

Berlin, 26. Juli 2021

**bdeu**  
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e. V.**  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# Kommissionsentwurf für neue Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL/CEEAG)

Kommentierung des Konsultationsentwurfs  
der Europäischen Kommission vom 7. Juni 2021

Transparenzregister-Nr.: 20457441380-38

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

## Inhalt

1	Vorbemerkungen.....	3
2	Executive Summary .....	3
3	Allgemeine Anmerkungen (Kapitel 2., 3., 5. und 7.).....	5
3.1	Definitions (Kapitel 2.4).....	5
3.2	Compatibility Assessment (Kapitel 3.) .....	7
3.3	Applicability (Kapitel 7.) .....	9
3.4	Public Consultation .....	9
4	Aid for the reduction and removal of greenhouse gas emissions including through support for renewable energy (Kapitel 4.1.) .....	10
5	Aid for the improvement of the energy and environmental performance of building (Kapitel 4.2.) .....	17
5.1	Scope and supported activities (Kapitel 4.2.2) .....	17
5.2	Incentive effect (Kapitel 4.2.3).....	18
5.3	Proportionality (Kapitel 4.2.4.2).....	18
5.4	Avoidance of undue negative effects on competition and trade and balancing (Kapitel 4.2.4.2) .....	18
6	Aid for clean mobility (Kapitel 4.3.).....	19
6.1	Förderung der Gasmobilität.....	19
6.2	Förderung der Elektromobilität .....	20
7	Aid for environmental protection in the form of reductions in taxes or parafiscal levies (Kapitel 4.7.2) .....	21
8	Aid for the security of energy supply (Kapitel 4.8).....	22
9	Aid for energy infrastructure (Kapitel 4.9.) .....	25
10	Aid for district heating or cooling (Kapitel 4.10.) .....	26
11	Aid in the form of reductions from electricity levies for energy-intensive users (Kapitel 4.11.) .....	29
12	Aid for coal, peat and oil shale closure (Kapitel 4.12.).....	30
13	Anlage: BDEW-Änderungsvorschläge.....	34

## 1 Vorbemerkungen

Das Europäische Klimagesetz (2021/1119/EU) verpflichtet die Europäische Union zur Verringerung der Treibhausgas-Emissionen bis 2030 um mind. 55 Prozent (ggü. 1990) sowie zur Klimaneutralität bis 2050. Einige Mitgliedstaaten – wie beispielsweise Deutschland – haben sich sogar noch ambitioniertere Klimaziele gesetzt. Diese **Transformation wird massive Investitionen und Innovationen in sehr kurzer Zeit von den Wirtschaftsteilnehmern erfordern**, die den **Einsatz auch staatlicher Mittel** notwendig machen. Dies betrifft in besonderem Maße den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Vor diesem Hintergrund unterstützt der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)** ausdrücklich das Vorhaben der Europäischen Kommission, die EU-Beihilfevorschriften an die damit verbundenen (neuen) Herausforderungen anzupassen. Die neuen Leitlinien über staatliche Beihilfen für Klima, Umweltschutz und Energie (KUEBLL) legen mit ihrem Geltungsbereich, beginnend ab 2022, die Grundlagen für den Einsatz staatlicher Mittel zur Erreichung der Ziele des European Green Deal und für die Transformation hin zu einer CO<sub>2</sub>-neutralen Wirtschaft in Europa.

## 2 Executive Summary

Der vorliegende und zur Konsultation stehende Kommissionsentwurf der neuen EU-Beihilfeleitlinien ist nach Ansicht des BDEW **grundsätzlich zu begrüßen**, da er neue Beihilfekategorien für Bereiche einführt, die einen wichtigen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele leisten bspw. saubere Mobilität, neue Beihilfeinstrumente wie “Contracts for Difference” anerkennt sowie den Mitgliedstaaten generell mehr Freiheiten für die Unterstützung von Maßnahmen zur Erreichung der Klimaziele gibt.

Dennoch ist der BDEW auch der Meinung, dass der Kommissionsentwurf an einigen Stellen noch **Verbesserungsbedarf** aufweist, um eine bessere und vor allem weniger aufwendige Anwendbarkeit der Leitlinien durch die Mitgliedstaaten zu ermöglichen sowie Inkonsistenzen hinsichtlich anderer EU-Regelungen zu vermeiden, beispielsweise:

- › Die Leitlinien dürfen wegen der erheblichen Anstrengungen, die Europa unternehmen muss, die **Hürden für Beihilferegulungen nicht zu hochlegen**. Dies betrifft inhaltliche Anforderungen gleichermaßen wie formal-verfahrensrechtliche (öffentliche Konsultationen, Begründungsaufwand, Nachweis der CO<sub>2</sub>-Einsparungen). In diesem Sinne müssen auch langwierige Prüfverfahren vermieden werden, indem diese beispielsweise mit einer Fristvorgabe versehen werden und von den Möglichkeiten verkürzter Verfahren Gebrauch gemacht wird. Ansonsten besteht die Gefahr, den ambitionierten Zielpfad nicht darstellen zu können. Auch verfahrensbedingte zeitliche Verzögerungen beeinträchtigen die Zielerreichung unter Umständen erheblich.

- › Die Leitlinien sollten im **Einklang mit den Zielen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II)** auch zukünftig die notwendige staatliche Unterstützung ermöglichen, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien in der EU weiter voranzutreiben und dabei die Notwendigkeit einer Diversifizierung der Energiequellen zu berücksichtigen. Zu vermeiden sind dabei Vorgaben zur endogenen Reduzierung in Ausschreibungen, die den EE-Ausbau ausbremsen oder ein grundsätzlicher Förderausschluss für Anlagen zu Zeiten, wenn diese weniger CO<sub>2</sub>-produzierende EE-Stromerzeugung verdrängen würde.
- › Die Leitlinien müssen die wichtige Doppelfunktion der **KWK-Anlagen** auf Gasbasis angemessen berücksichtigen, insbesondere auch aufgrund des Beitrags zum Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland. Aktuelle Studien zeigen eine sehr große Anzahl an zusätzlich benötigten Gas-KWK-Anlagen, um den Kohleausstieg zu bewältigen. Für Deutschland ist damit elementar, dass das deutsche KWKG in seiner Grundstruktur mit einer Betriebsförderung erhalten bleiben kann. Bisher findet die Förderung von KWK-Anlagen zwar in den Abschnitten 4.1. und 4.10. Erwähnung, beide Abschnitte werden den spezifischen Anforderungen an deren Förderung allerdings noch nicht gerecht. Insbesondere vor dem Hintergrund des wichtigen Beitrags zur Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen erscheint es nach Ansicht des BDEW daher konsequent und sachgerecht, die KWK-Förderung in Abschnitt 4.10. anzusiedeln und zu ergänzen.
- › Die Leitlinien müssen berücksichtigen, dass auch **Investitionen in Technologien** gebraucht werden, die die **Brücke** zur sukzessiven Dekarbonisierung schlagen. Es ist also nicht ausreichend, das Zielbild mit Maßnahmen zu unterlegen, sondern auch die Brücke dorthin. Hierbei ist insbesondere auch der Auf- und Umbau von KWK-Anlagen auf Gasbasis („carbon-neutral fuel-ready“) zu nennen, die in Deutschland einen erheblichen Anteil zum Ausstieg aus der Kohleverstromung beitragen werden müssen.
- › Die Leitlinien müssen angesichts der Bedeutung von Wasserstoff für die Erreichung der Klimaziele sicherstellen, dass alle **klimaneutralen Gase (erneuerbar oder CO<sub>2</sub>-arm) grundsätzlich förderfähig** sind.
- › Die Leitlinien sollten von einer Verknüpfung mit den Kriterien für nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten der **EU-Taxonomie-Verordnung (2020/852/EU)** absehen, da ansonsten die Gefahr besteht, dass neue oder vom bestehenden Fachrecht abweichende Anforderungen über die Beihilferegeln eingeführt werden.
- › Die Leitlinien sollten sich **in keinem Fall explizit in Widerspruch zu einschlägigem EU-Sekundärrecht** setzen. Die Mitgliedsstaaten werden sonst unterschiedlichen Normbefehlen ausgesetzt, was es Ihnen unmöglich macht, sich rechtskonform zu verhalten. Beispielhaft

sind hier Widersprüche der Leitlinien zur RED II zu nennen (z. B. Entschädigung bei EE-Abregelungen). Kapazitätsmechanismen beurteilen sich im Übrigen nach den Vorgaben der Verordnung (EU) 2019/943.

- › Die Leitlinien sollten nicht über die **Anforderungen der Strombinnenmarkt-Verordnung (2019/943/EU)** an Kapazitätsmechanismen hinausgehen, sondern diese abbilden. Kapazitätsmechanismen, deren einziger oder zumindest primärer Zweck die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist, dürfen nicht als Beihilfen qualifiziert werden. Dies gilt auch für die Netzreserve, deren Zweck die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ist.
- › Die Leitlinien erkennen richtigerweise das Erfordernis von staatlichen Ausgleichszahlungen für **ordnungsrechtliche Kraftwerksstilllegungen** an und betonen den Aspekt der Rechtssicherheit für alle Akteure. In der Umsetzung darf es dann aber keine nachträglichen Korrekturmechanismen geben und es müssen alle Folgekosten berücksichtigt werden.

Darüber hinaus soll im Folgenden konkret aufgezeigt werden, in welchen Bereichen nach Ansicht des BDEW noch Änderungsbedarf besteht.

### 3 Allgemeine Anmerkungen (Kapitel 2., 3., 5. und 7.)

Der BDEW möchte vorab darauf hinweisen, dass er die in der “Explanatory note” ebenfalls erwähnte Anpassung der **Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO)** komplementär zur Überarbeitung der Beihilfeleitlinien ausdrücklich unterstützt. Durch eine Erhöhung der Schwellenwerte sowie eine Ausweitung des Anwendungsbereichs der AGVO auf bestimmte Aktivitäten, die im Einklang mit den klima- oder digitalpolitischen Zielen der EU stehen und keinen signifikanten Einfluss auf den Wettbewerb im EU-Binnenmarkt haben, könnten für die Energiewende und die digitale Transformation wichtige Projekte von der Notifizierungspflicht ausgenommen und somit schneller realisiert werden<sup>1</sup>.

#### 3.1 Definitions (Kapitel 2.4)

- **EU-KMU-Definition**

Die uneingeschränkte Inbezugnahme der Empfehlung der Europäischen Kommission vom 6. Mai 2003 (ABI. L 124/36, 20.05.2003) zur Definition kleiner und mittlerer Unternehmen (KMU) ist abzulehnen. Insbesondere § 3 Absatz 4 des Anhangs 1 der EU-KMU-Definition ist für die notwendige

---

<sup>1</sup> [BDEW-Antwort auf die Konsultation zum Fahrplan für die Anpassung der AGVO, 01.04.2021.](#)

und gerechte Einbindung der Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft in Fördermechanismen ungeeignet.

Die überwiegende Mehrzahl der kleinen und mittleren Unternehmen in Deutschland, die nach Mitarbeiterzahl und Jahresumsatz oder Jahresbilanzsumme eigentlich die KMU-Definition erfüllen, gelten aufgrund ihrer kommunalen Beteiligung von mehr als 25 Prozent nicht als KMU im Sinne der Definition (§ 3 Abs. 4). Auch der vorliegende Kommissionsentwurf verweist erneut auf die KMU-Definition mit den genannten Folgen (siehe Rn. 18 Nummer 67 und 68). Damit würde ein Großteil der kleinen und mittleren Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft in Deutschland von den Möglichkeiten und Privilegierungen der Beihilfeleitlinien nicht profitieren können. Dies betrifft etwa Rn. 33c und Rn. 119 des Entwurfstextes sowie die unter den Punkten 4.3 und 4.4. der Explanatory Note explizit genannten „bonuses for SMEs“ im Rahmen der vorgesehenen Unterstützungen. Dies ist für die Erreichung der angestrebten Umweltziele, die mithilfe der Beihilfeleitlinien unterstützt werden sollen, kontraproduktiv, da ein Großteil der KMU der Branche hier nicht berücksichtigt ist. Die Potenziale der kommunalen Unternehmen, zu den Umweltzielen beizutragen, werden ohne Förderoptionen drastisch beschränkt.

Der BDEW spricht sich bereits seit vielen Jahren für eine **Reform der EU-KMU-Definition** aus. Solange eine Änderung der allgemeinen Definition nicht erfolgt ist, sollte in den Leitlinien für diese Problematik eine Lösung gefunden werden. So sollte der Verweis auf die oben genannte EU-KMU-Definition insoweit beschränkt werden, dass das Kriterium der kommunalen Beteiligung aus Art. 3 Abs. 4 des Anhang 1 der Empfehlung vom 6. Mai 2003 unberücksichtigt bleibt (bei unveränderter Berücksichtigung der anderen Kriterien bezüglich Mitarbeiterzahl, Jahresumsatz und Jahresbilanzsumme). Denkbar wäre auch, den Mitgliedstaaten für den Geltungsbereich der Leitlinien ausdrücklich die Möglichkeit zu eröffnen, das Kriterium der kommunalen Beteiligung unberücksichtigt zu lassen, um nationalen Besonderheiten Rechnung zu tragen. Diese Forderungen des BDEW stehen im Einklang mit der aktuellen Kommissionszusage, bei einzelnen anstehenden Gesetzesinitiativen jeweils Alternativen zur Definition zu prüfen. Dabei ist die seitens der Kommission am 6. Mai 2021 veröffentlichte [Studie zur Bewertung der Verwendung der EU-KMU-Definition in Artikel 8 \(4\) der Energieeffizienzrichtlinie \(EED\)](#) ausdrücklich zu begrüßen.

