

Berlin, 28. November 2024

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

Zum Referentenentwurf des KWSG

Version: 1

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

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

Inhalt

1	BDEW-Bewertung des KWSG	4
2	Diskussion der Vorbemerkung und Beantwortung der nachgereichten Fragen	8
2.1	Diskussion der Vorbemerkung des BMWK zum Referentenentwurf des KWSG	8
2.2	Bivalenter Betrieb in der ersten Säule (Betrieb mit Gas oder Wasserstoff, wobei die 800 geförderten Stunden Wasserstoffbetrieb pro Jahr für die Dauer der Förderung abgefahren werden müssen)....	9
2.3	Umstiegsdatum in der ersten Säule	11
2.4	Abschöpfung.....	13
2.5	Dekarbonisierungsanforderungen in der zweiten Säule.....	14
3	Artikel 1 Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke, Wasserstoffkraftwerke, Langzeitstromspeicher und neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit (KraftwerkeausschreibungsG – KraftAusG).....	15
3.1	§ 2 Begriffsbestimmungen	15
3.2	§ 5 Standorte der Anlagen.....	18
3.3	§ 6 Vorgaben zum Betrieb der Anlagen	19
3.4	§ 7 Technische Anforderungen an die Anlagen i.V.m. Anlage 1	20
3.5	§ 8 Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen	20
3.6	§§ 9 und 10 Anpassung des Ausschreibungsvolumens und Mengensteuerung bei Unterzeichnung	21
3.7	§ 13 Höchstwerte für die verschiedenen Ausschreibungen	21
3.8	§ 15 Angaben in den Geboten.....	22
3.9	§ 17 Eigenerklärung bei Gebotsabgabe.....	22
3.10	§ 19 Höhe der Sicherheitsleistung.....	22
3.11	§ 20 Südbonus	23
3.12	§ 27 Zulassung	24

3.13	§§ 33 und 35 Wasserstoffprämie und Brennstoffausgleich.....	24
3.14	§ 36 i.V. mit Anlage 5 (Übererlösabschöpfung)	26
3.15	§ 37 Rückzahlungspflicht	26
3.16	§ 38 Abschlagszahlungen.....	26
3.17	§ 43 Netzbetreiber.....	26
3.18	§ 53 Pönenal	27
3.19	§ 56 Evaluierung	27
3.20	Anlage 4: Höhe des Brennstoffausgleichs	27
3.21	Anhang 5: Übererlösabschöpfung.....	28
4	Artikel 2 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	28
5	Artikel 3 Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes	28
5.1	§§ 6, 18 und 22 Verlängerung der zeitlichen Geltungsdauer des KWK-Gesetzes.....	28
5.2	§ 2 KWKG Begriffsbestimmungen	29
5.3	§ 6 KWKG Zuschlagberechtigte neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen - weitere Änderungen	29
5.4	§ 18 Zuschlagberechtigter Neu- und Ausbau von Wärmenetzen	30
5.5	§ 35 KWKG Übergangsbestimmungen	31
5.6	Ausblick: Strategische Weiterentwicklung der KWK ab 2025 notwendig.....	31
6	Artikel 5 Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes	32
7	Artikel 6 Änderung der BAFA Besondere Gebührenverordnung	33
8	Artikel 7 Änderungen der Besondere Gebührenverordnung BNetzA	33
9	Artikel 8 Beihilferechtlicher Vorbehalt	33
10	Artikel 9 Inkrafttreten.....	33

1 BDEW-Bewertung des KWSG

Der BDEW setzt sich für die kurzfristige Einführung eines Instruments ein, das ausreichend Sicherheit für Investitionen in neue steuerbare und H2-ready Kraftwerke schafft. Daher begrüßt der BDEW die endlich erfolgte Konsultation des BMWK zum geplanten KWSG, das noch in Q2/2025 erste Ausschreibungen realisieren soll. Essenziell ist es jetzt, dass sich die Bundesregierung und auch die Oppositionsparteien für eine schnellstmögliche Umsetzung einsetzen, an die der BDEW jedoch klare Bedingungen knüpft.

