

Berlin, 25. April 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

Consultation on the draft new State aid Framework to support the Clean Industrial Deal (Clean Industrial Deal State Aid Framework – CISAF)

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Fragebogen.....	3
----------	------------------------	----------

1 Fragebogen

➤ General comments

Please provide any comments you may wish to bring to the Commission's attention in relation to the draft proposal for a new Clean Industrial Deal State aid Framework.

Das Erreichen der gesetzlich verankerten Klimaziele stellt Europa und Deutschland vor immense Herausforderungen – das betrifft Unternehmen, Politik und Gesellschaft sowie die Finanzierung der Transformation. Es bietet sich jedoch auch eine einzigartige Gelegenheit für Innovation und technischen Fortschritt. Die in diesem Rahmen getätigten Neu- und Erneuerungsinvestitionen können zu nachhaltiger Wertschöpfung und nachhaltigem Wirtschaftswachstum führen. Dabei rückt die Finanzierung der Transformation der Energiewirtschaft immer stärker in den Fokus: Allein für die Energiewende in Deutschland gibt es nach Berechnungen von BDEW/EY im Fortschrittsmonitor 2024 einen prognostizierten Investitionsbedarf von über 721 Milliarden EUR bis 2030 und 1,2 Billionen EUR bis 2035. Das ist eine Vervielfachung der bisherigen Investitionssummen. Dabei geht es insbesondere um den Ausbau erneuerbarer Energien, den erforderlichen Ausbau der Strom- und den Umbau der Gasnetze, die Dekarbonisierung des Wärmesektors und den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft. Die erforderlichen Investitionen können nur gestemmt werden, wenn Energieunternehmen, Finanzwirtschaft und der Staat an einem Strang ziehen und alle Möglichkeiten der Finanzierung ausschöpfen und ausbauen.

Es ist zu bedenken, dass der Wasserstoffmarkthochlauf noch in der anfänglichen Entwicklung steckt. In den kommenden Jahren wird es für den Erfolg entscheidend sein, die Marktteilnehmer finanziell zu unterstützen, bis sich der Markt weiterentwickelt hat, wie es bei den erneuerbaren Energien der Fall war. Die Förderintensität kann dann wieder reduziert werden, wenn der Markt ausreichend ausgereift ist und Skaleneffekte erzielt wurden. Bis dahin ist der Markthochlauf jedoch von pragmatischen Rahmenbedingungen und einer adäquaten Förderintensität abhängig. Die EU-Kommission hat in öffentlichen Statements mehrfach betont, dass sie künftig einen pragmatischeren Ansatz hinsichtlich der Farben von Wasserstoff wählen wird. Bis auf wenige Ausnahmen im Kapitel 5.5 ist jedoch die Produktionsförderung für CO₂-armen Wasserstoff ausgeschlossen. Zudem verhindern diskriminierende Vorgaben der Randnummern 82, 97, 101, 107, 114 die Nutzung und Speicherung von CO₂-armen Wasserstoff. Vor diesem Hintergrund sollte Kapitel 4 auf „erneuerbare Energien und Wasserstoff“ ausgeweitet werden, um die Produktion von CO₂-armem Wasserstoff nicht von Förderungen unter dem CISAF auszuschließen. Generell sollten die Förderbedingungen des CISAF für Wasserstoff aller Farben gleichermaßen gelten, sofern das EU-Kriterium für die Treibhausgasreduzierung von 70 % eingehalten wird.

Es ist zudem richtig, dass die Kommission neben der teilweisen Vereinfachung der Gewährung staatlicher Förderung mit dem CISAF nun auch die **Stärkung privater Investitionen** explizit in den Blick nimmt. Es ist richtig und wichtig, mit Kapitel 7 das De-Risking privater Investitionen gesondert zu adressieren.

Es ist außerdem zu begrüßen, dass Leitlinien geschaffen werden, um Investitionen in Produktionskapazitäten für „clean technologies“ zu fördern.

Besonders positiv hervorzuheben ist der Anspruch, die **Genehmigungsverfahren für Kapazitätsmechanismen zu beschleunigen**, auch wenn noch Anpassungen zur Verbesserung der Praktikabilität und Effektivität erforderlich sind.

Der Einsatz von Erneuerbaren Energien zur Dekarbonisierung des Industriesektors sollte sich nicht nur auf Strom als Energieträger beschränken. Ebenso wie im Gebäudebereich wird der zu **dekarbonisierende Prozessdampf und industrielle Wärme oder Kälte** teilweise mittels Fernwärme oder Fernkälte bereitgestellt. Allein in Deutschland entspricht das 38 TWh. Zur Erzeugung der Fernwärme oder Fernkälte werden in Zukunft auch Geothermie, Großwärmepumpen, Abwärme aus Rechenzentren und der thermischen Abfallbehandlung oder aber auch nachhaltige Biomasse genutzt. In diesen Fällen sollten Fernwärme bzw. Fernkälte auch als Erneuerbare Quellen berücksichtigt werden. Außerdem wird zukünftig auch Prozesswärme, vor allem für Hochtemperaturprozesse, durch Wasserstoff bereitgestellt werden. Auch diese Anwendung sollte somit berücksichtigt werden.

BDEW fordert auch in diesem Zusammenhang die **Anpassung der EU-KMU-Definition oder die Verwendung einer abgewandelten Definition im CISAF**. Das CISAF verweist wie die meisten EU-Rechtsakte auf die EU-KMU-Definition. Dies schließt einen Großteil der in Deutschland in der Energiewirtschaft tätigen KMU, namentlich Stadtwerke, aus. Danach gelten Unternehmen mit einem öffentlichen Anteil > 25 % nicht als KMU. Selbst dann nicht, wenn sie die weiteren Kriterien erfüllen: Anzahl der Mitarbeiter < 250, Jahresumsatz < 50 Mio. EUR oder Bilanzsumme < 43 Mio. EUR. Kleine und mittlere Stadtwerke müssen einen Mehraufwand an Zeit und Ressourcen erbringen, der in keinem Verhältnis zu der Größe ihres Unternehmens steht. Dies stellt für kommunale Energieversorger eine enorme Benachteiligung im Wettbewerbsumfeld dar. Gleichzeitig werden sie in der Umsetzung der Energiewende ausgebremst.

