

Stellungnahme

Entwurf des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes (StromVKG)

1KOMMA5° GmbH | Berlin, Mai 2026

1KOMMA5° ist ein europäischer Anbieter von Solaranlagen, Wärmepumpen, Heimspeichern und Wallboxen. Mit der KI-gestützten Energiemanagementsoftware "Heartbeat" aggregiert das Unternehmen dezentrale Flexibilitätspotenziale und vermarktet sie als virtuelles Kraftwerk (VPP) am Regelenergie- und Großhandelsmarkt. 1KOMMA5° betreibt heute mehrere tausend Anlagen in Deutschland und gehört damit zu den größten Aggregatoren von Kleinanlagenpools im Sinne des vorliegenden Entwurfs.

Wir sind vom StromVKG in doppelter Hinsicht betroffen: unmittelbar als Betreiber von Kleinanlagenpools, die von den relevanten Auktionen de facto ausgeschlossen werden, und mittelbar als Unternehmen, dessen Geschäftsmodell auf der Prämisse aufbaut, dass dezentrale Flexibilität zur Versorgungssicherheit beitragen kann. Der vorliegende Entwurf widerspricht dieser Prämisse strukturell.

Grundsätzliches

1KOMMA5° lehnt den gewählten Ansatz eines zentralen Kapazitätsmarkts grundsätzlich ab. Ein Kapazitätsmarkt, der öffentliche Mittel in neue fossile Erzeugungskapazitäten lenkt, ist weder das geeignete noch das verhältnismäßige Instrument zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Stromsystem. Als Alternative befürworten wir eine Absicherungspflicht für Stromlieferanten: Dieses marktbasierende Instrument verpflichtet Lieferanten, ihre Spitzenlastnachfrage abzusichern, setzt damit einen direkten Preisanreiz zur Nachfrageflexibilisierung und vermeidet staatliche Kapazitätzahlungen. Die Absicherungspflicht ist EU-rechtlich sauber, technologieneutral und schließt dezentrale Flexibilität strukturell ein statt aus. Dass der Entwurf diesen Ansatz im GGO-Pflichtabschnitt „Alternativen“ nicht einmal prüft, ist ein eigenständiger beihilferechtlicher Mangel (siehe Teil B). Für eine vertiefte Analyse verweisen wir auf folgende Studien von *Connect Energy Economics*:

- 1) [Connect Energy Economics: Erforderlichkeit und Geeignetheit von Kapazitätsmechanismen – Ökonomische Analyse und Vergleich mit einer zukunftsfähigen Absicherungspflicht \(2026\)](#)
- 2) [Connect Energy Economics: Die Ausgestaltung der Absicherungspflicht – Marktwirtschaftliche Organisation der Versorgungssicherheit im Strommarkt \(2025\)](#)
- 3) [Connect Energy Economics: Die Ordnung der Transformation – Versorgungssicherheit im Strommarkt \(2024\)](#)

Unsere spezifischen Anmerkungen zum vorliegenden Entwurf gliedern sich in zwei Teile: operative Kritik an den Beteiligungsbedingungen für Kleinanlagenpools (Teil A) sowie ergänzende beihilferechtliche Bedenken (Teil B).

Teil A - Operative Kritik: Beteiligungsbedingungen für Kleinanlagenpools

Zu §§ 4, 6, 12 Abs. 4 - Struktureller Ausschluss aus den 2026-Auktionen

Der Entwurf unterteilt Kapazitäten in drei Kategorien: Langzeitkapazitäten (§ 4), Erzeugungskapazitäten (§ 5) und Kapazitäten (§ 6). Gemäß § 12 Abs. 4 sind Kleinanlagenpools auf die Kategorie "Kapazitäten" beschränkt; Langzeitkapazitäten und Erzeugungskapazitäten sind für sie explizit ausgeschlossen. Die Begründung enthält keine inhaltliche Rechtfertigung für diesen Ausschluss.

Die beiden Auktionen im Jahr 2026 (1. September und 8. Dezember, je 4,5 GW, 15-Jahres-Verträge) vergeben ausschließlich Langzeitkapazitäten. Auktionen für "Kapazitäten" finden nur statt, wenn die BNetzA für das Lieferjahr 2032 einen Zusatzbedarf von mehr als 11 GW feststellt (§ 6). Diese Schwelle hängt von einem einzigen Regulierungsbeschluss ab, auf den Aggregatoren keinen Einfluss haben. Bleibt die BNetzA unter 11 GW, erhalten Kleinanlagenpools im gesamten Regime keine Chance auf Kapazitätszahlungen.