- **Definition von Gas/Wasserstoff**

Nach Ansicht des BDEW sollte in den gesamten Beihilfeleitlinien sichergestellt werden, dass **alle klimaneutralen Gase (erneuerbar oder CO<sub>2</sub>-arm) grundsätzlich förderfähig** sind. Eine Definition und Beschränkung auf „grünen Wasserstoff“ sollte im Rahmen der Beihilfeleitlinien vermieden werden, um keine Widersprüche in den rechtlichen Vorgaben zu erzeugen. Angesichts der Bedeutung des Wasserstoffs für die Erreichung der Klimaziele ist es problematisch, dass der Terminus „Wasserstoff“ bzw. „Gas“ im Kommissionsentwurf nicht immer einheitlich verwendet wird. So ist beispielsweise die Abgrenzung zwischen erneuerbarem Wasserstoff, CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff und

Wasserstoff ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht immer eindeutig, da zum Teil explizit "renewable hydrogen" erwähnt wird, während in anderen Abschnitten allgemein von "hydrogen" die Rede ist. Dasselbe gilt im Allgemeinen für erneuerbare und dekarbonisierte Gase. Dies betrifft u. a. auch die Definition für Gasinfrastruktur in Rn. 35 b) i), die zwar Fernleitungs- und Verteilnetze für Erdgas, Biogas und erneuerbare Gase, nicht aber für CO<sub>2</sub>-arme Gase anerkennt. Darüber hinaus sollten in den Definitionen für Gas- bzw. Wasserstoffinfrastruktur auch Leitungen für den Transport von Mischungen aus Erdgas und Wasserstoff bzw. anderen synthetischen Kraftstoffen ("blending") anerkannt werden, da durch Beimischung insbesondere in der Hochlaufphase für Wasserstoff ebenfalls signifikante THG-Minderungen erreicht werden können (im Detail siehe Anhang mit konkreten Änderungsvorschlägen).

### 3.2 Compatibility Assessment (Kapitel 3.)

#### Zu: Minimisation of distortions of competition and trade (Kapitel 3.2.1)

- **Endogene Reduzierung bei Ausschreibungen**

**Rn. 48:** Der BDEW lehnt das in Rn. 48 d) fixierte Instrument der „endogenen Reduzierung“ bei Ausschreibungen ab. Es kann nicht Mittel der Wahl sein, unterzeichneten Ausschreibungen zu begegnen, indem die auszuschreibenden Mengen reduziert werden. Denn dies gefährdet die hinter den Ausschreibungsmengen stehenden Zielpfade, beispielsweise im Ausbau der Erneuerbaren Energien. Im Vordergrund sollten vielmehr **Verbesserungen im Planungs- und Genehmigungsrecht** stehen, damit den Ausschreibungsvolumina auch eine angemessen gefüllte Projektpipeline gegenübersteht. Die „endogene Reduzierung“ führt hingegen in schwierigen Zeiten dazu, dass der **Wettbewerb und der Investitionswille weiter geschwächt** statt gestärkt werden. So haben z. B. hohe Preise, die in den letzten Ausschreibungen für Windenergie-Projekte an Land in Deutschland erzielt wurden, eine lenkende Wirkung auf die Entwicklung zusätzlicher Windenergie-Projekte an benachteiligten Standorten. Diese Anlagen sind wirtschaftlich auf eine Bezuschlagung nahe dem Höchstpreis angewiesen. Die Planung dort wird aber nicht stattfinden, wenn absehbar ist, dass die Wahrscheinlichkeit sinkt, dass ein an den Höchstpreis angenähertes Gebot bezuschlagt wird.

- **Vermeidung von Doppelanreizen in Folge unterschiedlicher Förderregelungen in den Mitgliedstaaten**

In Erwägungsgrund 123 der Richtlinie (EU) 2018/2001 wird ausdrücklich klargestellt, dass mit Blick auf den immer stärkeren grenzüberschreitenden Handel von erneuerbaren Gasen sowohl die Europäische Kommission als auch die Mitgliedstaaten die ordnungsgemäße Anrechnung von Energie aus erneuerbaren Quellen gewährleisten und Doppelanreize infolge unterschiedlicher Förderregelungen in den einzelnen Mitgliedstaaten verhindern müssen.

Folgerichtig sollte diese Anforderung auch in den Beihilfeleitlinien stärker als bislang (Abschnitt 3.2. und Rn. 100) verankert werden, um mögliche Preisverzerrungen und Überkompensationen durch nicht-harmonisiertes und unkontrolliertes Zusammenspiel von staatlichen Beihilferegelungen verschiedener Mitgliedstaaten entsprechend zu kontrollieren und zu vermeiden. Die fehlende Harmonisierung der Beihilferegelungen und der unkontrollierte grenzüberschreitende Handel von subventionierten erneuerbaren Gasen zwischen einigen EU-Mitgliedstaaten (Dänemark, Schweden, Niederlande) führen momentan noch zu wettbewerbsverzerrenden Effekten und doppelten Subventionen. Eventuelle wettbewerbliche Effekte im Hinblick auf die Förderung von erneuerbaren Gasen und andererseits gleichzeitiger Ausstellung von Herkunftsnachweisen von Mitgliedsstaaten müssen überprüft werden.

- **Vermeidung negativer Effekte bei der Förderung von Übergangstechnologien**

**Rn. 65** schränkt die Möglichkeit zur Förderung von Übergangstechnologien mit kurzfristigen Vorteilen ein, sofern diese mittel- bis langfristig nicht mit den EU-Klimazielen im Einklang stehen („*limited transitory benefit*“). Während diese Einschränkung grundsätzlich sinnvoll ist, sollten hierbei stets die weiteren Dekarbonisierungsmöglichkeiten dieser Technologien mitberücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für gasbasierte Energieerzeugung sowie Gasinfrastruktur, die künftig über den Betrieb mit klimaneutralen Gasen im Einklang mit dem Ziel der Klimaneutralität vollständig dekarbonisiert werden können (vgl. dazu auch Rn. 110, 326 und 348).

- **Kriterien für nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten**

Unter 3.3 verweisen die Leitlinien auf die **Kriterien für nachhaltige Wirtschaftstätigkeiten** der EU-Taxonomie-Verordnung (2020/852/EU). In der von der Kommission vorzunehmenden Abwägung der positiven Wirkungen einer Beihilfe mit den negativen Folgen soll nach Rn. 69 den Kriterien besondere Aufmerksamkeit beigemessen werden. Dies ist nach Ansicht des BDEW abzulehnen, da ansonsten die Gefahr besteht, dass neue oder vom Fachrecht abweichende Anforderungen in den Beihilferegeln eingeführt werden. Zudem ist zu beachten, dass die für die Einordnung von Wirtschaftstätigkeiten ausschlaggebenden technischen Bewertungskriterien für einige Technologien möglicherweise vor Inkrafttreten der neuen Leitlinien am 1. Januar 2022 noch gar nicht abschließend feststehen. Es ist außerdem festzuhalten, dass die „do no significant harm“-Kriterien für einige Technologien unverhältnismäßig strikt (siehe Annex I, 4.5. Stromerzeugung durch Wasserkraft) und damit als Kriterium für die Feststellung keiner erheblichen Schädigung der Umwelt in den Beihilfeleitlinien nicht geeignet sind sowie, dass zum Teil die wichtige Rolle von Übergangstechnologien auf dem Weg zur Klimaneutralität noch nicht ausreichend anerkannt wird.

Vor diesem Hintergrund sollte klargestellt werden, dass die **“do no significant harm“-Kriterien** zwar zur Bewertung des Umwelteinflusses von Beihilfemaßnahmen herangezogen werden können, sie aber **nicht ausschlaggebend für die beihilferechtliche Genehmigung** von Maßnahmen sind.

### 3.3 Applicability (Kapitel 7.)

Die Leitlinien sollen **ab dem 1. Januar 2022** (Rn. 411) für alle **nach diesem Zeitpunkt angemeldeten** Beihilfen Anwendung finden (Rn. 413).

Rechtssystematisch fragwürdig ist die zusätzlich vorgesehene Pflicht, bestehende **Beihilferegelungen bis zum 31. Dezember 2023 an die neuen Leitlinien anzupassen** (Rn. 414(a)). Zwar erscheint es den Mitgliedsstaaten möglich, dieser Vorgabe nicht zuzustimmen (Rn. 414(b)), es bleibt aber unklar, welche Folgen eine solche Ablehnung hat. Die Regelung ist vollständig entbehrlich, denn es steht den Mitgliedsstaaten ohnehin selbstverständlich frei, ihre bestehenden Regeln vorzeitig an die neuen Vorgaben der Leitlinien anzupassen. Die **Bestandskraft bestehender Beihilfegenehmigungen** kann demgegenüber für die Dauer der erteilten Genehmigung rechtlich nicht einseitig durch die EU-Kommission durchbrochen werden. Das sollte unmissverständlich klargestellt werden.

**Rn. 415:** Die Leitlinien fixieren kein Enddatum, sondern stehen unter dem Vorbehalt jederzeitiger Anpassung. Im Grundsatz kann dem zugestimmt werden. Allerdings müssen die Entscheidungen der Kommission die für die Unternehmen notwendige **Planungs- und Investitionssicherheit** gewährleisten. Genehmigte Beihilfen müssen daher für einen ausreichenden und verlässlichen Zeitraum änderungsfest sein. Mit Blick auf den anspruchsvollen Zeithorizont für Investitionen und im Einklang mit den Zieldaten sollten Beihilfegenehmigungen in jedem Fall bis zum Jahr 2030 verlässlich sein.

Außerdem ist bei der Förderung von Erneuerbaren Energien Art. 6 der RED II zu beachten: Nach Art. 6 Abs. 2 der Richtlinie müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass die Höhe der für Projekte im Bereich erneuerbare Energie gewährten Förderung sowie die damit verknüpften Bedingungen nicht in einer Weise überarbeitet werden, die sich negativ auf die daraus erwachsenden Rechte auswirkt und die Rentabilität von Projekten, denen bereits Förderung zugutekommt, infrage stellt. Dies bedingt, dass **einmal auf Basis einer früheren Fassung genehmigte Beihilfen nicht ohne weiteres einer erneuten Überprüfung unterliegen können**. Die Überprüfung ist jedenfalls bei Investitionsbeihilfen auszuschließen, da die Investition normalerweise keinen nachträglichen Marktbezug hat.

### 3.4 Public Consultation

Es ist grundsätzlich positiv, dass das Erfordernis einer der Maßnahme vorgelagerten öffentlichen Konsultation nur für einzelne Bereiche vorgesehen ist. Gleichwohl sollten auch hier im konkreten Anwendungsfall stets die Vor- und Nachteile abgewogen werden dürfen.

Dort wo ein Mitgliedstaat Einzelfallmaßnahmen ergreift, erscheint das Erfordernis nachvollziehbar. In zentralen Regelungsfeldern (z. B. EEG und KWKG, aber auch bei Kapazitätsmechanismen)

sind aber umfassende gesetzgeberische Prozesse erforderlich, um Beihilferegelungen im politischen Wettstreit zu konfigurieren und zu verabschieden. Damit tritt die öffentliche Konsultation u. U. in **Konflikt mit dem parlamentarischen Prozess**, der bereits Transparenz und fachliche Auseinandersetzung mit Betroffenen beinhaltet. Deshalb sind die positiven Aspekte (ex ante Prüfung aller beihilferelevanten Aspekte, Einbeziehung von Alternativen, Transparenz) mit den negativen Aspekten (Zeitverlust und damit potenzielle Abwertung des nachgelagerten parlamentarischen Vorgehens, Verlust der Möglichkeit, rasch auf eine akute Bedarfslage einzugehen) abzuwägen. Insbesondere in Anbetracht des engen Zeithorizonts für die Umsetzung des European Green Deal sollten Hindernisse für die Realisierung von für die Erreichung der 2030- und 2050-Klimaziele notwendigen Maßnahmen vermieden werden.

Der BDEW empfiehlt deshalb solche Konsultationspflichten nur für eng definierte Ausnahmefälle einzuführen. Er sieht es als notwendig an, stets zu prüfen, ob mildere Mittel ein hinreichendes Maß an Transparenz und der Einbeziehung von Alternativen in den Entscheidungsprozess bewirken können. Die Beihilfeleitlinien benennen solche mildereren Mittel an einzelnen Stellen, aber nicht durchgängig:

- › Rn. 30 (b): “Member State must provide, as part of its State aid notification, a copy of the notice and a link to the website on which it was published or respective proof of its availability to the public;”
- › Rn. 171: “*ex ante* open public consultation or an independent market study“.

Dort wo das Fachrecht – wie z. B. im Fall von Kapazitätsmechanismen – dem Mitgliedstaat vor der Einführung solcher Instrumente detaillierte und ex ante zu erbringende Nachweispflichten auferlegt, sollten diese Verfahrensbestimmungen zusätzliche Anforderungen durch die Beihilfeleitlinien in jedem Fall verdrängen.

Auf diese Art und Weise können sowohl Mitgliedstaaten als auch die Europäische Kommission erste Erfahrungen mit diesem neuen Instrument sammeln und dessen Auswirkungen auf die Prüfung und Genehmigung von Beihilfen sowie die vorgelagerten nationalen Prozesse erprobt werden.

#### **4 Aid for the reduction and removal of greenhouse gas emissions including through support for renewable energy (Kapitel 4.1.)**

Die Schaffung einer neuen Beihilfekategorie, die neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien auch weitere Technologien zur THG-Reduktion umfasst, ist grundsätzlich zu unterstützen, da zur Erreichung des neuen EU-THG-Reduktionsziels für 2030 insbesondere hier enorme Anstrengungen unternommen werden müssen. Dabei muss nach Ansicht des BDEW allerdings auch berücksichtigt

werden, dass in einigen Fällen auch weiterhin technologiespezifische Maßnahmen notwendig bleiben werden.

- **Ermöglichung des Hochlaufs einer europäischen Wasserstoffwirtschaft**

Der Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft, wie von der Kommission in der EU-Wasserstoffstrategie in den Grundsätzen dargelegt, stellt nach Ansicht des BDEW einen zentralen Baustein für die Dekarbonisierung der Energieversorgung entlang der gesamten Wertschöpfungskette dar. Erneuerbarer Wasserstoff aus Wasserelektrolyse sowie CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff ist heute allerdings gegenüber CO<sub>2</sub>-intensiveren Formen des Wasserstoffs (grauer Wasserstoff) bei weitem noch nicht wettbewerbsfähig. Es ist daher wichtig, dass die neuen Beihilfeleitlinien die notwendige **finanzielle Unterstützung ermöglichen, die für den Hochlauf einer europäischen Wasserstoffwirtschaft notwendig sind**.

