundestag vorlegen. Die Regelung soll die Verwertung von Grubengas aus Bergwerken des aktiven oder stillgelegten Bergbaus über ein wirtschaftliches Anreizsystem in Deutschland wie in anderen EU-Mitgliedsstaaten auch nach Auslaufen von Fördermechanismen wie im EEG sicherstellen.“

Begründung:

Wenn die Grubengasverstromung unterbleibt, weil die Wirtschaftlichkeit der entsprechenden Investitionen in den Weiterbetrieb der Anlagen nicht sichergestellt ist, würde das Grubengas durch den Boden aufsteigen und ungenutzt in die Atmosphäre entweichen, wobei das Treibhausgas Methan als wesentlicher Teil des Grubengases gegenüber CO₂ 25-mal klimawirksamer ist. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Grubengas tragen damit aktiv zur Vermeidung von ansonsten unweigerlich anfallender, erheblicher Treibhausgasemissionen bei. Die aktuell hohen Börsenstrompreise sind für Betreiber von Anlagen zur Verstromung von Grubengas kein Garant dafür, dass die für den Weiterbetrieb notwendigen Investitionen, z. B. in Instandhaltung und Reparatur, sich amortisieren. Notwendig, aber auch ausreichend ist eine Marktprämie, die das Kostenrisiko des Betriebs sicher abfedert.

Zu Artikel 3, § 11 EnUG

Regelungsvorschlag:

Die Höhe der nach § 11 EnUG zu veröffentlichenden Umlagen sollten von den Übertragungsnetzbetreibern nicht erst zum 31. Oktober, sondern schon zum 15. Oktober veröffentlicht werden.

Begründung:

Für eine Preisanpassung zum 1. Januar bleiben bei einer Veröffentlichung Ende Oktober faktisch nur zwei Wochen für Kalkulation, Einspielen der Preise in die Systeme, Test, Druck und Versand der Anschreiben. Dies ist zu wenig Zeit.

Zu Artikel 3, § 22 EnUG**Regelungsvorschlag:**

Die für die Umlagebefreiung zu erfüllende Anforderung an die Jahresarbeitszahl (JAZ), mit der die nutzbare Wärmemenge erzeugt wird, sollte für Großwärmepumpen und/oder Flusswärmepumpen reduziert werden. Ausreichend sollte eine Jahresarbeitszahl von 3 (besser: 2,5) sein.

Begründung:

Mit der Privilegierungsvoraussetzung einer Jahresarbeitszahl von (je nach Bauart) 3,5 oder 4 werden solche Großwärmepumpen nicht privilegiert, die in Wärmenetzen auch in Mittellast fahren. Gleichzeitig ist der Einsatz dieser Anlagen in Wärmenetzen aber politisch gefordert (siehe etwa Entwurf BEW). Daher sollte das Kriterium für Großwärmepumpen und/oder Flusswärmepumpen auf eine JAZ von 3 (besser: 2,5) gesenkt werden.

Zu Artikel 5, § 19 Absatz 2 Satz 15 StromNEV**Regelungsvorschlag:**

Der Verweis in § 19 Absatz 2 Satz 15 StromNEV auf das KWKG sollte dahingehend geändert werden, dass nicht auf die §§ 26, 28 und 30 des KWKG 2016 (Stand 29.08.2016), sondern auf § 9 des KWKG in der am 31. Dezember 2015 geltenden Fassung verwiesen wird. § 19 Absatz 2 Satz 16 StromNEV sollte gestrichen werden. Darüber hinaus sollte in § 19 Absatz 2 Satz 15 StromNEV der Bezug auf selbstverbrauchte Strommengen gestrichen werden.

Begründung:

Ziel des Gesetzes ist es unter anderem Bürokratie abzubauen, indem künftig keine Umlagen mehr auf Eigenverbräuche und Direktbelieferungen hinter dem Netzverknüpfungspunkt anfallen.

