

Outstanding issues and questions on EEG 2023 pre-notification (documents of 14 Sep 2022)
RFI of 4 October 2022

Horizontal points

1. §51 EEG allows support at times of negative electricity prices, up to 4 hours, and is therefore not in line with point 123 CEEAG. Point 123 CEEAG is more explicit regarding this point compared to the previous State aid guidelines (EEAG) and states that *“beneficiaries must not receive aid for production in any periods in which the market value of that production is negative”*.
In order to approve the State aid in the EEG 2023, the number of hours during which support at times of negative electricity prices is provided, should be brought back to zero.

Die von der Kommission getroffene Aussage beruht unseres Erachtens auf einer unzulässigen und in sich widersprüchlichen Auslegung der KUEBLL. Wir bedauern zudem, dass auf unsere bislang getroffenen Aussagen zu dieser Frage nicht eingegangen wird, legen diese aber gern noch einmal in größerer Ausführlichkeit dar:

Rz. 123 KUEBLL enthält insofern zwei zentrale Aussagen, von denen die Frage der Kommission nur eine isoliert zitiert. Denn die KUEBLL schreiben im zweiten Satz der Randziffer auch vor, dass geförderte EE-Anlagen nur insofern Preisschwankungen und Marktrisiken ausgesetzt sein sollten, als dies der Verwirklichung des Ziels der Beihilfe nicht entgegensteht (*„Beispielsweise sollten die Beihilfeempfänger weiterhin Preisschwankungen und Marktrisiken ausgesetzt sein, es sei denn, dies steht der Verwirklichung des Ziels der Beihilfe entgegen.“*). Und bereits im ersten Satz der Rz.123 wird sehr deutlich, dass es insofern immer auch um eine sinnvolle Abwägungsentscheidung geht. Denn es geht der Kommission dem Wortlaut des ersten Satzes nach darum, dass *„eine übermäßige Verzerrung des effizienten Funktionierens des Marktes verhindert wird und insbesondere wirksame Betriebsanreize und Preissignale erhalten bleiben“*. Ob etwas „übermäßig“ ist, lässt sich immer nur durch eine Abwägung ergründen. Klar ist jedoch, dass wirksame Betriebsanreize und Preissignale erhalten bleiben müssen. Nur in diesem Kontext ist der in der Frage isoliert zitierte Halbsatz sinnvoll anzuwenden. Das wird auch bestätigt durch Fußnote 70 zu Rz.123 KUEBLL, die selbst bereits einige Ausnahmen vom zitierten Regelbeispiel festlegt und somit zusätzlich deutlich macht, dass es sich gerade nicht um ein absolutes Verbot handelt und auch nicht sinnvoll handeln kann.

1. Wirksame Betriebsanreize und Preissignale bleiben erhalten (d.h. Beihilfeempfänger bleiben nach Rz.123 KUEBLL *„weiterhin Preisschwankungen und Marktrisiken ausgesetzt“*)

Wirksame Betriebsanreize und Preissignale bleiben auch im Fall der Anwendbarkeit des § 51 EEG 2023 jederzeit erhalten. Dies wird bereits durch die Ausgestaltung der Förderung als gleitende Marktprämie garantiert. Hierdurch wirkt das Preissignal jederzeit auf die Erneuerbare-Energien-Anlagen. Der Erlös für eingespeiste Strommengen reduziert sich auch vor Erreichen der 4-Stunden-Grenze automatisch für die Anlagen. Selbst wenn der Gesamterlös durch die vorübergehende Weiterzahlung der Marktprämie kurzzeitig im positiven Bereich bleiben sollte, besteht ein Anreiz für die Anlagen, im Rahmen der bestehenden Steuerungsmöglichkeiten notwendige Abschaltzeiten (z.B. für Wartungen) aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen in entsprechende Zeitfenster zu legen. Spätestens wenn die

negativen Preise die Höhe des anzulegenden Wertes erreichen, besteht zudem ein Anreiz die Einspeisung auch unabhängig hiervon einzustellen. Für EE-Anlagen mit Brennstoffkosten (Biomasse- und Biomethananlagen) greift die 4h-Regelung ohnehin in der Regel nicht, da diese im EEG regelmäßig nur den eingespeisten Strom vergütet bekommen, der einem Teil ihrer Bemessungsleistung entspricht. Sie erhalten damit einen besonderen Anreiz, die solchen Anlagen mögliche flexible Fahrweise umzusetzen. Diese Anlagen haben daher trotz der 4h-Regelung in der Regel einen Anreiz, keinen Strom zu Zeiten negativer Preise einzuspeisen. Wirksame Betriebsanreize und Preissignale bleiben also für alle EE-Anlagen erhalten, womit der Prüfmaßstab eröffnet bleibt, ob dennoch durch die Regelung eine „*übermäßige Verzerrung des effizienten Funktionierens des Marktes*“ vorliegt.

2. Absolutes Verbot steht der Verwirklichung der konkret zu prüfenden Beihilfe entgegen (Rz. 123 KUEBLL) und zwingt zu stärkeren Markteingriffen, wenn die EU ihre verpflichtenden Klima- und Energieziele erreichen möchte

a) Erreichen der EU-Ziele wird erschwert und die Systemintegration erneuerbarer Energien wird zugunsten fossiler Stromerzeugung aufgehalten

Ein absolutes Verbot zur Förderung erneuerbarer Energien in Zeiten negativer Preise würde einen starken Anreiz für die betroffenen Anlagen setzen, die Stromerzeugung einzustellen. Konventionelle Erzeuger auf Basis fossiler Energieträger haben jedoch anders als insbesondere intermittierend einspeisende Erneuerbaren-Anlagen zum Teil erhebliche Opportunitätskosten für das Herauf- und Herunterfahren ihrer Erzeugung. Diese Kosten sind – neben der Auskopplung von Wärme und Dampf – der wichtigste Grund, warum konventionelle Erzeuger in Zeiten negativer Preise weiterhin einspeisen¹. Daher bleiben diese solange im Markt, wie diese Opportunitätskosten höher sind als die zu zahlenden negativen Preise für die Einspeisung. Im Ergebnis würden bei einem vorübergehenden Stromüberangebot als erstes die EE-Anlagen aus dem Markt gedrängt, während fossile Stromproduktion zunächst weiterläuft. Gleichzeitig wird der Anreiz für fossile Kraftwerke zur Flexibilisierung und einer systemdienlichen Fahrweise gemindert.

Dies hat zwei gravierende Folgen: Zum Einen wird das Erreichen der EU-Ziele für erneuerbare Energien und THG-Einsparungen durch eine solche Regelung erschwert, da sie fossile Stromerzeugung gegenüber treibhausgasneutraler Stromerzeugung bevorzugt. Noch gravierender aber ist der langfristig negative Effekt auf die Transformation hin zu einem treibhausgasneutralen Stromsystem. Denn würden die regulatorischen Anreize, wie es die Frage verlangt, so gesetzt, dass ein Stromüberangebot im ersten Schritt immer durch die Abregelung von EE-Anlagen reduziert wird, werden konventionelle Erzeuger sowie potenzielle Anbieter von Laststeuerung und Speichern von den Marktpreissignalen abgeschnitten. Diese aber sind zwingend notwendig, um ein flexibles Stromsystem anzureizen, das mit noch größeren Mengen von Strom aus (intermittierenden) erneuerbaren Energien Versorgungssicherheit und Systemstabilität gewährleisten kann. In der Transformationsphase sind die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien entstehenden Preisspitzen in beide Richtungen essenziell, um erstens Investitionen in den flexibleren Betrieb konventioneller Anlagen anzureizen und vor allem, um Geschäftsmodelle für Laststeuerung und Speicher zu schaffen. Schirmt man den Markt vor derartigen

¹ Vgl. Bericht über die Mindesterzeugung 2021 der Bundesnetzagentur, S.39-40; https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Mindesterzeugung/BerichtMindesterzeugung_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3

auch kurzzeitig negativen Preisspitzen weitgehend ab, muss diese Transformation statt durch diese effektiven Preissignale durch weitere, zusätzliche Förderung der notwendigen Investitionen erfolgen. Dies würde einen erheblich größeren Markteingriff bedeuten mit deutlich stärker marktverzerrendem Effekt, als wenn man die Preissignale nutzt, die durch eine zumindest begrenzte Möglichkeit zu Förderung Erneuerbarer bei negativen Preisen entstehen. Dabei ist selbstverständlich wichtig, einen Ausgleich zu finden und nur in gewissem Umfang den marktlichen Effekt auszugleichen, dass Erneuerbare aufgrund geringer Opportunitätskosten in der Regel zuerst aus dem Markt gedrängt werden. Genau diesen Ausgleich schafft § 51 EEG 2023, indem er die Möglichkeit zur Förderung bei negativen Preisen auf unter vier konsekutive Stunden begrenzt.

Gleichzeitig gilt dies auch nur in der Transformationsphase. In einem Strommarkt, der bereits ganz überwiegend dekarbonisiert ist, kann diese Logik ebenfalls nicht mehr gelten. Zu einem solchen Zeitpunkt ergäbe eine absolute Regel, wie sie die Frage schon für den jetzigen Zeitpunkt insinuiert, Sinn.

b) Förderkosten zur Erreichung der Klima- und Energieziele steigen

Das Risiko, ob, wann, wie häufig und wie lange negative Preise während der Refinanzierungsphase einer Erneuerbaren-Anlage auftritt, ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, von denen keiner in irgendeiner Weise von den Betreibern der Anlagen beeinflussbar ist. Frequenz und Dauer solcher Preisphasen bestimmen sich vor allem durch die Geschwindigkeit des Zubaus erneuerbarer Energien, deren geografisch-räumlich Verteilung, die Entwicklung der Stromnachfrage sowie die Entwicklung von Flexibilitätsanbietern im Markt, den Fortgang der Sektorenkopplung und die Entwicklung der Korrelation von Angebot und Nachfrage im Allgemeinen. Dabei geht das EEG von einer Refinanzierung der Anlagen über die Förderdauer von 20 Jahren aus. Es entstünde ein für die Anlagenbetreiber in diesem Zeitraum in keiner Weise überschaubares oder gar beherrschbares Risiko von erheblichen Einnahmeverlusten. Dieses Risiko würde durch ein absolutes Verbot der Förderung bei negativen Preisen sogar in doppelter Weise EE-Anlagen aufgebürdet, da wie oben beschrieben, zugleich ein zusätzliches Hemmnis für die marktliche Entwicklung alternativer Flexibilitätsangebote im Strommarkt geschaffen wird.

Diese erhebliche Unsicherheit für die Refinanzierungsmöglichkeiten der Anlagen würde zwangsläufig zu erheblichen Aufschlägen bei der Beschaffung von Fremdkapital führen und in der Folge zu höherem Förderbedarf. Ein absolutes Verbot negativer Preise würde daher zu einer volkswirtschaftlichen Lose-lose-Situation in Europa führen:

- Höhere Förderkosten für eine geringere Stromeinspeisung aus EE-Anlagen,
- zugleich zusätzliche Förderkosten für Flexibilitätsanreize, da die notwendigen marktlichen Signale für die Systemintegration Erneuerbarer abgeschnitten würden.

Wenn man die europäischen Klima- und Energieziele inklusive der weitgehenden Dekarbonisierung nicht grundsätzlich in Frage stellen möchte, stehen demnach dem sehr geringen Markteingriff einer kurzzeitigen Weiterförderung bei negativen Preisen deutlich umfassendere Markteingriffe und ein volkswirtschaftlicher Wohlfahrtsverlust als Alternative gegenüber.

c) Systemsicherheit wäre gefährdet

Ein absolutes Verbot einer Förderung bei negativen Preisen, würde dazu führen, dass im Extremfall der weit überwiegende Teil von Anlagen zur Stromerzeugung aus intermittierenden erneuerbaren Energiequellen zur gleichen Viertelstunde gleichzeitig aus dem Markt ginge. Anders als träge konventionelle Kraftwerke benötigen insbesondere Wind- und Solaranlagen, genauso wie geplante Zu-

und Abschaltungen von Lasten oder auch Pumpspeicherkraftwerken, aus technischer Sicht keine An- und Abfahrrampen und würden bei gleichzeitigem aus dem bzw. in den Markt gehen große Leistungssprünge herbeirufen. Große Leistungssprünge führen im Extremfall zu nicht mehr beherrschbaren Frequenzabweichungen sowie regionalen Spannungsproblemen. Laut ÜNB werden diese Phänomene schon heute ansatzweise beobachtet, ein Wegfall der Förderung bei negativen Preisen würde die damit einhergehenden Herausforderungen erheblich verschärfen. Durch ein System, in dem für einen sehr begrenzten Zeitraum weiterhin eine Förderung gewährt wird, werden die Anlagen in die Lage versetzt, je nach ihrem anzulegenden Wert (und damit nicht gleichzeitig), den Markt zu verlassen, im Fall von § 51 EEG spätestens jedoch nach vier Stunden konsekutiv negativer Preise.

Um die beschriebenen, steigenden Herausforderungen bei der Frequenz- und Spannungshaltung zu lösen bedarf es einer europäischen Lösung, da diese Phänomene nicht nur in Deutschland auftreten. Vor einer potenziellen Abschwächung oder mittelfristigen Aufgabe der derzeit gültigen 4-Stunden-Regel sollte ein solcher Lösungsprozess von der KOM angestoßen werden. In Anlage 1 findet sich eine Stellungnahme der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, die diese Problematik im Zusammenhang darstellt.