Es ist daher aus Sicht des BDEW überraschend, dass die Unterstützung des Hochlaufs einer europäischen Wasserstoffwirtschaft **keine explizite Berücksichtigung in Abschnitt 4.1.** findet. Zwar ist davon auszugehen, dass die Unterstützung von Projekten zur Herstellung von Wasserstoff als "innovative Technologie" von Rn. 83 d) erfasst wird. Um zu vermeiden, dass teils sehr kostenintensive Projekte zur Herstellung von erneuerbarem oder CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff unter den Leitlinien nicht die notwendige staatliche Unterstützung erhalten können, wäre es dennoch wünschenswert, wenn Maßnahmen zur Unterstützung des Wasserstoffhochlaufs, wie beispielsweise für die in der EU-Wasserstoffstrategie ausgedrückten Ziele (mind. 6 GW Elektrolyseleistung bis 2024 und mind. 40 GW bis 2030) explizit von der grundlegenden Anforderung der Technologieneutralität ausgenommen würden (vgl. Rn. 83a)). Dabei ist eine Abstufung der Fördersumme nach konkreter CO<sub>2</sub>-Vermeidung des entsprechenden Wasserstoffs vorstellbar.

- **Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse**

**Rn. 76/77:** Die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien für Biomasse aus der RED II als Fördervoraussetzung ist nachvollziehbar. Darüber hinaus gehende Anforderungen sind aus Sicht des BDEW nicht erforderlich. Dies gilt sowohl hinsichtlich der Vorgaben für Nachhaltigkeit wie sie in der RED II niedergelegt sind als auch hinsichtlich der dort festgelegten Schwellenwerte für die Anlagen. Insbesondere ist zu beachten, dass **weitergehende Maßgaben die Zielerreichung des Ausbaus Erneuerbarer Energien konterkarieren** können sowie dass das eigentliche Ziel der Leitlinien, nämlich die Verhinderung der Verzerrung von Wettbewerb innerhalb des EU-Binnenmarktes, konterkariert wäre.

- **Monitoring und Anpassungspflicht von Beihilfemaßnahmen**

**Rn. 80 und 84:** Die in Rn. 80 vorgesehene jährliche Monitoringpflicht der Mitgliedsstaaten mit der Verpflichtung, dass Beihilfen eingestellt werden, wenn sie nicht mehr benötigt werden, berück-

sichtigt die **Investitions- und Errichtungsdauern** von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nicht hinreichend, da diese grundsätzlich weit mehr als ein Jahr beträgt. Insbesondere auch in Kombination mit der Verpflichtung zur **Berücksichtigung des CO<sub>2</sub>-Preises im Rahmen des EU-EHS** (Rn. 79), der allerdings z. T. Schwankungen ausgesetzt sein kann, birgt diese Regelung das **Risiko erheblicher Planungsunsicherheiten**. Fußnote 52 zu Rn. 80 stellt zu Recht klar, dass langfristig gewährte Beihilfen nicht von der Überprüfung betroffen sind.

Die in Rn. 84 statuierte Pflicht, dass die Regeln für die **Förderfähigkeit fortlaufend überprüft werden** sollen, um sicherzustellen, dass die Gründe einer eingeschränkten Förderfähigkeit während der gesamten Laufzeit der jeweiligen Regelung weiterhin gelten, verstößt für den Bereich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gegen Art. 6 der Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (s. vorstehend unter „Applicability“). Hiernach müssen die Mitgliedstaaten gerade sicherstellen, dass die Höhe der für Projekte im Bereich erneuerbare Energie gewährten Förderung sowie die damit verknüpften Bedingungen nicht in einer Weise überarbeitet werden, die sich negativ auf die daraus erwachsenden Rechte auswirkt und die Rentabilität von Projekten, denen bereits Förderung zugutekommt, infrage stellt. Nach Ansicht des BDEW muss in Bezug auf die o.g. Vorgaben deshalb sichergestellt werden, dass bereits bewilligte Beihilfen von der Überprüfung unberührt bleiben und diese sich nur auf künftige Bewilligungen beziehen darf.

- **Technologien**

**Rn. 83:** Der BDEW begrüßt, dass Rn. 82 und 83 des Entwurfs die Technologieauswahl zur Treibhausgasminderung grundsätzlich zugunsten der Erneuerbaren Energien für zulässig erklärt. Die Erfahrungen seit 2017 mit den verschiedenen EE-Ausschreibungssegmenten haben jedenfalls ergeben, dass **technologiespezifische Ausschreibungen** unter den EE erforderlich sind, um Zubausteigerungen in den jeweiligen Technologien zu erreichen – speziell bei Solar und Wind. Ein alleiniges Abstellen auf die günstigsten Stromerzeugungskosten würde im EE-Segment jedenfalls eine vollständige Fokussierung auf die Stromerzeugung aus Wind- oder solarer Strahlungsenergie auf Freiflächen ergeben. Die dadurch bedingten erhöhten Anforderungen an die Flexibilisierung könnten nicht durch Strom aus flexibilisierter Biomasse ausgeglichen werden, weil die Stromgestehungskosten für diesen Strom teurer als bei Strom aus Windenergie sind. Zudem blieben ansonsten die erheblichen Zubau-Potentiale z. B. für Solarstrom auf Hausdächern ungenutzt.

Daher wäre es sinnvoll, bereits in Rn. 82 und 83 neben der reinen Fokussierung auf Treibhausgasminderung einen weiteren Schwerpunkt auf **„technologiespezifische Beiträge zu einem Gesamt-Elektrizitätssystem mit Schwerpunkt auf dargebotsabhängigen Energieträgern“** zu legen. Immerhin wurden die technologiespezifischen Ausschreibungen für die Stromerzeugung aus Erneuerba-

ren Energien in Deutschland, zuletzt auch die separaten Ausschreibungsverfahren für Aufdach-Solaranlagen bzw. Biomethananlagen, von der EU-Kommission mit Entscheidung vom [29. April 2021](#) beihilferechtlich genehmigt.

Der gemäß Rn. 83 e) angeführte Rechtfertigungsgrund für technologiespezifische Ausschreibungen, etwa zur Diversifizierung um eine Verschärfung von Problemen im Zusammenhang mit der Netzstabilität zu vermeiden oder um der Saisonalität der Erneuerbaren Energien gerecht zu werden, wird durch die zusätzliche Nachweispflicht im Hinblick auf marktbasierend zu beschaffende bzw. zu organisierende Funktionen zum Erhalt von Systemsicherheit und Netzwerkstabilität in der eingefügten Fußnote 55 eingeschränkt. In Art. 13 Abs. 4 der Verordnung (EU) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (BMVO 2019/943) sind entsprechende Nachweispflichten bereits angelegt. Eine zusätzliche Nachweispflicht im Rahmen der KUEBLL ist daher nicht erforderlich. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund damit verbundener zeitlicher Verzögerungen beim Ausbau Erneuerbarer Energien als negativ einzuordnen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass durch die nationalen Anforderungen an Erzeugungsanlagen und Speicher sowie den Netzbetrieb entsprechende Vorgaben hinreichend erfüllt sind. In Fußnote 55 ist der erste Satz zu streichen.

- **Konsultationspflicht für Mitgliedstaaten**

**Rn. 85:** Der BDEW lehnt die in Rn. 85 dargestellte, generelle und undifferenzierte Konsultationspflicht ab. Hierzu verweisen wir auf die vorstehenden Darstellungen zu „Public Consultations“. Der BDEW sieht jedenfalls keine Notwendigkeit für eine Konsultation, wenn sich eine staatliche Beihilfe an die Leitlinien hält oder aus sonstigem Grund genehmigungsfähig ist. Administrative Aufwände sollten durch die KUEBLL nicht unnötig erhöht werden.

- **Schwellenwerte für Erzeugungsanlagen**

**Rn. 92:** Gemäß Rn. 92 b) i) liegt der Schwellenwert für Erzeugungsanlagen, ab der die Förderhöhe durch Ausschreibungsverfahren ermittelt werden soll, bei **400 kW** und perspektivisch bei **200 kW** für Erzeugungsanlagen, die ab 2026 in Betrieb genommen werden. Die bisherigen Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien setzen den Schwellenwert bei Windenergieanlagen bei 3 MW und bei sonstigen EE-Anlagen bei 1 MW. Die **abgesenkten Schwellenwerte** im Leitlinien-Entwurf sind abzulehnen, da die danach unter die Ausschreibungspflicht fallenden Anlagen nicht notwendigerweise Marktrelevanz haben und die neu einzuführende Ausschreibungspflicht den generell fristgebundenen Ausbau von Erzeugungsanlagen erheblich verlangsamt und grundsätzlich im Konflikt mit der Erreichung des neuen Erneuerbare-Energien-Ziel für 2030 steht. Zudem ist die vorgenommene Bezugnahme auf Schwellenwerte nach Art. 5 VO 2019/943 sachlich nicht gerechtfertigt, weil dieser sich mit Bilanzkreisverantwortung befasst.

Hinzu kommt, dass eine immer weitere Absenkung der Schwellenwerte letztlich dazu führt, dass sich innerhalb derselben Ausschreibung verschiedene Segmente bilden, die mit unterschiedlichen Stromgestehungskosten um denselben Zuschlag konkurrieren. Dies verursacht unweigerlich eine Verzerrung der Ausschreibungsergebnisse zugunsten größerer Anlagen, die zu einem Minder-Zubau kleinerer Anlagen führt. Das ist beim deutschen EEG bereits erkennbar, da durch das EEG 2021 ein Förderzuschlag für ausschreibungspflichtige Klein-Biomasseanlagen von 150 bis 500 kW von 0,5 Cent/kWh eingeführt werden musste (beihilferechtliche Genehmigung der Kommission vom 29. April 2021), damit diese Anlagen im Zuge derselben Ausschreibung mit größeren und großen Anlagen konkurrieren konnten.

Daher müssen die Schwellenwerte für eine Ausschreibungspflicht in den Leitlinien entweder auf bisherigem Stand beibehalten werden, oder bei einer weiteren Absenkung durch Maßnahmen begleitet werden, die innerhalb der Leitlinien vorgegeben werden und die eine Verzerrung der Ausschreibungen zu Lasten von z. B. kleineren Anlagen verhindern.

- **Betriebsbeihilfen für Biogas**

**Rn. 96:** Hiernach soll bei Betriebsbeihilfen zur Unterstützung von Biobrennstoffen oder Biogas die Beihilfe die Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und dem Marktpreis nicht übersteigen dürfen. Wenn das Förderregime des Mitgliedsstaates allerdings gerade für **kleine Anlagen** einen Verkauf des Stroms an den Netzbetreiber gegen Zahlung der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung zulässt, wie z. B. in Deutschland, ist eine solche Fördergestaltung nicht praktikabel. Daher sollte hier eine bislang entsprechend für kleine und Bestandsanlagen von der EU-Kommission akzeptierte Ausnahme zugelassen werden.

**Neue Rn. (96a):** Rn. 301 (Abschnitt 4.8., "Security of energy supply") enthält richtigerweise die Vorgabe in erster Linie alternative Wege zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Betracht zu ziehen, wie der Abbau von regulatorischen Hürden für grenzüberschreitendem Handel (*„removing barriers for cross-border trade“*). Eine vergleichbare Anforderung für den von Hindernissen für einen grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbaren Gasen sollte nach Ansicht des BDEW nach oder in Rn. 96 ergänzt werden.

Momentan gibt es regulatorische Hürden, die den grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbarem Methan erschweren. Trotz des Urteils des Europäischen Gerichtshofs aus dem Jahr 2017 setzen mehrere EU-Mitgliedstaaten weiterhin Einfuhrbeschränkungen um, die nicht nur den aktuellen grenzüberschreitenden Biomethanfluss, sondern auch künftig Power-to-Gas- und Wasserstoff-Flüsse gefährden können. Eine rechtliche Klarstellung, wie Treibhausgasemissionsziele und die Ziele für erneuerbare Energien beim grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbaren Energien berücksichtigt werden, sollte erfolgen.

- **Angaben zu CO<sub>2</sub>-Einsparungen**

**Rn. 98:** Im Sinne der Verbesserung der Transparenz und damit der Akzeptanz von Beihilfemaßnahmen unterstützt der BDEW die Anforderung, künftig Angaben zu den CO<sub>2</sub>-Einsparungen pro Beihilfemaßnahme machen zu müssen. Es ist allerdings ebenfalls richtig, dass die dadurch erzielten Ergebnisse nicht als Kriterium für die Gewährung von Beihilfen herangezogen werden muss, da die absolute CO<sub>2</sub>-Minderung einer Maßnahme nicht zwingendermaßen eine Aussage über die Wichtigkeit dieser Maßnahme für die Dekarbonisierung trifft. Auch weniger CO<sub>2</sub>-intensive Prozesse mit entsprechend geringerem Einsparpotenzial müssen dekarbonisiert werden.

- **Erstmalige Berücksichtigung des Prinzips der Energiesystemintegration**

**Rn. 102:** Hiernach sollen Beihilfeempfänger auch **Risiken wie z. B. hinsichtlich Brennstoffknappheit, Elektrizitätsüberproduktion oder Netzengpässen** ausgesetzt werden, wenn sie zu deren Management beitragen können. Der BDEW begrüßt den Umstand, dass die Kommission damit erstmals in den europäischen Beihilfeleitlinien das Prinzip der Energiesystemintegration berücksichtigt und festschreibt, dass Empfänger von geförderten Maßnahmen in dem Maße für die Auswirkungen der Systemintegration auf das Stromnetz oder die Abregelung von Erneuerbaren Energien Rechnung tragen sollen, in dem sie für dessen Verursachung verantwortlich sind.

- **Berücksichtigung von Marktpreisvariationen durch Beihilfen**

**Rn. 104:** Hiernach soll die Beihilfe hinreichende Anreize setzen, auf Preissignale am Markt reagieren zu müssen: So sollen Beihilfeempfänger Marktpreisvariationen und -risiken ausgesetzt werden, weshalb ein Stromangebot unter Grenzkosten nicht angereizt werden soll und Beihilfen nicht für die Stromerzeugung zu Zeiten negativer Marktpreise gewährt werden sollen. Fußnote 62 setzt für die beschriebenen Maßgaben einen Schwellenwert, wonach diese nicht unter dem Schwellenwert für „kleine EE-Anlagen“ nach § 5 Art. 5 VO 2019/943 anzuwenden sein soll, also grundsätzlich unter 400 kW, bei ab 1.1.2026 in Betrieb genommenen EE-Anlagen dann unter 200 kW.