Unberücksichtigt von dieser Entbürokratisierung bleibt jedoch die StromNEV-Umlage, für die weiterhin Stromlieferungen hinter dem Netzverknüpfungspunkt ermittelt und verarbeitet werden müssen. Dies ergibt sich aus § 19 Absatz 2 Satz 15 StromNEV, dem darin enthaltenen Bezug auf selbstverbrauchte Strommengen und dem Verweis unter anderem auf § 26 KWKG 2016 (Stand 29.08.2016). Die dort vorgesehene Begrenzungsregelung für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer

Abnahmestelle mehr als 1 Gigawattstunde beträgt, verursacht in der Praxis bei Netzbetreibern und Unternehmen enorm viel Bürokratie, die in einem schlechten Verhältnis zum erreichten Gerechtigkeitsnutzen steht. Daher sollte der Verweis in § 19 Absatz 2 Satz 15 StromNEV auf § 26 KWKG 2016 (Stand 29.08.2016) durch einen Verweis auf die am 31.12.2015 geltende Fassung ersetzt werden und so die StromNEV-Umlage stattdessen wie im Zeitraum 2012 bis 2015 geregelt werden. Außerdem sollte in § 19 Absatz 2 Satz 15 StromNEV der Bezug auf selbstverbrauchte Strommengen gestrichen werden.

§ 19 Absatz 2 Satz 16 StromNEV kann gestrichen werden, da es hier um die Abgrenzung von gelieferten zu selbstverbrauchten Strommengen geht, auf die es in § 9 des KWKG in der am 31. Dezember 2015 nicht ankommt.

Zu Artikel 12, § 10 InnAusV-E

Regelungsvorschlag:

Der Höchstwert in der Innovationsausschreibung muss deutlich angehoben werden, um der Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie Rechnung zu tragen.

Begründung:

Mit Umstellung auf die gleitende Marktprämie ist es erforderlich, dass der Höchstwert in den Innovationsausschreibungen von 7,5 ct/kWh angehoben wird (Größenordnung 9,5-10 ct/kWh), um weiterhin Projekte sowohl für Wind als auch PV möglich zu machen. Steigende Zinsen, höhere Komponentenpreise (Module, WEAs, Speicher) und Zubehör müssen berücksichtigt werden, ebenso die seit letztem Jahr erhöhte Anforderung einer 2h-Kapazität des Speichers am Projektende, was faktisch einen 3h-Speicher zum Projektanfang bedeutet (aufgrund der Speicheralterung).

Zu Artikel 13, Nummer 11 (zu § 30a HkRNDV-Entwurf)

Regelungsvorschlag:

Im Rahmen der geplanten Vorschrift über die gekoppelte Lieferung von Herkunftsnachweisen (§ 30a HkRNDV-Entwurf) sollte in Absatz 2 der Satz „Das Elektrizitätsversorgungsunternehmen ist verpflichtet, den Strom nach Satz 4 an seine Letztverbraucher zu liefern“ gestrichen werden.

Begründung:

Die Verpflichtung, dass der Strom nicht nur in einen Bilanzkreis des Elektrizitätsversorgungsunternehmens, sondern auch an den Letztverbraucher geliefert werden muss, geht über die bisherige Regelung zur „optionalen Kopplung“ hinaus. Die Vereinbarung von gekoppelten Lieferungen wird dadurch erheblich erschwert.

Zu Artikel 14, Nummer 6 a) aa) (zu § 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 KWKG 2023-E)

Regelungsvorschlag:

Um die zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit benötigte KWK-Leistung möglichst klimaneutral aufbauen zu können, sollten alle erneuerbaren Brennstoffe zulässig sein. Die beabsichtigte Einstellung der Förderung von KWK-Anlagen, die Strom auf Basis von Biomethan erzeugen, sollte daher gestrichen werden. Zumindest sollte sich dies nur auf Anlagen mit Inbetriebnahme nach 2025 erstrecken, um eine angemessene Übergangszeit zu ermöglichen.

Begründung:

Die vorgeschlagene Einstellung der Förderung von KWK-Anlagen, die Strom auf Basis von Biomethan erzeugen, mit Inbetriebnahme nach 2023 widerspricht den Klimaschutzziele und der Absicht, möglichst schnell die Wärmenetze zu dekarbonisieren. Sie engt den Spielraum für KWK-Lösungen stark ein. Insbesondere kleine Projekte, welche Biomethan zur gekoppelten Erzeugung von Strom und (erneuerbarer) Wärme im Objekt oder als Nahwärmelösung nutzen, werden damit nicht mehr wirtschaftlich darstellbar sein. Im Bereich der Quartiersentwicklung werden beispielsweise derzeit anteilige Beimischungen von Biomethan genutzt, um klimafreundlichen Neubau von Wohnraum im Rahmen der Bundesförderung effiziente Gebäude kostengünstiger zu ermöglichen.