➤ **Aid to accelerate the rollout of renewable energy**

Please provide any comments specific to section 4.1 of the draft framework (“Aid schemes to accelerate the rollout of renewable energy”).

Zu Rz. 32ff, Rz. 46:

Die Definition von “investment aid” in Kapitel 4.1.1 und die Definition von “two-way contracts for difference” im Kapitel 4.1.2 sollten möglichst breit/anschlussfähig ausgestaltet und ein potenzielles Zusammenwirken beider Normen möglich sein, um sicherzustellen, dass auch sogenannte „financial CfDs“ genehmigungsfähig sind, wie sie in Deutschland vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Papier [„Strommarktdesign der Zukunft“ \(1. August 2024\)](#) als präferierte „Option 4“ (Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag) diskutiert wurden.

Zu Rz. 32:

Der Anwendungsbereich des Kapitels 4.1 sollte erweitert werden um Investitionen in erneuerbare Wärmequellen und Abwärme (Artikel 2 Nr. 9 RL 2028/2001), um die Dekarbonisierung auch insoweit zu unterstützen.

Zu Rz. 32 (a):

Im Sinne einer technologieneutralen Ausgestaltung des CISAF sollte außerdem der in Rz. 32 (a) geregelte Ausschluss einer Rückverstromung von RFNBOs aufgehoben werden. Der hier vorgenommene pauschale Ausschluss widerspricht dem voraussichtlich benötigten Hochlauf der Wasserstoffverstromung und wird daher als nicht zielführend eingeschätzt. Zukünftige Förderinstrumente für die RFNBO-Verstromung müssten allerdings derart ausgestaltet werden, dass eine Doppelförderung (im Sinne einer Überförderung) von RFNBOs vermieden wird. Dennoch wird mit der vorgesehenen alleinigen Förderung der Produktion von RFNBOs keinerlei Anreiz gesetzt, in die Erprobung der Wasserstoffverstromung zu investieren, sodass ein Technologiehochlauf nicht unterstützt wird. Ferner gilt es zu bedenken, dass zukünftig ein voraussichtlich nicht unerheblicher Anteil des RFNBOs-Bedarfs in Europa importiert werden wird und entsprechend hier bei einer Rückverstromung keinerlei Doppelförderung entstünde.

Die Produktion von CO₂-armem Wasserstoff ist derzeit im CISAF von einer direkten Förderung nahezu ausgeschlossen. Dies ergibt sich aus der Beschränkung des Kapitel 4 auf die Förderung erneuerbarer Energien, während Kapitel 5 sich auf die Nutzung von Wasserstoff konzentriert und lediglich in Einzelfällen unter dem Innovationsfonds auch die Produktion von CO₂-armem Wasserstoff förderfähig wäre. Kapitel 4 sollte deshalb ausgeweitet werden auf „erneuerbare

Energien und Wasserstoff“. Entsprechend sollte in Rz. 32 neben der Produktion von RFNBO auch die Produktion von low-carbon fuels (LCF) als förderfähig ausgewiesen werden und die Speicherung sich nicht lediglich auf RFNBO beziehen. Gleichmaßen muss eine Herstellung von kohlenstoffarmem, elektrolytischem Wasserstoff aufgenommen werden, um einen effizienten Betrieb der Elektrolyseure sicherzustellen. Gleiches gilt für die Speicherung von Wasserstoff. Die ausschließliche Fokussierung auf RFNBO blockiert den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft.

Zu Rz 32 (b):

Der Beihilferahmen sollte auf zusätzliche Einschränkungen über die einschlägigen Bedingungen des EU-Rechts hinaus verzichten. Hierzu zählt etwa die Vorgabe des 75 Prozent Anteils für Speicher. Die Lagerorte in Deutschland und in der EU sind sehr begrenzt. Um ein förderfähiges Vorhaben unter diesen Rahmenbedingungen zu realisieren, muss zudem am Speicherstandort ausreichend Potenzial an Erneuerbaren und Räumlichkeiten/Ressourcen für einen Elektrolyseur zur Wasserstofferzeugung vorhanden sein – das schränkt die Standorte weiter ein. Darüber hinaus können Speicher auch zur Entlastung der bestehenden Wasserstoffinfrastruktur genutzt werden, falls in Zukunft zu viel Wasserstoff ins Netz eingespeist wird, was mit einer solchen Einschränkung nicht möglich wäre.

Darüber hinaus prognostiziert die Internationale Energieagentur (IEA) für das Jahr 2030 für die Europäische Union eine gesamte installierte elektrische Leistung aus Erneuerbaren Energien – vor allem Wind und Solar – von mindestens rund 1.230 bis 1.420 Gigawatt (GW). Um nicht zu Spitzenerzeugungszeiten großflächig EE-Anlagen abschalten zu müssen, wird die Erzeugung von Wasserstoff – und damit grüner Moleküle – eine zentrale Rolle, auch im Hinblick auf die Energieresilienz der EU, spielen. Die Rückverstromung des erneuerbaren Wasserstoffs in Zeiten geringen EE-Stromaufkommens wird eine wichtige Verwendung sein, die die Abhängigkeit von Energieimporten aus Ländern außerhalb der EU deutlich reduzieren kann.