In Anlage 2 findet sich zudem ergänzend eine ausführliche, gemeinsame wissenschaftliche Studie des Fraunhofer Instituts für System und Innovationsforschung ISI, des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), der Consentec GmbH sowie der Rechtsanwaltskanzlei Beiten Burkhardt. Die Studie befasst sich ausführlich mit den in den Punkten 2a) und 2b) erläuterten Auswirkungen einer Begrenzung der Förderung zu Zeiten negativer Preise auf das Erreichen der klima- und energiepolitischen Ziele sowie auf die Effizienz der Energiewende und die allgemeine Wohlfahrt in der Union. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass eine vollständige Abschaffung einer Regelung, wie sie derzeit § 51 EEG 2021/2023 vorsieht, die Effizienz der Zielerreichung und gleichzeitig die Maximierung positiver Wohlfahrtseffekte am besten sicherstellen würde. Die Studie wurde bereits im Jahr 2015 erstellt und bezieht sich daher noch auf die damalige Regelung des § 24 EEG 2014, der vorsah, dass die Förderung erst auf null reduziert wird, wenn die Preise am Spotmarkt in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ sind. Die wirtschaftlichen und energiepolitischen Analysen besitzen jedoch weiterhin vollumfänglich Gültigkeit. Dies gilt umso mehr, als dass heute mit der 4h-Regelung des § 51 EEG 2021/2023 bereits eine verschärfte Regelung Anwendung findet.

3. Absolutes Verbot stünde in offenem Widerspruch zum Regelungszweck der KUEBLL

Ein solches Ergebnis würde nicht zuletzt auch dem Regelungszweck der KUEBLL eklatant und offensichtlich zuwiderlaufen. Die KUEBLL dienen ausweislich z.B. der ausführlichen Erwägungsgründe 1 bis 4 ganz vordringlich der Umsetzung der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der EU und insbesondere der effektiven Umsetzung des Green deal und des Fit-for-55-Pakets. Ein absolutes Verbot jeglicher Förderung in Zeiten negativer Preise während der Transformationsphase hin zu einem treibhausgasneutralen Stromsystem wäre wie beschrieben eine Maßnahme, die darauf gerichtet ist, die Umsetzung des Green Deal und des Fit-for-55-Pakets zu behindern, ohne dass dem ein Vorteil für den Binnenmarkt gegenüber stünde (im Gegenteil ist wie oben dargelegt die Folge eher, dass eine solche Fehlsteuerung in der Transformationsphase durch erheblichere Markteingriffe kompensiert werden müsste).

4. Absolutes Verbot lässt sich nicht als notwendiger Ausfluss des Primärrechts rechtfertigen, der ein Zurückstehen der klima- und energiepolitischen Ziele der EU rechtfertigen würde

Das in der Feststellung der Kommission zugrundegelegte Verständnis der KUEBLL lässt sich auch bei einem Blick in das Primärrecht nicht halten. Die KUEBLL beruhen auf Art. 107 Absatz 3 Buchstabe c) AEUV, der es ermöglicht Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige als mit dem Binnenmarkt vereinbar anzusehen, „soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft“. Hieraus abzuleiten, dass zwingend ein absolutes Verbot der Förderung von EE-Anlagen in Zeiten negativer Preise folgt, erscheint nach dem bisher Gesagten abwegig. Denn, wenn negative Preise in Folge der 4h-Regelung für einen begrenzten Zeitraum nicht ausschließlich auf EE-Anlagen, sondern auch auf konventionelle fossile Erzeugungsanlagen, auf Lasten und Speicher wirken, verändert dies die Handelsbedingungen nur marginal. Im Übergang, bis sich entsprechende Geschäftsmodelle zur Bereitstellung von Flexibilität vollständig etabliert haben, kann es in begrenzten Zeiträumen zwar zu größeren negativen Preisspitzen kommen. Diese haben im Elektrizitätsbinnenmarkt auch gewisse Auswirkungen auf die Handelsbedingungen. Diese Auswirkungen laufen dem gemeinsamen Interesse jedoch nicht zuwider. Im Gegenteil stehen sie gerade im gemeinsamen Interesse, ein hohes Schutzniveau beim Umwelt- und Klimaschutz nach Art. 191 AEUV zu erreichen, indem die Dekarbonisierung des Stromsektors möglichst zeitnah und kosteneffizient erreicht wird.

Wir gehen davon aus, dass dies gerade der Grund ist, warum Rz. 123 KUEBLL keine absoluten Verbote ausspricht, sondern in Ausgestaltung des Primärrechts eine ausgleichende Regelung trifft, indem sie zur Förderung bei negativen Preisen einen Grundsatz als Regelbeispiel formuliert, hiervon direkt Ausnahmen normiert und im Übrigen eine Abwägungsentscheidung verlangt, die berücksichtigt, dass erstens Betreiber in einer Weise den Preisschwankungen und Marktrisiken ausgesetzt werden, die dem Ziel der Beihilfe (und dem Ziel der KUEBLL) nicht zuwiderläuft, und dass zweitens keine übermäßige Verzerrung des effizienten Funktionierens des Marktes vorliegt.

Danach ist die bestehende Regelung des § 51 EEG 2023, nach der die Förderung auf null sinkt, sobald der Spotmarktpreis für vier aufeinanderfolgende Stunden negativ ist, nicht nur mit Rz. 123 KUEBLL vereinbar. Vielmehr erscheint eine solche ausgleichende Regelung sogar geboten.

Wir stimmen jedoch überein, dass diese Regelung mit dem Fortschreiten der Energiewende im Stromsektor kontinuierlich zu evaluieren ist und zu einem Zeitpunkt, in dem erneuerbare Energien die Erzeugung weit überwiegend dominieren, schrittweise zurückzufahren sein wird. Diese Frage kann letztlich aber nur sinnvoll im Kontext der Gesamtdiskussion zum Strommarktdesign der Zukunft gelöst werden. Um diese Diskussion sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene voranzutreiben, sind auf beiden Ebenen entsprechende Prozesse vorgesehen. In Deutschland werden wir hierzu die Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ auf den Weg bringen. Zusammen mit zahlreichen Stakeholdern aus den einschlägigen Branchen werden wir kontinuierlich Lösungsansätze für ein Strommarktdesign für die Zeit nach 2030 erarbeiten. Dabei spielt auch die Frage der zukünftigen Finanzierung von erneuerbaren Energien am Strommarkt eine zentrale Rolle.

Onshore wind tenders (installations > 1MW)

2. Excel file with funding gap calculations (Anlage 4):

- a) What is the link between cell D13 (“Annual energy production potential”) and the figures in line 27 (“power generation”)?

Der Wert in Zelle D13 „Annual energy production potential“ entspricht der jeweils jährlichen Summe der Werte in Zeile 28 „Direct marketing“ und 29 „Curtailement due to negative market prices“. Die Werte in Zeile 27 „Power generation“ sind letztlich nur eine Wiederholung der Werte aus Zeile 28 „Direct marketing“ bzw. entsprechen der Differenz zwischen der potenziellen jährlichen Einspeisemenge (Zelle D13 „Annual energy production potential“) und der aufgrund von negativen Preisen abgeregelten Strommengen (Zeile 29 „Curtailement due to negative market prices“).

Aufgrund eines Büroversehens wurden in der Anlage 4 übersandten Tabelle in der Zelle D13 fehlerhafte Angaben eingetragen. Diese wurden nun korrigiert (siehe dazu die beigefügte neue Anlage 3). Die fehlerhaften Einträge hatten dabei keinen Einfluss auf die Rechenergebnisse.

- b) It is mentioned that the operating costs of an onshore wind installations depend on “production decade, energy production and remuneration”. Please clarify in more detail.

Die Betriebskosten nehmen den Datenerhebungen zufolge in der zweiten Betriebsdekade gegenüber den ersten 10 Betriebsjahren zu. Sie beinhalten fixe und variable Bestandteile. Die fixen Anteile betragen nach Inflationierung 32 €/kW für die erste Dekade und 40 €/kW für die zweite Dekade. Die erlösabhängigen Anteile variieren je nach Energieertrag und Erlösen je kWh. Sie betragen 7 €/MWh in der ersten und 9 €/MWh in der zweiten Dekade. Die Betriebskosten werden also von der Höhe des Energieertrags und von der Größe der installierten Leistung beschrieben.

Die Unterteilung der Betriebskosten war auch deshalb erforderlich, weil die Höhe bestimmter Kostenbereiche fast ausschließlich von der Höhe der Erlöse abhängig ist. Das gilt zum Beispiel für Pachtkosten. In der überwiegenden Anzahl der erhobenen Fälle werden Verpächter von Flächen auch an den Erlösen beteiligt. Steigen die Erlöse zum Beispiel aufgrund steigender Börsenstrompreise, so steigen auch die Betriebskosten des Betreibers. Dabei ist zu berücksichtigen, dass gerade bei den Pachtkosten vertraglich eine Mindestpacht pro kWh eingezogen wird, also letztlich eine Mindestvergütung für den Verpächter. Für die unterstellten kontrafaktischen Szenarien wurde unterstellt, dass die Mindest Erlöse für die erlösabhängigen Betriebskosten bei 90% der anzulegenden Werte liegen.

- c) The curtailment at times of negative prices seems to be increasing over time. What is behind this assumption?

Die Zunahme an Abregelungen ist keine exogen gesetzte Annahme, sondern der Output des zugrunde liegenden stundenscharfen Strommarktmodells. Durch den im Modell im Einklang mit den Regierungszielen unterstellten verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien nehmen perspektivisch die Zeiträume negativer Preise zu. Ein Haupttreiber ist dabei der Ausbau der Windenergie. Dieser Effekt wird

durch die Reduzierung der thermischen Stromerzeugung im Zuge des Kohleausstiegs sowie die Zunahme flexibler Verbraucher wie z.B. Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure und Wärmepumpen nur abgemildert, aber nicht gänzlich kompensiert. Gleichzeitig steigt das Stromerzeugungspotenzial insbesondere der Windenergie an, so dass bei insgesamt häufiger auftretenden negativen Preisen zunehmend mehr Kapazität abgeregelt werden muss.

- d) The EEG 2023 abolishes the prohibition on self-supply. Nevertheless, the reference project assumes no self-supply and full injection of the electricity produced into the grid. Is this the only relevant reference project? Put otherwise, is it a realistic assumption that onshore wind farm will never use the electricity produced for self-consumption? If so, please explain in more detail.

Bei Windenergieanlagen an Land sind keine relevanten Eigenverbrauchsanteile gegeben. Insofern ist die getroffene Annahme realistisch. In Zukunft könnten zwar in wenigen Einzelfällen Eigenverbrauchsanteile realisiert werden. Allerdings wird der Eigenverbrauch bei Windenergie an Land auch in Zukunft eine sehr untergeordnete Rolle spielen, da beim Eigenverbrauch eine eigenständige physische Netzverbindung zum Ort des Verbrauchs notwendig ist.

Der Begriff der Eigenversorgung ist EEG 2023 entfallen, da mit dem Wegfall der EEG-Umlage im EEG keine Privilegien mehr an die Eigenversorgung geknüpft werden. Die verbleibenden Vorteile der Eigenversorgung sind zugleich durchgehend daran geknüpft, dass keine Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung erfolgt. Die Erhebung der verbleibenden Entgelte und Umlagen knüpft nach dem Wegfall der EEG-Umlage immer an die Einspeisung in das Netz der öffentlichen Versorgung an. Auch die Befreiung der Eigenversorgung aus EE-Anlagen von der Stromsteuer setzt grundsätzlich voraus, dass der Strom nicht zuvor in das Netz eingespeist wurde. Zu berücksichtigen ist zudem, dass Windenergieanlagen auch in Zukunft fast ausschließlich im Außenbereich und damit weit entfernt von potentiellen Stromverbrauchern installiert werden. Eine notwendige eigenständige Netzverbindung zu einem Eigenverbraucher ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung führt entsprechend zu einer Kostensteigerung. Im Ergebnis führt dies dazu, dass Eigenverbrauch damit auch in Zukunft wirtschaftlich weniger attraktiv sein dürfte, als andere Formen der Stromvermarktung.

3. The onshore wind tender has a bid cap. Point 106 CEEAG requires a justification of the bid cap based on a funding gap analysis. Please provide such a justification.

Zur Frage der Höchstwerte wurden im Rahmen der Ausführungen zur Angemessenheit der Förderung zu Frage Punkt 24.viii. des am 14.9.2022 übermittelten KUEBLL-Fragebogens bereits sehr ausführliche Angaben übermittelt.

Zu Recht bezieht sich der KUEBLL-Fragebogen dabei auf Rz.49 Fußnote 42 KUEBLL als die entscheidende Vorgabe in den KUEBLL. Dies ist die einzige Regelung der KUEBLL, die Vorgaben für allgemeine Höchstwerte im Rahmen von Ausschreibungen macht. Sie gibt dabei lediglich vor, dass solche Preisobergrenzen zu vermeiden sind, die das wettbewerbliche Verfahren einschränken und daher die Angemessenheit untergraben. Dass dies bei keinem der Höchstwerte im EEG 2023 der Fall ist, wurde bereits dargelegt.

Rz.106 KUEBLL regelt einen anderen Sachverhalt. Es handelt sich hierbei um solche Fälle, in denen sich innerhalb einer Ausschreibung „die Höhe der Gebote, die verschiedene Gruppen beihilfefähiger Unternehmen voraussichtlich machen werden, in erheblichem Maße unterscheiden kann“. Geregelt werden in Rz. 106 KUEBLL also Zwischenhöchstwerte, die notwendig sein können in Fällen, in denen Technologien oder Anlagenkombinationen gemeinsam ausgeschrieben werden, die in ihren Kostenstrukturen eigentlich nicht vergleichbar sind und es daher ohne Zwischenhöchstwerte zu Überförderungen kommen würde. Derartige Zwischenhöchstwerte sieht das EEG 2023 grundsätzlich nicht vor. Der Anwendungsbereich von Rz.106 KUEBLL ist daher nicht eröffnet (vgl. auch Antwort zu Frage 27. des übermittelten Fragebogens).