Das ist der strukturelle Kern des Problems: Nicht eine technische Anforderung schließt dezentrale Flexibilität aus, sondern eine politische Weichenstellung im Kategoriensystem.

Änderungsvorschlag / Forderung

Hilfsweise, und unbeschadet unserer grundsätzlichen Ablehnung des Kapazitätsmarktansatzes zugunsten einer Absicherungspflicht:

§ 12 Abs. 4 ist zu streichen oder dahingehend zu ändern, dass Kleinanlagenpools auch an Auktionen für Langzeitkapazitäten teilnehmen können.

Im Zuge einer Öffnung der Auktionen für Kleinanlagenpools ist zudem die Nachweismethodik für technologisch gemischte Pools zu konkretisieren: Da § 21 Abs. 3 Misch-Pools aus Erzeugungsanlagen und regelbaren Lasten ausdrücklich zulässt, bedarf es einer Nachweismethodik nach § 71 Abs. 3, die den jeweiligen Beitrag verschiedener Asset-Klassen am Netzanschlusspunkt getrennt erfasst und und ungewollte Netting-Effekte zwischen Einspeise- und Lastreduzierungskomponenten vermeidet.

- Eine Absicherungspflicht würde dieses Problem strukturell lösen: Da Lieferanten ihre Spitzenlastnachfrage selbst absichern müssen, entsteht ein direkter Marktzugang für alle Flexibilitätstechnologien – ohne dass ein Regulator vorab entscheiden muss, welche Technologieklassen zugelassen sind.

Zu § 12 Abs. 5 - 10-Stunden-Kriterium ohne ausreichende Evidenzbasis

§ 12 Abs. 5 verpflichtet Anlagen, 10 aufeinanderfolgende Stunden volle Nennleistung zu erbringen und diese Kapazität innerhalb einer Stunde wiederherstellen zu können. Dieser Ansatz widerspricht der in etablierten europäischen Kapazitätsmärkten erprobten Methodik: Statt anlagenspezifische Mindesterbringungsdauern normativ festzuschreiben, bewertet der Standardansatz den technologiespezifischen Beitrag zur Kapazitätslücke über technologiespezifische Reduktionsfaktor (De-rating). Genau dies erfordern auch die einschlägigen EU-Vorgaben (CISAF Anlage I Req. 1(b)). Das starre 10-Stunden-Kriterium ersetzt eine differenzierte Verfügbarkeitsbewertung durch eine binäre Mindestanforderung, die für Batteriespeicher und aggregierte dezentrale Assets strukturell nicht erfüllbar ist. Die zusätzliche Anforderung, die Kapazität binnen einer Stunde vollständig wiederherstellen zu müssen, treibt diesen anlagenspezifischen Ansatz vollends ad absurdum: Sie impliziert eine Aufladeleistung, die bei realen Heimspeichern technisch ausgeschlossen ist, und ignoriert, dass die Verfügbarkeit eines Pools statistisch zu bewerten ist – nicht an der Einzelanlage.

Änderungsvorschlag / Forderung

Hilfsweise, und unbeschadet unserer grundsätzlichen Ablehnung des Kapazitätsmarktansatzes zugunsten einer Absicherungspflicht:

Anlagenspezifische Mindesterbringungsdauern gemäß § 12 Abs. 5 sind zu streichen. Der technologiespezifische Beitrag zur Kapazitätslücke ist stattdessen über De-rating-Faktoren (Reduktionsfaktoren) zu bewerten – entsprechend der in etablierten EU-Kapazitätsmärkten erprobten Methodik.

Die Reduktionsfaktoren sind auf Grundlage der ERAA-Zentralreferenzszenarien zu ermitteln (CISAF Anlage I Req. 1(b)).

Für Kleinanlagenpools ist ein statistisch-stichprobenbasierter Verfügbarkeitsnachweis per pool-spezifischem Reduktionsfaktor als gleichwertige Erfüllungsform zuzulassen.

- Eine Absicherungspflicht kennt kein anlagenspezifisches Mindestdauerkriterium: Der Markt bewertet den Beitrag jeder Technologie zur Spitzenlastabsicherung direkt über den Preis.