Überdies ist die Anforderung an eine direkte Verbindung zwischen Wasserstoffspeichern und der Produktion von RFNBOs als Förderbedingung in Rz. 32 (b) ungünstig. Die Förderung von Wasserstoffspeichern sollte sich an ihrem Beitrag zur Funktionalität des gesamten Wasserstoffsystems ausrichten, indem sie Angebots- und Nachfragespitzen balancieren und damit zur Versorgungssicherheit beitragen. Außerdem scheint die Einschränkung der Förderung auf Speicher, die mindestens 75 Prozent RFNBOs einspeichern, nicht praxistauglich, im Besonderen während des Wasserstoffhochlaufs.

Zu Rz. 40:

Es ist gut, dass neben neuen Kapazitäten auch repowerte Kapazitäten förderfähig sein sollen. Hier ist allerdings unklar, was mit den „zusätzlichen Kosten“ („only additional costs“) gemeint ist. Unter den Begriff „repowering“ können folgende Maßnahmen fallen, da dieser Begriff im CISAF-Entwurf nicht hinreichend genau definiert wird:

- Vollständiger Austausch einer Windenergieanlage nach Abschluss ihrer Förderung durch eine neue Windenergieanlage mit deutlich höherer Leistung,
- Ersatz von Bestands-Solarmodulen durch neue Module mit höherer Leistung je Modul vor oder nach dem bisherigen Förderende,
- Ersatz bestehender Motoren oder Generatoren z.B. in Wasserkraftanlagen durch neue, leistungsstärkere Motoren unter Beibehaltung eines erheblichen Teils der bestehenden Anlage.

Aufgrund dieser vollständig unterschiedlichen Kosten- und Fördersituationen je nach konkreter Maßnahme müssen die „zusätzlichen Kosten“ im CISAF-Entwurf in Abhängigkeit von der tatsächlichen Repowering-Maßnahme sämtliche Kosten umfassen, die diese Maßnahme mit sich bringt.

Zu Rz. 46:

Darüber hinaus erscheint die Frist von 25 Jahren für die Gewährung der Beihilfen für die Förderung von repowerten Anlagen je nach Verständnis der unklaren Regelung als zu kurz. Rz. 46 lässt vom Wortlaut her offen, ob die Frist mit Inbetriebnahme der Bestandsanlage anfängt zu laufen, unter Einschluss der Förderung der repowerten Anlage, oder für die repowerte Anlage erst ab dem Zeitpunkt des Abschlusses des Repowering der Anlage. Im ersten Falle wäre die Förderdauer der repowerten Anlage zu kurz, um die Repowering-Kosten zu amortisieren. Daher sollte die Frist jeweils mit Inbetriebnahme der Anlage bzw. im Falle des Repowering mit Abschluss der Repowering-Maßnahme und Wiederinbetriebnahme der repowerten Anlage bzw. der Ersatzanlage zu laufen beginnen. Rz. 46 Satz 2 sollte dann wie folgt ergänzt werden:

“The contract duration will not exceed 25 years after the aided installation starts operations; in cases of repowering the duration starts when the repowered installation starts operation.”

Der BDEW begrüßt hingegen ausdrücklich, dass sich die Dauer der Vertragslaufzeit („contract duration“) am konkreten Betriebsbeginn der Anlage bemisst („after the aided installation

starts operations“). Dies ist insbesondere für Offshore-Wind-Projekte sehr wichtig, wenn der Netzanschluss sich ohne Verschulden des Projektentwicklers verzögert.

Zu Rz. 49:

Außerdem sieht Rz. (49) die Ausnahmen von einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren um die Beihilfen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nur für „small projects“ vor, wie sie in Rz. (43) definiert werden, und unter der Bedingung, dass die Beihilfe je Projekt je Unternehmen 30 Mio. EUR nicht übersteigt. Der BDEW weist darauf hin, dass Ausschreibungen für die Förderung Erneuerbarer Energien je nach Technologie oder Mitgliedsstaat mangels hinreichender Anzahl von Projekten nicht in jedem Falle zielführend sind. Die Europäische Kommission hat für das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz die Ausnahme von der Ausschreibungspflicht für die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Geothermie beihilferechtlich genehmigt, weil nicht mit einer hinreichenden Anzahl von Projekten oberhalb der Ausschreibungsschwelle zu rechnen war und ist. Der CISAF sollte daher eine Ausnahme von dieser Ausschreibungspflicht ermöglichen, wenn der Mitgliedsstaat darlegt, dass die Ausnahme für die Technologie für den Mitgliedsstaat gerechtfertigt ist, ohne dass die Ziele des CISAF und der CEEAG gefährdet werden.

Zu Rz. 50:

In Rz. (50) sollte klargestellt werden, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nur dann keinen Anreiz zum Angebot ihres Stroms auf dem Markt bekommen sollen, wenn die Marktpreise negativ sind, wenn die Anlagen oberhalb des Schwellenwertes für diese Maßgabe liegen. Die Fußnote 35 bezieht sich zwar auf „small scale renewable electricity installations“, nimmt diese Einheiten aber nicht ausdrücklich aus der Verpflichtung des Mitgliedsstaates heraus, für diese Anlagen in Zeiten mit negativen Preisen keine Beihilfen zu zahlen.

Als Ergänzung zu Kapitel 4.1:

Direktlieferverträge sind ein wichtiges Instrument für den ungeforderten Ausbau Erneuerbarer Energien. Jedoch können nur sehr große EE-Anlagenbetreiber und auf der anderen Seite sehr große Abnehmer mit hoher Bonität Lieferverträge abschließen, die eine langfristige Investition ermöglichen, wie sie für die Errichtung einer EE-Anlage erforderlich ist. Die Gruppe der potenziellen Lieferanten und Kunden muss daher um kleinere Unternehmen mit geringerer Bonität erweitert werden. Es muss also vereinfacht beihilferechtlich zulässig sein, den

Abschluss langfristiger Grünstrom-Direktlieferverträge (PPAs) durch die Absicherung von Kreditausfallrisiken sowie die staatliche Übernahme des Gegenparteirisikos abzufedern.