Problematik

Ein Kraftwerksneubau ist ein komplexes Unterfangen, das immer mit Risiken behaftet ist. Spätestens seit dem Beginn des Angriffskrieges von Russland gegen die Ukraine hat sich diese Situation, u.a. durch Schwierigkeiten in den Lieferketten bei Komponenten für den Energiesektor, grundsätzlich verschärft.

Die bislang angedachten Regelungen vor allem für H2-ready-Kraftwerke sind immer noch mit so hohen Risiken behaftet, dass daraus aktuell eine „investive Unmöglichkeit“ folgt. Dabei sind die H2-Kraftwerke neben der zentralen Bedeutung für das Stromsystem auch wichtig für den H2-Hochlauf in Deutschland, weil H2-Kraftwerke, neben der Industrie, wichtige Nachfrager nach Wasserstoff sind. Die geplante Förderung soll zudem die nötige Entwicklung bei Wasserstoff-Technologien voranbringen.

Für die erste Säule des vorliegenden KWSG ist vor allem entscheidend, dass die Förderbedingungen so geändert werden, dass damit die Investitionen von Aufsichtsräten freigegeben und von Banken als finanziertfähig eingestuft werden können. Momentan verhindern insbesondere die hohen Risiken und die drohenden Konsequenzen bei Nichterfüllung der Vorgaben die Bankability. Zu den hohen Risiken gehören nicht ausreichende Wasserstoffverfügbarkeit, Verzögerungen in der Technologieentwicklung bei H2-Turbinen oder der Aufbau der H2-Infrastruktur sowie zu knappe Realisierungszeiträume. Eine vollständige Rückzahlung der Förderung bzw. Einbehaltung der Sicherheitsleistung wären die Folge.

So ist derzeit noch nicht absehbar, mit welchem H2-Anteil neue Turbinen bis zum Umstellungszeitpunkt (8. Jahr nach Inbetriebnahme) technisch umgehen können. In der avisierten Größenordnung von mehreren hundert Megawatt elektrischer Leistung existiert derzeit noch keine 100 % Wasserstoffanlage im Betrieb. Eine Lösung, die technisch noch nicht existiert, zu pönalisieren, steht einer notwendigen Investitionssicherheit für die Unternehmen entgegen. Außerdem weist der BDEW nachdrücklich darauf hin, dass die erfolgreiche Umstellung auf Wasserstoff von der Verfügbarkeit ausreichender H2-Mengen, der Anschlussleitungen und auch der notwendigen H2-Speicherkapazitäten für die Kraftwerke abhängt.

Forderungen 1. Säule

In der ersten Säule muss eine deutliche Entschärfung derjenigen Risiken erfolgen, die nicht oder nur teilweise von den Kraftwerksbetreibern beeinflusst werden können. Um diese Risiken im Ausschreibungsdesign zu adressieren und Investitionen zu ermöglichen, sind zentrale Forderungen des BDEW, dass der **Höchstpreis frühzeitig bekanntgegeben** wird und er einen **angemessenen Risikoaufschlag** durch den Bietenden berücksichtigt. Gleichzeitig muss die prohibitive **Höhe der Pönalen nach Beeinflussbarkeit differenziert** und auf ein **praktikables Maß reduziert** werden. Darüber hinaus besteht ein besonderes Risiko für kommunale Unternehmen, weil zusätzliche Sicherheiten für die Finanzierung der Investitionen benötigt werden. Umso wichtiger sind somit angemessene Investitionsbedingungen für alle Unternehmen.