Die Grenzwerte für EE-Anlagen für die Vorgaben nach Rn. 104 lagen bislang bei 500 kW und 3 MW (Wind). Der BDEW lehnt eine weitere Absenkung der Schwellenwerte für die Vorgaben in Rn. 104 gegenüber den bisherigen Leitlinien aus den gleichen Gründen wie vorstehend unter Rn. 92 ab. Kleinanlagen im Segment zwischen 200 kW bis 500 kW sind nicht hinreichend marktrelevant. Für KWK-Anlagen ist in Bezug auf die Maßgaben aus Rn. 104 außerdem zu beachten, dass die Grenzkosten für die Energieerzeugung durch die Wärmeerzeugung bestimmt werden. Daher erscheint die Vorgabe für KWK-Anlagen – unabhängig von deren Größe – kaum umsetzbar.

- **Förderinstrumente**

**Rn. 103:** Es ist zu begrüßen, dass die Kommission neue Förderinstrumente zur Umsatzstabilisierung von klimafreundlichen Technologien, wie **“Contracts for Difference”**, explizit im Entwurf der

Leitlinien anerkennt. Gleichzeitig ist es auch richtig, keine Vorgaben hinsichtlich der Nutzung bestimmter Förderinstrumente zu machen, da bei der Auswahl der Instrumente zur staatlichen Unterstützung des Ausbaus von Erneuerbaren Energien beispielsweise zwischen unterschiedliche Beihilfemaßnahmen für unterschiedliche Energieformen am besten geeignet sind. **“Carbon Contracts for Difference”** können unter Umständen ein wichtiges Instrument zur Dekarbonisierung von bestimmten Industrien sein. Daher sollten sie auch angewandt werden können, ohne dass zwingend ein Nachweis geführt werden muss, der den höheren Nutzen gegenüber einer reinen CapEx-Förderung belegt, sofern dabei eine Überkompensation vermieden wird. Gerade die hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in vielen Sektoren der Industrie führen dazu, dass eine reine Förderung von Investitionen nicht ausreichend für eine wirkungsvolle Dekarbonisierung ist.

**Betriebsbeihilfen** sind für viele Investitionen z. B. bei der **KWK** eine geeignete Form der finanziellen Unterstützung. Die Flexibilität der Mitgliedstaaten, nationale Förderregelungen zu gestalten, die auch "Betriebsbeihilfen" beinhalten, sollte im Text klargestellt werden.

Gerade in Deutschland ist dies sehr relevant und aktuelle Studien zeigen eine sehr große Anzahl an zusätzlich benötigten Gas-KWK-Anlagen (climate neutral ready), um den Kohleausstieg zu bewältigen. Für Deutschland ist damit elementar, dass das deutsche KWKG in seiner Grundstruktur mit einer Betriebsförderung erhalten bleiben kann (siehe auch Kommentare zu Punkt 6 "Aid for district heating and cooling").

- **Vermeidung der Verdrängung von CO<sub>2</sub>-ärmeren Erzeugungsarten**

**Rn. 107 und 108:** Hiernach ist eine EE- oder KWK-Förderung zu Zeiten verboten, wenn diese weniger CO<sub>2</sub>-produzierende EE-Stromerzeugung verdrängen würde. Dies beträfe auch die Stromproduktion aus Biomasse im Vergleich zu solcher aus Wind und solarer Strahlungsenergie. Der **BDEW lehnt diese Verpflichtung aus mehreren Gründen ab:** Zum einen ist der hiermit einhergehende **Förderausschluss praktisch gar nicht handhabbar**. Es ist insbesondere unklar, in welchem räumlichen Betrachtungsraum eine solche Verdrängung stattfinden könnte: dasselbe Netzgebiet, dieselbe Regelzone oder EU-weit. Wenn die Regelung weiter gehen würde als dasselbe Netzgebiet, könnte dies gar nicht zeitgleich überwacht werden.

Außerdem müssen flexibler laufende Biomasse- und KWK-Anlagen die Stromerzeugung aus Wind und solarer Strahlungsenergie aus Gründen der **Netz- und Systemstabilität** gerade begleiten, und nicht miteinander konkurrieren (siehe vorstehend zu Rn. 83). Nicht ohne Grund hat die Europäische Kommission auch insoweit die technologiespezifischen Ausschreibungen im EEG 2021 in ihrer [Entscheidung vom 29. April 2021](#) genehmigt: Der BDEW verweist insbesondere auf die Ausführungen in Rn. 104, 299, 318 ff., 328- 330, 338, 340, 366 und 391 bis 393 in der Genehmigung, in denen die Kommission separate Ausschreibungszüge für nicht dargebotsabhängige Stromerzeugung

aus Erneuerbaren Energien wegen der hierdurch gewährleisteten Netz- und Systemstabilität ausdrücklich als notwendig angesehen hat. Eine ausschließliche Fokussierung auf den Grad der CO<sub>2</sub>-Intensität einer Erzeugungstechnologie geht daher fehl.

Zudem leisten gerade KWK-Anlagen in kalten Wintermonaten auch einen sehr wichtigen Beitrag zur energieeffizienten **Wärmeversorgung** und können schon allein aus diesem Grund nicht 1:1 durch Wind- oder Solarenergie ersetzt werden.

## **5 Aid for the improvement of the energy and environmental performance of building (Kapitel 4.2.)**

Der Gebäudesektor hat einen großen Anteil am Gesamt-CO<sub>2</sub>-Ausstoß in der EU. Grundsätzlich sollte bei der Rahmensetzung für die Förderung der Energie- und Umweltleistung von Gebäuden berücksichtigt werden, dass ein **ausreichender Anreiz zu möglichst wirksamen Sanierungsmaßnahmen** gesetzt werden muss, um die vorgesehenen Reduktionspfade einzuhalten. Insbesondere die in Deutschland seit 2020 schrittweise eingeführte „Bundesförderung effiziente Gebäude“ zeigt, dass höhere Förderanteile starke Investitionsimpulse auslösen. Die Förderung sollte sich zudem an den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der Maßnahmen orientieren und im Zeitverlauf degressiv gestaltet werden, um echte Markteffekte auszulösen.

Die im Entwurf der Leitlinien vorgeschlagenen Regelungen beziehen sich ausschließlich auf die Reduktion des Primärenergieeinsatzes. Das Gesamtziel aller Maßnahmen ist aber die Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes. Daher sollte vorgesehen werden, dass die **vorgesehenen Mindestreduktionen alternativ bzw. ergänzend auch als CO<sub>2</sub>-Reduktion nachgewiesen** werden können.

### **5.1 Scope and supported activities (Kapitel 4.2.2)**

**Rn. 118 (a):** Die Mindestanforderung von 20 Prozent Senkung des Primärenergiebedarfs eines Gebäudes nach Renovierung ist angemessen, sollte aber flexibler ausgestaltet werden. Angesichts des Gesamtziels einer Minderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes sollte auch die entsprechende Senkung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes eines Gebäudes als Fördervoraussetzung anwendbar sein.

Die Vorgaben für die Renovierung von Bestandsgebäuden schreiben für stufenweise Renovierungen einen maximalen Zeitraum von drei Jahren vor. Dieser Zeitraum ist erheblich zu kurz. Stufenweise Renovierung dient ja gerade dazu, hohe finanzielle Belastungen, die mit einer umfangreichen Renovierung verbunden sind, über einen längeren Zeitraum zu strecken und so für den Gebäudeeigentümer auch bei geringer Finanzkraft überhaupt möglich zu machen. Das erfolgreiche deutsche Instrument des individuellen Sanierungsfahrplans sieht einen Zeitraum von 15 Jahren vor. Dieser Zeitraum erscheint angemessen, mindestens sollten jedoch 10 Jahre möglich sein.

**Rn. 119:** Eine Beschränkung auf KMU für die Förderung von energy performance contracting (EPC) ist unangemessen, diese Einschränkung sollte gestrichen werden. EPC liefert einen wesentlichen Beitrag zur Steigerung der Energieeffizienz auch im Gebäudesektor und sollte daher anbieterunabhängig gefördert werden können.

### 5.2 Incentive effect (Kapitel 4.2.3)

**Rn. 122:** Die Regelung schränkt die Förderung zur Erreichung von zukünftig verbindlichen EU-Vorgaben zu sehr ein. Zu beachten ist, dass die Vorschriften zum Subsidiaritätsprinzip nicht darauf abstellen, ob eine bestimmte Maßnahme durchgeführt wird, sondern darauf, ob an der Erfüllung „ein erhebliches Interesse“ besteht, welches ohne die Zuwendungen nicht oder nicht im notwendigen Umfang befriedigt werden kann. Es kommt also darauf an, welche Interessen die öffentliche Stelle einerseits an der jeweiligen Maßnahme (z. B. der energetischen Gebäudesanierung, der Einhaltung von Standards) und andererseits an der Förderung hat. Sind diese deckungsgleich, so ist aus dem Subsidiaritätsprinzip strikt abzuleiten, dass die Förderung zu unterbleiben hat. Zudem greift die Beschränkung zu früh. Gerade in Verbindung mit einer Förderung setzt eine erwartete Anhebung von Standards einen deutlichen Investitionsimpuls, der nicht abgemildert werden sollte. Die Regelung sollte gestrichen werden.

### 5.3 Proportionality (Kapitel 4.2.4.2)

**Rn. 126:** Die Anreizwirkung einer Maßnahme korrespondiert mit der Förderhöhe. Insbesondere bei Maßnahmen für bestehende Gebäude müssen hohe Anreize gesetzt werden können, um auch Sanierung vor Erreichen der wirtschaftlichen oder technischen Lebensdauer anzureizen. Die grundsätzliche Förderhöhe sollte 30 Prozent der anrechenbaren Kosten wesentlich übersteigen.

### 5.4 Avoidance of undue negative effects on competition and trade and balancing (Kapitel 4.2.4.2)

**Rn. 134:** Investitionen in **Heizungssysteme auf Erdgasbasis** können einen deutlichen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Einsparung leisten. Daher sollten Anlagen, die Primärenergie oder alternativ CO<sub>2</sub> (wie zu Rn. 118 vorgeschlagen) in der nach dieser Richtlinie geforderten Größe einsparen, auch zukünftig beihilfeberechtigt sein. Zudem können (Erd-) Gasanlagen heute und in der Zukunft mit steigenden Anteilen an klimaneutralen Gasen wie Biomethan oder Wasserstoff betrieben werden. Ein grundsätzlicher Ausschluss von Gasanlagen, die keine Öl- oder Kohleanlagen ersetzen, ist nach Ansicht des BDEW deshalb nicht sachgerecht, da damit aus den o. g. Gründen kein verschärfender negativer Effekt verbunden ist. Die damit erreichbaren THG-Minderungen sowie die Möglichkeit, zukünftig klimaneutral betrieben zu werden, müssen als Investitionen im Klimaschutz anerkannt und beihilferechtlich erfasst werden.

## 6 Aid for clean mobility (Kapitel 4.3.)

Die Förderung von Lade- und Tankinfrastruktur sowie der Beschaffung von Fahrzeugen, die diese Infrastruktur nutzen, ist nach Ansicht des BDEW ein wichtiger Baustein für die zunehmende Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Dabei muss neben Elektromobilität auch die Rolle von Gasmobilität durch die Nutzung von Bio-CNG, Bio-LNG oder Wasserstoff – insbesondere für den Lastverkehr – als wichtiger Teil der Lösung anerkannt werden. Der BDEW begrüßt daher, dass der Entwurf der neuen Beihilfeleitlinien der Wichtigkeit der Dekarbonisierung des Verkehrssektors durch die Schaffung einer neuen Beihilfekategorie für saubere Mobilität Rechnung trägt.

### 6.1 Förderung der Gasmobilität

**Rn. 161 und 162:** Generell ist das Fahrzeug selbst als Mittel oder technisches Gerät zu betrachten, das Kraftstoff(e) mit einer bestimmten physikalischen und chemischen Zusammensetzung verbraucht. Daher muss das Fahrzeug selbst nur für seinen eigenen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck während der Produktion und der Bereitstellung des Fahrzeugs auf dem Markt betrachtet werden, und entsprechende Hilfsmittel müssen sich an diesem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck orientieren. Die Frage, wie die von diesem Fahrzeug verbrauchten Kraftstoffe hergestellt werden, muss jedoch zusammen mit der Effektivität der Umwandlung in Antriebsenergie betrachtet werden. Wenn Fahrzeuge generell in der Lage sind, **CO<sub>2</sub>-arme oder CO<sub>2</sub>-neutrale** Kraftstoffe zu verbrauchen, sollten sie Beihilfen erhalten dürfen, um ihre Attraktivität auf dem Markt für die Verbraucher im Vergleich zu Fahrzeugen, die konventionelle Kraftstoffe verbrauchen, zu erhöhen.

Wenn Fahrzeuge z. B. technisch zum Betrieb mit CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftstoffen wie Strom aus Erneuerbaren Energien, Bio-CNG, Bio-LNG oder erneuerbarem Wasserstoff in der Lage sind, ist das Potenzial für einen CO<sub>2</sub>-armen oder CO<sub>2</sub>-neutralen Betrieb der Fahrzeuge gegeben. Die Fähigkeit solcher Fahrzeuge auch weniger CO<sub>2</sub>-arme Formen der genannten Kraftstoffe zu verbrauchen, darf nicht als ein Punkt betrachtet werden, der die Entwicklung anderer Alternativen behindert. Er sollte vielmehr als ein Vorteil gesehen werden, der einen Weg für eine zukünftige Reduktion der CO<sub>2</sub>-Intensität der durch diese Infrastruktur bereitgestellten Kraftstoffe bietet. Letztendlich sollte das System Fahrzeug plus Kraftstoff und die jeweiligen Emissionen während der Produktion und des Betriebs der Fahrzeuge über den Lebenszyklus des Fahrzeugs die Grundlage für die Bewertung ihres Potenzials zur CO<sub>2</sub>-Reduktion und die Bereitstellung entsprechender Hilfen zur Erhöhung der Marktdurchdringung sein.

**Rn. 184 – 186:** Wie für Fahrzeuge (siehe oben) gilt auch für die Betankungsinfrastruktur, dass diese als Mittel oder technisches Werkzeug zu betrachten ist, um den Fahrzeugsektor mit Kraftstoffen einer bestimmten physikalischen und chemischen Zusammensetzung zu versorgen. **Die Betankungsinfrastruktur selbst ist also neutral.** Allerdings muss die Frage berücksichtigt werden,

wie diese Kraftstoffe, die über diese Betankungsinfrastruktur bereitgestellt werden, hergestellt werden.