If you consider the proposed completion deadlines or exemptions therefrom (see point (37)) are not appropriate, please provide concrete justification for any alternative timeline or other exemptions you would consider more appropriate.

Zu Rz. 37:

Die Aufnahme einer Realisierungsfrist mit Sanktionierungen erscheint grundsätzlich sachgerecht. Allerdings sollte angesichts sehr unterschiedlicher Herausforderungen in der Projektrealisierung (Ausstattung Genehmigungsbehörden, Verfügbarkeit Personal/Material etc.) eine Billigkeitsausnahme enthalten sein, soweit sich bestimmte Rahmenbedingungen dem Einfluss des Projektierers vollständig entziehen und nicht vorhersehbar sind, z.B. bei Force Majeure. Rz. 37 sollte insoweit ergänzt werden, dass für unverschuldete und unvorhersehbare Verzögerungen bei der Umsetzung genehmigter Projekte der Zeitpunkt der Inbetriebnahme um bis zu [24] Monate verschoben werden kann.

Zu der Zahl von „36 Monaten“ in Klammern ist Folgendes anzumerken: Es ist aktuell zu beobachten, dass die Lieferketten v.a. aufgrund des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine verzögert worden sind. Eine Realisierungsfrist von bis zu oder weniger als 36 Monaten würde zwar für Solaranlagen auf der Freifläche und auf Gebäuden ausreichen. Nach dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz haben jedoch Biomasseanlagen und Windenergieanlagen an Land eine Realisierungsfrist von jeweils genau 36 Monaten und Biomethan-Anlagen sogar eine Realisierungsfrist von 42 Monaten. Diese Realisierungsfristen sind in der jüngeren Vergangenheit vor allem aufgrund der Verzögerungen bei den Lieferketten von 30 auf 36 bzw. von 36 auf 42 Monate verlängert worden. Da die Realisierungsfristen je nach betroffener Technologie in der nationalen Gesetzgebung bei bis zu 42 Monaten liegen, sollte daher die Frist im CISAF allgemein von [36] Monate auf [42] Monate hin geändert werden.

Es ist außerdem von entscheidender Bedeutung, Offshore-Windenergie, Wasserkraft und (erneuerbaren/elektrolytischen kohlenstoffarmen) Wasserstoff von der von der Kommission vorgeschlagenen Frist zur Realisierung auszunehmen. Um die Klarheit zu verbessern und sicherzustellen, dass Pumpspeicherwasserkraft förderfähig ist, schlägt der BDEW daher eine entsprechende klarstellende Änderung von Rz. 37 vor.

„In operation“ sollte schließlich hier in ‚operationally ready‘ geändert werden, um das Risiko einer verzögerten Netzanbindung, die außerhalb der Kontrolle des Entwicklers liegt, zu berücksichtigen, wenn der Bau des Projekts bereits abgeschlossen ist. Der BDEW schlägt deshalb folgende Formulierung der Rz. 37 vor:

*“(37) With the exception of offshore wind, hydropower, including hydro storage **and pumped storage hydropower**, and renewable hydrogen production installations, supported projects must be completed and be **operationally ready in operation** within [42 36] months after the date of granting. The scheme should include an effective system of penalties in case this deadline is not met. **If this deadline is not met because of a reason beyond the fault of the operator of the installation, the deadline may be postponed for up to 24 months.**”*

Please provide any comments specific to section 4.2 of the draft framework (“Aid for non-fossil flexibility support schemes”).

Der Artikel 19e Strombinnenmarktverordnung sieht vor, dass die Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen Bericht über den geschätzten Flexibilitätsbedarf im Zeitraum der nächsten mindestens fünf bis zehn Jahre auf nationaler Ebene erstellen soll. Der BDEW möchte in diesem Zusammenhang vorab darauf hinweisen, dass die Guidelines in dem vorliegenden Kapitel 4.2 („Aid for non-fossil flexibility support schemes“) so ausgerichtet werden sollen, dass sie nicht nur den von der Regulierungsbehörde ermittelten Flexibilitätsbedarf erreichen, sondern auch technologieoffen jegliche nicht-fossilbasierte Flexibilität darüber hinaus anreizen soll. Ein im Vorhinein festgelegter Flexibilitätsbedarf wird diesen aufgrund der Methodik nie vollständig abbilden können, so dass Instrumente bestehen müssen, die weitere Flexibilitätsbedürfnisse abbilden.

Bei der Ausgestaltung von Flexibilitätsausschreibungen muss das Verhältnis zu möglichen oder vorhandenen Kapazitätsmechanismen berücksichtigt werden.

Zu Rz. 53:

Die Begrifflichkeit „non-fossil technologies“ sollte definiert werden.

Zu Rz. 56:

In ihrer Flexibilitätsstrategie sollte die Europäische Kommission auch Flexibilitäten der Sektorenkopplung berücksichtigen. (Anm.: lt. Strombinnenmarkt-VO sollen die Schwerpunkte auf Laststeuerung und Energiespeicherung liegen). Neben Stromspeichern zur direkten Speicherung elektrischer Energie sind Wärmespeicher und Wasserstoffanwendungen, insbesondere Wasserstoffspeicher, ein wichtiges Element der Sektorenkopplung, um im Rahmen der Energiewende Flexibilität bereitzustellen, und sollten daher stärker berücksichtigt werden.

Bezüglich der Substitution fossiler Wärmeerzeugung sollte klargestellt werden, dass Gleichzeitigkeit der elektrischen Wärmeerzeugung mit der Abschaltung oder Drosselung der fossilen Wärmeerzeugung keine ausschließliche Bedingung darstellt. So bewirkt auch die Befüllung eines Wärmespeichers eine Substitution, wenn die fossile Wärmeerzeugung zu einem späteren Zeitpunkt nicht oder gedrosselt gefahren wird, um die Wärmenachfrage zu bedienen. Diese Anlagen sind im Besonderen dazu geeignet, große Strommengen bei Redispatch zu nutzen.