Weitere konkrete Forderungen des BDEW in der 1. Säule sind die Folgenden:

- › **Neuanlagendefinition:** Nach der jetzigen Definition darf eine Neuanlage nicht an einem bestehenden Standort errichtet werden, an dem bereits zuvor eine Stromerzeugungsanlage betrieben wurde, welche „gasförmige Brennstoffe“ in den letzten 5 Jahren als Hauptbrennstoff genutzt hat. Den Neubau an bestehenden Kraftwerksstandorten mit Gaskraftwerken zu verhindern, auch wenn diese ggf. an Standorten mit mehreren Brennstoffen nur einen kleinen Anteil an der Gesamterzeugung haben, schließt allerdings aus umwelt- u. naturschutzfachlicher Sicht gut geeignete Standorte aus. Auch spielt der Faktor Zeit eine große Rolle, weil „Neuerschließungen“ viel zeitintensiver sind als Projekte an existierenden Kraftwerksstandorten mit bestehender Infrastruktur. Auf die genannte Anforderung an Anlagenstandorte für Neuanlagen ist zu verzichten. Die Definition sollte daher dringend um neue Blöcke an bestehenden Gaskraftwerksstandorten erweitert werden.
- › **Anforderungen Modernisierung:** Die in § 2 Nr. 44 des RefE geforderte Effizienzsteigerung von der Alt- zur modernisierten Anlage in Höhe von 15 Prozentpunkten ist in den allermeisten Fällen nicht erreichbar, da Gasturbinen eine weit entwickelte Technologie sind und somit nur noch inkrementelle Effizienzsteigerungen erreicht werden können. Auch ist die Mindestinvestitionstiefe für eine Modernisierung von 70 % der Kosten einer adäquaten Neuanlage zu hoch gegriffen und erschwert die Erschließung von Projekten zusätzlich. Der BDEW fordert eine Absenkung der Mindestinvestitionstiefe auf 50 %.
- › **Südbonus:** Bei der Ausgestaltung des Südbonus ist zu beachten, dass maximal 2/3 der Gebotsmenge den Bonus erhalten, sodass bei jeder Ausschreibungsrunde auch Gebote aus dem „netztechnischen Norden“ wettbewerblich bezuschlagt werden können.
- › **Systemanforderung:** Aus Perspektive der Kraftwerksbetreiber sind die technischen Anforderungen an die Kraftwerksanlagen sehr hoch. So handelt es sich bei dem geforderten Phasenschieberbetrieb (für die Erbringung von Momentanreserve und Blindleistung) um eine

bisher selten implementierte Betriebsweise, die teilweise technisches Neuland darstellt und in jedem Fall eine starke Abweichung vom heutigen Standard der Anlagenbauer darstellt. Anpassungen der Projektplanung an die jetzigen Systemanforderungen können zu signifikanten Zeitverzögerungen und Mehrkosten in der Realisierung führen.

Aus Netzbetreiberperspektive sind die Mindestanforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) technisch umsetzbar und verfügbar, wenn auch nicht für alle Anlagenarten. Es sollte den Kraftwerksbetreibern frei sein, die technischen Anforderungen umzusetzen, auf eine Weise, die ihnen am ehesten geeignet scheint. Das KWSG sollte aber zu zusätzlichen Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen führen.

Die übergreifenden Regelungen der Mindestanforderungen sind dabei abhängig von einer Vielzahl von Einflussfaktoren, welche aus BDEW-Sicht in Abstimmung aller beteiligten Stakeholder dringend näher bestimmt werden müssen, um den notwendigen und in den kommenden Jahren steigenden Bedarf an SDL für das Stromnetz angemessen zu berücksichtigen. Insbesondere zu beachten ist dabei u.a.:

- Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der Ausschreibung.
 - Es werden keine Anlagengebote aus der Auktion ausgeschlossen und Verzögerungen für Kraftwerksprojekte werden möglichst geringgehalten.
 - Die Anforderungen an die Kraftwerksbetreiber sind technologisch umsetzbar und verfolgen das Ziel, dass die Anforderungen an den Bedarf an SDL standortbezogen angemessen sind.
 - Der von den ÜNB genannte Bedarf muss vom Kraftwerksbetreiber bereitgestellt werden. Den Kraftwerksbetreibern steht es frei, die Umsetzung auf einer Weise zu erfüllen, die ihnen am ehesten geeignet scheint, ohne dabei Standorte für den Bau neuer Kraftwerke zu blockieren.
- › **Sicherheitszahlung:** Die geforderte Sicherheitsleistung in Höhe von 150 Euro/Kilowatt (kW) belastet die Kreditlinie des Unternehmens und würde, z.B. bei einem 400 MW-Kraftwerk, 60 Mio. Euro betragen. Der BDEW fordert eine deutliche Reduktion der Sicherheitsleistung, um die Teilnahme möglichst vieler Marktteure an den Ausschreibungen zu ermöglichen.
- › **Umstellung auf 100 % Wasserstoff:** Nach 7 Jahren des möglichen Erdgasbetriebs wird spätestens ab dem 8. Betriebsjahr die Umstellung auf 100 % H₂ gefordert. H₂-Turbinen im großtechnischen Anlagenbereich für den Betrieb mit 100 % H₂ sind Stand heute nicht bestellbar. Das Risiko der Brennstoffverfügbarkeit gepaart mit dem drohenden Verlust der sehr hohen Sicherheitsleistung sowie der Förderung stellt für eine Investitionsentscheidung aktuell ein untragbares Risiko dar. Nach Umstieg auf 100 % H₂ sollte die Option des bivalenten Betriebs jenseits der 800 geförderten Stunden zugelassen werden.

Darüber hinaus sind weitere Anpassungen in den Bereichen Fördersystematik, Clawbackmechanismus, CfD-Ausgestaltung und Wasserstoffanforderungen notwendig, um eine breite Teilnahme an den Ausschreibungen zu ermöglichen.

Forderungen zweite Säule

Für die zweite Säule fordern wir ebenfalls die oben ausgeführten offenen Fragen rund um die Systemanforderungen und den Südbonus sowie der Kritikpunkte bzgl. der Sicherheitszahlung und der Pönale gleichermaßen. Darüber hinaus bestehen konkrete Forderungen für die Förderbedingungen und den Clawback. Aufgrund des niedrigeren Risikoprofils sind die Ausschreibungsbedingungen der **zweiten Säule in der aktuellen Ausgestaltung attraktiver als die der ersten Säule**.

Anpassungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)

Der Entwurf des Kraftwerkssicherheitsgesetzes beinhaltet mehrere Regelungen zur **Verlängerung des KWKG, welche dringend geboten sind und sehr schnell umgesetzt werden müssen**. Da die Anpassungen des KWKG als eigener Artikel in dem Gesetzentwurf verortet sind und auf Grund der bewährten Struktur der KWK-Förderung mit den Änderungen keine Auswirkungen auf den Bundeshaushalt einhergehen, fordert der BDEW, den **KWKG-Teil aus dem Gesetz herauszulösen** und mit wenigen, jedoch dringenden Anpassungen (siehe unten zu Artikel 3) separat vom restlichen Kraftwerkssicherheitsgesetz in jedem Fall zu beschließen.

Fazit

Wichtig ist, dass bis zum Beginn der Ausschreibungen, die **Risiken maßgeblich reduziert** werden, um eine breite Beteiligung zu ermöglichen. Dies ist **von Anfang an notwendig**: Denn wenn die ersten Ausschreibungen unterzeichnet sind, muss nach den europäischen Beihilfe-rechtsvorgaben das Ausschreibungsvolumen für weitere Ausschreibungen reduziert werden. Darüber hinaus muss die KWK-Technologie in den Ausschreibungen des KWSG angemessen berücksichtigt werden; wir verweisen hierzu auf die Ausführungen zu § 17 (S. 22). Die zusätzlichen Kapazitäten sind aus energiewirtschaftlicher Sicht für eine **sichere Umsetzung des Kohleausstiegs** zwingend erforderlich. Darüber hinaus ist die Bedeutung der ersten Säule für den **Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft** mit Kraftwerken als zentrale Abnehmer des Wasserstoffs nochmals hervorzuheben. Zu diesen und weiteren Aspekten hat der BDEW mit seinen Mitgliedern in seiner [Stellungnahme](#) Vorschläge in die Konsultation des BMWK eingebracht, um die oben genannten Risiken zu adressieren.