Zu § 30 Abs. 4 – Präqualifikation auf Asset-Ebene für Kleinanlagen nicht angemessen

§ 30 Abs. 1 Nr. 9 verlangt für jede einzelne Anlage eine eigene MeLo-ID und MaLo-ID, d.h. einen eigenen eichrechtlich konformen Zähler hinter dem Netzanschluss. § 30 Abs. 4 Satz 1 stellt klar, dass diese Angaben und Nachweise für jede Einzelanlage eines Anlagenpools vorzulegen sind; die Begründung zu § 31 Abs. 4 bestätigt ausdrücklich, dass dies auch für Kleinanlagenpools gilt. Nr. 12 erfordert eine individuelle VNB-Bestätigung pro Anlage. Bei einem typischen Kleinanlagenpool mit tausenden Einzel-Assets bedeutet das: Tausende Einzelzählerinstallationen sowie die Abstimmung mit über 800 Verteilnetzbetreibern für jede einzelne Anlage. Beides ist wirtschaftlich nicht darstellbar.

Anlage 6 behandelt den Kleinanlagenpool für die Zwecke des § 67 bereits als Einzelanlage. Für § 30 fehlt eine entsprechende Regelung; die entstehende Rechtsunsicherheit geht de facto zulasten der Aggregatoren. Flexibilität wird am Netzanschluss vermarktet, nicht auf Einzelanlagenebene. Das Pauschalmodell, das BNetzA und Bundestag im Rahmen der MisPel-Festlegung entwickeln, macht genau diese Unterscheidung bereits.

Änderungsvorschlag / Forderung

Hilfsweise, und unbeschadet unserer grundsätzlichen Ablehnung des Kapazitätsmarktansatzes zugunsten einer Absicherungspflicht:

§ 30 Abs. 4 ist um folgenden Satz zu ergänzen: Für Kleinanlagenpools i. S. v. § 21 Abs. 3 können die Anforderungen der Absätze 1 und 2 durch den Aggregator auf Pool-Ebene erfüllt werden.

Die Anforderungen der Nrn. 9 und 12 sind für Kleinanlagenpools auf Aggregator-Ebene zu konkretisieren, analog zum Pauschalmodell der MisPel-Festlegung.

- Eine Absicherungspflicht erfordert keine staatliche Präqualifikation auf Einzelanlagenebene: Die Verantwortung für die Absicherung liegt beim Lieferanten, der selbst entscheidet, wie er sie erfüllt.

Zu § 24 Abs. 2 i.V.m. Anlage 3 - Reduktionsfaktoren diskriminieren Kleinanlagenpools strukturell

§ 24 Abs. 2 Satz 3 i.V.m. Anlage 3 fasst alle Anlagen unter 2 MW in eine einzige Klasse "Kleinanlagenpool" mit einem generischen Reduktionsfaktor zusammen - unabhängig davon, ob es sich um eine Wärmepumpe, einen Heimspeicher oder eine Wallbox handelt. Für größere Anlagenpools wird hingegen gemäß der Begründung zu § 24 Abs. 2 für jede Einzelanlage der technologiespezifische Reduktionsfaktor angesetzt und anschließend ein gewichteter Durchschnitt gebildet.

Für Kleinanlagenpools wählt der Aggregator gemäß Anlage 3 Abschnitt 2.1.4 einen einzigen Reduktionsfaktor, der ausschließlich nach der gewählten Höchsterbringungsdauer bestimmt wird - also danach, wie lange der Pool seine Leistung maximal erbringen kann. Die tatsächliche Technologiemischung des Pools, die individuelle Verfügbarkeit der enthaltenen Anlagen und die Managementqualität des Aggregators bleiben dabei vollständig unberücksichtigt. Ein gut gesteuerter Pool aus Heimspeichern mit hoher Verfügbarkeit erhält damit denselben Faktor wie ein ungesteuertes Portfolio mit identischer Höchsterbringungsdauer. Die Begründung zu § 24 Abs. 2 räumt offen ein, dass dies der Vermeidung „unverhältnismäßig aufwändiger Berechnungen“ dient. Eine Rechtfertigung, die auf Verwaltungsvereinfachung abstellt, ist keine hinreichende Grundlage für eine strukturelle Schlechterstellung ganzer Technologieklassen im Rahmen eines staatlichen Beihilfeprogramms.