Auch eine entsprechende Anwendung von Rz. 106 KUEBLL kommt offensichtlich nicht in Betracht, da dies im offenen Widerspruch zur Regelung der Rz. 49 Fußnote 42 KUEBLL stünde. Würde man einen Höchstwert auf dem Niveau der notwendigen Förderung einer Referenzanlage festlegen, würde dies zwingend das wettbewerbliche Verfahren einschränken, was mit Rz.49 Fußnote 42 KUEBLL nicht vereinbar wäre. Denn Finanzierungslückenberechnungen nach den Rz. 51-53 KUEBLL können und sollen im Falle von Beihilferegelungen immer nur typische „Referenzvorhaben“ darstellen. Sie bilden jedoch niemals das gesamte Spektrum des möglichen Wettbewerbs ab, das theoretisch aus einer beliebig hohen Anzahl an individuellen Projekten mit sehr unterschiedlichen betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen bestehen kann.

Eine entsprechende Anwendung der für Zwischenhöchstwerte geltenden Rz.106 KUEBLL auch auf allgemeine Gebotsobergrenzen würde dazu führen, jegliche Projekte vom Wettbewerb auszuschließen, die minimal höhere Kostenstrukturen haben, als ein ausgewähltes typisches Referenzvorhaben. Es wäre damit ein klarer Verstoß gegen das Verbot in Rz. 49 Fußnote 42 KUEBLL, durch Gebotsobergrenzen den Wettbewerb einzuschränken.

Insofern kann Rz. 106 nur als Sonderregel bzw. Ausnahme von Rz. 49 Fußnote 42 KUEBLL gelesen werden für den Fall, dass es notwendig ist, Zwischenhöchstwerte in Ausschreibungen einzuführen, in denen unterschiedliche Technologien oder sonstige nicht vergleichbare Vorhaben innerhalb einer einheitlichen Ausschreibung ausgeschrieben werden (und daher die akute Gefahr der Überförderung der Projekte mit den günstigeren Kostenstrukturen besteht).

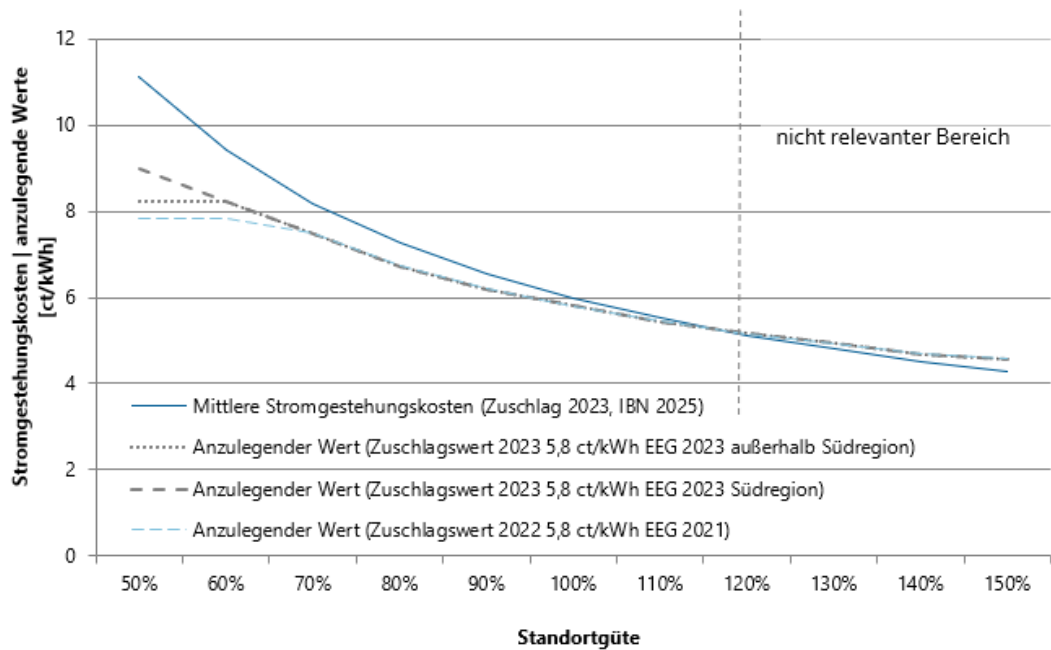
4. Adaptation Reference Yield Model:

- a) Please provide a justification for the need to increase the correction factor of the sites with a 60% wind quality from 1.35 to 1.42 (e.g. studies, articles showing wind development in these areas is lower than in other areas).

Wie bereits in der Voranmeldung erläutert, soll mit der Änderung des bestehenden Referenzertragsmodells (REM) die Wirtschaftlichkeit von Projekten an weniger windhöffigen Standorten etwas verbessert werden. Aufgrund der Klimaschutzziele und des Ziels, mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien die Unabhängigkeit von fossilen Importen zu verringern, wurden wiederum nun sehr ambitionierte Ausbauziele für Windenergie an Land formuliert. Die Ausbauziele für Windenergie an Land können nur erreicht werden, wenn in Deutschland auch weniger windhöffige Standorte erschlossen werden. Auch Windenergieprojekte an weniger windhöffigen Standorten sind für das Erreichen der Ausbauziele ausschlaggebend.

Zur Erinnerung: Das Referenzertragsmodell hat zum Ziel, Wettbewerb zwischen windhöffigen und weniger windhöffigen Windparks im Rahmen der Ausschreibungen zu ermöglichen. Dabei wurde das Modell so aufgesetzt, dass der geringere Ertrag an den weniger windhöffigen Standorten durch das Modell nicht vollständig ausgeglichen wird. Ein Bieter hat also stets einen wirtschaftlichen Anreiz, eher windhöffigere Standorte zu entwickeln. Bei Standorten mit einer Standortgüte von 60% war der bislang geltende Korrekturfaktor jedoch so niedrig, dass eine Entwicklung dieser Standorte bislang hinter den Potenzialen zurücksteht. Um auch diese Potenziale in angemessenem Umfang anzureizen und an diesen Standorten Projekte zu realisieren, wurden im EEG 2023 der Korrekturfaktor an 60 % Standorten von 1,35 auf 1,42 über ganz Deutschland hinweg erhöht. Dabei werden auch in Zukunft ertragsschwächere Vorhaben insbesondere bei niedrigeren Kosten im Wettbewerb bestehen. Denn auch mit dem neuen Korrekturfaktor am 60 % Standort ermöglicht die Korrekturfaktorenkurve keinen vollständigen Ausgleich der niedrigeren Erträge. Mit der Anpassung am 60% Standort wird die Wettbewerbsfähigkeit der Projekte mit niedrigen Standortgüten verbessert, ohne einen vollständigen Ausgleich der Mindererträge herbeizuführen. Folglich bleibt der Anreiz für Investoren erhalten, ertragsstärkere Standorte zu entwickeln. Für die Festlegung des angepassten Korrekturfaktors wurde eine lineare Fortschreibung der Korrekturfaktoren zwischen 70% und 80% gewählt.

Die bereits in der Voranmeldung dargestellte Grafik zu den Stromgestehungskosten und den anzulegenden Werten auf Basis des neuen und des alten EEG an den verschiedenen Standortgüten erläutert diesen Sachverhalt.



Ergänzend können wir hinzufügen, dass ein erheblicher Anteil der potenziell geeigneten Flächen für den Ausbau der Windenergie an Land geringere Windhöffigkeiten aufweist, also Standortgüten mit weniger als 70 Prozent. Die Potenzialstudie des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt (2013): Potenzial der Windenergie an Land) zeigt auf, dass knapp 30% des gesamten Windenergiepotenzials auf Flächen mit Standortgüten in Höhe von weniger als 70% liegen.

- b) Introduction of a correction factor (1.55) for 50% wind quality site, and this only for sites in the South of Germany. Please provide a justification for the need to make this change and to only make it in the South (e.g. arguments from case SA.100930 can be used, such as the cost difference between North and South, proven by the difference in funding gap for onshore wind installations in the North and South of Germany + overall system cost savings from promoting more wind development in the South).

Um die ehrgeizigen nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele erreichen zu können, ist perspektivisch die Nutzung fast sämtlicher geeigneter Standorte in Deutschland notwendig. Aufgrund struktureller Nachteile für Projekte in der Südregion ist daher eine Maßnahme notwendig, um rechtzeitig ausreichend Projekte anzureizen, die die dort vorhandenen dennoch nutzen. Zur Frage der Zulässigkeit eines Elements regionaler Förderung zugunsten von Vorhaben in der Südregion bei Wind an Land nach Rz. 96 Buchstaben e) und f) KUEBLL wurde daher mit der Kommission im Rahmen des Verfahrens SA.100930 im Grundsatz bereits Einigkeit erzielt.

Insofern verweisen wir vollumfänglich auf die im Verfahren SA.100930 hierzu gemachten Ausführungen einschließlich

(1) der Finanzierungslückenberechnungen zur Darstellung der Kostenunterschiede zwischen Projekten innerhalb und außerhalb der Südregion², die die Notwendigkeit einer regionalen Förderkomponente für eine rechtzeitige Dekarbonisierung des Stromsystems belegen, und

(2) die übermittelten Studien und Berechnungen zu Einsparungen bei den Kosten der Systemintegration durch den verstärkten Ausbau von Windenergie in der Südregion³. Die übermittelten Modellrechnungen haben gezeigt, dass eine beispielhafte Verlagerung des Zubaus von 8 GW Windenergieanlagen von der Nord- in die Südregion im Zeitraum 2018 bis 2025 die Systemkosten um 1,2 Prozent oder fast 200 Millionen Euro senken würde.

Auf Basis der übermittelten Informationen und Berechnungen wurde bereits gemeinsam mit der Kommission erarbeitet, dass es notwendig ist, zusätzliche Standorte in der Südregion zu erschließen, um die europäischen und die hiervon abgeleiteten nationalen Klima- und Energieziele zu erreichen. Ebenso wurde etabliert, dass zum einen aufgrund von Kosten- und Potenzialunterschieden aber auch zur Vermeidung von zusätzlichen Systemintegrationskosten hierfür nach Rz. 96 Buchstaben e) und f) KUEBLL grundsätzlich zusätzliche regionale Maßnahmen notwendig sind⁴. Wir stimmen insofern zu, die bereits im Verfahren SA.100930 zur Verfügung gestellten Informationen und das hierauf basierende Einvernehmen mit der Kommission zu diesen grundlegenden Fragen zum Gegenstand des neuen Verfahrens zu machen.

² Übermittelt am 4. März 2022 und 2. Mai 2022 sowie zusätzlich erbetene Erläuterungen hierzu übermittelt am 3. Juni 2022 (zusätzlich zu den Antworten vom 4. März 2022 auf den RFI der Kommission vom 13. Januar 2022), sowie die bereits mit der Voranmeldung im Verfahren SA.100930 übermittelten Informationen im SANI-Fragebogen, dessen Eingang bei der Kommission am 4.12.2021 registriert wurde.

³ Übermittelt insbesondere am 2. Mai 2022.

⁴ Vgl. Frage 2 der Kommission in den am 13. Mai 2022 übermittelten Zusatzfragen zur Südquote für Wind an Land: „2. We can accept your argument about the contribution of the South quota for onshore wind to grid stability (supported by the 2017 study) and to decarbonisation in view of the cost differential between N and S.“

Es erscheint im Sinne der Arbeitseffizienz geboten, insofern auf die bereits gemeinsam erzielten Ergebnisse aufzubauen und bereits geführte Diskussionen nicht zu wiederholen.

Der bisherige Austausch im Verfahren SA.100930 bezog sich auf ein anders ausgestaltetes Instrument. Dieses wurde von der Kommission trotz des Einvernehmens über die grundsätzliche Zulässigkeit nach Rz. 96 e) und f) KUEBLL kritisiert, da die Kommission nicht überzeugt war, dass innerhalb des damals geplanten Südquotenkontingents die „erwartete Zahl der Bieter groß genug [ist], um wirksamen Wettbewerb sicherzustellen“⁵. Der einzig verbliebene Diskussionspunkt hinsichtlich der beihilferechtlichen Zulässigkeit der damaligen Südquote bezog sich insofern auf Rz. 49 Buchstabe c) bzw. Rz. 103 KUEBLL. Auf diese Bedenken der Kommission hat der deutsche Gesetzgeber nunmehr reagiert, indem er mit der Anpassung des Referenzertragsmodells ein Alternativmodell vorsieht. Durch die Einführung eines zusätzlichen Korrekturfaktors für 50%-Standorte in der Südregion wird die im Falle der Windausschreibungen kritisierte Aufteilung in Untersegmente vermieden. Die von der Kommission befürchtete Gefahr eines zu niedrigen Wettbewerbsniveaus innerhalb eines Südquotenkontingents kann sich damit nicht mehr realisieren. Vielmehr werden durch die jetzt im EEG 2023 verankerte Maßnahme zusätzliche Projekte an windschwächeren Standorten in der Südregion in den Wettbewerb gebracht, was sogar zu einer Verbesserung des Wettbewerbsniveau in den Windausschreibungen führen wird. Wir gehen davon aus, dass damit die bisherigen Bedenken der Kommission gegen die zunächst geplante Ausgestaltung eines regionalen Förderlements in den Ausschreibungen für Wind an Land vollumfänglich ausgeräumt sind.

In einer vom UBA 2013 durchgeführten umfassenden Potentialstudie wird ersichtlich, dass erhebliche Anteil der Potenziale zum Ausbau der Windenergie an Land an Standorten mit vergleichsweise geringen Standortgüten liegen. In der Südregion sind der Potenzialstudie zu Folge rund 75% des Potentials an Standorten mit Standortgüten von weniger als 70%. Rund 40 % der potenziellen Standorte haben Standortgüten von weniger als 60 %. Mit der Einführung eines gesonderten Korrekturfaktors für Standorte im Süden am 50 % Standort profitieren alle Projekte im Süden mit Standortgüten zwischen 50 und 60 %. Damit wird die Wettbewerbsfähigkeit für diese Projekte noch einmal verbessert.