Auch aus Effizienzgründen ist die Verengung der Biomethan-Nutzung auf Strom-Peaker nicht sachgerecht. Es ist schwerlich nachvollziehbar, warum der (wertvolle) Brennstoff Biomethan hocheffizienten KWK-Anlagen mit Wirkungsgraden von bis zu 90 Prozent vorenthalten werden soll, jedoch in Peakern mit Wirkungsgraden um 30 Prozent eingesetzt werden darf.

Zu Artikel 14, Nummer 6 a) cc) (zu § 6 Absatz 1 KWKG 2023-E i.V.m. § 10 Absatz 2 KWKG 2023-E)

Regelungsvorschlag:

1. Die vorgeschlagene Übergangsregelung sollte mindestens bis zum 31.12.2024 (BlmSchG-Genehmigung) verlängert werden. Darüber hinaus sollte die Regelung um explizite Auslösetatbestände ergänzt werden.
2. Vom Kostenkriterium sollte gänzlich abgesehen werden, mindestens aber sollte der Wert auf 30 Prozent erhöht werden. Der Zeitpunkt, ab dem die KWK-Anlagen auf einen 100%-Wasserstoffbetrieb umrüstbar sein müssen, sollte auf den 1. Januar 2030 verschoben werden. Die Nachweisführung muss durch den Gesetzgeber praxistauglich und gemeinsam mit der Branche definiert werden.

3. Höhere Investitionskosten für eine H2-Readiness sollten auch bei der Förderung berücksichtigt werden.

Begründung:

In § 6 Abs. 1 Satz 1 sieht das BMWK mit der neu eingefügten Nr. 6 vor, dass neue Gas-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 10 Megawatt, die nach dem 30. Juni 2023 eine BImSchG-Genehmigung erhalten haben, ab dem 1. Januar 2028 mit höchstens 10 Prozent der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher Leistung betragen würde, auf Wasserstoff umgestellt werden können müssen, um einen KWK-Zuschlag erhalten zu können.

Grundsätzlich ist die Einführung einer Anforderung zur H2-Readiness sinnvoll, eine derart kurzfristige Einführung beeinträchtigt jedoch erheblich die Planungs- und Investitionssicherheit sowohl für neue als auch für bereits laufende Projekte.

Zu 1.

Sachgerechte Übergangsregelungen für Projekte in Abwicklung sind unbedingt erforderlich. Der Stichtag 30.06.2023 ist für laufende Projekte viel zu früh gewählt. Wir schlagen stattdessen eine Verschiebung und zwar mindestens auf den 31.12.2024 vor. Darüber hinaus sollten mindestens Projekte unter folgenden Bedingungen von der Änderung explizit ausgenommen werden:

- Ausgestellter Vorbescheid
- Auslösung wesentlicher Bestellungen wurde getätigt
- Teilgenehmigungen nach BImSchG wurden ausgestellt.
 - Hintergrund ist, dass es in großen Projekten gängig ist mit Teilgenehmigungen zu arbeiten, sodass die endgültige Genehmigung nach BImSchG (Betriebsgenehmigung) sehr spät erfolgt. Zu diesem Zeitpunkt ist nur noch geringfügige Einflussnahme auf die technische Ausgestaltung gegeben
- KWK-Anlagen, die im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens einen KWK-Zuschlag erhalten haben

Zu 2.

Aufgrund der nicht vorhandenen breiten Marktreife von 100 Prozent-H2-Anlagen im KWK-Segment werden Anlagenhersteller und Sachverständige zum aktuellen Zeitpunkt keine fundierte und verbindliche Aussage zu den Nachrüstkosten treffen können.

Aus heutiger Sicht können die genauen Kosten für eine Umstellung auf 100 Prozent Wasserstoff daher nicht genau beziffert werden, auch wenn neue Anlagen bereits für eine – nach heutigem Stand – weitest mögliche Nutzung von Wasserstoff ausgelegt werden.