Kleinanlagenpools werden damit systematisch schlechter gestellt als größere Pools mit identischer Technologiemischung - nicht weil ihre Anlagen weniger leisten, sondern weil ihre Einzelanlagen unter 2 MW liegen. Ein sorgfältig gesteuertes VPP wird damit systematisch gleich bewertet wie ein ungesteuertes Haushaltskundenportfolio.

Diese Benachteiligung beim Reduktionsfaktor wird durch den Funktionsnachweis nach § 71 Abs. 3 Nr. 2 weiter verschärft: Während der Reduktionsfaktor die gebotene reduzierte Leistung nach unten drückt, muss der Kleinanlagenpool beim Funktionsnachweis zusätzlich den schlechtesten Moment im Messzeitraum gegen einen Referenzwert nach § 25 beweisen, dessen Berechnungsmethode im Entwurf als Platzhalter offen bleibt und damit innerhalb der Konsultationsfrist nicht bewertbar ist. Kleinanlagenpools werden damit gleich doppelt unterbewertet: Der generische Reduktionsfaktor senkt die anrechenbare Kapazität beim

Gebot pauschal ab; der Funktionsnachweis nach § 71 Abs. 3 Nr. 2 legt dann zusätzlich einen Referenzwert zugrunde, dessen Berechnungsmethodik noch vollständig unklar ist.

Erschwerend: Die tatsächlichen Faktoren in Anlage 3 und Anlage 4 sind als Platzhalter "[...]" ausgewiesen. Der ökonomisch entscheidende Parameter des gesamten Auktionsdesigns ist innerhalb der laufenden Konsultationsfrist nicht bewertbar. Eine Konsultation, die den zentralen Berechnungsparameter zurückhält, ist keine sinnvolle Konsultation.

Änderungsvorschlag / Forderung

Hilfsweise, und unbeschadet unserer grundsätzlichen Ablehnung des Kapazitätsmarktansatzes zugunsten einer Absicherungspflicht:

Die Sonderklasse "Kleinanlagenpool" in Anlage 3 Abschnitt 3 ist zu streichen; Anlagen unter 2 MW sind ihrer Technologieklasse zuzuordnen (Batterien, Flexible Lasten etc.), wie es für Anlagen ≥ 2 MW bereits gilt.

Aggregatoren ist die Möglichkeit einzuräumen, einen pool-spezifischen Reduktionsfaktor auf Basis von Telemetrie-Daten die Verfügbarkeit während historischer lastunterdeckungsäquivalenter Stunden nachzuweisen.

Die Platzhalter in Anlage 3 und Anlage 4 sind vor Abschluss der Konsultation mit konkreten Werten zu veröffentlichen; Stellungnahmen sind erneut zu ermöglichen.

- Eine Absicherungspflicht vermeidet das Problem pauschal gesetzter Reduktionsfaktoren vollständig: Der Marktpreis und entsprechende Transparenzverpflichtungen bewertet den Verfügbarkeitsbeitrag jeder Technologie – differenziert, dynamisch und ohne regulatorische Vorentscheidung.

Zu §§ 25, 26 – Referenzwerte ohne veröffentlichte Berechnungsmethodik

§§ 25 und 26 definieren Referenzwerte, die maßgeblich in die Erbringungsverpflichtung und den Funktionsnachweis einfließen. Weder die Berechnungsmethode noch die zuständige Stelle (BMWE oder BNetzA) sind im Entwurf hinreichend bestimmt. Es ist damit nicht erkennbar, ob und wie dezentrale Flexibilitätsanbieter bei der Festsetzung dieser Werte berücksichtigt werden. Gleichzeitig gilt eine angemessene Erhebung der Referenzwerte (Counterfactuals) als komplexes Verfahren, das mit der Praxis eng abgestimmt werden muss. In Belgien wurde dazu etwa ein eigenes Konsultationsverfahren für den auf den Weg gebracht. Zudem sollte dabei auch auf die Erfahrung der angelsächsischen und skandinavischen Flexibilitätsmärkte zurückgegriffen werden.

Dieser Punkt vertieft den unter Teil B dargestellten Konsultationsmangel auf operativer Ebene: Eine Stellungnahme zu Beteiligungsbedingungen ist nicht sinnvoll möglich, solange die Vergütungsreferenz, nach der Kapazitätsleistung bewertet wird, inhaltlich offen bleibt.