Insofern erscheint uns die verbleibende und im Rahmen dieses Verfahrens noch zu klärende Frage zu sein, ob die Einführung des zusätzlichen Korrekturfaktors für die Südregion im Rahmen des Referenzertragsmodells aus beihilferechtlicher Sicht geeignet ist, um zusätzliche Projekte in der Südregion zur Zielerfüllung in den Wettbewerb zu bringen, sowie ob die gewählte Maßnahme in der Höhe angemessen ist.

Bei der Festlegung des Korrekturfaktors am 50% Standort in der Südregion wurde der Grundsatz dabei wie bei der Anpassung des Werts für den 60% Standort für alle Regionen berücksichtigt, dass mit der Erhöhung der Korrekturfaktors zwar die Wettbewerbsfähigkeit verbessert werden soll, ohne dabei aber einen Anreiz zur bevorzugten Nutzung schlechterer Standorte zu schaffen.

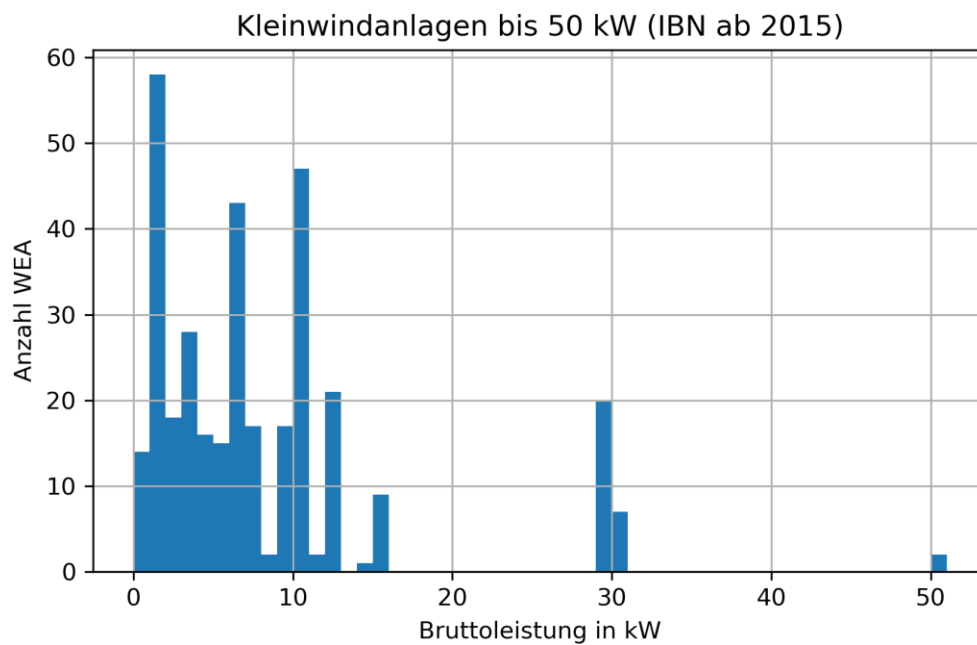
⁵ Vgl. Schreiben der Kommission vom 13. Mai 2022: *“We can accept your argument about the contribution of the South quota for onshore wind to grid stability (supported by the 2017 study) and to decarbonisation in view of the cost differential between N and S. The available evidence however does not allow us to put aside the need to extend the national safeguard mechanism to the South quota segment to ensure the competitiveness of the tenders and comply with the CEEAG requirement in point 49(c).”*

Dies gelingt, indem der Korrekturfaktor so gesetzt wird, dass nicht die vollständigen Mindererträge kompensiert werden (siehe dazu auch Antwort auf die Frage 4a)).

Pilot wind installations and Small wind energy installations (not tendered)

5. Excel file with funding gap calculations (Anlage 1):
- The only reference project provided is an installation of 6kW. Is this representative for the category of small onshore wind installations up to 1MW or only for installations up to 50kW?

Das 6 kW-Projekt ist repräsentativ für kleine Windenergieanlagen an Land in der Größenordnung von 0 – 50 kW. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Kleinwindenergieanlagen insgesamt im aktuellen Zubau eine sehr untergeordnete Rolle spielen. Das Beispielprojekt mit 6 kW wurde als repräsentative Leistung aus in den vergangenen Jahren installierten Anlagen gewählt, die im Marktstammdatenregister der BNetzA gemeldet wurden. Eine Auswertung des Marktstammdatenregisters zeigt auf, dass im Anlagensegment von 0 bis 50 kW Leistung seit dem Jahr 2015 bis einschließlich September 2022 nur sehr wenige Anlagen installiert wurden und dass sich der Zubau auf den Bereich zwischen 0 und 6 kW konzentriert.



Auf die Antwort zu Frage 5b wird verwiesen. Dort wird begründet, warum ein Referenzprojekt für die Größenordnung zwischen 50kW und 1 MW nicht dargestellt werden kann.

- Please provide a relevant reference project for onshore wind installations that receive no aid through tenders for the category between 50kW and 1MW.

Seit dem Jahr 2015 bis einschließlich September 2022 wurden im Leistungssegment zwischen 50 kW und 1 MW fast ausschließlich Anlagen mit einer Leistung von 800 kW installiert.

Leistung kW	Anzahl WEA	Anteil
Inbetriebnahme von Kleinwindanlagen (2015 bis einschl. September 2022)		
800*	86	95%
250	3	3%
750	1	1%
500	1	1%

Diese Anlagentypen wurden fast ausschließlich von Enercon vertrieben und wurden zwischenzeitlich vom Markt genommen. Wurden im Jahr 2020 noch 10 Anlagen dieser Größenklasse in Betrieb genommen, so wurden im vergangenen Jahr und in diesem Jahr nur noch jeweils eine Anlage dieser Größenordnung in Deutschland installiert. Aktuell sind keine Hersteller bekannt, die auf dem deutschen Markt Anlagen in dieser Größenordnung vertreiben. Nach Einschätzung des Bundeswirtschaftsministeriums werden deshalb diese Anlagengrößen im künftigen Zubau keine Rolle mehr oder zumindest nur eine sehr untergeordnete Rolle spielen. Die vereinzelt installierten Anlagen mit 250, 500 oder 750 kW können aufgrund ihrer verschwindend geringen Anteile vernachlässigt werden.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundeswirtschaftsministerium von der Berechnung von Funding Gaps zu Referenzbedingungen für die Anlagenklasse zwischen 50 und 1.000 kW Abstand genommen, auch weil vor dem Hintergrund einer solch geringfügigen und untergeordneten Entwicklung keine Daten (zu Kosten etc.) von Herstellern oder Betreibern erhoben werden konnten. Für potenzielle Entwicklungen, für Forschungs- Test- und Pilotanlagen sollte dabei weiterhin auch für dieses Anlagensegment eine potenzielle Förderung ermöglicht und aufrechterhalten werden.

- c) The model assumes 75% self-consumption. Is this relevant for all installations up to 1MW? If not, please provide different funding gap calculations.

Die Annahme bezieht sich auf die genannte Referenzanlage. Für die Referenzsituation, also für kleine Anlagen zwischen 0 und 10 kW gehen die vorliegenden Quellen von sehr hohen Anteilen beim Eigenverbrauch aus. Es wird des Weiteren auf die Antwort zu Frage 5 b verwiesen.

- d) For the assumptions regarding energy yield, capex, etc. you refer to "literature review"; is this the paper by Jütteman & Patrick to which you refer? If yes, please confirm, if not, please specify the source.

Jüttemann & Patrick zählt zu den zentralen Quellen. Ergänzend dazu wurden folgende weitere Quellen ausgewertet und in die Betrachtung einbezogen:

- Jüttemann, Patrick: Kleinwind-Marktreport. Version 7.0 vom 02.06.2022.
- Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N.): Kleinwindkraftanlagen - Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen. 2015.
- E&M spezial: Kleinwind-Journal - Die Windwelt unter 749 Kilowatt. Mai 2019.

- Gehling, Matthias: Installierte Leistung, Stromerzeugung und Marktentwicklung von Kleinwindanlagen in Deutschland – Kurzstudie, Januar 2019.
- Diverse Herstellerinternetseiten.

e) Even with EEG support the NPV remains very negative. You explain that investments in onshore wind projects are also done for other than financial reasons (image, showing to customers the company's interest in the green transition). Do you have any evidence to prove this claim?

Das Bundeswirtschaftsministerium geht aktuell davon aus, dass Investitionen in kleine Anlagen vor allem von technisch interessierten Bürgerinnen und Bürgern getätigt werden, die ein hohes Energiewendebewusstsein haben, die hohe Eigenkapitalanteile in das Projekt einbringen können und dabei sehr geringe Eigenkapitalverzinsungen erwarten. Weiterhin dürfte ein erhebliches Interesse an einer Eigenversorgung bestehen. Weiterhin ist das Segment bei Unternehmen für die Test-, Pilot- und Forschungsanlagen geeignet, für die andere Maßstäbe an die Wirtschaftlichkeit gesetzt werden. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass diese Anlagen insbesondere von Unternehmen auch aus Imagegründen installiert und getestet werden.

Solar PV - tendered

6. You have provided a funding gap analysis for three types of solar PV projects, ground-based PV (>1MW), rooftop PV (>1MW) and agri-PV (Anlage 5). Regarding the new categories of ground-based solar PV (agri-PV and moor-PV), you have provided one reference project for agri-PV. Nevertheless, the law makes a difference in the bonus for agri-PV installations compared to moor-PV installations. Hence, is the reference project the same, i.e. do agri-PV and moor-PV type of projects similar capex, opex, etc.?

Generell ist das Referenzprojekt Agri-PV und Moor-PV ähnlich. Es wird davon ausgegangen, dass eine Moor-PV-Anlage allerdings nicht so hoch aufgeständert werden muss wie eine Agri-PV-Anlage und daher etwas geringere anfängliche Investitionskosten als Agri-PV hat. Im Vergleich zu einer normalen Freiflächenanlage entstehen aber anfänglich höhere Kosten für die Verankerung im vernässten Boden und die Zuwegung. Daten oder Literatur zu Moor-PV sind allerdings noch kaum vorhanden, da erst ein Pilotprojekt zu Moor-PV im Bau ist. Die Erfahrungen mit Moor-PV werden wir evaluieren. Eine Funding-Gap-Berechnung / Counterfactual zu Moor-PV findet sich in Anlage 4.

7. Agri-PV and moor-PV installations receive a bonus. The difference in cost compared to regular ground-based solar PV projects seems to be the initial investment cost. Is the difference in capex the only reason for which the new types of installations are granted a bonus? Please provide more evidence (e.g. from literature) which substantiates the need and height of the bonus.

Siehe Antwort auf Frage Nr. 6.

8. The EEG 2023 abolishes the prohibition on self-supply. Nevertheless, the reference projects for ground-based solar PV, rooftop solar PV and agri-PV all assume no self-supply and full injection of the electricity produced into the grid. Is this the only relevant reference project? Put otherwise, is it a realistic assumption that large solar PV installations, in particular the rooftop and agri-PV segments, will never use the electricity produced for self-consumption? If self-supply is a realistic option, please provide also the funding gap calculations in case of self-supply. If not, please clarify.

Dazu liegen uns keine Daten und auch keine Literatur vor, weil in den bisherigen Ausschreibungen Eigenversorgung ausgeschlossen war.

Die Eigenversorgungspotenziale sind bei großen Dächern wie bereits erläutert sehr beschränkt (nur 10% der Anlagen ab 300 kW nutzen Eigenverbrauch). Bei den angesprochenen Referenzfällen handelt es sich dann aber sogar um Anlagen mit mehr als 1 MW Leistung. Bei großen gewerblichen Dächern ist zum Beispiel Eigenverbrauch oft nicht möglich, da Eigentümer und Nutzer der Gebäude in der Regel unterschiedliche Unternehmen sind. Die Nutzung von Eigenverbrauch bei solchen Anlagen soll evaluiert werden. Eine Referenzanlage können wir mangels Daten und Literatur hierzu nicht definieren.

Bei Freiflächenanlagen oder Agri-PV ist das Potenzial noch viel geringer, da die Anlagen in der Regel fernab von Verbrauchern errichtet werden müssen und das Netz der öffentlichen Versorgung nicht genutzt werden darf. Die Nutzung von Eigenverbrauch bei solchen Anlagen soll evaluiert werden. Eine Referenzanlage können wir mangels Daten und Literatur hierzu nicht definieren.

9. The solar PV tenders (rooftop and ground-based) have a bid cap. Point 106 CEEAG requires a justification of the bid cap based on a funding gap analysis. Please provide such a justification.

Es wird auf die Antwort zur parallelen Frage 3. zum Höchstwert bei Wind an Land verwiesen sowie auf die ausführlichen Ausführungen hierzu in der am 14.9.2022 übermittelten Voranmeldung. Es liegt kein Zwischenhöchstwert nach Rz. 106 KUEBLL vor, weshalb die Regelung hier keine Anwendung finden kann. Einschlägig ist vielmehr Rz.49 Fußnote 42 KUEBLL, da es sich hier um eine allgemeine Gebotsobergrenze handelt.

10. The tender volume in the category of ground-based PV will increase significantly between 2022 and 2023, and even more thereafter. You have indicated that regulatory changes take place at the same time, which will increase the number of surfaces on which ground-based PV can be built; you also indicated that the category has become broader by including the special solar PV installations. You state that this will increase the competition in the segment and that there is no need to introduce a volume control mechanism as required by point 49 CEEAG. However, given the significant increase in volume tendered and the fact that the second ground-based solar PV tender in 2022 was significantly undersubscribed, it is not a priori clear that the next ground based solar PV tenders will not be undersubscribed. Therefore:

- a) Provide a detailed quantification showing that the additional measures taken to increase the competitiveness of the ground-based solar PV category will effectively be able to

cover a volume of 5850MW in 2023 and even more as of 2024. This evidence might come from external sources (studies, reports) or be based on your own calculations.