Wenn die Betankungsinfrastruktur generell in der Lage ist, den Fahrzeugsektor mit CO<sub>2</sub>-armen oder CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftstoffen zu versorgen, sollte sie grundsätzlich einen Anspruch auf staatliche Beihilfen für die Einführung und Aufrüstung haben. Wenn die Betankungsinfrastruktur z. B. in der Lage ist, den Verkehrssektor mit Wasserstoff zu versorgen, sollte eine Förderung der Erzeugung von CO<sub>2</sub>-neutralem, erneuerbarem Wasserstoff vorgesehen werden, der potenziell über diese Infrastruktur geleitet werden kann. Ebenso kann eine CNG- oder LNG-Tankstelle den Verkehrssektor mit Bio-CNG und Bio-LNG versorgen, was vor dem Hintergrund der EU-Klimaziele ein wünschenswerter Pfad zur CO<sub>2</sub>-Reduktion ist, der sich z. B. auch in der Richtlinie über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge (Clean Vehicles Directive; 2019/1161/EU) widerspiegelt. Ebenso ist eine Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge nur dann effektiv, wenn der Strom, der über diese Infrastruktur bereitgestellt wird, tatsächlich Strom aus erneuerbaren Energiequellen ist. Die Fähigkeit einer solchen Infrastruktur auch weniger CO<sub>2</sub>-arme Formen der genannten Kraftstoffe bereitzustellen, darf nicht als Hindernis für die Entwicklung anderer Alternativen betrachtet werden, sondern muss als Vorteil gesehen werden, der einen Weg zur CO<sub>2</sub>-Reduktion der über diese Infrastruktur bereitgestellten Kraftstoffe bietet.

Insbesondere mit Blick auf Wasserstoffmobilität ist es wichtig, den Markthochlauf nicht durch zu Beginn **zu restriktive Kriterien** zu bremsen. Die Fokussierung auf erneuerbaren Wasserstoff (Rn. 186) ist dabei mit Blick auf das Ziel der Klimaneutralität zwar langfristig nachvollziehbar, auf dem Weg dahin dürfen allerdings auch andere Erzeugungspfade für Wasserstoff nicht kategorisch ausgeschlossen werden, damit dieser sein volles Dekarbonisierungspotenzial auch im Verkehrssektor entfalten kann – bis ein funktionierender Markt für erneuerbaren Wasserstoff geschaffen ist. Ein genereller Ausschluss von Tankinfrastruktur, die in einem Übergangszeitraum auch nicht erneuerbaren Wasserstoff nutzen, von der Möglichkeit zur Gewährung staatlicher Beihilfen ist deshalb nach Ansicht des BDEW nicht zielführend. Zu klären ist außerdem die Definition von “carbon-intensive hydrogen”. Zu berücksichtigen ist dabei, dass auch nicht-erneuerbarer Wasserstoff, wie beispielsweise blauer Wasserstoff, CO<sub>2</sub>-arm sein kann.

## 6.2 Förderung der Elektromobilität

Die Förderung der Ladeinfrastruktur ist ein wichtiger Baustein für den weiteren Hochlauf der Elektromobilität. Dabei ist nach Auffassung des BDEW bereits in einigen Mitgliedsstaaten (darunter Deutschland, Niederlande, Frankreich, Italien und Schweden) die Energiewirtschaft und Ladepunktbetreiber mit dem Aufbau der Ladeinfrastruktur in Vorleistung gegangen und haben über den bestehenden Bedarf hinaus Ladepunkte aufgebaut. In Deutschland entwickelt sich der Ladeinfrastrukturausbau sehr dynamisch, so dass der Ladebedarf der Elektrofahrzeuge aktuell gedeckt

ist. Wir möchten daher dringend darauf hinweisen, dass ein Marktversagen (vgl. Rn. 168) auf keinen Fall pauschal für den Aufbau von Ladeinfrastruktur in allen Mitgliedsstaaten ausgesprochen werden kann und bitten hier in den Leitlinien entsprechend zu differenzieren.

Da aktuell jedoch in der Regel **kaum ein wirtschaftlicher Betrieb öffentlicher Ladeinfrastruktur möglich** ist, werden Förderprogramme kurz- bis mittelfristig weiterhin notwendig bleiben, insbesondere auch mit Blick auf den erst noch anstehenden Aufbau der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Lkw. Gleichzeitig müssen Fördermaßnahmen immer auch den Bestand im Blick behalten und dürfen nicht zu Marktverzerrungen führen. Dabei unterstützen wir ausdrücklich die Vorgabe, dass Mitgliedsstaaten dafür ex ante eine öffentliche Konsultation oder unabhängige Marktstudie in Auftrag geben müssen, um festzustellen, ob es einer Förderung bzw. in welchem Umfang eine Förderung notwendig ist und darüber hinaus zeigen müssen, dass kurzfristig keine Ladeinfrastruktur allein marktlich aufgebaut werden kann/wird und deshalb eine Förderung notwendig ist (vgl. Rn. 171). Anderenfalls können die Geschäftsmodelle der Betreiber von Bestandsladeinfrastruktur, die sich frühzeitig und unter größerem Risiko aufgebaut haben, gefährdet werden.

Ebenso sind auch weitere Maßnahmen, die den Hochlauf der Ladeinfrastruktur beschleunigen können, zu berücksichtigen (vgl. Rn. 149, 150). Gerade die **Förderung der Fahrzeugseite** bzw. den Umstieg auf alternative Antriebe attraktiver zu machen erachten wir hierbei als einen wichtigen Hebel.

Für die Förderung der Infrastruktur ist in dem Entwurf grundsätzlich ein Ausschreibungsverfahren für die Gewährung der Beihilfe vorgesehen (Rn. 179). Wichtig hierbei ist die transparente und nachvollziehbare Ausgestaltung der Verfahren. Es muss außerdem möglich sein, neben dem Preis weitere Leistungsmerkmale einzubeziehen, um den komplexen Anforderungen an den Hochlauf der Ladeinfrastruktur Rechnung tragen zu können.

## **7 Aid for environmental protection in the form of reductions in taxes or parafiscal levies (Kapitel 4.7.2)**

BDEW geht davon aus, dass sich geltende EEG-Umlagereduzierungen unter die Ausführungen zu 4.7.2. einreihen. Angesprochen sind nur Reduzierungen, die Projekte anreizen sollen, die zu weniger Umweltverschmutzung/weniger Verbrauch von Ressourcen führen. Für bereits bestehende Projekte darf dann eine Beihilfe gewährt werden, wenn sie durch objektive und nicht diskriminierende Kriterien vorher festgelegt ist und wenn die Maßnahme bereits in Kraft ist.

Nach Auffassung der Kommission, wie sie der Genehmigung zum EEG 2021 und der entsprechenden Pressemitteilung entnommen werden kann, sind EEG-Umlagebefreiungen für EE-Projekte bei Eigenversorgung schon keine Beihilfen und würden damit den Leitlinien bereits nicht unterfallen.

Die Leitlinien müssen aber auch sicherstellen, dass die Weiterführung der Reduzierung von **EEG-Umlageprivilegierungen für Bestandsanlagen**, bei denen es sich oft gerade nicht um EE-Anlagen handelt, zukünftig möglich ist.

BDEW fordert dies insbesondere für die **Klärschlammverwertung durch Klärgasnutzung** (Produktion von Strom und Wärme in KWK-Anlagen) und Klärschlammverbrennung, die die energieintensive Abwasserreinigung schnell klimaneutral machen kann. Heute wird Klärgas für den Eigenstrombedarf der Kläranlagen genutzt. Die Klärgasnutzung ist aber wirtschaftlich nur dann abbildbar, wenn keine zusätzlichen Belastungen (EEG-Umlage, Energiesteuer) entstehen. Zugleich ist sie umweltpolitisch notwendig, da Klärgas als erneuerbare Energiequelle immer anfällt. Förderfähig sein sollten darüber hinaus auch Nutzungen von sonstigen Restgasen durch KWK-Prozesse, da dadurch eine CO<sub>2</sub>-neutrale zusätzliche Erzeugung von Wärme und Strom ermöglicht wird.

## **8 Aid for the security of energy supply (Kapitel 4.8)**

Es bestehen bereits erhebliche Zweifel an der Rechtsauffassung der Kommission, dass Kapazitätsmechanismen zwangsläufig eine staatliche Beihilfe darstellen. Der BDEW sieht Kapazitätsmechanismen, deren einziger oder zumindest primärer Zweck die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ist, nicht als Beihilfen an. Dies gilt auch für weitere Mechanismen, wie die Netzreserve, deren Zweck die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ist.

Es sollte deshalb in Rn. 314 zumindest dargestellt werden, dass Kapazitätsmechanismen nach Auffassung der Kommission der beihilferechtlichen Prüfung unterliegen, aber im Regelfall genehmigungsfähig sind, wenn sie den Anforderungen der Artikel 20 bis 27 der Verordnung (EU) 2019/943 entsprechen. Positiv und beizubehalten ist die ansonsten weitgehende Anlehnung an die Strombinnenmarktverordnung.

Maßnahmen, die nicht der Resource-Adequacy dienen, sondern der Netzstabilität in Fällen von Netzengpässen, wie die deutschen Netzreserven, sollten von der beihilferechtlichen Prüfung ausgenommen bleiben. Entsprechende Verweise zu „network reserves“ sowie „interruptibility schemes“ sollten daher aus der Rn. 285 und 325 (s.u.) gestrichen werden.

Die **Definition von „interruptibility scheme“** (Rn. 18 (47)) sollte im Einklang mit den bisherigen Verwendungen des Begriffs angepasst und sich nur auf tatsächliche Abschaltregelungen beziehen. In Beihilfesachen wie SA.43735 (in Bezug auf Abschaltregelungen in Deutschland) oder SA.48780 (in Bezug auf Abschaltregelungen in Griechenland) wurde der Begriff auf Demand Side Response beschränkt. Würde darüber hinaus Artikel 22 der VO. (EU) 2019/943 auf Unterbrechbarkeitsregelungen angewendet, wie in Rn. 325 angedeutet, würde dies die Fähigkeit der ÜNB zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit beeinträchtigen. Die Definition sollte daher wie folgt angepasst werden:

- **Strategische Reserven und Kapazitätsmärkte**

**Rn. 286 und 304:** Die Leitlinien eröffnen den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, über die **Anforderungen der Strombinnenmarkt-Verordnung (2019/943/EU)** hinauszugehen. Das ist vom Ansatz her problematisch. Der BMVO liegt die Konzeption marktbreiter Kapazitätsmärkte zugrunde. Einschränkungen nimmt lediglich Artikel 22 BMVO vor. Wenn ein Mitgliedstaat einen Kapazitätsmechanismus errichtet, der weitergehende Anforderungen enthält, greift er damit in den Binnenmarkt ein. **Zur Steuerung der emittierten CO<sub>2</sub>-Mengen dient das EU-EHS.** Soweit aus Gründen der Zielerreichung größere Anstrengungen erforderlich sind, ist das EHS entsprechend anzupassen. Der Binnenmarkt würde dagegen beeinträchtigt, wenn Mitgliedstaaten die Teilnahmebedingungen von Anlagen an Kapazitätsmechanismen in unterschiedlicher Weise an deren Klima- und Umwelteigenschaften knüpfen dürften. Zugrunde zu legen sind daher die Maßstäbe von Rn. 302 („*The aid measure should be open to all beneficiaries or projects technically capable of contributing efficiently to the achievement of the security of supply objective.*“) und von Art. 22 BMVO.

Etwas anderes kann für Neuanlagen gelten. Unter dem Gesichtspunkt der Angemessenheit der Beihilfe kann es sachgerecht sein, Beschränkungen vorzusehen, die das Entstehen von **sog. „stranded assets“ verhindern** sollen. Solche Beschränkungen müssen ihrerseits geeignet, angemessen und verhältnismäßig sein.

**Rn. 292:** Die Forderung der Konsistenz der Maßnahme mit den Prognosen zur Versorgungssicherheit von ENTSO-E ist sachgerecht.

**Rn. 301:** Der hier niedergelegte Vorrang der Beseitigung von Marktverwerfungen steht im Einklang mit der Verordnung (EU) 2019/943. Als Kriterium für die Angemessenheit einer Beihilfe ist er geeignet.

**Rn. 306 ff:** In Anwendung des Fachrechts (Art. 20 ff. BMVO) hat der Mitgliedstaat beihilferechtlich relevante Gesichtspunkte weit im Vorfeld der Errichtung eines Kapazitätsmechanismus der Kommission vorzulegen. Art. 20 Abs. 3 BMVO spricht sogar dezidiert das beihilferechtliche Verfahren an. Hierdurch werden der Transparenz des Verfahrens und der Sachgerechtigkeit der Entscheidung dezidiert Rechnung getragen. Eine **Verdopplung der verfahrensrechtlichen Vorgaben** ist deshalb strikt abzulehnen. Die Folge noch längerer Gesetzgebungsverfahren ist gerade im Fall einer möglichen Gefährdung der Versorgungssicherheit schädlich. Die vom Mitgliedstaat ex ante zu erbringenden Darlegungspflichten sind so weitreichend, dass die im Rahmen einer beihilferechtlichen Prüfung zu untersuchenden Aspekte hiervon abgedeckt sind.

**Rn. 306 Buchst. a (v) und Buchst. b (iii):** Die besondere Hervorhebung von gasbasierten Erzeugungsanlagen in Konsultationsverfahren ist aus den vorgenannten Gründen abzulehnen. Es ist zu erwarten, dass hierdurch Gegnerschaft geschaffen oder verstärkt wird. Jedenfalls leistet diese Verfahrensausgestaltung keinen Beitrag zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit.

**Rn. 321:** Es wird zu Recht gefordert, dass Kapazitätsmechanismen u. a. den grenzüberschreitenden Stromhandel und die Kopplung der Strommärkte nicht ungebührlich beeinträchtigen und den Ausbau der Interkonnektoren nicht bremsen sollen.

**Rn 322:** Die Einbeziehung von **Strategischen Reserven** entspricht nicht der Verordnung 2019/943. Dort sind in Artikel 22 Abs. 3 strategische Reserven explizit von der Pflicht ausgenommen, dass Kapazitätsverpflichtungen zwischen zugelassenen Kapazitätsanbietern übertragbar sind."