Änderungsvorschlag / Forderung

Hilfsweise, und unbeschadet unserer grundsätzlichen Ablehnung des Kapazitätsmarktansatzes zugunsten einer Absicherungspflicht:

Die Berechnungsmethodik der Referenzwerte nach §§ 25 und 26 ist im Gesetz oder in einer veröffentlichten Verordnung zu konkretisieren. Dabei ist sicherzustellen, dass die Methodik technologieklassenspezifisch ausgestaltet wird und Kleinanlagenpools nicht strukturell benachteiligt.

- Eine Absicherungspflicht umgeht das Referenzwert-Problem vollständig: Da kein staatlicher Funktionsnachweis erforderlich ist, entfällt die Notwendigkeit, eine Counterfactual-Baseline für dezentrale Flexibilitätsanlagen zu konstruieren – methodologisch eine der schwierigsten offenen Fragen des vorliegenden Entwurfs.

Zu § 60 Abs. 2 - Kein Ausschluss von der Kapazitätsübertragung für Kleinanlagenpools aus Komplexitätsgründen

§ 60 Abs. 2 schließt Anlagenpools, die Kleinanlagen enthalten, vollständig von der Kapazitätsübertragung aus. Kleinanlagen-Aggregatoren können damit weder fremde Kapazitätsverpflichtungen übernehmen noch eigene abgeben - unabhängig davon, ob der substituierende Pool alle quantitativen Anforderungen auf Pool-Ebene erfüllt. Dies ist besonders deshalb relevant, weil Kleinanlagenpools die stochastische Verfügbarkeit der Kundengruppen iterativ neu bewerten müssen, entsprechende Sicherheitsmargen bezüglich der Leistungsgröße einbauen und Ausreißer möglicherweise austauschen müssen.

Der Ausschluss ist allein mit der Einzelanlagengröße (< 2 MW) begründet und steht in direktem Widerspruch zur Systemlogik des Entwurfs: § 24 Abs. 2 Satz 3 und Anlage 6 behandeln den Kleinanlagenpool für Bieterrechte und Funktionsnachweis bereits als Einzelanlage. Ihn für die Kapazitätsübertragung anders zu behandeln, ist inkohärent und schließt normale Marktoperationen über einen 15-Jahres-Vertragshorizont aus (M&A, Portfolioumstrukturierungen, Ausfallabsicherung).

Änderungsvorschlag / Forderung

Hilfsweise, und unbeschadet unserer grundsätzlichen Ablehnung des Kapazitätsmarktansatzes zugunsten einer Absicherungspflicht:

§ 60 Abs. 2 ist dahingehend zu ändern, dass Kleinanlagenpools als Substitute zugelassen werden, sofern die ursprünglichen Parameter (reduzierte Leistung, Höchsterbringungsdauer, Reduktionsfaktor) auf Pool-Ebene eingehalten werden.

Die Verifikation alternativer Messstellen ist auf Basis der Smart-Meter-Daten durchzuführen, die nach § 21 Abs. 2 und § 30 Abs. 4 ohnehin vorzuhalten sind (und ggf zusätzlicher Telemetrie-Daten) eine erneute Einzelpräqualifikation jeder Anlage ist nicht zulässig.

- Unter einer Absicherungspflicht entfällt die Notwendigkeit einer regulierten Kapazitätsübertragung: Kapazitätsverpflichtungen entstehen marktbasiert

und können frei zwischen den Marktteilnehmern gehandelt werden – ohne staatlich vorgeschriebene Übertragungsregeln.

Zu § 71 Abs. 3 Nr. 2 - Funktionsnachweis-Referenzwert für Kleinanlagenpools nicht bewertbar

Der Counterfactual-Ansatz im Funktionsnachweis ist für einzelne konventionelle Kraftwerke methodologisch nachvollziehbar. Für Kleinanlagenpools und Lastreduktion stellen sich Fragen zur Berechnungsmethode, die aufgrund der fehlenden Passagen in § 25 und § 26 nicht hinreichend bewertet werden können. Eine abschließende Bewertung der Nachweislogik ist damit innerhalb der Konsultationsfrist nicht möglich.