2 Diskussion der Vorbemerkung und Beantwortung der nachgereichten Fragen

2.1 Diskussion der Vorbemerkung des BMWK zum Referentenentwurf des KWSG

- › „Aus Sicht des BMWK sind die Regelungen eilbedürftig, denn der Strommarkt benötigt dringend neue flexible Erzeugungskapazitäten. Die Energieministerinnen und Energieminister der Länder haben in ihrer „Brunsbütteler Erklärung“ am 8. November 2024 ebenfalls auf das nun nötige Tempo hingewiesen. Ziel ist eine Kabinettsbefassung am 4. Dezember 2024 und ein Abschluss des parlamentarischen Verfahrens noch in dieser Legislaturperiode“

Der BDEW setzt sich für die kurzfristige Einführung eines Instruments ein, das ausreichend Sicherheit für Investitionen in neue steuerbare und H2-ready Kraftwerke schafft. Daher begrüßt der BDEW die endlich erfolgte Konsultation des BMWK zum geplanten KWSG, das noch in Q2/2025 erste Ausschreibungen realisieren soll. Essenziell ist es jetzt, dass sich die Bundesregierung und auch die Oppositionsparteien für eine schnellstmögliche Umsetzung einsetzen, an die der BDEW jedoch Bedingungen knüpft.

Der Kraftwerksneubau über die KWSG-Ausschreibungen ist daher nur ein erster Schritt. Neben der schnellen Umsetzung des KWSG, um Kapazitäten anzureizen, ist darüber hinaus ein massiver Zubau neuer Kapazitäten erforderlich. Hierfür ist dringend eine rasche Entscheidung über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu erreichen, damit dessen Implementierung zeitnah beginnen kann.

- › „Aufgrund der Rückmeldung aus der Konsultation hat das BMWK Änderungen am Konzept und entsprechend auch am Gesetzentwurf vorgenommen, z.B. bei den Sicherheitsleistungen, den Realisierungsfristen, der geforderten Effizienzsteigerung bei Modernisierungsvorhaben und der Nähe zum H2-Kernnetz. Zudem ist im Gesetz nun vorgesehen, dass der Südbonus nach den ersten Ausschreibungsrunden evaluiert wird“

Der derzeitige Referentenentwurf des KWSG reflektiert die vorangegangene Diskussion innerhalb der Branche und im Rahmen der Konsultation. Wir sehen in dem Entwurf zwar kleinere Verbesserungen an einzelnen Stellschrauben, jedoch nicht bei den wesentlichen Kritikpunkten, die der BDEW im Vorfeld adressiert hatte. Dazu zählen zum Beispiel die den Betreibern auferlegten Risiken, der nicht erlaubte bivalente Betrieb, die Standortauswahl und noch offenen Fragen rund um die Systemanforderungen. Hinzu kommen sogar einzelne Verschlechterungen wie die verringerten Ausschreibungsvolumen und die Verpflichtung, bis zu einem noch nicht festgelegten Zeitpunkt die Anlage CO2-frei zu betreiben.

Wichtig ist, dass bis zum Beginn der Ausschreibungen, die **Risiken maßgeblich reduziert** werden, um eine breite Beteiligung zu ermöglichen. Dies ist von Anfang an notwendig und bislang

nicht ausreichend erfolgt: Denn wenn die ersten Ausschreibungen unterzeichnet sind, muss das Ausschreibungsvolumen für weitere Ausschreibungen reduziert werden. Die zusätzlichen Kapazitäten sind aber aus energiewirtschaftlicher Sicht für eine sichere Umsetzung des Kohleausstiegs zwingend erforderlich. Darüber hinaus ist die Bedeutung der ersten Säule für den **Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft** mit Kraftwerken als zentrale Abnehmer des Wasserstoffs nochmals hervorzuheben.