Daher sollte auf die Festlegung eines Kostenkriteriums verzichtet werden. Denn die Verpflichtung zur Umrüstung besteht unabhängig davon, wohingegen die Umrüstkosten zum wirtschaftlichen Risiko des Betreibers zählen, die er ohnehin von Anfang an, also zum Zeitpunkt der Projektierung, Genehmigung und Errichtung betrachten muss. Daher sollte dieser Wert als Kriterium aufgegeben, zumindest aber auf 30 Prozent erhöht werden, um den bestehenden Unsicherheiten Rechnung zu tragen und den Betreibern möglichst große Freiheitsgrade bei der konkreten Umsetzung der Wasserstofffähigkeit zu geben.

Auch das Abstellen auf den 1. Januar 2028 als Zeitpunkt, ab dem eine Umrüstung auf 100%-Wasserstoffeinsatz technisch möglich sein soll, wirft Fragen auf, da die Anlagenhersteller zu sichern, dass sie „erst“ ab dem Jahr 2030 die Anlagen /-komponenten flächendeckend für den Betrieb mit 100 % Wasserstoff liefern können. Entsprechend wäre es folgerichtig, den Stichtag mindestens auf den 1. Januar 2030 zu verschieben. Der tatsächliche Einsatz von Wasserstoff muss zudem unter den Vorbehalt gestellt werden, dass ausreichende Mengen am Anlagenstandort zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich des im Zulassungsverfahren zu erbringenden geeigneten Nachweises (laut Gesetzesbegründung insb. technisches Gutachten in Verbindung mit einer Garantie des Herstellers, vgl. auch § 10 Absatz 2 KWKG-E) stellen sich zahlreiche praktische Fragen, etwa hinsichtlich der Haftung und der Identität des Garantiegebers (Generalunternehmen, Turbinenhersteller, eigene Unternehmenseinheit). Bei der Definition hinreichender Nachweise sollte daher die Branche zwingend einbezogen werden.

Zu 3.

Grundsätzlich ist unverständlich, warum auf der einen Seite eine zusätzliche Anforderung geschaffen wird, bereits heute getätigte höhere Investitionskosten jedoch auf der anderen Seite nicht bei der Förderung berücksichtigt werden.

Daher sollte die für dieses Jahr gesetzlich vorgesehene KWKG-Evaluierung schnellstmöglich erfolgen, um eine fundierte Grundlage für die Weiterentwicklung der KWK-Förderung zu schaffen. Die gesetzgeberische Umsetzung sollte idealerweise mit dem Sommerpaket erfolgen. Im Zusammenhang mit dem benötigten Zubau an Gas-KWK und den allgemein erheblichen Kostensteigerungen seit der letzten Evaluierung ist dies dringend.

Zu Artikel 14, § 6 Absatz 1, § 18 Absatz 1 und § 22 Absatz 1 KWKG 2020

Regelungsvorschlag:

Die Zuschlagberechtigung für neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen (§ 6) muss zeitnah über 2026 hinaus, möglichst bis einschließlich 2030, rechtssicher verlängert und beihilferechtlich genehmigt werden. Dies gilt auch für die Zuschlagberechtigung für

den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen (§ 18) sowie für den Neubau von Wärmespeichern (§ 22).

Begründung:

Da die Förderung nach dem KWKG bislang nur bis Ende 2026 von der Europäischen Kommission beihilferechtlich genehmigt wurde, ist die Planungs- und Investitionssicherheit insbesondere für mittelgroße und große KWK-Projekte mit entsprechend längeren Projektlaufzeiten nicht ausreichend. Großprojekte (>25 MW), die sich heute noch nicht in Planung befinden und somit die neuen Anforderungen von vornherein berücksichtigen können, können in der aktuellen Situation nicht gesichert vor Ende 2026 in Betrieb gehen.

Zu Artikel 14, Nummer 8 a) (zu § 8 Absatz 2 Satz 2 KWKG 2023-E)

Regelungsvorschlag:

Es sollte die Einführung einer H₂-Umrüstungsförderung nach Auslaufen der „normalen“ Modernisierungsförderung geprüft werden.