Im Rahmen der Änderung des EEG 2021 haben wir abgeschätzt, dass eine Verbreiterung der Seitenrandstreifen auf 220 Meter schätzungsweise zwischen 21.100 MW (21,1 GW) bis 52.750 MW (52,75 GW) an Solarleistung auf diesen Flächen raumverträglich ermöglichen würde (bei einem Flächenbedarf von 1 ha/MW, Seite 28, https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2019/politischer-dialog-pv-freiflaechenanlagen-studie-333788.pdf). Jetzt wurde der nutzbare Bereich der Seitenrandstreifen sogar im Rahmen der EEG-Novelle 2023 auf 500 Meter erweitert. Wir schätzen daher, dass eine Leistung auf diesen Flächen von schätzungsweise 50 bis 125 GW ermöglicht werden können. Allein diese einzelne Flächenkategorie ermöglicht also Projektentwicklung für PV-Freiflächen in dem Maße, wie es die ansteigenden Ausschreibungsvolumina vorsehen.

- b) Consider introducing a volume control mechanism in the law, ideally for all solar PV tenders, but at least in the category of ground-based solar PV since the volume increase over the next year is significant.

Es wird vorgeschlagen, ab dem Jahr 2024 eine Mengensteuerung in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen nach dem Vorbild der dritten Ausschreibungsrunde im Jahr 2022 einzuführen. D.h. ab der ersten Ausschreibung im Jahr 2024 im Falle einer Unterzeichnung in der vorhergehenden Unterzeichnung die auszuschreibende Menge grundsätzlich auf den Durchschnitt der beiden vorhergehenden Runden begrenzt wird. Für den Fall, dass die Mengen der zugelassenen Gebote in der vorhergehenden Runde höher war als in der vorletzten Runde, wird dem Durchschnitt zudem ein Tendaufschlag in Höhe der Differenz der zugelassenen Gebote in den beiden vorhergehenden Runden aufgeschlagen. Dies dient dazu zu vermeiden, dass eine positive Marktentwicklung durch die Mengensteuerung unmittelbar abgeschnitten wird.

Zusätzlich werden zwei Modifikationen gegenüber der Mengensteuerung in der dritten Runde im Jahr 2022 vorgeschlagen:

- - Das EEG 2023 sieht eine graduell anwachsende Ausschreibungsmenge vor, um das Ziel von 80% erneuerbaren Energien in 2030 erreichen zu können. Entsprechend wird erwartet, dass der Markt auf die neuen Mengen reagiert und sich der Wettbewerb graduell erhöhen wird. Entsprechend sollten die Mengen nicht bereits bei jeder geringfügigen Unterzeichnung reduziert werden, sondern erst, wenn die vorhergehende Runde um mehr als 10 Prozent unterzeichnet war. Denn nur bei einer deutlichen Unterzeichnung besteht die Gefahr, dass die Angemessenheit der Förderung nicht mehr gewährleistet ist. Dies ist nämlich nur dann der Fall, wenn die Marktteilnehmer mit relativ großer Sicherheit davon ausgehen können, dass die kommende Runde ebenfalls überzeichnet sein wird und deshalb auch strategische Gebote voraussichtlich einen Zuschlag bekommen werden. Dies ist bei einer geringfügigen und wahrscheinlich vorübergehenden Unterzeichnung von bis zu 10 Prozent regelmäßig nicht der Fall.
- Für den Fall, dass der Gesetzgeber den Wettbewerb angebotsseitig durch eine weitere Erweiterung der Flächenkulisse im Rahmen einer späteren Anpassung des EEGs noch einmal ausweiten sollte, sollte es möglich sein, dies auch im Rahmen der Mengensteuerung angemessen

zu berücksichtigen. Hierzu sollte der Bundesnetzagentur als ausschreibender Stelle die Möglichkeit gegeben werden, eine solche Erweiterung der Flächenkulisse angemessen im Rahmen der Mengensteuerung zu berücksichtigen. Ansonsten würde der Wettbewerb in einem solchen Fall unzulässig beschränkt und die Maßnahme des Gesetzgebers zur Stärkung des Wettbewerbs würde ins Leere greifen.

Ein solcher Mechanismus sollte jedoch erst ab dem Jahr 2024 greifen. Die aktuelle Energiekrise, die durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine ausgelöst wurde die und auf dem europäischen Strombinnenmarkt durch weitere Faktoren wie Engpässe in Frankreich verschärft wird, hat zu einer erheblichen Angebotsknappheit geführt. In den nächsten Monaten kommt es daher in Europa auf jede zusätzliche aus erneuerbaren Energien erzeugte Kilowattstunde Strom an, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Preisanstieg zu begrenzen. Zumindest für das kommende Jahr sollte daher im gemeinsamen europäischen Interesse jedes Signal an den Markt unbedingt vermieden werden, dass neue Projekte für Solaranlagen aufgrund von Mengenbeschränkungen ggfs. nicht realisiert werden könnten.

Zudem liegt für das Jahr 2023 keine sinnvolle Grundlage vor, auf die ein Mengensteuerungsmechanismus sinnvoll aufsetzen könnte. Denn die Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen im EEG 2023 sind mit denen nach dem EEG 2021 überhaupt nicht mehr vergleichbar. Zum Einen wurde die Flächenkulisse im EEG 2023 wesentlich erweitert, u.a. durch die Verbreiterung des sog. Seitenrandstreifens entlang von Autobahnen und weitere Maßnahmen. Zugleich wurde die teilnahmeberechtigten Anlagen deutlich erweitert, indem auch Agri-PV-, Floating-PV-, Moor-PV- und Parkplatz-PV-Anlagen teilnehmen können. Im Jahr 2023 wird im Rahmen der bereits separat übermittelten Notfallmaßnahmen im Rahmen des Energiesicherheitsgesetz 3.0 die Leistungsobergrenze für teilnahmefähige Anlagen vorübergehend auf 100 MW angehoben. All dies führt dazu, dass die Wettbewerbssituation gegenüber dem EEG 2021 grundsätzlich verschieden ist und die Ausschreibungsergebnisse aus dem Jahr 2022 somit keinerlei Aussagekraft für die Entwicklung der Ausschreibungen im Jahr 2023 haben kann.

Non-tendered Solar PV + new category of Garten solar PV

- 11.** In the category on non-tendered ground based solar PV projects, the only reference project provided is the one for an installation of 1MW. Is the capex, opex, etc. similar for all installations below 1MW (cf. in the category of rooftop PV there are big differences depending on the size of the installation)?

Für Freiflächenanlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze gilt – anders als für Dachanlagen – kein von der Anlagengröße abhängiger Vergütungstarif. Der anzulegende Wert beträgt unabhängig von der Anlagengröße für alle Freiflächenanlagen bis 1 MW 7,0 ct/kWh. Da kleinere Anlagen spezifisch teurer sind und damit höhere Stromgestehungskosten aufweisen, sind kleinere Freiflächenanlagen weniger rentabel. Der Funding Gap von Anlagen mit weniger als 1 MW ist also niedriger (negativer) als für die bereits berichtete 1 MW-Anlage. Die Förderstruktur bewirkt, dass eine Aufteilung in sehr kleine Freiflächenanlagen verhindert wird.

- 12.** Describe the typical 1MW installation in the category of non-tendered rooftop and ground based solar PV installations.

Die typische PV-Freiflächenanlage bis 1 MW unterscheidet sich nicht von anderen Freiflächenanlagen. Anlagen, die nicht ausgeschrieben werden, werden nach unserer Einschätzung von kleineren Akteuren, wie Bürgerenergiegesellschaften, Genossenschaften oder einzelnen Landwirten realisiert. Die genaue Eigentümer- und Akteursstruktur wird aber nicht statistisch erfasst, so dass wir keine belastbaren Aussagen treffen können.

Zur typischen PV-Dachanlagen bis 1 MW außerhalb der Ausschreibung können wir derzeit keine Aussage treffen, da uns hierzu keine Daten vorliegen. Wir schätzen, dass diese Investitionen von gewerblichen Akteuren getätigt werden. Wir bieten an, dies zu evaluieren.

- 13.** The small rooftop PV case is similar compared to the one in case SA.102303. However, the full feed-in bonus was in case SA.102303 restricted to installations up to 300kW. Currently all installations up to 1MW can benefit from this measure? The threshold for a particular tariff has currently been moved from 300 to 400kW?

Die vorgezogene Einführung eines Volleinspeisetarifs für PV-Dachanlagen im EEG 2021 („Early bird-Maßnahmen“) war in der Tat zunächst beschränkt auf Anlagen mit einer installierten Leistung unter 300 kW (§ 100 Absatz 14 Satz 2 EEG 2021). Dies war dem Umstand geschuldet, dass Anlagen ab 300 kW installierter Leistung derzeit noch optional an Ausschreibungen teilnehmen können (§ 30 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2021), dann aber ebenfalls ihren gesamten Strom einspeisen müssen (§ 27a EEG 2021). Derartige Anlagen hatten also auch bislang bereits die Wahlmöglichkeit zwischen einer Teileinspeisung im Rahmen einer gesetzlichen festgelegten Vergütungshöhe oder der Volleinspeisung im Rahmen der Ausschreibungen. Innerhalb dieses Systems sollte durch die vorgezogene Einführung eines Volleinspeisetarifs keine dritte Option eingeführt werden, die ggfs. den Wettbewerb in den bestehenden Ausschreibungen hätte beeinträchtigen können.

Nach dem EEG 2023 wird das Optionsmodell für Anlagen ab 300 kW abgeschafft, da es sich nicht bewährt und nicht wie erhofft zu einem stärkeren Ausbau in diesem Segment geführt hat. Anlagen unterhalb der Schwelle der verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen werden daher in Zukunft wieder ausschließlich über die gesetzlich festgelegten Vergütungssätze gefördert. Es ist also richtig, dass entsprechend der Volleinspeisetarif im EEG 2023 auch für Anlagen über 300 kW installierter Leistung bis zur Ausschreibungsschwelle vorgesehen wird. Dazu wird auch eine weitere Tarifschwelle eingeführt, um die Unterschiede in den Kostenstrukturen größerer Anlagen angemessen zu erfassen. Es findet also keine „Verschiebung“ einer Tarifschwelle von 300 kW auf 400 kW statt, da in der Übergangregelung gar keine Anlagen über 300 kW von dem neuen Volleinspeisetarif profitieren konnten. Vielmehr wird eine neue Schwelle bei 400 kW eingezogen, um die Angemessenheit des Volleinspeisetarifs auch bei größeren Anlagen sicherzustellen.

- 14.** The NPV of ground based solar PV and rooftop solar PV installations up to 1MW with full feed-in is still very negative despite the EEG support. You explain that investments in RES projects are also done for other than financial reasons. Do you have any evidence to prove this claim?

Der Beleg für andere als nur wirtschaftliche Gründe wäre aus unserer Sicht ein Anstieg der Installationszahlen in diesen Segmenten. Dies kann evaluiert werden.

15. For the category of *Garten-PV*, it is argued that full feed-in is not a realistic option. Why is this not the case, considering that for 10kW rooftop installations full feed-in is considered a realistic option?

Ob es Garten-PV mit Volleinspeisung geben wird, ist uns nicht bekannt. Die Förderung ist allerdings auf eine Teileinspeisung ausgelegt, daher wird die Volleinspeisung wirtschaftlich durch die Förderung nicht ermöglicht. Wir sind vor diesem Hintergrund davon ausgegangen, dass die Volleinspeisung daher nicht relevant ist.

16. What about "Mieterstromzuschlag"? Is this category still relevant in the EEG2023 since support can be granted to small installations that fully feed in the electricity produced in the grid (which is a potential option for owners of apartments who cannot benefit themselves from the electricity produced but who can still be incentivised to invest in solar panels with the full feed-in bonus)? If the *Mieterstromzuschlag* is still existing, a funding gap calculation, justifying the height of the support, has to be provided as well.

Die Regelungen zum Mieterstromzuschlag wurden gegenüber dem EEG 2021 weitgehend unverändert beibehalten. Es ergeben sich insofern keinerlei Änderungen in der Höhe oder der Degressionsrate. Eine Förderung wird unverändert gewährt für Strom aus Solaranlagen, die an oder in einem Wohngebäude installiert sind, wenn der Strom an einen oder mehrere Letztverbraucher innerhalb eines Wohngebäudes oder innerhalb eines Wohnquartiers ohne Durchleitung durch ein Netz der öffentlichen Versorgung geliefert und verbraucht worden ist. Der Mieterstrom ist den Mietern nach § 42 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Rahmen eines Mieterstromvertrags zu liefern. Dabei darf der Preis für den Mieterstrom höchstens 90 Prozent des im jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs betragen und der Mieterstromvertrag muss die Versorgung auch für die Zeiten vorsehen, in denen kein oder nicht ausreichend Mieterstrom geliefert werden kann. Ziel der Maßnahme ist es, die Möglichkeit zur Teilhabe an der Energiewende von Bürgerinnen und Bürgern, die zur Miete wohnen, zu steigern und so wesentlich zur Akzeptanz der Energiewende beizutragen. Zudem soll das Modell den unmittelbaren Verbrauch von Strom aus PV-Anlagen durch die Mieter in Mehrfamilienhäusern bzw. entsprechenden Wohngebäudekomplexen anreizen, um die Nutzung der Dachflächen dieser Gebäude attraktiver zu machen.

Die Details der Maßnahme sowie ihre ökonomischen Hintergründe sind der Kommission hinlänglich aus den Verfahren SA.48327 (Mieterstrom) sowie SA.57779 (EEG 2021) bekannt. Wir haben insofern bislang davon abgesehen, der Kommission die bekannten Informationen nochmals zu übermitteln.