- › „*Einige weitere im Gesetzentwurf vorgesehene Regelungen sind noch in der Diskussion. Dazu zählen beispielsweise die Möglichkeit eines bivalenten Betriebs, die konkrete Ausgestaltung des Umstiegsdatums in der ersten Säule sowie die technischen Anforderungen an die Kraftwerke. Diese Punkte werden im weiteren Verfahren mit der EU Kommission besprochen bzw. auf ihre technische Machbarkeit geprüft und ggf. entsprechend angepasst*“

Aus Sicht des BDEW ist der Hinweis auf die Diskussion mit der Kommission zu den noch offenen Punkten viel zu vage, auch wenn die inhaltliche Ausarbeitung grundsätzlich richtig ist. Das Ziel sollte eine schnellstmögliche Umsetzung des KWSG sein. Für dessen erfolgreiche Umsetzung ist es wichtig, aktuell nach wie vor enthaltene Risiken zu reduzieren.

Zwar sollte die Diskussion einzelner Elemente nicht dazu führen, dass sich die Umsetzung des KWSG weiter verzögert, jedoch enthält gegenüber der im September konsultierten Zusammenfassung des KWSG der vorliegende Referentenentwurf nur minimale Verbesserungen. Auch mit dieser vorliegenden Fassung des KWSG ist die Realisierung vieler bereits entwickelter Projekte aus ökonomischen, operativen und technischen Gründen weiterhin nicht möglich oder für den Betreiber aufgrund der vorgegebenen kurzen Umsetzungsfristen und hohen Pönen zu riskant. Ohne deutliche Anpassungen im Gesetzesentwurf wird das KWSG den gewünschten Neubau und Wettbewerb bei den Auktionen voraussichtlich nicht in Gang setzen oder verursacht unnötig hohe Kosten.

2.2 Bivalenter Betrieb in der ersten Säule (Betrieb mit Gas oder Wasserstoff, wobei die 800 geförderten Stunden Wasserstoffbetrieb pro Jahr für die Dauer der Förderung abgefahren werden müssen)

Prinzipiell sind zumindest bei BHKW beide Brennstoffe einsetzbar. Bisher gibt es noch kaum Erfahrungswerte im Realbetrieb. Hierfür wären technische Anpassungen (wenn das Kraftwerk H2 ready ist), in der Peripherie, wie bspw. Zuleitungen etc. notwendig.

- › a) Welche technischen Anpassungen wären erforderlich, um einen flexiblen Wechsel zwischen den Kraftwerksbetrieb mit Erdgas oder mit Wasserstoff zu ermöglichen?

Die Anlage muss auf die Wechsel des Brennstoffs im Betrieb ausgelegt sein, dies ist bei Neuanlagen grundsätzlich ohne prohibitiv hohen Aufwand möglich. Insbesondere das Verbrennungssystem der Gasturbine muss entsprechend ausgelegt werden, dies ist auch Teil der Entwicklung hin zur “100 % H₂”-Fähigkeit auf Seiten der Gasturbinen-Hersteller.

Hilfreich wären separate Anschlüsse an das Erdgas- und das Wasserstoffnetz. Eine Mischstation könnte darüber hinaus einen graduellen Hochlauf des Wasserstoffanteils ermöglichen. Des Weiteren könnte es für die Startvorgänge auch längerfristig notwendig sein, Erdgas einzusetzen. Insbesondere bei nicht durchgehender Verfügbarkeit von großen Mengen an Wasserstoff oder schwankendem Wasserstoff-Angebot aus dem Netz (z.B. in der “Hochlauf-Phase” des Wasserstoffnetzes) kann eine höchstmögliche Dekarbonisierung erreicht werden.

- › b) Welche Erfahrungen gibt es in der Branche hinsichtlich Effizienz & Zuverlässigkeit eines bivalenten Betriebs?