Die grundsätzliche Einstufung von Sektorenkopplungstechnologien als „Letztverbraucher“ steht der Systemdienlichkeit entgegen. Die Einstufung als Letztverbraucher von Energie sollte sich nicht an Sektorengrenzen, sondern an der Nutzung der Energie orientieren.

Gleichermaßen zu berücksichtigen sind Flexibilitätsbereitstellungen durch Wasserstoffanwendungen. Wasserstoffspeicher können in Zukunft erheblich dazu beitragen, Energieerzeugung und -verbrauch sowohl bei kurzfristigen als auch bei saisonalen Schwankungen in Einklang zu bringen, die Netzstabilität zu gewährleisten und zur Versorgungssicherheit beizutragen. Aufgrund von langen Vorlaufzeiten, komplexen Genehmigungsverfahren sowie mangelnder Planungs- und Investitionssicherheit bleiben die geplanten Projekte für Wasserstoffspeicher jedoch deutlich hinter dem prognostizierten Bedarf zurück. Um den Aufbau (Umrüstung / Neubau) von Wasserstoffuntergrundspeichern zu ermöglichen, sollten diese in der Vereinfachung der Gewährung staatlicher Förderung mit dem CISAF auch hinsichtlich der nicht fossilen Flexibilitätsbereitstellung berücksichtigt werden. Weitere Wasserstoffanwendungen, wie z.B. Elektrolyseure, sollten zusätzlich berücksichtigt werden.

Auch Kläranlagen können als flexible Stromverbraucher im Sinne von virtuellen Kraftwerken und über die Klärgasproduktion zudem als Speicher dienen. Insbesondere die Klärgasverstromung sollte daher von der Stromsteuer befreit sein. Eine Wiederaufnahme in die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) wäre dafür eine wichtige Voraussetzung. Dies würde auch zu Kohärenz mit den aktuell neu festgelegten Zielen der überarbeiteten kommunalen Abwasserrichtlinie führen. Darin wird für den gesamten Abwassersektor Energieautarkie bis 2045 vorgesehen. Die Herstellung von Klärgas müsste zur Erreichung dieses Zieles einen entscheidenden Beitrag leisten. Mit dem Wegfall der Stromsteuerbegünstigungen wurden dafür aber finanzielle Anreize entzogen.

Please provide any comments specific to section 4.3 and Annex I of the draft framework (“Aid for capacity mechanisms following a target model”).

Vor dem Hintergrund der Überlegungen vieler EU-Mitgliedstaaten, Kapazitätsmechanismen einzuführen, ist es wichtig und sachgerecht, dass die KOM das Thema der vereinfachten beihilferechtlichen Genehmigung im CISAF-Entwurf aufgreift und würdigt.

Insgesamt sind 28 Kriterien, die ein Modell für einen Kapazitätsmechanismus laut des CISAF-Entwurfs einhalten muss, sehr umfangreich und zum Teil auch zu restriktiv. Im Sinne des von der EU-Kommission angestrebten Bürokratieabbaus sollten dieser Kriterienkatalog deutlich verschlankt und insbesondere die nachfolgenden Kriterien kritisch überprüft werden.

- Nr. 1, Nr. 6 und Nr. 9: Sowohl das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) als auch das National Resource Adequacy Assessment (NRAA) sollten als Grundlage möglich sein, um den Bedarf eines Kapazitätsmarktes zu begründen, und für die Dimensionierung und Bestimmung von z.B. Verfügbarkeits-Parametern herangezogen werden können. Es sollten auch Mitgliedstaaten in der Lage sein, die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen mit ihren nationalen Berichten nachzuweisen, da sie regionale Besonderheiten berücksichtigen können. Die detailliertere Berücksichtigung nationaler Besonderheiten erlaubt präzisere Auskunft über den Stand der Versorgungssicherheit im Mitgliedstaat. Dabei ist die Vergleichbarkeit der NRAA-Methodiken sicher zu stellen.

Vorschlag zur Anpassung von 1(a): "the latest available ERAA central reference scenarios approved by ACER *or national resource adequacy assessment* must be the sole basis for identifying the need for a capacity mechanism."

- Nr. 2: Die hier verwendete Formulierung "market reform plan" ist möglicherweise missverständlich und sollte durch den Begriff "implementation plan" (wie in der referenzierten Strombinnenmarkt VO) ersetzt werden.
- Nr. 8: Wir plädieren für eine Prüfung unter Branchenbeteiligung, ob eine vereinfachte Umsetzung der grenzüberschreitenden Beteiligung, bei der ausländische Kapazitäten berücksichtigt und nicht explizit ausgeschlossen werden, als Zwischenlösung möglich ist. Dies kann unter Umständen einen schnelleren Genehmigungs- und schrittweisen Umsetzungsprozess ermöglichen.
- Nr. 10 - 25: Die Definitionen mehrerer Parameter - wie z. B. De-Rating-Faktoren, Auktionsvolumen, Planungs- und Lieferfristen sowie Investitionsschwellen für mehrjährige Verträge - sind von entscheidender Bedeutung, müssen aber auf nationale Besonderheiten geprüft werden. Eine Vorgabe von Mindestvolumen einzelner Ausschreibungen (Nr. 10) könnte gegebenenfalls zu Fehlanreizen führen. Dies sollte daher individuell in Abhängigkeit von erwartbarem Angebot geprüft werden.
- Nr. 13: Ein wettbewerbliches Verfahren ist sinnvoll, jedoch kann der Klammerzusatz „and support awarded“ so interpretiert werden, dass ein "Pay-as-Bid"-Verfahren gemeint ist. Pay-as-Bid führt jedoch zu strategischem Bietverhalten und kann somit zu ineffizienten Auktionsergebnissen führen. Ein Pay-as-Clear-Verfahren ist ein deutlich sinnvollerer Auktionsmechanismus. Die Europäische Kommission sollte klarstellen,

dass die beschleunigte Genehmigung auch im Rahmen eines Pay-as-Clear-Verfahrens gewährt werden kann.