Begründung:

Der Ausschluss der Förderung einer Umrüstung auf Wasserstoffbetrieb bei laufender Modernisierungsförderung wäre tragbar, wenn es eine H₂-Umrüstungsförderung nach Auslaufen der „normalen“ Modernisierungsförderung gäbe.

Zu Artikel 14, Nummer 8 b) (zu § 8 Absatz 4 KWKG 2023-E)

Regelungsvorschlag:

Der anstehenden Evaluierung des KWKG sollte durch die vorgeschlagene Regelung über die jährliche Begrenzung der zuschlagsberechtigten Vollbenutzungsstunden nicht vorgegriffen werden. Die Regelung ist zu streichen, da die finanziell nachteilig wirkende Begrenzung nicht losgelöst von Anpassungen an der Grundvergütung adressiert werden sollte. In jedem Fall sollten Bestandsanlagen ausgenommen werden und die Absenkung sollte höchstens in 100er-Schritten erfolgen, sodass in 2030 ein Niveau von 3.000 Vbh erreicht wird. Zudem muss die Angemessenheit der Regelung im Rahmen der Evaluierung, die schnellstmöglich erfolgen muss, überprüft werden.

Begründung:

In § 8 Abs. 4 sieht der Entwurf vor, dass die jährliche Begrenzung der zuschlagsberechtigten Vollbenutzungsstunden über 2025 hinaus weiterhin schrittweise gesenkt werden soll. So soll die Zuschlagszahlung ausgehend von 3.500 Vbh in 2025 jährlich in 200er-Schritten auf 2.500 Vbh ab 2030 reduziert werden.

Auch wenn eine fortschreitende Reduzierung der jährlich zuschlagsberechtigten Vollbenutzungsstunden hinsichtlich der erforderlichen Flexibilisierung der KWK grundsätzlich nachvollziehbar ist, geht die vorgesehene Absenkung deutlich zu schnell und ist zu weitreichend. Sie schränkt den Spielraum für eine wirtschaftliche und sichere Versorgung mit Strom und Wärme aus KWK-Anlagen im Angesicht des Kohleausstiegs zu stark ein. Der Ersatz des Stroms aus Kohle erfordert gar vorübergehend eine Erhöhung der Betriebszeiten von Gas-Kraftwerken über 3.500 Vbh hinaus, so etwa die Studie „Agora Klimaneutrales Deutschland 2045“. Erst für 2030, wenn über einen entsprechenden EE-Ausbau ein stärkerer Beitrag zur sicheren Stromversorgung gewährleistet werden kann, kann die Laufzeit auf 3.300 Vbh abgesenkt werden. Die im Entwurf für 2030 vorgeschlagenen 2.500 Vbh werden in der Agora-Studie hingegen erst im Jahr 2035 erreicht.

Zudem gibt es bereits weitgehende Anreize für einen flexiblen Anlagenbetrieb. Beispielsweise ist über den Redispatch 2.0 geregelt, dass die EE-Stromerzeugung vorrangig ist und KWK-Anlagen abgeschaltet werden müssen. Zusätzlich ist im KWKG bereits festgelegt, dass in Zeiten negativer Strompreise keine KWK-Zuschläge gezahlt werden. Der vorliegende Vorschlag zielt folglich auf einen Sachverhalt, der bereits geregelt ist.

Die aus der Begrenzung der förderfähigen Stunden resultierende Streckung der Förderdauer bedeutet aufgrund von Inflations- und Abzinsungseffekten de facto eine Vergütungskürzung – und damit Nachteile für die Wirtschaftlichkeit – für Neubauprojekte als auch bestehende Anlagen kommunaler Unternehmen.

Daher sollten Bestandsanlagen von der Begrenzung ausgenommen werden. Für Neuanlagen gilt, dass eine Anpassung mit derartigen finanziellen Folgen nicht losgelöst von der Frage der Grundförderung insgesamt adressiert werden sollte. Zumal die Grundvergütung Gegenstand der Evaluierung ist, die für dieses Jahr gesetzlich vorgeschrieben ist, als auch angesichts der erheblichen Investitionskostensteigerungen seit der letzten Evaluierung, die insbesondere durch die aktuellen Entwicklungen weiter verschärft werden.