Da bisher keine großen Gasturbinen im 100% Wasserstoff-Betrieb laufen, gibt es derzeit keine Erfahrungen mit dem bivalenten Betrieb – insbesondere nicht mit dem Wechsel zwischen 100% Wasserstoff und 100% Erdgas.

Die Zufuhrung von Wasserstoff bei primärem Betrieb mit Erdgas ist jedoch bereits in verschiedenen Mischverhältnissen (bis ca. 50 %_vol) ohne nennenswerte Probleme getestet. So mit ist die grundsätzliche Funktionalität eines Betriebs insbesondere der Hilfsanlagen (“BoP”) sowohl mit Wasserstoff als auch Erdgas bereits erprobt. Sobald entsprechende Verbrennungssysteme der Gasturbine, die auch höhere Anteile von Wasserstoff zulassen, zur Verfügung stehen, sind für den bivalenten Betrieb keine prohibitiven Hindernisse zu erwarten.

Grundsätzlich gehen die Hersteller davon aus, dass es bei hohen Wasserstoffanteilen zu einer gewissen Minderleistung/Effizienzverschlechterung der Turbinen kommen dürfte. Dies ist aber unabhängig von der Ermöglichung des bivalenten Betriebs, sondern allein dem Brennstoff Wasserstoff geschuldet.

- › c) Welche wirtschaftlichen Auswirkungen sind von einem solchen Ansatz zu erwarten? Inwiefern würde sich die Zulässigkeit des bivalenten Betriebs auf die jeweilige Investitionsentscheidung auswirken?

Insbesondere in den frühen Jahren ist die Verstromung von Erdgas kostengünstiger als die Verstromung von H₂. Vor allem effiziente Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) mit hohen

Wirkungsgraden und damit geringen spezifischen Emissionen werden dadurch eingeschränkt. Im H2-Betrieb laufen diese Kraftwerke absehbar lediglich in den geförderten Stunden (800 VBh p.a. für GuDs), im Erdgasbetrieb würden sie jedoch auf eine höhere Auslastung kommen. Die Möglichkeit des bivalenten Betriebs führt folglich zu einer höheren Auslastung der effizienten GuDs. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen steigt dadurch, was wiederum die Gebote und damit den notwendigen Förderbedarf senkt.

- › d) Welche Rolle könnte ein bivalenter Betrieb aus systemischer Sicht (Versorgungssicherheit) spielen?

Ein bivalenter Betrieb hätte dann positive Auswirkung auf die Versorgungssicherheit, wenn es nicht ausreichend verfügbaren H2 gibt. Insbesondere in Verbindung mit einem möglichen Mischbetrieb könnte auch die Versorgungssicherheit im Wasserstoff-Netz erhöht werden ("Ausregelung" von Lastschwankungen, insbes. in der Aufbau-/Übergangsphase des Wasserstoffnetzes). Des Weiteren senkt der bivalente Betrieb in jedem Fall die Strompreise und das benötigte Fördervolumen, da wirtschaftlich sinnvolle Stromerzeugung aus Erdgas ermöglicht wird.

- › e) Welchen Effekt auf die Dekarbonisierungsziele hätte die Zulässigkeit eines bivalenten Betriebs?

Der bivalente Betrieb würde die CO2-Emissionen der deutschen Stromerzeugung senken, da ohne bivalenten Betrieb ältere Gasanlagen mit niedrigeren Wirkungsgraden (und damit spezifisch höheren CO2-Emissionen) zum Einsatz kämen.

Zahlenbeispiel: Neue, effiziente GuD Anlagen haben Wirkungsgrade von ca. 62%. Derzeit zu Spitzenzeiten benötigte offene Gasturbinenanlagen haben Wirkungsgrade von z.T. deutlich unter 40%. Der Einsatz einer GuD im Erdgasbetrieb führt also bei Verdrängung der Altanlage zu einer CO2-Reduktion in der Größenordnung von 40%. Sollte die effiziente Neuanlage heute noch im Netz befindliche Steinkohle-Anlagen ersetzen, so beträgt die Reduktion sogar ca. 80%, bei Braunkohleersatz noch höher.