Die einzigen Änderungen im EEG 2023 bestehen darin, dass die bisher bestehende Begrenzung auf Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 100 kW aufgehoben wird (Änderung in § 21 Absatz 3 EEG 2023) und die Deckelung der Förderung von Mieterstromprojekten auf eine Summe der neu installierte Anlagen von 500 MW pro Jahr entfällt.

Ohne den Mieterstromzuschlag für den ohne Netzeinspeisung verbrauchten Strom wären entsprechende Anlagen im Mieterstrommodell nicht rentabel. Für die Berechnung der Rentabilität der Anlagen sind folgende Kosten anzusetzen: Die Kosten der Anlage (Investition und Wartung), die Kosten für die Anbindung der PV-Anlage an die Elektroinstallation des Gebäudes, die Kosten der Installation der zusätzlichen Messeinrichtungen, die Kosten der Verwaltung des Stromvertrags mit dem Mieter sowie die Kosten der Bereitstellung von Strom aus dem Netz zur Abdeckung des Teils des Verbrauchs, der nicht durch die Solaranlage abgedeckt ist. Demgegenüber stehen die Einnahmen, die der Vermieter aus der Lieferung des Stroms an seinen oder seine Mieter erzielen kann sowie mögliche Einnahmen, die der Vermieter aus der Einspeisung ggfs. verbleibender nicht verbrauchter Reststrommengen in das Netz erzielen kann. Dabei sind die Einnahmen insbesondere abhängig vom Prozentsatz der Mieter, die einen Vertrag mit dem Vermieter abschließen, und vom Preis pro kWh, der zwischen dem Vermieter und den einzelnen Mietern vereinbart werden kann. Dies stellt ein erhebliches Risiko für den investierenden Vermieter dar.

In Anlage 5 finden sich Funding Gap Berechnungen für eine Reihe von Konstellationen von Mieterstromanlagen und zwar jeweils mit Förderung und als Counter Factual ohne Förderung.

Grundsätzlich wurde die Berechnungsmethode von Mieterstromanlagen seit dem vorherigen EEG nicht verändert. Es werden einheitlich 900 Volllaststunden, eine jährliche Degradation der Anlagen von 0,25 % und ein jährlicher Stromverbrauch pro Wohneinheit von 2.500 kWh angesetzt. Die jeweiligen Direktverbrauchsanteile wurden anhand von typischen PV-Erzeugungsprofilen und Standardlastprofilen errechnet. Die Strompreise entsprechen denen der bereits vorliegenden Funding Gap-Berechnungen für Photovoltaikanlagen, ebenso die Inflationsrate.

Als mieterstrombedingte zusätzliche Kosten werden einmalige Investitionskosten von 180 € pro teilnehmender Mieteinheit und jährliche operative Kosten von je 120 € pro teilnehmender Mieteinheit unterstellt.

Für die Vermarktung von Reststrommengen der Anlagen bis 100 kW wurden die Festvergütungssätze des EEG 2023 angesetzt. Für die 400 kW-Anlage im Marktprämienmodell greift entweder der anzulegende Wert oder der Marktwert, je nachdem welcher Wert im betreffenden Betriebsjahr höher ist. Als kalkulatorischer Zins wurden 7 % angesetzt. Dieser im Vergleich der Berechnungen zu regulären PV-Dachanlagen höhere Zinssatz liegt darin begründet, dass der Vermieter und Anlagenbetreiber bei Mieterstromanlagen als Stromlieferant auftritt und erheblichen zusätzlichen Risiken wie Zahlungsausfällen, Mieterwechsel und Leerstand ausgesetzt ist.

Für die Funding-Gap-Berechnungen werden Referenzanlagen mit Leistungen von 20 kW, 100 kW und 400 kW angenommen. Als zweite Variable wird die Teilnehmerquote für jede dieser Leistungsklassen jeweils auf 50 %, 70 % und 90 % der Wohneinheiten gesetzt. Je nach Anlagengröße wurden 6, 30 bzw. 120 Wohneinheiten angesetzt. Daraus ergeben sich insgesamt neun Referenzfälle. Die neun kontrafaktischen Fälle stellen ebensolche Mieterstromanlagen dar, die jedoch keinen Mieterstromzuschlag erhalten. Damit wird aufgezeigt, welchen Effekt der Mieterstromzuschlag auf die Wirtschaftlichkeit dieser Mieterstromanlagen hat.

Die Ergebnisse der Funding-Gap-Berechnungen zeigen, dass der Mieterstromzuschlag die Wirtschaftlichkeit aller Referenzanlagen moderat verbessert. Bei keiner der Referenzanlagen kommt es durch den Mieterstromzuschlag zu einer Überförderung. Die Spannweite der Ergebnisse ist ähnlich wie bei Eigenversorgungsanlagen relativ groß.

Um Missverständnisse vorzubeugen, wollen wir kurz darauf hinweisen, dass sich – wie bereits in den der Kommission bekannten Rechnungen zum EEG 2021 – bei einigen Referenzanlagen ein zunächst widersprüchlich erscheinender Effekt zeigt, der sich jedoch leicht erklären lässt. Und zwar sinkt der Wert des Funding Gap, sobald die weitere Hinzunahme von teilnehmenden Mietern den im Summenzählermodell anrechenbaren Direktverbrauchsanteil nicht weiter erhöht. Bei den betrachteten Referenzanlagen ist dies durchgehend der Fall. Der Rückgang der Funding Gaps ist darauf zurückzuführen, dass die im Zuge der Hinzunahme weiterer Mieter anfallenden Kosten für die Zählerinfrastruktur (einmalig) und Messung/Abrechnung (jährlich) nicht durch die Marge aus dem gleichbleibenden Reststromverkauf gedeckt werden können.

Innovation tenders

17. Please provide a funding gap calculation justifying the need and incentive effect of the installations participating in the innovation tenders. (note: the change from fixed to sliding premium has been approved in case SA.102303, but this does not avoid notification in the EEG 2023 procedure, especially since scope innovation tenders changed)

Für die Innovationsausschreibung wird eine typische Beispielanlage mit einer Funding Gap-Berechnung (Counter-Factual) vorgelegt. Die typische Anlage ist eine Photovoltaikanlage mit einem Speicher. Die Größe der Anlagen orientiert sich an der mittleren Anlagengröße der letzten Innovations-Ausschreibungsrunde und es wurde eine Inbetriebnahme 2024 unterstellt. Weitere Annahmen können der Excel-Tabelle entnommen werden. Berechnung siehe Anlage 6 (Excel-Tabelle) anbei.

18. To make sure the tenders are competitive, the 80% rule is still used. This safeguard is not the preferred way to ensure competitive tenders under CEEAG. You claim that the 80% rule has never been a problem in the past since innovation tenders were never undersubscribed. Nevertheless, the EEG 2023 will increase the tender volume for innovation tenders and at the same time narrows the scope. Therefore, it is not a priori clear that the next innovation tenders will not be undersubscribed. Therefore:
 - a) Provide a detailed quantification showing that innovation tenders are expected not to be undersubscribed in the next years. This evidence might come from external sources (studies, reports) or be based on your won calculations.

Die Innovationsausschreibungen sind seit deren Bestehen quasi durchgängig zum Teil sehr deutlich überzeichnet. Das Potenzial an teilnahmeberechtigten Anlagenkombinationen in Deutschland entspricht dem gesamten Windenergie- und PV-Potenzial, das bereits für die Einzelausschreibungen ausführlich erläutert wurde. Das Potenzial für die Innovationsausschreibung ist damit deutlich höher als die im EEG 2023 hierfür vorgesehenen Ausschreibungsmengen. Restriktionen könnten sich ggf. nur aus der Speicherverfügbarkeit ergeben. Hierzu liegen uns keine Erkenntnisse vor. Es sind keine Anzeichen für drohende Unterzeichnungen erkennbar.

- b) Consider introducing a more appropriate volume control mechanism in the law, not based on an endogenous rationing rule as is currently the case.

Im Gegensatz zu den Biomasseausschreibungen greift der Gedanke von Rz. 49 lit. d) KUEBLL bei den Innovationsausschreibungen grundsätzlich, da es sich hier um die Ausschreibung von Neuanlagen handelt. Es wird daher vorgeschlagen, im Design der Innovationsausschreibungen einen Mengensteuerungsmechanismus nach dem Vorbild der dritten Runde der Solarausschreibungen im Jahr 2022 vorzusehen.

Biomethane

19. Based on the Funding Gap Analysis (Anlage 6) you assume that all the biomethane plants will be combined heat and power? Please confirm that the plants will be only remunerated for the electricity production.

Dies wird bestätigt.

20. How do you ensure that biomethane plants produce electricity only during peak times? One of the draft crisis measures entailed that the capacity for which support was given would be increased to 100% (+ similar rule for biomass); is this measure still planned for 2023?

Biomethananlagen sind von den vorübergehenden Krisenmaßnahmen, die im Rahmen des sog. Energiesicherungsgesetzes 3.0 verabschiedet wurden und zu denen wir den finalen Stand am 6. Oktober 2022 übermittelt haben, nicht erfasst. Biomethananlagen erhalten weiterhin nur für 10 Prozent nach dem EEG 2023 (bzw. 15 Prozent nach dem EEG 2021) der Bemessungsleistung eine Förderung nach dem EEG. Sie sind daher angehalten nur in Spitzenlastzeiten einzuspeisen.

Denn eine Einbeziehung von Biomethananlagen in die Krisenmaßnahmen hätte nicht zu einer Erhöhung der Stromproduktion aus Biogas beitragen können. Biomethananlagen beziehen zuvor in das Gasnetz eingespeistes Biomethan. Dieses steht also zur Nutzung in allen Sektoren über das Gasnetz der allgemeinen Versorgung zur Verfügung, um Erdgas zu substituieren – unabhängig davon, in welchem Sektor es verbraucht wird. Eine Einbeziehung von Biomethananlagen in die Notfallmaßnahmen zur vorübergehenden Aufhebung der Bemessungsleistung hätte daher nur zu einem Anreiz geführt, das Biomethan stärker zur Verstromung in Biomethananlagen (statt in anderen Erzeugungsanlagen, in Haushalten oder in der Industrie) einzusetzen. Dies wäre jedoch kein sinnvoller Beitrag zur Entspannung der derzeitigen Energiekrise oder der vorherrschenden Gasmangellage gewesen. Die Notfallmaßnahmen dienen entsprechend nur der Erhöhung der Stromerzeugung in Biogasanlagen, die unmittelbar vor Ort erzeugtes Biogas verstromen, das nicht aufbereitet und nicht in das Gasnetz eingespeist werden kann und daher ohnehin ausschließlich zur Stromerzeugung in der betroffenen Biogasanlage genutzt werden kann.

Im Rahmen der EEG-Förderung wird ausschließlich ein sehr flexibler Betrieb von Biomethananlagen gefördert. Hierzu ist in § 39m Absatz 2 EEG 2023 festgelegt, dass eine Förderung nur für den nur für den

Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge, der einer Bemessungsleistung der Anlage von 10 Prozent des Wertes der installierten Leistung entspricht. Für darüberhinausgehende Menge sinkt die Förderung auf null. Entsprechend besteht ein Anreiz für die Anlagen nur in Zeiten besonders hoher Nachfrage (Spitzenlast) Strom zu erzeugen.

21. Please provide the table Funding Gap Analysis (Anlage 6) with the original calculations, so it is possible to verify and track the data.

Für die Kostenbetrachtungen mit der Funding-Gap-Analyse wurden für Biogas und Biomethan folgende Anlagenkonstellationen betrachtet:

Biomethan (hochflexibel, 10-fach überbaut) - nur Ausschreibung

- 500 kW_{el}-Biomethan-BHKW (counterfactual)
- 2 MW_{el}-Biomethan-BHKW (counterfactual)
- 7 MW_{el}-Biomethan-BHKW (counterfactual)
- 10 MW_{el}-Biomethan-BHKW (counterfactual)

Diese finden sich in den ersten vier Reitern der Excel-Datei in Anlage 7 (auf den hinteren Reitern derselben Datei befinden sich Rechnungen zu Kleingütleanlagen; s. hierzu Antwort auf Frage 28 unten).

Die Excel-Datei in Anlage 7 enthält demnach insgesamt 8 Excel-Sheets (jeweils 1 Excel-Sheet je Modellfall) mit den Grundannahmen und den Ergebnissen der Funding-Gap-Analyse, von denen nur die ersten vier Excel-Sheets zu Biomethananlagen für die Frage 21 relevant sind.

Bei den Fällen „counterfactual“ wurden keine staatlichen Förderungen berücksichtigt, demnach auch keine Flexibilitätszuschläge.

Alle Counterfactual-Fälle wurden mit einem WACC von 7 gerechnet.

Für die Stromerlöse wurden die auch im Übrigen verwendeten Szenarien von Energy Brainpool (Vermarktungswerte nach dem Strompreisszenario KOAV Germany-EAU low“) Stand Mitte Februar 2022 zu Grunde gelegt.

Für die hochflexiblen Biomethan-BHKW mit einer Bemessungsleistung von 10% (entspricht einem 10-fachen Überbauungsgrad) wird dabei ein Jahresmarktwert zu Grunde gelegt, welcher dem jährlichen Mittelwert der täglich 3 höchsten Preisstunden entspricht, abzüglich einer 30%-igen Pauschale für den Direktvermarkter bzgl. des Anteils am Vermarktungserlös, welcher über den Baseload im jeweiligen Jahr hinausgeht (dynamischer Spread). Für Biomethan-BHKW ergibt sich im Betrachtungszeitraum von 2023 bis 2042 im Mittel ein Vermarktungserlös von 10,56 ct/kWhel.