- Nr. 16: Eine Vertragslaufzeit von bis zu 15 Jahren wird befürwortet, jedoch sollte die Ausnahme eher ausgeschlossen werden, da dies insbesondere für kleinere Märkte nachteilig ist.

Folgender Vorschlag wird unterbreitet: "Capacity agreements must in general cover one delivery window. Capacity agreements can have a duration of up to [15] years for capacity with CAPEX [$\geq$ 500 000 EUR/de-rated MW]. In Member States where the three largest undertakings active in electricity generation in the territory covered by the capacity mechanism control at least 75% of domestic installed de-rated generation, capacity agreements of at least [10] years must be available for projects exceeding the CAPEX threshold. Longer contracts may be introduced. Their duration shall be proportionate to the initial CAPEX of the capacity to be contracted."

- Nr. 17: Ein weiteres Problem ergibt sich aus der genannten festen Lieferfrist. Verträge für strategische Reserven sollten auch mehrere Jahre abdecken können und nicht nur ein Jahr. Dies erspart Aufwand, jedes Jahr eine neue Auktion durchzuführen.
- Wir verstehen, warum das Kapazitätsprodukt von November bis Oktober laufen sollte, aber Jahresverträge (Januar-Dezember) passen besser zu anderen Stromprodukten, was die Effizienz aufgrund geringerer Unsicherheiten erhöhen wird. Außerdem hätte eine Laufzeit von Januar bis Dezember den Vorteil, dass die Liquidität auf den Sekundärmärkten für Kapazitätszertifikate verbessert würde. Eine Laufzeit von November bis Oktober könnte dazu führen, dass der Wert der Produkte für den Rest des Jahres im April einbräche und es keinen Sekundärmarkt mehr gäbe.
- Nr. 20: Es sollte sichergestellt werden, dass die Teilnehmer, denen es technisch möglich ist, auch an den Systemdienstleistungsmärkten jederzeit (sowohl während der Lieferperioden als auch außerhalb dieser) teilnehmen können.
- Nr. 24 - 25: Die Anforderung, wonach mindestens 90 Prozent der Kosten des Kapazitätsmechanismus auf die Verbraucher auf der Grundlage ihres Verbrauchs während der Spitzenpreisen umgelegt werden müssen, ist sinnvoll. Zur Planbarkeit der Verbraucher und dem Erreichen der beabsichtigten Lenkungswirkung ist es sinnvoll die Höhe der Umlage ex-ante bekannt zu geben. Dabei ist ein zu hoher administrativer Aufwand zu vermeiden.
- Nr. 28 ii) muss so ausgelegt werden, dass auf Portfolienebene überprüft werden kann.

Über die 28 Kriterien hinaus kann die gesamtsystemische Effizienz gehoben werden, wenn ein Zielmodell auch die Berücksichtigung von lokalen Anforderungen pragmatisch ermöglicht. Zudem sollte die Einbindung von Systemdienstleistungen geprüft werden.

➤ **Aid to deploy industrial decarbonisation**

Please provide any comments specific to section 5 of the draft framework ("Aid to deploy industrial decarbonisation").

Es erscheint sinnvoll, auch die Dekarbonisierung der Industrieproduktion ausdrücklich mit Beihilfeleitlinien zu adressieren. Der Grundsatz der Technologieoffenheit ist dabei zu begrüßen (Rz. 72) ebenso wie die Einsatzmöglichkeit von Erdgas unter bestimmten Bedingungen (Rz. 73 und 75 (b)).

Zu Rz. 73:

Industrielle Prozesse, in denen große Mengen Prozesswärme, vor allem in Form von Hochtemperaturbereitstellung, benötigt werden, sollte ein schrittweiser Anstieg von der Nutzung von Wasserstoff ermöglicht werden. Die Anforderungen an die Treibhausgasreduzierung von mindestens 60 Prozent sollte entsprechend mindestens zum Zeitpunkt der vollständigen Umstellung erreicht werden, nicht aber zum Zeitpunkt der ersten Inbetriebnahme und somit zu Beginn der Umstellung der spezifischen Industrieproduktion.

Außerdem sollte der stoffliche oder elementare Einsatz von Wasserstoff in Industrieproduktionen gleichermaßen berücksichtigt werden, beispielsweise in der Stahlproduktion oder der (Petro-)Chemie und in Raffinerien.

Zu Rz. 74:

Bei Rz. 74 sollte noch ergänzt werden:

„wenn die Infrastruktur...

Oder iii) dazu dient den Begünstigten an ein effizientes Fernwärme- und -kältesystem im Sinne des Artikels 26 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2023/1791 anzuschließen.

[or (iii) serves to connect the beneficiary to an efficient district heating and cooling system in accordance with Article 26(1) of Directive (EU) 2023/1791]"

Zu Rz. 79 ff.:

Die Anforderung, dass eine geförderte Anlage oder Ausrüstung 36 Monate nach Erteilung der Förderzusage in Betrieb gesetzt werden muss, ist zu knapp bemessen. Damit würden noch nicht immissionsschutz- oder baurechtlich genehmigte Projekte faktisch von der Förderung ausgeschlossen. Für komplexe industrielle Dekarbonisierungsprojekte ist von einer erheblich

höheren Planungs- und Bauzeit auszugehen, insbesondere in Fällen, in denen die Umrüstung der Anlage in planmäßigen Stillstandszeiten erfolgen soll oder wenn für die Maßnahme zusätzliche Maßnahmen für die erstmalige Errichtung von oder den Anschluss an Energieinfrastruktur wie Gas-, Wasserstoff- oder Stromnetze erforderlich werden, deren Ausbau in der Regel nicht vom Projektnehmer verantwortet werden.