Es ist sinnvoll "Out-of-Market-Mechanismen" aus dem Anwendungsbereich dieser Anforderung herauszunehmen, da die Anzahl der zugelassenen Marktteilnehmer zu gering ist, um z. B. einen Sekundärmarkt oder einen anderen Übertragbarkeitsmechanismus für Out-of-Market-Kapazität zu organisieren.

**Rn. 326:** Angesichts der Klimaziele der EU ist es sachgerecht zu prüfen, ob durch Investitionsanreize für neue Gaskraftwerke / Gas-KWK keine stranded assets geschaffen werden. Sachgerecht ist es deshalb, dass Investoren die Gelegenheit erhalten, darzulegen, welche Vorkehrungen sie treffen, damit die Errichtung der Anlage zielkonform ist. Akzeptabel wäre eine Vorkehrung, dass Gaskraftwerke "Wasserstoff-ready" errichtet werden müssen. Allerdings schießen die genannten Beispiele nach Ansicht des BDEW über das Ziel hinaus. Ein Investor kann weder ein ausreichendes Angebot an grünem Wasserstoff noch eine Implementierung von CCS garantieren. Hierfür müsste die Darlegungslast beim Mitgliedstaat liegen, da es in seinen Händen liegt, die erforderlichen Rahmenbedingungen zu schaffen. Abzulehnen wäre es, die Maßstäbe der Taxonomie zugrunde zu legen. Dort geht es darum, besonders nachhaltige Anlagen für den Kapitalmarkt attraktiv zu machen. Demgegenüber muss für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit ein weiterer Maßstab gelten.

- **Netzreserven**

**Rn. 285:** Danach sollen die Leitlinien nun auch auf Netzreserven Anwendung finden. Dies ist abzulehnen, weil Netzreserven der Systemsicherheit dienen und deshalb keine Beihilfe darstellen. Diese Ausweitung ist auch deshalb sehr kritisch zu bewerten, weil die im Folgenden beschriebenen Sachverhalte und Anforderungen nicht zur Aufgabe von Netzreserven passen.

**Rn. 321 :** Die in Buchst. a enthaltene Bedingung der vorausgehenden Erschöpfung der Regelernergie kann nicht auf Netzreserven angewandt werden, da diese nicht für den Ausgleich von Erzeugung und Last, sondern insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen, für die Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus eingesetzt werden. Die in Buchst. c enthaltene Bedingung den Bilanzkreispflichtigen (BRPS), die Kosten des Einsatzes anzulasten, kann nicht auf den Einsatz von Netzreserven angewendet werden, da diese Maßnahmen über den ISM nicht einzelnen BRPs zugeordnet werden können. Dies gilt sinngemäß

auch für die in Buchst. (b) enthaltene Preisfindungsregel, da auch hier die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) nicht verantwortlich sind, wenn diese aus netztechnischen Gründen aktiviert werden müssen.

**Rn. 324:** Nach dieser Vorgabe müssten diejenigen Erzeuger bzw. Verbraucher die Kosten für die Maßnahme tragen, die den Engpass verursachen. Dies würde der Intention des zonalen Marktmodells widersprechen, wonach Erzeugung und Verbrauch nur anhand ihrer Preisgebote ohne Berücksichtigung des Netzzustands bezuschlagt werden. Tatsächlich können die Marktakteure in der Regel aufgrund der fehlenden Kenntnis des Netzzustands nicht wissen, dass sie einen Engpass verursachen. Der vorgeschlagene Lösungsansatz („this may be achieved by allocating the costs of a security of supply measure to electricity consumers in periods of peak electricity demand“) ist nur für Resource-Adequacy-Maßnahmen geeignet. Er ist jedoch im Bereich Engpassmanagement nicht sinnvoll, da Engpässe auch unter anderen Gegebenheiten auftreten können (z. B. hohes Windaufkommen und geringe Stromnachfrage in Deutschland).

**Rn. 325 i.V.m. 320:** Bei Anwendung der Emissionsvorgaben in Art. 22 Abs. 4 der Verordnung 2019/943 (Binnenmarktverordnung Strom) würden ab 2025 die zulässigen Einsatzzeiten pro Jahr und Anlage begrenzt. Die resultierenden Einschränkungen der Betriebsstunden können dem sinnvollen Einsatz der Netzreserve ab Juli 2025 entgegenstehen. Es muss sichergestellt sein, dass auch einzelne Anlagen der Netzreserve ohne weitere Einschränkungen zur Gewährleistung der Systemicherheit einsatzfähig bleiben. Die Emissionsvorgaben sollten nicht auf strategische Reserven, die kein Kapazitätsmechanismus sind, ausgeweitet werden.

Bei Anwendung der Emissionsvorgaben würden für Bestandsanlagen in der Netzreserve ab 2025 die zulässigen Einsatzzeiten pro Jahr und Anlage begrenzt werden. Die resultierenden Einschränkungen der Betriebsstunden können dem sinnvollen Einsatz der Netzreserve ab Juli 2025 entgegenstehen.

## 9 Aid for energy infrastructure (Kapitel 4.9.)

Die Dekarbonisierung des Gassektors geht mit einer **Umgestaltung der Gasinfrastruktur** einher. Wo heute noch Erdgas durch die Infrastruktur geleitet wird, werden künftig vermehrt klimaneutrale Gase (Wasserstoff, Biomethan und andere synthetische Kraftstoffe) zum Einsatz kommen. Es ist deshalb nach Ansicht des BDEW positiv, dass diese Transformation in den EU-Beihilfeleitlinien berücksichtigt wird. Zu Recht weisen die KUEBLL dabei auf grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte als „Projects of Common Interest“ (PCI) hin – und damit insbesondere für den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur auf eine ggf. erhöhte Förderquote. Wegen der großen Bedeutung des Themas Wasserstoff regen wir an, auch dessen Förderung als sog. „Important Projects of Common

European Interest“ (IPCEI) gesondert zu benennen. In diesem Fall sind die Vorgaben aus der entsprechenden IPCEI-Mitteilung der Europäischen Kommission anzuwenden.

Beim Neubau von Gasinfrastruktur streben viele Netzbetreiber schon heute an, diese möglichst **Wasserstoff-Ready** zu konzipieren, um auf diese Transformation vorbereitet zu sein. Lock-in-Effekte werden so vermieden. Insbesondere auch die zunehmende Integration immer höherer Anteile von Wasserstoff in die bestehende Infrastruktur durch **Umnutzung** spielen eine wichtige Rolle im Transformationsprozess des Gassektors und sollte folgerichtig ebenfalls berücksichtigt werden.

Neben Wasserstoff leistet auch **Biomethan** einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gassektors. Die notwendige Förderung einer entsprechenden Infrastruktur muss deshalb genauso wie für Wasserstoff gewährleistet sein.

**Rn. 334:** Der Betrieb von Netzinfrasturktur wird im Normalfall über Netzentgelte finanziert und stellt somit keine Beihilfe dar. Im Falle des **Betriebs von Wasserstoffinfrastruktur** wären zumindest in der Hochlaufphase kostendeckende H<sub>2</sub>-Netzentgelte allerdings prohibitiv hoch und würden somit den Wasserstoffhochlauf verhindern. Um den Betrieb von Wasserstoffinfrastruktur auch in der Markthochlaufphase sicherzustellen, sollten daher auch staatliche Zuschüsse zur Entlastung der H<sub>2</sub>-Netzentgelte möglich sein. In den Beihilfeleitlinien sollte deshalb klargestellt werden, dass Beihilfen für operative Kosten nicht per se ausgeschlossen sind, sondern nur eine Quersubventionierung über Beihilfen für Investitionskosten.

**Rn. 337:** Es ist unklar, ob die **Zuwendungsfähigkeit von Infrastrukturprojekten**, welche reguliert sind, aber keinen PCI-Status haben, gemäß Rn. 337 a) nur dem Prüfkriterium unterliegen, dass Entgelte zur Finanzierung nicht ausreichend sind oder b) einer jeweiligen Einzelfallprüfung unterliegen. Absehbar werden nicht alle für die Energiewende notwendigen regulierten Infrastrukturen PCI-Status haben. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass der für die Energiewende notwendige Markthochlauf von Wasserstoff, erneuerbaren Gasen und anderer strombasierter Kraftstoffe ohne den zügigen Ausbau der entsprechenden Infrastruktur stark ausgebremst wird. Daher sollten neben PCI-Projekten auch Projekte, die Teil des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) und technisch bereits für den Transport von Wasserstoff oder anderer erneuerbarer Gase in der Lage sind, Anspruch auf Beihilfen haben.

## **10 Aid for district heating or cooling (Kapitel 4.10.)**

Es ist zunächst grundsätzlich positiv aber auch absolut notwendig, dass Fernwärme/-kälte mit einem eigenen Kapitel Berücksichtigung in den neuen KUEBLL finden soll. Rn. 340 verweist zu Recht auf den positiven **Beitrag der Fernwärme/-kälte für Umweltschutz** und Nachhaltigkeit. Das greift jedoch deutlich zu kurz. Auch die wichtigen systemischen und Speicher-Funktionen von KWK-

/Wärmenetzsystemen sollten anerkannt werden. Fernwärmeerzeugungsanlagen, insbesondere KWK-Anlagen, sind zudem in Deutschland wichtig für die Bewältigung des Kohleausstiegs und leisten einen wichtigen Beitrag für eine gesicherte Wärme- und Stromversorgung.

Kriterien zur KWK-Förderung sollte nach Ansicht des BDEW deshalb aus Gründen der Spezialität in Kategorie 4.10. angesiedelt werden. Der Titel der Kategorie sollte daher wie folgt erweitert werden: *“Aid for district heating or cooling, **including cogeneration**”*. Die durch einen fuel-switch von Kohle auf Gas oder die sukzessive Umstellung von KWK-Anlagen auf klimaneutrale Gase erreichten signifikanten THG-Minderungen sollten allerdings auch weiterhin im Sinne der Kategorie 4.1. förderfähig sein.

- **Vergabe von Beihilfen über Ausschreibungen**

**Ausschreibungen** stellen in der Regel ein gutes Mittel zur Sicherstellung einer angemessenen Förderung dar. In Fällen großer KWK-Anlagentypen lässt sich allerdings der dafür notwendige Wettbewerb auch durch zusätzliche Maßnahmen häufig nicht herstellen, weshalb in diesen Fällen Ausschreibungen nach Ansicht des BDEW nicht sinnvoll sind (vgl. Rn 92 a)). Anders sieht die Situation bei kleineren Anlagentypen aus. Hier sind Ausschreibungen mit ausreichendem Wettbewerb möglich und sollten daher auch angewandt werden.

Bei der Implementierung von Schwellenwerten für eine Ausschreibungspflicht ist allerdings zu beachten, dass diese zum einen nur das marktrelevante Segment beschreiben, und dass sie zum anderen innerhalb derselben Ausschreibung nicht zu Benachteiligungen von verschiedenen Anlagenbetreibern mit unterschiedlichen Stromgestehungskosten bei der Gebotsabgabe führen (s. vorstehende Kommentierung der Rn. 92 der Leitlinien). Letzteres ist gerade im Segment der Kleinanlagen zu befürchten. Daher muss die Festlegung der Ausschreibungsschwellenwerte hier mit besonderem Augenmaß vorgenommen werden.

- **Möglichkeit zur Betriebskostenförderung**

**Betriebskostenförderung (OpEx-Förderung)** ist insbesondere für KWK-Anlagen eine geeignete und notwendige Form der finanziellen Unterstützung. Um den in Deutschland benötigten Zubau an gasbasierten KWK-Anlagen zu ermöglichen, ist es elementar, dass das deutsche KWKG in seiner Grundstruktur mit einer Betriebskostenförderung erhalten bleiben kann. Die Flexibilität der Mitgliedstaaten, nationale Förderregelungen zu gestalten, die auch Betriebsbeihilfen beinhalten, sollte daher auch in Kapitel 4.10. analog zu Rn. 103 in Kapitel 4.1. klargestellt werden. In Bezug auf die in Rn. 103 vorgesehene Nachweispflicht, dass die OpEx-Förderung zu klimafreundlichen Betriebsentscheidungen führen muss, sollte für KWK-Anlagen der Verweis auf deren hohe Effizienz dank der gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom ausreichend sein. Zusätzliche Unterstützung für die sukzessive Einbindung kostenintensiverer, klimaneutraler Gase kann zudem einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Fernwärme leisten.

- **Förderausschluss von Fernwärmesystemen auf Kohlebasis**

**Rn. 347:** Dort wird der Ausbau von Fernwärmenetzen, die noch auf mit Kohle betriebenen Erzeugungsanlagen basieren, von einer Förderung ausgeschlossen. Diese Regelung ist aus Sicht des BDEW abzulehnen, da der Ausbau des Fernwärmenetzes unabhängig von dem in der Erzeugungsanlage genutzten Energieträger geschieht. In Deutschland ist der Kohleausstieg beschlossen und bestehende Erzeugungsanlagen werden schrittweise auf Gase umgestellt. Anstatt kumulativ die Einhaltung der Unterparagrafen a) bis d) zu verlangen, sollte es deshalb ausreichend sein, eines der Kriterien zu erfüllen, sofern der Netzausbau nicht in einer Erhöhung der kohlebasierten Erzeugung im Fernwärmesystem resultiert.

- **Einzelfallbewertung von Beihilfemaßnahmen**

**Rn. 349:** Die Vorgaben einer **Einzelfallbewertung von Beihilfemaßnahmen** in Kapitel 4.10. stellt nach Ansicht des BDEW eine inhaltliche Dopplung der Regelungen in Abschnitt 3.3. dar. Es müsste daher entweder, wie in Kapitel 4.1. Rn. 97, Abschnitt 3.3., explizit nicht auf Kapitel 4.10. angewendet werden oder Rn. 97 gestrichen werden. Zu beachten ist dabei, dass Rn. 97 einen äußerst komplexen, bürokratischen und zeitraubenden Prozess beschreibt, der zu einer Individualprüfung einer jeden geförderten Investition in Fernwärmesysteme oder KWK-Anlagen führen könnte. Um somit notwendige Investitionen nicht unnötig zu verzögern, spricht sich der BDEW für eine Streichung dieser Randnummer aus.