22. Tendered aid:

- a) From the funding gap calculations provided it is clear that the largest part of the support will be granted to cover operating costs: the share of the (present value of the) operating costs in total costs is 71% and 82% for biomethane installations of 500kW and 7MW respectively. Given this observation, please explain how points 121 and 122 of CEEAG will be complied with.

Mit der Förderung von Biomethananlagen, werden diese angereizt, aus dem Netz bezogenes Biomethan zu verstromen. Wie sich aus den Finanzierungslückenberechnungen ergibt, wäre dies ohne die Förderung nicht wirtschaftlich tragfähig. Dies stellt insofern auch den Nachweis dar, dass durch die Förderung der Stromerzeugung in Biomethananlagen nach Rz. 121 KUEBLL eine umweltfreundlichere Betriebsentscheidung bewirkt wird. Ohne die Förderung würden entsprechende Anlagen entweder gar nicht oder mit konventionellem Erdgas betrieben. Zudem regelt § 39k Absatz 2 EEG 2023, dass Biomethananlagen über 10 Megawatt installierter Leistung nur förderfähig sind, wenn diese „H₂-ready“ sind, d.h. in Zukunft zu geringen Kosten auf den Betrieb mit grünem Wasserstoff umgestellt werden können.

Im Rahmen der Ausschreibungen wird die angemessene Höhe der Förderung über den Förderzeitraum wettbewerblich ermittelt. Das betriebswirtschaftliche Risiko des Betriebs der Anlagen liegt im weiteren Verlauf beim Anlagenbetreiber. Dies beinhaltet auch die Beschaffung des eingesetzten Biomethans über das Gasnetz. Die im Rahmen ihrer betriebswirtschaftlichen Verantwortung im Einzelfall eingegangenen Vertragsbeziehungen des Anlagenbetreibers mit Erzeugern und/oder Lieferanten von Biomethan und damit die individuellen Produktionskosten einzelner Anlagen werden durch die Bundesregierung nicht überwacht. In welchem Umfang eine Lieferung welcher Mengen an Biomethan zu welchem Preis z.B. über langfristige Verträge abgesichert wurde, liegt allein im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers.

Es wird jedoch zugesichert, dass, unabhängig von der Frage der tatsächlichen Kostenstrukturen einer einzelnen Anlage, die Entwicklung der allgemeinen Kosten für die Produktion von Biogas und deren Aufbereitung auf Erdgasqualität zur Einspeisung ins Netz überwacht wird. Dies wird im Rahmen eines Forschungsvorhabens „Biomasse“ zum EEG-Erfahrungsbericht sichergestellt. Bisher liegen keine Erkenntnisse über langfristige Änderungen der Kostenstrukturen vor; dies kann aber vor allem bei den biogenen Rohstoffkosten durch sich verändernde Weltmarktpreise für nachwachsende Rohstoffe nicht ausgeschlossen werden. Sollte sich im Rahmen der kontinuierlichen Evaluierung dennoch in Zukunft ein Anpassungsbedarf ergeben, wird dieser zeitnah gesetzlich umgesetzt werden.

- b) If applicable, please clarify whether the flexibility remuneration is also taken into account in the analysis.

Ja, es wird bestätigt, dass die Zahlungen für Flexibilität dort berücksichtigt wurden, wo sie anwendbar sind.

23. Please provide a justification of the bid caps as required under point 106 CEEAG.

Es wird auf die Antwort zur parallelen Frage 3. zum Höchstwert bei Wind an Land verwiesen sowie auf die ausführlichen Ausführungen hierzu in der am 14.9.2022 übermittelten Voranmeldung.

24. Non-tendered aid:

- a) Small biomethane plants (<150kW) will be granted aid without tender procedure? If so, please provide the funding gap analysis showing the need and proportionality of small biomethane plants. If applicable, please clarify whether the flexibility remuneration is also taken into account in the analysis.

Für kleine Biomethananlagen gibt es keine spezielle Förderung im EEG, solche Anlagen sind daher nicht wirtschaftlich und werden nicht gebaut.

- b) Similar as for tendered aid, if the largest part of the support is meant to cover operating costs, please explain how points 121 and 122 CEAAG will be complied with.

s. Antwort zu Frage 24.a)

25. Please provide the required information to justify the biomethane South quota. This implies the reasoning (as discussed in case SA.100930) why only biomethane plants in the South of Germany will be eligible for support.

Die Südquote für Biomethan wurde mit der Kommission bereits ausführlich im Rahmen des Verfahrens SA.100930 diskutiert. Hierzu wurden zahlreiche Nachweise insbesondere zu den zu erwartenden Einsparungen von Systemintegrationskosten nach Rz. 96 lit. f) KUEBLL sowie der Vermeidung einer Verschärfung von Problemen im Zusammenhang mit der Netzstabilität nach Rz. 96 lit. e) KUEBLL vorgelegt. Insofern wurde die hinsichtlich der Südquote für Biomethan von der Kommission bereits informell bestätigt, dass diese für eine positive Entscheidung vorgeschlagen werden könne⁶. Es wurde mit der Kommission vereinbart, dass aufgrund des weiter fortgeschrittenen Zeitablaufs, entgegen der ursprünglichen Planung hierüber formal in einer gemeinsamen Entscheidung mit dem vorliegenden Verfahren entschieden werden sollte. Die Kommission führt insofern das Verfahren und wir überlassen es ihrer Entscheidung, ob es aus Effizienzgründen geboten erscheint, die Frage der Südquote für Biomethananlagen vollständig in das vorliegende Verfahren SA.102084 zu integrieren. Wir stimmen daher zu, die bereits im Verfahren SA.100930 vorgelegten Informationen und weiteren Unterlagen und Nachweise zum Gegenstand des vorliegenden Verfahrens zu machen⁷.

Die Ergebnisse einer umfassenden Modellierung wurden am 3. Juni 2022 übermittelt. Diese hat gezeigt, dass eine Verschiebung von 1 GW Leistung von Biomasse/Biomethankraftwerken in die Südregion dazu führen würde, dass im Beispieljahr 2025 rund 4 Prozent der notwendigen Redispatchmenge und die damit verbundenen Kosten in Höhe von 35,7 Millionen Euro eingespart würden. Als ein Teil dieser verringerten Redispatchmenge würde sich auch die aus der Netzreserve abgerufene Arbeit um insgesamt sogar 6 Prozent verringern.

Aus Gründen der Arbeitseffizienz sehen wir davon ab, sämtliche im Übrigen übersandten Angaben und Nachweise umfänglich in den vorliegenden Fragebogen zu kopieren. Wenn die Kommission dies aus

⁶ Vgl. Email der Kommission vom 19. Juli 2022

⁷ Dies betrifft neben mit der Voranmeldung im Verfahren SA.100930 im Dezember 2021 im System SANI übersandten Unterlagen insbesondere die weiteren Informationen und Unterlagen, die am 2. Mai, 3. Juni, 15. Juni, 1. August und 15. August 2022 an die Kommission übersandt wurden.

formalen Gründen für notwendig hält, sind wir selbstverständlich gern bereit, diese ein weiteres Mal zu übersenden.

Biomass

26. Non-tendered aid:

- a) Similar as for biomethane plants, the largest part of the support is meant to cover operating costs. Please explain how points 121 and 122 CEAAG will be complied with.

Die hier vorangemeldeten Maßnahmen in Artikel 2 des „Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ berühren die Förderung kleiner Biomasseanlagen grundsätzlich nicht (vgl. auch Antwort auf Frage 24.a)). Die Förderung kleiner Biomasseanlagen außerhalb der Ausschreibung wird gegenüber dem EEG 2021 bis auf eine Ausnahme unverändert fortgeführt und ist insoweit von der Genehmigung SA.57779 bis Ende 2026 abgedeckt. Die einzige Ausnahme hiervon besteht für die Förderung neuer Kleingütleanlagen über 75 kW installierter Leistung bis einschließlich zur Ausschreibungsschwelle von 150 kW installierter Leistung. Für diese Anlagen wird die Förderung gegenüber dem status quo des EEG 2021 abgesenkt (§ 44 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023).

Die unverändert bestehenden Maßnahmen zur Förderung kleiner Biomasseanlagen bis 150 kW installierter Leistung außerhalb der Ausschreibungen sind zudem von den hier angemeldeten gesetzlichen Änderungen abtrennbar. Es handelt sich um ein klar abgegrenztes Marktsegment, sodass keine Wechselwirkungen zwischen den Maßnahmen bestehen. Insbesondere sind Projekte, für die für eine Förderung im Rahmen der hier angemeldeten angepassten Biomasseausschreibungen in Betracht kommen, nicht im Rahmen der Festvergütung für Kleinanlagen bis 150 kW installierter Leistung förderfähig. Auch die Akteure, die solch kleine Biomasseanlagen betreiben, unterscheiden sich deutlich von Akteuren, die große bis sehr große Anlagen betreiben.

Dennoch wird bestätigt, dass die Antwort zu Frage 22. a) entsprechend auch auf Biomasseanlagen anzuwenden ist, die nicht Biomethananlagen sind. Da derartige Anlagen aber kein Biomethan aus dem Gasnetz beziehen, haben sie nicht die Alternative, Erdgas zu verstromen. Insofern bewirkt die Förderung, dass die Anlagen überhaupt wirtschaftlich betrieben werden können. Die „umweltfreundlichere Betriebsentscheidung“ nach Rz.121 KUEBLL liegt also darin, überhaupt Biomasse zu verstromen. Es wird zudem zugesichert, dass die Kosten für die genutzte Biomasse jährlich evaluiert werden. Dies erfolgt im Rahmen eines Vorhabens zur kontinuierlichen beihilferechtlichen Evaluierung des EEG. Bislang liegen keine Erkenntnisse über langfristige Änderungen der Kostenstrukturen vor; dies kann aber vor allem bei den biogenen Rohstoffkosten durch sich verändernde Weltmarktpreise für nachwachsende Rohstoffe nicht ausgeschlossen werden. Sollte sich im Rahmen der kontinuierlichen Evaluierung dennoch in Zukunft ein Anpassungsbedarf ergeben, wird dieser zeitnah gesetzlich umgesetzt werden.

- b) If applicable, please clarify whether the flexibility remuneration is also taken into account in the analysis.

Für die Güllekleineanlagen wurden bei den EEG-Fällen keine Flexibilitätszuschläge berücksichtigt, da die Förderung der Flexibilisierung für die Güllekleineanlagen nach dem EEG 2023 nicht vorgesehen ist.

27. Tendered aid:

- a) Please provide the funding gap analyses for the reference plants (new and existing biomass plants) that participate in tenders, in order to show the need and incentive effect of the aid. Include all possible types of aid, i.e. also the flexibility remuneration where applicable.

Dass Errichtung und vor allem der Betrieb von Biomasseanlagen ohne eine angemessene Förderung weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt ist, liegt auf der Hand. Dies gilt gleichermaßen für Bestands- wie für Neuanlagen. Der Anreizeffekt und die Erforderlichkeit der Förderung sollten daher offensichtlich sein. Indirekt zeigen dies auch die Betrachtungen für Biomethananlagen, in deren Kostenposition für die Beschaffung des Biomethans ähnlich hohe Ausgaben für die Einsatzstoffe zur Biogasherstellung enthalten sind. Entsprechende Rechnungen sind daher wohl wenn überhaupt nur aus formalen Gründen notwendig. Aus Kapazitätsgründen konnten diese Rechnungen entsprechender Counterfactual-Fälle für Anlagen in den Biomasseausschreibungen noch nicht erstellt werden. Bei Bedarf können diese jedoch nachgeliefert werden.

- b) Please provide a justification of the bid caps as required under point 106 CEEAG.

Es wird auf die Antwort zur parallelen Frage 3. zum Höchstwert bei Wind an Land verwiesen sowie auf die ausführlichen Ausführungen hierzu in der am 14.9.2022 übermittelten Voranmeldung.

Der Zwischenhöchstwert für Biomasse-Neuanlagen dient der Fokussierung auf solchen Neuanlagen, die eine besonders kosteneffiziente und vor allem ressourcenschonende Nutzung von Biomasse im Stromsektor sicherstellen.

Denn die Ausschreibungen für Biomasseanlagen sind sowohl für Neuanlagen als auch für Bestandsanlagen zugänglich. Dies bietet gegenüber separaten Ausschreibungen den Vorteil, dass es im Grundsatz das Wettbewerbsniveau in den Ausschreibungen erhöht. Als Alternative dazu bliebe nur eine große Segmentierung der Ausschreibungen, welche der breiten Heterogenität der Kostenstrukturen von Biomasseanlagen mit den unterschiedlichsten Einsatzstoffen, wie feste Biomasse (Holzhackschnitzel, Waldrestholz), nachwachsende Rohstoffe (Mais, Getreidemix) bis hin zu Abfall- und Reststoffen Rechnung tragen könnte. Dies ist allerdings nicht möglich, da dies den Wettbewerb maximal einschränken würde.

Das jetzige Ausschreibungsdesign hat zudem den großen Vorteil, dass durch die niedrigeren Höchstwerte für Neuanlagen nur diejenigen Biomasseanlagen eine Chance für eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen haben, die überwiegend mit Abfall- und Reststoffen betrieben werden. Der Höchstwert ist deshalb in der gleichen Größenordnung wie die Festvergütung für Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen nach § 43 EEG 2023 (dieser ist unverändert gegenüber dem EEG 2021). Dabei wird gegenüber dem Wert der Festvergütung für Anlagen zur Vergärung von Bioabfällen ein Aufschlag gewährt, um sicherzustellen, dass der Wettbewerb trotz der intendierten Fokussierung auf besonders effiziente

Neuanlagen nicht unangemessen eingeschränkt wird. Teure Biomasseanlagen werden aus der EEG-Förderung gedrängt, was zum einen zu Kosteneffizienz führt. Da damit gleichzeitig die Förderung von Neuanlagen weitgehend auf die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen fokussiert werden kann, dient dies auch der Ressourceneffizienz bei der Nutzung der begrenzten Biomasseressourcen im Stromsektor. Damit steht perspektivisch ein größerer Teil der vorhandenen Biomassepotenziale zur Nutzung in anderen Sektoren (u.a. Industrie) zur Verfügung, in denen kaum andere Wege zur Dekarbonisierung zur Verfügung stehen.