Zu Rz. 80:

Es bedarf außerdem der Klarstellung in Rz. 80, dass Sanktionen nur für die Überschreitungen von Fristen oder Schwellenwerten festzulegen sind, soweit diese in der Verantwortung des Projektnehmers liegen.

Rz. 86:

Buchstabe b (ii) sollte ergänzt werden: Die Anforderung einer 40%-THG-Reduktion für Nicht-ETS-Anlagen bezieht sich auf die Emissionssituation einer **bestehenden** Anlage vor der Investition. In Analogie zu Buchstabe b (i) dritter Spiegelstrich ist eine angemessene Regelung für **neue** Nicht-ETS-Anlagen an einem neuen Standort zu ergänzen.

If you consider that the prioritisation of technologies for decarbonisation of industrial heat in this section on decarbonisation and energy efficiency is not appropriate (see point (73)), please explain and provide evidence for other criteria you would consider more appropriate.

Im Sinne der Technologieoffenheit sollte auf die Nennung bestimmter Technologiepfade verzichtet und deren Wahl den Marktteilnehmern überlassen werden. Konkret sollten auch Wasserstoff inkl. CO₂-armem Wasserstoff zur Produktion von Prozesswärme förderfähig sein und auf technologiespezifische Energie- und THG-Einsparvorgaben verzichtet werden.

For aid schemes covering investments relying wholly or partly on the use of hydrogen, section 5, point (82), the new framework takes into account the fact that Article 22a of Directive (EU) 2018/2001 on the promotion of the use of energy from renewable sources (RED) establishes targets for renewable fuels of non-biological origin (RFNBO) for hydrogen in industry. The draft framework does so by laying down a minimum share of renewable hydrogen calculated by reference to the average share of electricity from renewable sources in the Member State concerned, as such project-level contribution to meeting national targets

established by EU law is considered a positive effect in the balancing exercise under Article 107(3)(c) TFEU.

If you consider that the scope for aid for investments for industrial use of hydrogen should be defined differently, please provide justification and any available evidence for the scope of projects for which you consider that State aid for other types or combinations of hydrogen is required.

Die Anforderungen an den ausschließlichen bzw. überwiegenden Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff sind dahingehend zu modifizieren, dass auch unternehmensintern anfallender Wasserstoff, der als Nebenprodukt hergestellt oder aus Nebenprodukten gewonnen wird, in den geförderten Projekten unbeschränkt zum Einsatz kommen kann, um bestehende oder geplante integrierte Prozessketten nicht zu beeinträchtigen. In Analogie zu Artikel 22a (1) Unterabsatz 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 sollte solcher Wasserstoff bei der Bestimmung des EE-Anteiles nicht berücksichtigt werden.

Der vorgeschlagene Mindestanteil an erneuerbarem Wasserstoff soll sich am EE-Anteil des Stromnetzes des Mitgliedstaates zwei Jahre vor dem jeweiligen Betriebsjahr richten und mit einem pauschalen Aufschlag von 10 Prozent versehen werden. Eine solche Regelung ist nicht sachgerecht, da der Projektnehmer keinen signifikanten Einfluss auf die Entwicklung des EE-Anteils des Netzstrom seines Mitgliedstaates hat und Unternehmen in Ländern mit einem hohen EE-Stromnachteil pauschal benachteiligt würden. In vielen Ländern wäre der Einsatz von Low Carbon Hydrogen schon in den frühen Dreißigerjahren faktisch ausgeschlossen. Die Anforderung, dass der Anteil des erneuerbaren H₂ dem durchschnittlichen EE-Anteil im Strommix (zuzüglich eines Aufschlags von 10%) eines Mitgliedstaats entsprechen muss, führt dazu, dass Dekarbonisierungsprojekte kohlenstoffarmen Wasserstoff nur zu einem geringen Teil einsetzen können. Im Sinne der Ziele aus dem Clean Industrial Deal braucht es hier ermöglichende Bedingungen, um Projekte bezahlbar und umsetzbar zu machen. Zudem ist die Frage von Erfüllungsoptionen zu klären. Gerade der Bezug aus dem Kernnetz, wirft dahingehend Fragen auf, da die Anteile von RFNBO-konformem Wasserstoff bei Netzbezug hier nicht ausreichen werden.

Der projektspezifische Mindestanteil an erneuerbarem Wasserstoff sollte nicht zur Anwendung kommen, wenn der betreffende Mitgliedstaat die Zielvorgaben für den Einsatz von RFNBOs in der Industrie für die Jahre 2030 und 2035 nach Artikel 22a (1) Unterabsatz 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 nachweislich einhält.

If you consider that the zero indirect emissions presumption for electrification projects in this section on decarbonisation and energy efficiency is not appropriate (see point (98)), please explain and provide evidence for an alternative presumption you would consider more appropriate.

Zu Kapitel 5.4 (98) und 5.5 (111):

Die Kriterien für die Nicht-Berücksichtigung der Vorkettenemissionen von Strom sollten nicht kumulativ („any of the following conditions“), sondern alternativ („at least one of the following conditons“) zur Anwendung kommen.

If you consider that the safe harbour for natural gas based projects in this section on decarbonisation and energy efficiency is not appropriate (see point (101)), please explain and provide evidence for an alternative presumption you would consider more appropriate.

Rz. 101 (a) setzt voraus, dass ein zukünftiger Betrieb mit Wasserstoff oder anderen erneuerbaren Gasen “ohne wesentliche Zusatzinvestitionen” möglich ist. Eine solche Anforderung ist nachvollziehbar, der unbestimmte Rechtsbegriff lässt jedoch breiten Interpretationsspielraum. Dies kann sinnvoll sein, da bei Umrüstungen u.U. technische Unsicherheiten bestehen, die eine Einzelfallbetrachtung auch in einem vereinfachten Genehmigungsverfahren erfordern.