- **Vermeidung von Lock-in-Effekten bei Investitionen in brennstoffbasierte Kraftwerke mit Erdgas als Brennstoff**

**Rn. 348:** Positiv erscheint auch die Möglichkeit in neue Anlagen, die Erdgas als Brennstoff nutzen, investieren zu können, bei gleichzeitiger Inanspruchnahme von Beihilfen. Hier ist als Voraussetzung vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten zeigen müssen, wie Lock-in-Effekte vermieden und die Erreichung der Klimaschutzziele für 2030 und 2050 sichergestellt werden. In diesen Zusammenhang werden erneuerbare Gase und "low carbon" Gase genannt. Dies ist nach Ansicht des BDEW vor dem Hintergrund der EU-Klimaziele grundsätzlich sachgerecht. Fraglich ist dagegen, wie die Verpflichtung für Beihilfeempfänger, verbindliche Zusagen ("binding commitments") zum Ersatz von Erdgas durch klimaneutrale Gase zu machen, zu interpretieren ist. Aufgrund des noch unklaren Zeitrahmens für den Hochlauf klimaneutraler Gase erscheint dies für einen Anlagenbetreiber kaum umsetzbar. Kriterien wie beispielsweise eine Wasserstoff-Readiness<sup>2</sup> für Neuanlagen erscheinen dagegen sachgerecht und umsetzbar, um die Gefahr von Lock-in-Effekten zu vermeiden.

---

<sup>2</sup> Der BDEW versteht unter "Wasserstoff-Readiness", dass beim Anlagenbau die technischen und räumlichen Voraussetzungen für eine Umrüstung auf einen Betrieb der Anlage mit 100 Prozent Wasserstoff bereits vorgesehen werden, und die Umrüstung mit geringen zusätzlichen Investitionskosten durchführbar ist.

Brennstoffbasierte Kraftwerke, die den Kohleausstieg und die gesicherte Leistung im Strombereich in Zeiten hoher Residuallast (meist bei niedrigen Außentemperaturen in Winternächten = "kalte Dunkelflaute") gewährleisten, werden auch bei **Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 bzw. 2050** und darüber hinaus benötigt. Diese Funktion der Residualkraftwerke passen gut zu KWK-Anlagen in Wärmenetzsystemen, da die jährlichen Vollbenutzungstunden bis 2050 stetig abnehmen werden. Die hohe installierte Leistung der Kraftwerke wird dann nur noch in wenigen Stunden (< 1.000 h) pro Jahr benötigt. Da die Bedeutung der Wärme aus KWK-Anlagen in Wärmenetzen ebenfalls über die nächsten Jahre abnimmt und sukzessive durch Fernwärme aus Erneuerbaren Energien und Abwärme ersetzt wird, passen KWK-Anlagen auf der Basis erneuerbarer und dekarbonisierter Brennstoffe (wie grüner und blauer Wasserstoff, Biomethan) sehr gut sowohl zur Energiewende im Strom- als auch im Wärmesektor. Insbesondere in urbanen Räumen werden die Klimaschutzziele für den Gebäudesektor nur mithilfe der Treibhauseinsparungen durch die Fernwärme erreicht werden können. Insofern sind nationale Anreizprogramme (in Form von Investitions- und Betriebskostenförderung) zur Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung und zum Umbau der Wärmenetze von großer Bedeutung auf dem Weg zur Klimaneutralität. Die KUEBLL sollten den Mitgliedstaaten entsprechend viel Freiraum für entsprechenden Anreiz- und Förderinstrumente - wie die geplante Bundesförderung effiziente Wärmenetze - lassen. Dabei ist auch die wichtige Doppelfunktion der KWK-Anlagen zu berücksichtigen.

### **11 Aid in the form of reductions from electricity levies for energy-intensive users (Kapitel 4.11.)**

**Rn. 357:** Beihilfen werden hier auf Sektoren beschränkt, die aufgrund der beihilfefähigen Abgaben einen erheblichen Wettbewerbsnachteil haben und Gefahr laufen, ihren Standort außerhalb der Union zu verlagern. Neben der Energieintensität sollte bei den Unternehmen auch auf die Systemdienlichkeit abgestellt werden und entsprechend eine Reduktion der Netzentgelte und Umlagen auch für diese Unternehmen oder Betreiber von Speicheranlagen möglich sein.

Wichtig ist, dass die **Herstellung von Industriegasen/Wasserstoff** auf jeden Fall von der Möglichkeit zur Umlagenbefreiung erfasst werden muss. Bislang fehlt diese allerdings im Anhang des Kommissionsvorschlags. Ohne eine entsprechende Regelung würde dies zu einer erheblichen Mehrbelastung bei der Wasserstoffherstellung führen, die angesichts des dringend benötigten Markthochlaufs zu vermeiden ist. Die Schwellenwerte für die Beihilfe sind daher so auszugestalten, dass die Herstellung von Industriegasen davon abgedeckt ist.

## 12 Aid for coal, peat and oil shale closure (Kapitel 4.12.)

Zur Transformation der EU-Wirtschaft hin zur Klimaneutralität gehört neben der zunehmenden Nutzung klimaneutraler Technologien im Energiesektor auch der sukzessive Ausstieg aus den fossilen Energieträgern. Insbesondere der Ausstieg aus der Kohleverstromung ist sowohl in Deutschland als auch in vielen osteuropäischen EU-Mitgliedstaaten eine gesellschaftliche Mammutaufgabe. Stein- und Braunkohle haben über Jahrzehnte die Hauptlast der europäischen Stromversorgung getragen. Der vollständige Ausstieg soll jetzt auf gesetzlicher Grundlage in wenigen Jahren erfolgen. Damit sind teils erhebliche Eingriffe in **grundrechtlich geschützte Eigentumspositionen** verbunden, die aufgrund verfassungsrechtlicher Grundsätze auszugleichen sind.

Dies gilt insbesondere auch für die Braunkohle-Tagebaue und den Strukturwandel in den entsprechenden Regionen. Tagebauplanung ist ein extrem langwieriger Prozess, der nicht ständig verändert werden kann bzw. deren Änderung immer mit hohen Kosten verbunden ist. Es muss daher zur Wahrung verfassungsrechtlich erforderlicher Ausgleichsansprüche möglich sein, entsprechende politische Entscheidungen mit Zahlungen abzusichern.

Es ist daher grundsätzlich zu begrüßen, dass die EU-Kommission den erforderlichen Beihilferahmen zur **Abfederung der wirtschaftlichen und sozialpolitischen Folgen** für die betroffenen Mitgliedstaaten, Unternehmen und Regionen rechtssicherer und vorhersehbarer ausgestalten will. In Rn. 374 wird zutreffend darauf hingewiesen, dass es ein Erfordernis gibt, Entschädigungszahlungen gesetzlich und/oder vertraglich festzulegen, um langwierige gerichtliche Auseinandersetzungen zu vermeiden und damit **Rechtssicherheit und Vorhersehbarkeit** zu bewirken.

In der weiteren Ausgestaltung ist aber Folgendes zur Zielerreichung zu beachten:

**Rn. 373:** Zur Überprüfung des Anreizeffektes der Beihilfe soll nach dem Entwurf die vorzeitige ordnungsrechtliche Stilllegung mit einem kontrafaktischen („counterfactual“) Szenario ohne Abschaltverpflichtung verglichen werden. Dieses Alternativszenario soll auf „gerechtfertigten Annahmen auf Grundlage der prognostizierten Entwicklungen“ („justified assumptions in line with projected developments“) basieren und die „prognostizierten Kosten und Erlöse (“projected revenues and costs“)) der Anlage berücksichtigen. Diese Kriterien sind zum einen unbestimmt und lassen zum anderen nicht erkennen, auf welchen Zeitpunkt die Kosten- und Erlösabschätzung abstellt und auf welcher Basis sie prognostiziert wird. Angesichts der Dauer der europäischen Beihilfeprüfung und der Volatilität der Märkte ist aus Gründen der Rechts- und Planungssicherheit grundsätzlich auf den **Zeitpunkt der Entschädigungsentscheidung des Mitgliedstaates** abzustellen. Dies hat die EU-Kommission in ihrer Entscheidung zur Sicherheitsbereitschaft nach dem EnWG (C(2016)3124 final) auch anerkannt.

**Rz. 377:** Zu begrüßen ist, dass die EU-Kommission anerkennt, dass Entschädigungszahlungen in vielen Fällen in einer **Einzelfallbetrachtung** durch die Kommission geprüft werden müssen, die die

entgangenen Gewinne sowie weitere Zusatzkosten für die Betreiber berücksichtigt. Dagegen ist die Einführung eines „**Korrekturmechanismus**“ („*correction mechanism*“), der von den Mitgliedstaaten in den Fällen einzurichten ist, in denen eine vorzeitig ordnungsrechtlich stillgelegte Anlage später als ein Jahr nach Erhalt der Entschädigung stillgelegt wird, mit dem Grundsatz der Rechts- und Planungssicherheit und damit Vorhersehbarkeit nicht vereinbar. Sinn und Zweck einer ex-ante Festlegung der Entschädigung ist es, den betroffenen Unternehmen für die Zukunft eine von der EU-Kommission vorab zu prüfende, dann aber rechtssichere Finanzgrundlage zu geben, auf der sie ihre Unternehmen neu ausrichten und neue Geschäftsmodelle auf- und ausbauen können. Ebenso benötigen die Mitgliedstaaten haushälterische Planungs- und Rechtssicherheit für die Zukunft. Schließlich dient die Entschädigungsvereinbarung zwischen Mitgliedstaat und betroffenen Unternehmen auch dazu, langfristige Gerichtsverfahren durch eine gütliche Einigung zu vermeiden. Dies hat die EU-Kommission bislang zu Recht anerkannt und es verwundert, dass nun die Gefahr einer Klagewelle in Kauf genommen werden soll. Das von der EU-Kommission vorgeschlagene Regelausnahmeverhältnis von „*correction mechanism*“ und „*exceptional circumstances*“ ist insoweit nicht sachgerecht. Einvernehmliche Gesamtlösungen haben zudem den Vorteil, soziale Belange, regionale Ausgewogenheit, technische und (umwelt)rechtliche Restriktionen und Aspekte der Versorgungssicherheit in einem Ausstiegskonzept zu berücksichtigen. Sie geben nicht zuletzt neben den Betreibern auch anderen Marktteilnehmern – namentlich Investoren in neue, umweltfreundliche Technologien – Planungssicherheit. Deutschland hat nach dieser Leitlinie einen Ausstiegspfad für einen Kohleausstieg bis zum Jahr 2035 oder 2038 detailliert festgelegt. Ein solcher langfristiger Ausstiegspfad ist nicht umsetzbar, wenn die Unternehmen über lange Zeit nicht wissen, wie sie für ihren Beitrag zum vorzeitigen Kohleausstieg entschädigt werden. Das Modell eines mit einem fixen Entschädigungsbetrag kompensierten konkreten, langfristigen Ausstiegspfads, mit dem sämtliche langfristigen zusätzlichen Kosten und entgangene Gewinne abschließend abgegolten werden, sollte daher Vorbild und nicht nur in „*exceptional circumstances*“ (Rn. 373, 377) zulässig sein.

**Rn. 380 ff.:** Zutreffend werden neben „*forgone profits*“ zwar „*additional costs due to early closure*“ benannt, womit der Entwurf der Leitlinien anerkennt, dass auch bei vorzeitigen Stilllegungen von profitablen Kraftwerken und Tagebauen nicht allein entgangene Gewinne zu erstatten sind, sondern sämtliche Nachteile der vorzeitigen Stilllegung *entschädigungsfähig* sein müssen und nach nationalem Verfassungsrecht *entschädigungspflichtig* sind. Abzulehnen ist aber die dann sachlich nicht begründbare Begrenzung der Entschädigung von „**außergewöhnlichen Kosten**“ („*exceptional costs*“) auf nicht wettbewerbsfähige Kraftwerke und Tagebaue. Dies gilt für alle Kostenpositionen des Annex II, insbesondere für die Sozial- und Umweltkosten. Grund und Rechtfertigung für diese Kostenerstattung ist nicht die Frage der Wettbewerbsfähigkeit, sondern allein die

Folgenabfederung der ordnungsrechtlich erzwungenen vorläufigen Stilllegung der betroffenen Anlagen. Hierzu gehören neben Umweltkosten<sup>3</sup> u. a. auch die sozialen Kosten für vorzeitige Altersversorgung, Umschulungsmaßnahmen etc., die ohne die vorzeitige Stilllegung nicht angefallen wären. Auch geplante Stilllegungen von noch profitablen Kraftwerken und ggf. damit verbundenen Tagebauen verursachen erhebliche soziale und umweltbezogene Kosten. Profitable wie nicht wettbewerbsfähige Kraftwerke brauchen für die Schließung einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf, um eine sozialverträgliche Beendigung zu gewährleisten. Bei der Stilllegung von profitablen und nicht mehr wettbewerbsfähigen Kraftwerken bzw. Tagebauen sind gleichermaßen Raumordnungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen und eine sich anschließende Rekultivierung ist in beiden Fällen zu finanzieren. Für beide Varianten wird dafür eine ausreichende Vorlaufzeit benötigt. Grundsätzlich sollten beihilfefähige Kosten im Falle von Braunkohlekraftwerksstilllegungen auch die Nachsorge des Tagebaus einbeziehen. Durch die 1:1-Beziehung zwischen Kraftwerk und Tagebau sind die Tagebaue stets – nicht nur möglicherweise – von den Kraftwerksstilllegungen betroffen.

Sachgerecht ist die Differenzierung zwischen Beihilfen für profitable und nicht profitable Aktivitäten nur insoweit, als eine zusätzliche Erstattung entgangener Gewinne naturgemäß nur bei der Untersagung profitabler Aktivitäten in Betracht kommt und bei profitablen Aktivitäten stets (dem Verursacherprinzip folgend) nur die im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario durch die vorzeitige Stilllegung zusätzlich entstehenden Kosten erstattet werden sollten. Zu beachten ist in diesem Zusammenhang aber, dass schon allein die zeitliche Vorverlagerung der Kosten der Stilllegung von Kraftwerken oder Tagebauen zusätzliche Kosten verursachen kann, weil die Finanzierung dieser Kosten früher ansteht (Barwerteffekt).