Dementsprechend ist es sachgerecht, die Vollbenutzungsstunden nur zu begrenzen, wenn zugleich die Grundvergütung der Anlagen als auch die Speicherförderung erhöht wird. Auf diese Weise wird Flexibilität angereizt und damit einhergehende Kosten für Anlagenbetrieb und Wärmespeicherung werden durch eine höhere Förderung teilweise finanziert.

In jedem Fall sollten KWKG-geförderte Heizkraftwerke, die primär einem ganzjährigen Entsorgungsauftrag nachkommen, wie thermische Abfallbehandlungsanlagen, zwingend

von der Begrenzung ausgenommen werden. Gleiches sollte für KWK-Prozesse mit hohen CO₂-Einsparungen gelten, bei denen die Anlagen zwangsläufig durchlaufen und nicht flexibel betrieben werden können, etwa wenn Kokereigas genutzt wird, das ansonsten abgefackelt werden würde.

Zu Artikel 14, § 12 Absatz 4 KWKG 2020

Regelungsvorschlag:

Die Geltungsdauer von Vorbescheiden für neue KWK-Anlagen (§ 12 Absatz 4 KWKG 2020) sollte um jeweils ein Jahr verlängert werden, das heißt auf zwei Jahre zwischen Eintritt der Unanfechtbarkeit des Vorbescheids und Baubeginn bzw. vier Jahre (auf Antrag Verlängerung auf fünf Jahre) zwischen Baubeginn und Aufnahme des Dauerbetriebs. Für den letzteren Fall wäre es alternativ hilfreich, zumindest die Verlängerungsfrist auf zwei Jahre hochzusetzen.

Begründung:

Durch das Einsetzen der wirtschaftlichen Erholung nach dem Abklingen der COVID-Pandemie ist ein massiver Materialmangel am Markt spürbar. Rohre, Pumpen, Stahl etc. haben teils doppelt so lange Lieferzeiten wie bisher (teilweise beträgt die Lieferzeit mittlerweile über ein Jahr). Diese Situation wird nun durch die aktuelle, geänderte geopolitische Lage und deren mögliche Auswirkungen auf Lieferdauern bzw. -ketten sowie den Kohleausstieg in Deutschland weiter verschärft. Es ist daher zu unterstützen, dass die Realisierungsfristen von KWK-Anlagen im Ausschreibungssegment und innovativen KWK-Systemen aufgrund pandemiebedingte Verzögerungen (§ 29 Absatz 1 KWKAusV-E) verlängert werden sollen. Dies sollte in ähnlicher Form auch für KWK-Anlagen außerhalb des Ausschreibungssegments gewährt werden.

Zu Artikel 14, Nummer 16 (zu § 20 Absatz 2 KWKG 2023-E)

Regelungsvorschlag:

Die Nachweisfrist nach § 18 Absatz 1 Nummer 2 KWKG 2023 als auch die korrespondierende Mitteilungspflicht nach § 20 Absatz 2 KWKG 2023 sollte auf 60 Monate verlängert werden.

Begründung:

In § 20 Abs. 2 ist vorgesehen, dass bei einem Wärmenetz, das nach dem 31. Dezember 2019 und vor dem 1. Juli 2021 in Betrieb genommen worden ist, der Nachweis zur Erfüllung der Mindestanteile an KWK-Wärme, erneuerbarer Wärme und/oder industrieller Abwärme anhand von gemessenen Werten innerhalb von 48 Monaten anstelle von 36 Monaten nachgereicht werden kann.

Diese Verlängerung, die im Zuge des EnWG-Novelle 2021 beschlossen wurde, ist grundsätzlich positiv. Angesichts der immer noch anhaltenden COVID-19-Pandemie ist sie jedoch nicht mehr ausreichend. Daher sollten Nachweisfrist als auch die korrespondierende Mitteilungspflicht auf 60 Monate verlängert werden.

Fachliche Ansprechpartner:

Jan Wullenweber

Bereichsleiter Energiesystem und Energieerzeugung

Fon +49(0)30.58580-380

wullenweber@vku.de

Dr. Jürgen Weigt

stellv. Bereichsleiter / Fachgebietsleiter

Erneuerbare Energien

Fon +49(0)30.58580-387

weigt@vku.de