- c) Similar as for biomethane plants, if the largest part of the support is meant to cover operating costs, please explain how points 121 and 122 CEAAG will be complied with.

Es wird bestätigt, dass die Antwort zu Frage 22. a) entsprechend auch auf Biomasseanlagen anzuwenden ist, die nicht Biomethananlagen sind. Da derartige Anlagen aber kein Biomethan aus dem Gasnetz beziehen, haben sie nicht die Alternative Erdgas zu verstromen. Insofern bewirkt die Förderung, dass die Anlagen überhaupt wirtschaftlich betrieben werden können. Die „umweltfreundlichere Betriebsentscheidung“ nach Rz.121 KUEBLL liegt also darin, überhaupt Biomasse zu verstromen. Es wird zudem zugesichert, dass die Kosten für die genutzte Biomasse überwacht werden. Dies wird im Rahmen eines Forschungsvorhabens „Biomasse“ zum EEG-Erfahrungsbericht sichergestellt. Bislang haben sich die dahinterliegenden Kostenstrukturen als stabil erwiesen. Sollte sich im Rahmen der kontinuierlichen Evaluierung dennoch in Zukunft ein Anpassungsbedarf ergeben, wird dieser zeitnah gesetzlich umgesetzt werden.

- d) To make sure the tenders are competitive, the 80% rule is still used. This safeguard is not the preferred way to ensure competitive tenders under CEEAG. You explain that the 80% rule is less problematic for biomass tenders as most of the support goes to existing plants. As discussed in the context of case SA.100930, please consider the following: if the 80% rule has to be kept, it could be adjusted to make it work better, such that an effectively competitive tender can be reasonably expected. On the basis of the evidence of past tenders results, removing the prioritisation of existing plants in the support allocation rule could represent a suitable improvement in the rule.

Der Mechanismus der „80%-Regel“ steht in diesem Fall effizienten Ergebnisse der Ausschreibung ausnahmsweise nicht im Wege, wie es Rz. 49 lit. d) KUEBLL verhindern möchte. Gleichzeitig sichert er zielgenau die Angemessenheit der ermittelten Förderhöhen. Zudem kann die Regel auch einfach innerhalb der Südquote umgesetzt werden, was das EEG auch vorsieht. Eine Umstellung des Mechanismus wäre daher insbesondere aus beihilferechtlicher Sicht kontraproduktiv.

Aus beihilferechtlicher Sicht besteht die einzige Funktion des Steuerungsmechanismus darin, die Angemessenheit der durch Ausschreibungen ermittelten Förderhöhe auch im Falle von Unterzeichnungen sicherzustellen. Diese Funktion erfüllt die gegenwärtige Regelung im Falle der Biomasseausschreibungen in sehr zielgerichteter und effizienter Art und Weise. Es wird somit zu jeder Zeit sichergestellt, dass die Ausschreibungsergebnisse angemessen im beihilferechtlichen Sinn sind.

Durch den gegenwärtigen Mechanismus wird ausgeschlossen, dass Bieter auch im Falle wiederholter und daher vorhersehbarer Unterzeichnungen, strategische Gebote abgeben, die über dem zur Schließung ihrer Finanzierungslücke notwendigen Niveau liegen. Denn wenn sie ein derart überhöhtes strategisches

Gebot abgeben würden, würden dieses mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit in die Kategorie der 20 Prozent höchsten Gebote fallen und keinen Zuschlag erhalten.

Der Grund, warum ein derartiger Mechanismus, mit dem im Falle einer Unterzeichnung das Volumen der zuzuschlagenden Gebote nach dem Gebotstermin nach unten angepasst wird (im vorliegenden Fall auf 80 Prozent) liegt darin, dass dies bei Ausschreibungen zur Förderung von Neuanlagen dazu führen würde, dass positive Marktentwicklungen von vornherein abgewürgt würden. In der Folge würde ein solcher Mechanismus im Falle der Förderung von Neuanlagen gegen die Erreichung der Ausbauziele wirken. Die zunehmend geringere Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags bei nur leicht höheren Kostenstrukturen hätte eine abschreckende Wirkung auf die Entwicklung neuer Projekte. Es bestünde die Gefahr, dass hierdurch die bestehende Situation unzureichenden Wettbewerbs kontinuierlich verschärft würde. Dies war auch das gemeinsame Ergebnis eines Workshops zu diesem Thema zwischen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und den Chief Economist der Generaldirektion Wettbewerb.

Allerdings kann es unter bestimmten Bedingungen Ausnahmen von diesem zwischen uns ansonsten konsentierten Grundprinzip geben. Wir gehen davon aus, dass genau deshalb die Rz.49 d) KUEBLL kein absolutes Verbot nachträglicher Anpassungen der Ausschreibungsergebnisse ausspricht, sondern nur sagt, dass diese in aller Regel „zu vermeiden“ sind.

Genau solch eine Ausnahme liegt im vorliegenden Fall vor, in dem es nicht vorrangig um die Förderung von Neuanlagen geht. Es besteht also nicht die Gefahr, dass ein unzureichender Anreiz zur Entwicklung neuer Projekte gesetzt wird. Vielmehr steht bei der vorliegenden Bestandsförderung der Kreis der teilnahmefähigen Bestandsanlagen bereits weitgehend fest. Dieser ist, wie bereits mehrfach quantifiziert wurde, auch grundsätzlich ausreichend, um die ausgeschriebenen Mengen zu erreichen. Wann die bestehenden Anlagen an den Ausschreibungen teilnehmen, ist jedoch den individuellen betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Anlagenbetreiber überlassen. Dies ist aus beihilferechtlicher aber auch vollkommen unerheblich, solange die Angemessenheit der ermittelten Förderhöhe sichergestellt ist.

28. For the missing information requested above, please provide a pre-notification form, similar as for the pre-notified measures of 14 September 2022.

Es wird im Wesentlichen auf die Antworten auf die Fragen 24 a) und 26a) verwiesen.

Die Funding Gap Berechnungen für Kleingülleanlagen mit der maximalen Bemessungsleistung von 150 kW unter Berücksichtigung der neuen Vergütungsschwelle für die Bemessungsleistung zwischen 75 und 150 kW findet sich in den hinteren vier Reitern (Excel-Sheets) der Anlage 7:

- Biogas-Gülleanlagen mit 75 kW (sowohl Counterfactual als auch Factual mit Förderung nachdem EEG 2023, für diese Anlagen ergibt sich keine Änderung gegenüber dem EEG 2021).
- Biogas-Gülleanlage mit 150 kW (sowohl Counterfactual als auch Factual mit Förderung nachdem EEG 2023).

Diese belegen sowohl die Erforderlichkeit als auch die Angemessenheit der vorgesehenen Förderung.

Bei den Fällen „counterfactual“ wurden keine staatlichen Förderungen berücksichtigt. Bei den Güllekleinanlagen wurden 2 Fälle betrachtet: a) ohne staatliche Förderung (counterfactual) und b) mit staatlichen Förderungen (EEG 2023). Für die Güllekleinanlagen wurden bei den EEG-Fällen keine Flexibilitätzuschläge berücksichtigt, da die Förderung der Flexibilisierung für die Güllekleinanlagen nach dem EEG 2023 nicht vorgesehen ist. Für die Güllekleinanlagen (massebezogen 80% Gülle, 20% Festmist) wurden daher 8200 Volllaststunden angenommen. Zudem wurden Transportkosten von 4 €/t (Frischmasse) berücksichtigt: bei der kleineren Leistungsgröße von 75 kW im Umfang von 50% der Einsatzstoffe; bei der 150 kW-Anlage im Umfang von 80%.

Die Counterfactual-Fälle wurden mit einem WACC von 7 gerechnet, die beiden EEG-Fälle für die Güllekleinanlagen (75 und 150 kW) mit einem WACC von 2,4.

Für die Stromerlöse wurden die auch im Übrigen verwendeten Szenarien von Energy brainpool (Vermarktungswerte nach dem Strompreisszenario KOAV Germany-EAU low⁸) Stand Mitte Februar 2022 zu Grunde gelegt.

Aufgrund der Direktvermarktpflicht ab 100 kW wurde im Fall Counterfactual der Güllekleinanlage 150 kW Kosten für die Direktvermarktung mit 400 €/Jahr unterstellt.

- 29.** Please provide the required information to justify the biomass South quota. This implies the reasoning (as discussed in case SA.100930) why an advantage will be given to biomass installations in the South of Germany and how competitiveness of the tenders will be maintained when the South quota enter into force.

Hinsichtlich der bereits übermittelten umfassenden Angaben hierzu verweisen wir zunächst auf die Antwort zu Frage 25 in diesem Fragebogen und auf die im Verfahren SA.100930 übermittelten Informationen und Nachweise⁸. Insbesondere wurde auf Bitte der Kommission umfangreiche Strommarktmodellierungen in Auftrag gegeben, deren Ergebnisse, Methodik und Annahmen der Kommission vorliegen. Die Ergebnisse dieser Berechnungen wurden am 3. Juni 2022 übermittelt. Sie haben gezeigt, dass eine Verschiebung von 1 GW Leistung von Biomasse / Biomethankraftwerken in die Südregion dazu führen würde, dass im Beispieljahr 2025 rund 4 Prozent der notwendigen Redispatchmenge und die damit verbundenen Kosten in Höhe von 35,7 Millionen Euro eingespart würden. Als ein Teil dieser verringerten Redispatchmenge würde sich auch die aus der Netzreserve abgerufene Arbeit um insgesamt sogar 6 Prozent verringern. Entsprechend konnte im Sommer die Gespräche zur Rechtfertigung der Südquote bei Biomasseausschreibungen im Rahmen der Rz. 96 lit.e) und f) KUEBLL erfolgreich abgeschlossen werden.

Der allein verbliebene offene Punkt zur Genehmigung der Südquote in den Biomasseausschreibungen betraf nicht die Südquote selbst, sondern die Ausgestaltung des Mechanismus zur Anpassung der zugeschlagenen Mengen im Fall einer Unterzeichnung („safeguard mechanisms / 80%-rule“)⁹. Zu diesem Punkt verweisen wir auf unsere ergänzende Antwort zu Frage 27 d) dieses Fragebogens.

⁸ Dies betrifft neben mit der Voranmeldung im Verfahren SA.100930 im Dezember 2021 im System SANI übersandten Unterlagen insbesondere die weiteren Informationen und Unterlagen, die am 2. Mai, 3. Juni, 15. Juni, 1. August und 15. August 2022 an die Kommission übersandt wurden.

⁹ Vgl. Email der Kommission vom 19. Juli 2022.

Follow-up support to small manure

30. If the follow-up support to small manure installations is continued in the EEG 2023, please provide the funding gap calculations, showing the need, incentive effect and proportionality of this aid.

Die Regelungen über eine Anschlussförderung für Kleingülleanlagen wurde zuletzt mit der Entscheidung vom 9. Dezember 2021 im Fall SA.63414 bis einschließlich 31. Dezember 2026 von der Kommission genehmigt. Durch das „Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ wurde die Maßnahme nicht berührt. Entsprechend sind die unverändert fortgeltenden Regelungen zur Anschlussförderung für Kleingülleanlagen nicht Gegenstand der vorliegenden Voranmeldung im Verfahren SA.102084 (EEG 2023). Die unverändert bestehende Anschlussförderung für Kleingülleanlagen ist von sämtlichen in diesem Verfahren angemeldeten Beihilfetatbestände vollständig abtrennbar. Wechselwirkungen zwischen dem eng begrenzten Anwendungsbereich der Anschlussförderung für Kleingülleanlagen und den hier angemeldeten Fördertatbeständen bestehen nicht.

Evaluation

31. Many thanks for having updated the evaluation plan, by adding the evaluation of the small rooftop measure and South quota. Please also:
- a) Update the data in section 2, also referring to the EEG 2023; currently it only mentions the EEG 2021.

Es wird zugesagt, dass die entsprechenden Angaben in Section2 aktualisiert werden.

- b) Add additional evaluation questions regarding other amendments in the EEG, for instance:
 - For all technologies: Effect of the significant increase in the tender volumes as of 2022 on the competitiveness of the tenders
 - For all technologies: Effects of the different volume control mechanism applied in the EEG 2021 and EEG 2023 for different technologies (80% rule in biomass and innovation tenders, ex ante volume control in onshore wind and biomethane tenders, volume control in the third round of solar PV tenders in 2022)
 - For all technologies: effect of the abolishment of the prohibition to self-supply. Has this led to a higher share of the electricity produced to be used for self-supply?
 - Effect of the move of special solar installations from the category of innovation tenders to the category of ground-based solar PV. E.g. were more agri-PV and moor-PV installations granted aid under the system of innovation tenders or in the category of ground based solar PV tenders?

- Effect of the new category of Garten-PV?
- Effect of the changes in the Reference Yield Model in 2023? Has the additional category of 50% quality sites been effective in realising more onshore wind installations in the South?
- Relevant for case SA.103069: adjust the evaluation questions regarding offshore wind given the change in tender design after the Offshore Wind Act amendments.

Die vorgeschlagenen zusätzlichen Evaluierungsfragen scheinen durchweg sachgerecht. Wir stimmen zu, diese in den Evaluierungsplan aufzunehmen. Wir stimmen ebenfalls zu, zusätzliche Evaluierungsfragen hinsichtlich der neu gestalteten Offshore-Ausschreibungen aufzunehmen. Wir werden hierzu Vorschläge erarbeiten und diese der Kommission im Rahmen der Gespräche im Fall SA.103069 zeitnah unterbreiten.