Nicht zuletzt fehlt es bei der von der Kommission beabsichtigten Differenzierung an einer Definition von „profitabel“, was zu erheblichen Unsicherheiten bei der Zuordnung der Fälle führen kann. Vorzugswürdig erscheint, danach zu differenzieren, ob der Betreiber im Zeitpunkt der Entscheidung über die Verpflichtung zur vorzeitigen Stilllegung die Fortführung seiner Aktivitäten über den Stilllegungszeitpunkt hinaus plante und hierfür keine Beihilfen in Anspruch nehmen würde. In diesem Fall sollten es die Leitlinien zulassen, den Betreiber wirtschaftlich so zu stellen wie er stünde, wenn er den Betrieb fortgesetzt hätte (also Ersatz der entgangenen Deckungsbeiträge und der zusätzlichen Kosten der vorzeitigen Stilllegung).

---

<sup>3</sup> Dies stellt auch keinen Widerspruch zum allgemeinen umweltrechtlichen Verursacherprinzip dar, da unter die zu entschädigenden Kosten allein diejenigen **Zusatzkosten** fallen, die aufgrund der vorzeitigen Stilllegungen verursacht und nicht angefallen wären, wenn die Anlagen bestimmungsgemäß bis zum Ende ihres wirtschaftlichen Lebenszyklus betrieben worden wären.

Aus Sicht der Systemsicherheit ist selbstverständlich, dass es weiterhin möglich sein muss, dass **Kraftwerke als systemrelevant ausgewiesen** werden können, und zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs als Netzreserve vorgehalten und eingesetzt werden.

### **AnsprechpartnerInnen**

Moritz Mund  
EU-Vertretung  
Telefon: +32 2 7745115  
moritz.mund@bdew.de

Dr. Paula Hahn  
Abteilung Recht  
Telefon: +49 30 300199-1517  
paula.hahn@bdew.de

## 13 Anlage: BDEW-Änderungsvorschläge

### Definitions

Proposal by the European Commission	BDEW amendment proposal
<p>18 (35b):</p> <p><i>(v) smart gas grids, which means any of the following equipment or installation aiming at enabling and facilitating the integration of renewable and low-carbon gases (including biomethane or hydrogen) into the network: digital systems and components integrating information and communication technologies, control systems and sensor technologies to enable the interactive and intelligent monitoring, metering, quality control and management of gas production, transmission, distribution and consumption within a gas network. Furthermore, smart grids may also include equipment to enable reverse flows from the distribution to the transmission level and related necessary upgrades to the existing network;</i></p>	<p>Art. 2.4 point 18 (35b):</p> <p><i>(v) smart gas grids, which means any of the following equipment or installation aiming at enabling and facilitating the integration of renewable and low-carbon gases (including biomethane, <b>synthetic gases</b> or hydrogen) into the network: digital systems and components integrating information and communication technologies, control systems and sensor technologies to enable the interactive and intelligent monitoring, metering, quality control and management of gas production, transmission, distribution and consumption within a gas network. Furthermore, smart grids may also include equipment to enable reverse flows from the distribution to the transmission level and related necessary upgrades to the existing network, <b>as well as connections of biomethane, synthetic gases and hydrogen production facilities;</b></i></p>
<p>18 (35c):</p> <p><i>(i) transmission pipelines, <del>for the high-pressure</del> transport of hydrogen, as well as distribution pipelines for the local distribution of hydrogen, giving access to multiple network users on a transparent and non-discriminatory basis;</i></p> <p><i>(ii) underground storage facilities connected to the <del>high-pressure</del> hydrogen <del>transmission or distribution</del> pipelines referred to in point (i);</i></p>	<p>18 (35c):</p> <p><i>(i) transmission and distribution pipelines for the transport of hydrogen, including blends of hydrogen and natural gas or other forms of renewable or low-carbon gases such as biomethane), as well as distribution pipelines for the local distribution of hydrogen, giving access to multiple network users on a transparent and non-discriminatory basis;</i></p> <p><i>(ii) underground storage facilities connected to the hydrogen pipelines or pipelines transporting blends of hydrogen and natural gas or other forms of renewable or low-carbon gases such as biomethane referred to in point (i);</i></p>

Proposal by the European Commission	BDEW amendment proposal
<p>18 (35):</p> <p>[...]</p> <p>(d) concerning carbon dioxide:</p> <p>(i) pipelines, <del>other than upstream pipeline network</del>, used to transport carbon dioxide from more than one source, that is to say, industrial installations (including power plants) that produce carbon dioxide gas from combustion or other chemical reactions involving fossil or non-fossil carbon-containing compounds, for the purpose of permanent geological storage of carbon dioxide pursuant to Article 3 of Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council or for the purpose of using carbon dioxide as feedstock or to enhance the yields of biological processes;</p>	<p>Art. 2.4, point 18 (35):</p> <p>[...]</p> <p>(d) concerning carbon dioxide:</p> <p>(i) pipelines <b>and all infrastructure and equipment including ships, railways and trucks</b>, used to transport carbon dioxide from more than one source, that is to say, industrial installations (including power plants) that produce carbon dioxide gas from combustion or other chemical reactions involving fossil or non-fossil carbon-containing compounds, for the purpose of permanent geological storage of carbon dioxide pursuant to Article 3 of Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council or for the purpose of using carbon dioxide as feedstock or to enhance the yields of biological processes;</p>
<p>18 (47):</p> <p>“‘interruptibility scheme’ means a measure for security of electricity supply designed to ensure a stable frequency in the electricity system or address short term security of supply problems, <b>including</b> by interrupting load;”</p>	<p>18 (47):</p> <p>“‘interruptibility scheme’ means a measure for security of electricity supply designed to ensure a stable frequency in the electricity system or address short term security of supply problems by interrupting load;”</p>

### Appropriateness among different aid instruments

Proposal by the European Commission	BDEW amendment proposal
<p>48. A detailed assessment of the net extra cost will not be required if the aid amounts are determined through a competitive bidding process, because it provides a reliable estimate of the minimum aid required by potential beneficiaries. Therefore, the Commission considers that the proportionality of the aid is ensured if the following criteria are fulfilled:</p> <p>[...]</p>	<p>48. A detailed assessment of the net extra cost will not be required if the aid amounts are determined through a competitive bidding process, because it provides a reliable estimate of the minimum aid required by potential beneficiaries. Therefore, the Commission considers that the proportionality of the aid is ensured if the following criteria are fulfilled:</p> <p>[...]</p>

<p>(d) the expected number of bidders is sufficient to ensure effective competition; <del>the design</del> of undersubscribed bidding processes during the implementation of a <del>scheme is corrected</del> to restore effective competition <del>in the subsequent bidding processes or</del> as soon as possible;</p>	<p>(d) the expected number of bidders is sufficient to ensure effective competition; <b>in case</b> of undersubscribed bidding processes, <b>the Member States take the appropriate measures to improve the expected number of bidders</b> during the implementation of a scheme <b>to incentivise investors to take bids, accelerate project approval processes and increase the availability of sites</b> to restore effective competition as soon as possible</p>
---	--

**Weighing the positive effects of the aid against the negative effects on competition and trade**

<p><b>Proposal by the European Commission</b></p>	<p><b>BDEW amendment proposal</b></p>
<p>69. "In that balancing exercise, the Commission will <del>pay particular attention to</del> Article 3 of Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council, including the 'do no significant harm' principle, or other comparable methodologies."</p>	<p>69. "In that balancing exercise, the Commission will <b>consider without prejudice</b> Article 3 of Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council, including the 'do no significant harm' principle, or other comparable methodologies."</p>
<p><b>Proposal by the European Commission</b></p>	<p><b>BDEW amendment proposal</b></p>
<p>71. "Measures that directly or indirectly involve support to <del>fossil fuels, in particular</del> the most polluting fossil fuels, are unlikely to create positive environmental effects and often have important negative effects because they can increase the negative environmental externalities in the market. <del>The same applies for</del> measures involving new investments in natural gas, <del>unless it is demonstrated that there is no lock-in effect. This will in principle render a positive balancing for such measures unlikely, as further explained in Chapter 4.</del>"</p>	<p>71. "Measures that directly or indirectly involve support to the most polluting fossil fuels are unlikely to create positive environmental effects and often have important negative effects because they can increase the negative environmental externalities in the market. <b>This will in principle render a positive balancing for such measures unlikely, as further explained in Chapter 4.</b> <b>This provision does not apply to</b> measures involving new investments in natural gas, <b>in particular when corresponding to the investments specified in Art. 7(1h) of the ERDF Regulation:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- the replacement of solid fossil fuels fired, namely coal, peat, lignite, oil-shale with gas-fired heating systems;</li> <li>- investment in the expansion and repurposing, conversion or retrofitting of gas transmission and distribution networks provided that such investment makes the networks</li> </ul>

	<p>ready for adding renewable and low carbon gases, such as hydrogen, biomethane and synthesis gas, into the system and allows to substitute solid fossil fuels installations;</p> <p>- investments in clean vehicles for public purposes and investments in vehicles, aircraft and vessels designed and constructed or adapter for use by civil protection and fire services.”</p>
--	---

### Aid for the reduction and removal of greenhouse gas emissions including through support for renewable energy

Proposal by the European Commission	BDEW amendment proposal
<p>Rn. 83 e) footnote 55: <del>“In such a case, the Member State should demonstrate that appropriate steps have first been taken through market and ancillary service design to expose investors to risks associated with curtailment and reward locational and technology choices that support grid stability.</del> Where the Member State identifies a persistent local security of supply problem that cannot be solved in the medium term with improvements to market design or sufficient network reinforcement, a measure to address this concern should be designed and assessed under Section 4.8.”</p>	<p>Rn. 83 e) footnote 55: “Where the Member State identifies a persistent local security of supply problem that cannot be solved in the medium term with improvements to market design or sufficient network reinforcement, a measure to address this concern should be designed and assessed under Section 4.8.”</p>

### Aid for energy infrastructure

Proposal by the European Commission	BDEW amendment proposal
<p>334. “Member States <del>also</del> have to ensure that the funding provided for the construction of the energy network infrastructure cannot be used to cross-subsidise or indirectly subsidise other economic activities, including the operation of the infrastructure. For electricity and gas infrastructure, see point 332 (d).”</p>	<p>334. „<b>Although funding for the operation of infrastructure is not inadmissible,</b> Member States have to ensure that the funding provided for the construction of the energy network infrastructure cannot be used to cross-subsidise or indirectly subsidise other economic activities, including the operation of the infrastructure. For electricity and gas infrastructure, see point 332 (d).”</p>

Proposal by the European Commission	BDEW amendment proposal
<p>337. “The granting of State aid is a way to overcome market failures which cannot be addressed by means of compulsory user tariffs. Therefore, to demonstrate the need for State aid, the following principles apply:</p> <p>(a) the Commission considers that for projects of common interest as defined by Article 4 of Regulation (EC) No 347/2013 which are fully subjected to internal energy market legislation, the market failures in terms of coordination problems are such that financing by means of tariffs may not be sufficient and State aid maybe granted;”</p> <p>[...]</p>	<p>337. “the Commission considers that for projects of common interest as defined by Article 4 of Regulation (EC) No 347/2013 which are fully subjected to internal energy market legislation <b>and for projects that are part of the Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) and are fit for use for hydrogen and renewable gases or fuels of non-biological origin that are part of internal market legislation</b>, the market failures in terms of coordination problems are such that financing by means of tariffs may not be sufficient and State aid maybe granted;”</p> <p>[...]</p>

#### Aid for district heating and cooling

Proposal by the European Commission	BDEW amendment proposal
<p>347. Section 3.2.2. does not apply to aid for district heating or cooling. The Commission considers that the upgrade or construction of district heating and cooling systems which rely on the most polluting fossil fuels such as coal, lignite, oil and diesel, have negative consequences on competition and trade which are unlikely to be offset unless the following <b>cumulative</b> conditions <b>are</b> fulfilled:</p> <p>(a) the support is limited to the upgrade of the distribution network;</p> <p>(b) the distribution network is or becomes fit for the transport of heat or cooling generated from renewable energy sources;</p> <p><b>(c) the investment does not result in increased generation of energy from the most polluting fossil fuels (for example, by connecting additional customers);</b></p> <p><del>(d)</del> there is a clear timeline involving firm commitments for transitioning away from the most polluting fossil fuels, compatible</p>	<p>347. Section 3.2.2. does not apply to aid for district heating or cooling. The Commission considers that the upgrade or construction of district heating and cooling systems which rely on the most polluting fossil fuels such as coal, lignite, oil and diesel, have negative consequences on competition and trade which are unlikely to be offset unless <b>the investment does not result in increased generation of energy from the most polluting fossil fuels and at least one of the following conditions is fulfilled:</b></p> <p>(a) the support is limited to the upgrade of the distribution network;</p> <p>(b) the distribution network is or becomes fit for the transport of heat or cooling generated from renewable energy sources;</p> <p><b>(c) there is a clear timeline involving firm commitments for transitioning away from the most polluting fossil fuels, compatible with the Union’s 2030 climate target and the 2050 climate neutrality target.</b></p>

<p><i>with the Union’s 2030 climate target and the 2050 climate neutrality target.</i></p>	
--	--

**Aid in the form of reductions from electricity levies for energy-intensive users**

<p><b>Proposal by the European Commission</b></p>	<p><b>BDEW amendment proposal</b></p>
<p>357. <i>“The aid under this Section should be limited to sectors that are at a significant competitive disadvantage and risk of relocation outside the Union because of the eligible levies. The risk of relocation depends on the electro-intensity of the sector in question and its exposure to international trade. Accordingly, aid can only be granted if the undertaking belongs to a sector facing a trade intensity of at least 20 Prozent at Union level and an electro-intensity of at least 10 Prozent at Union level. In addition, the Commission considers that a similar risk exists in sectors that face an electro-intensity of at least 7Prozent and face a trade intensity of at least 80Prozent. The sectors meeting these eligibility criteria are listed in Annex I.”</i></p>	<p>357. <i>“The aid under this Section should be limited to sectors that are at a significant competitive disadvantage and risk of relocation outside the Union because of the eligible levies. The risk of relocation depends on the <b>current or projected</b> electro-intensity of the sector in question and its exposure to international trade. Accordingly, aid can only be granted if the undertaking belongs to a sector facing a trade intensity of at least 20 Prozent at Union level and an electro-intensity of at least 10 Prozent at Union level. In addition, the Commission considers that a similar risk exists in sectors that face an electro-intensity of at least 7Prozent and face a trade intensity of at least 80Prozent. The sectors <b>currently</b> meeting these eligibility criteria are listed in Annex I, <b>although the Commission would also consider other sectors to be eligible where projected electro-intensity would meet the above criteria as a consequence of switching from higher emission fuels to electricity as part of a sector wide strategy to reduce emissions.</b>”</i></p>