Änderungsvorschlag / Forderung

Hilfsweise, und unbeschadet unserer grundsätzlichen Ablehnung des Kapazitätsmarktansatzes zugunsten einer Absicherungspflicht:

Die Berechnungsmethodik der Referenzwerte nach §§ 25 und 26 ist vor Abschluss der Konsultation zu veröffentlichen; Stellungnahmen sind erneut zu ermöglichen.

Teil B - Beihilferechtliche Bedenken

Die folgenden Punkte ergänzen die operativen Argumente aus Teil A. Sie begründen eigenständige Angriffspunkte im Rahmen des EU-beihilferechtlichen Notifizierungsverfahrens.

Mengenbasis der 9-GW-Auktionen nicht ERAA-konform (CISAF Anlage I Req. 1(a))

CISAF Anlage I Req. 1(a) verlangt, dass die neuesten verfügbaren ERAA-Zentralreferenzszenarien die Grundlage der Bedarfsermittlung bilden. Die Begründung des StromVKG weist die 9 GW jedoch explizit als Ergebnis einer bilateralen "Verständigung" mit der Europäischen Kommission aus - nicht als ERAA-Output. Eine vorab ausgehandelte, nicht veröffentlichte Menge erfüllt die Transparenz- und Methodikanforderungen von Art. 23 Abs. 6 VO (EU) 2019/943 nicht.

Derating-Faktoren nicht ERAA-konform (CISAF Anlage I Req. 1(b))

CISAF Anlage I Req. 1(b) verlangt, dass Abminderungsfaktoren den ERAA-Annahmen entsprechen. Anlage 4 des StromVKG legt diese Faktoren direkt im Primärrecht fest, ohne Rückgriff auf veröffentlichte ERAA-Outputs. Die Begründung räumt selbst ein, dass die ERAA-Methodik "derzeit nicht angewendet werden kann". Dies begründet einen potenziellen Verstoß gegen CISAF Req. 1(b).

Keine Alternativenprüfung (CEEAG § 341)

Die Begründung enthält unter dem GGO-Pflichtabschnitt "Alternativen" den Eintrag: "Keine." Eine CEEAG § 341-konforme Prüfung ist nicht erfolgt. Diese hätte erstens marktbasiertere Alternativen zu fossilen Kapazitätssubventionen umfassen müssen – insbesondere Lieferantenpflichten nach Art. 18a Strombinnenmarkttrichtlinie sowie die Kapazitätsreserve nach Art. 21 Abs. 3 VO 2019/943. Zweitens wäre zu prüfen gewesen, ob ein etwaiger Kapazitätsmechanismus technologieneutral und diskriminierungsfrei ausgestaltet werden kann – eine Anforderung, die der Entwurf selbst als EU-rechtlich geboten anerkennt, ohne ihr zu genügen.

Konsultationsdefizit (CEEAG § 348)

Der Entwurf stützt die Konsultationspflicht auf eine Verbändeanhörung aus Herbst 2024 und zwei Gespräche vom März 2026, bei denen der Gesetzesentwurf selbst nicht vorlag. Das StromVKG weicht in wesentlichen Parametern vom 2024 konsultierten Design ab: Die Drei-Säulen-Struktur wurde auf einen Gas-fokussierten Kernmechanismus reduziert, die CEEAG-4.1-Grundlage entfiel, und die Einbeziehung von DSR wurde auf einen ungesicherten Post-2027-Zeitpunkt verschoben. Ein gegenüber dem konsultierten Design materiell verändertes Gesetz erfordert für Beihilfen über 100 Mio. EUR/Jahr eine eigene Konsultation gemäß CEEAG § 348.

Fehlendes Finanzierungsregime untergräbt Investitionssicherheit

Das Finanzierungsregime für Kapazitätsszahlungen ab 2031 – einschließlich der Umlage zur Verbraucherfinanzierung – wird vollständig auf ein nachfolgendes Gesetz und noch im Entstehen befindliche EU-Rahmenvorgaben (KUEBLL/CISAF) verlagert. Die Begründung verweist lediglich auf eine geplante Regelung „für den Verpflichtungszeitraum ab 2032 und danach“, ohne inhaltliche Parameter zu benennen. Die Kommission wird zudem aufgefordert, ein System zu notifizieren, dessen Kostenzuordnungsmechanismus noch nicht entworfen ist – ein eigenständiger beihilferechtlicher Mangel.

Ansprechpartner:

Fabian Hafner
Head of Regulatory & Public Affairs
fabian.hafner@1komma5grad.com