The draft framework allows to provide support for investment costs related directly to the achievement of the greenhouse gas emission savings or energy efficiency. Such support for these investment costs does not cover production capacity increases, but it also does not prevent companies from proceeding at the same time with capacity increases insofar as the increases are not financed by State aid under the decarbonisation section. This is without prejudice to the compatibility of aid for such capacity increases under other sections of the framework, other frameworks or the Treaty. For simplification reasons, the draft framework nevertheless allows increases of capacity up to 5% without having to differentiate between costs for decarbonisation and those related to capacity increases (see point (103)). Do you think the 5% flexibility margin proposed to be appropriate? If not, please substantiate your view with concrete evidence and data.

(...)

➤ **Aid to ensure sufficient manufacturing capacity in clean technologies**

Please provide any comments specific to section 6 of the draft framework ("Aid to ensure sufficient manufacturing capacity in clean technologies").

Die Einführung eines Clawback- Mechanismus kann nicht zu einer Umkehrung der Risikoallokation führen. Die Förderung zielt darauf ab, dass Technologien in den Markt geholfen wird, die über marktübliche Finanzierungsbedingungen nicht finanzierbar wären. Der Clawback-Mechanismus, welcher eine Bonitätsbereitstellung für den in (b) angegebenen Zeitraum nach sich zieht, torpediert das eigentliche Ziel von Förderung. Wenn ein Clawback- Mechanismus eingeführt wird, dann dürfen ausschließlich die Mittel, welche als Vorfinanzierung bereitgestellt werden, betroffen sein.

Während Kapitel 6 in Rz. 122 (a) die Herstellung von Elektrolyseuren bei den förderfähigen Technologien nennt, sind auch hier Anlagen zur Erzeugung von CO₂-armem Wasserstoff nicht berücksichtigt. Im Sinne der Technologieoffenheit und des angekündigten Pragmatismus der EU-Kommission hinsichtlich der Farben von Wasserstoff sollte diese Liste entsprechend um Reformierungsanlagen (insbesondere autotherme Reformierung, ATR) ergänzt werden, sofern diese mit einer CO₂-Abscheideanlage kombiniert werden, um CO₂-armen Wasserstoff herzustellen.

The list of clean technologies in point (122) eligible for manufacturing aid should be defined by reference to identifiable market failures in ensuring resilient supply of such technologies. Please indicate whether you consider that the scope for aid for clean tech manufacturing equipment and components activities under section 6 should be aligned with the scope of the corresponding section of the Temporary Crisis and Transition Framework (as set out in the draft for consultation of stakeholder views), with the scope of the Annex of the Net Zero Industry Act, or with some other sub-set of such technologies. Please provide justification and any available evidence for the scope of projects for which you consider that State aid for additional manufacturing capacity is required.

Zu Rz. 122:

Die Liste der „clean technologies“ sollte durch Verweis auf Artikel 4 Abs. 1 Regulation - EU - 2024/1735 - EN - EUR-Lex (NZIA) definiert sein, da sie ein vollständigeres Bild bzgl. der verschiedenen Komponenten zur Dekarbonisierung des Energiesystems abbildet und unter anderem auch Wärmenetze adressiert.

(...)

➤ **Aid to reduce risks of private investments**

Please provide any comments specific to section 7 of the draft framework ("Aid to reduce risks of private investments in renewable energy, industrial decarbonisation, clean technology manufacturing and energy infrastructure").

Zu Rz. 149:

BDEW bewertet die vorgeschlagenen Maßnahmen positiv. Dass die Beihilfe in Form von Eigenkapital, Darlehen (einschließlich nachrangiger Darlehen) und/oder Garantien gewährt wird, die einem speziellen Fonds oder einer Zweckgesellschaft (SPV) zur Verfügung gestellt werden, welche das Portfolio der förderfähigen Projekte halten wird, ist zu begrüßen. Wir merken allerdings an, dass der individuelle Garantiebedarf in bestimmten Fällen länger als 10 Jahre sein kann. Investitionen in die Energieinfrastruktur sind sehr langfristige Investitionen. Wir plädieren daher hier für eine Verlängerung auf 15 Jahre.

Zu Rz. 150:

Positiv ist, dass Beihilfen nach diesem Abschnitt mit Beihilfen aus anderen Abschnitten dieser Mitteilung für dasselbe Projekt kumuliert werden können.

Allerdings muss zum einen klargestellt werden, dass die Obergrenze von 100 Mio. EUR pro Projekt und nicht für den gesamten Fonds gilt. Zudem muss diese Obergrenze erhöht werden. Energieinfrastrukturinvestitionen liegen häufig über 100 Mio. EUR, beispielsweise bei Netzinvestitionen. Die Grenze sollte auf 300 Mio. EUR erhöht werden.

Zu Rz. 154:

zu (a): Wir bewerten es positiv, dass First-Loss-Schutz gewährt werden kann. Im Entwurf wird der Schutz aber auf maximal 15 Prozent begrenzt. Dieser Wert sollte erhöht werden, um privates Kapital anzureizen. Wir schlagen einen Wert von 30 Prozent vor.

Zudem sollte korrespondierend die Prämie abgesenkt werden, um mehr privates Kapital anzureizen. Der Wert sollte abgesenkt werden von 25 Prozent auf 15 Prozent.

Zu (b) Zur Erhöhung der Investorenmotivation schlagen wir hier eine Verteilung zwischen privatem Investor und Staat von 50 Prozent zu 50 Prozent vor. Der Wert bei den privaten Investoren sollte also von 25 Prozent auf 50 Prozent erhöht werden und der Wert des Staates von 75 Prozent auf 50 Prozent gesenkt werden.

Do you agree that the inclusion of aid to investors in energy infrastructure projects as foreseen in point (146) is necessary?

Yes