Im Übrigen führt der bivalente Betrieb auch nicht zu einem Anstieg der Treibhausgasemissionen in der EU, da der EU Emissionshandel die insgesamt ausgestoßene CO2-Menge wirksam begrenzt.

2.3 Umstiegsdatum in der ersten Säule

- › a) Welche Herausforderungen und Risiken stellen sich bei einem Umstieg auf Wasserstoff sieben Jahre nach Inbetriebnahme des Kraftwerks?

Die Festlegung eines festen Umstiegsdatums auf 100% H2 in Kombination mit dem Verbot des bivalenten Betriebs, der Mindesterzeugungsverpflichtung und den vorgesehenen Pönen

(ohne Berücksichtigung, wer die Verzögerungen zu vertreten hat) stellt die Investierbarkeit in Frage. Konkret gibt es Stand heute zwei durch den Betreiber nicht mitigierbare Hauptrisiken:

1. Technische Möglichkeit zur Verstromung von 100% H2: Aktuell garantiert kein Anlagenbauer eine 100%ige H2-Verstromung großer und effizienter Anlagen.

Lösung: In Abstimmung mit den OEMs sollte ein realistischer Mindestanteil für den H2-Betrieb unter Berücksichtigung der Startvorgänge und des sicheren Betriebs festgelegt werden.

2. Verfügbarkeit von H2: Die Kraftwerksbetreiber sind verpflichtet, mindestens 200 VBh p.a. / 800 VBh in den ersten 4 Jahren Strom mit H2 zu produzieren. Ob ausreichend H2 im Netz verfügbar ist, kann heute noch nicht abgesehen werden und ist vom Kraftwerksbetreiber nicht beeinflussbar.

Lösung: Wenn der Betreiber die Gründe, weshalb der Betrieb auf Wasserstoff nicht möglich ist, nicht zu vertreten hat, sollten die Mindestanforderungen entfallen und die Förderung erhalten bleiben.

Alternativ benötigte es eine umfangreiche Risikoübernahme des Staates für den Fall, dass der Betreiber unverschuldet mit einer Nichtverfügbarkeit von Wasserstoff umzugehen hat, um tatsächlich bereits heute die gewünschten Investitionen in H2-ready Kraftwerke im erforderlichen Maße auszulösen. Im Falle einer vom Betreiber nicht beeinflussbaren oder unverschuldeten Nicht-Verfügbarkeit des Kernnetzanschlusses oder ausreichender H2-Mengen, müssten die Kraftwerke auch nach 2035 weiterhin auf Erdgasbasis betrieben werden können.

- › b) Wie würden Sie es bewerten, wenn der Umstiegszeitpunkt nicht an die Inbetriebnahme, sondern den Zuschlag geknüpft würde?

Begrüßenswert, da so eine schnellere Projektrealisierung beanreizt würde. So könnte die Anlage im Fall einer frühzeitigen Projektrealisierung länger mit Erdgas betrieben werden, was die Wirtschaftlichkeit erhöhen und das Fördervolumen senken würde. Der Umstellungszeitpunkt auf H2 sollte daher an das Zuschlagsdatum (14. Jahr nach Zuschlag) anstelle des IBN-Datums geknüpft werden.

- › c) Welchen Einfluss hat dies auf die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke?

Insbesondere in den frühen Jahren ist die Verstromung von Erdgas kostengünstiger als die Verstromung von H2. Die Wirtschaftlichkeit einer Anlage steigt daher, wenn der Zeitraum, in dem Erdgas genutzt werden darf, länger ist.

Eine Knüpfung des Umstellungsdatums an die IBN, so wie heute vorgesehen, würde die Wirtschaftlichkeit bei einer frühzeitigen IBN sogar reduzieren, da mit im Zeitverlauf sinkenden H2-Kosten zu rechnen ist und auch das Risiko der Wasserstoff-Nichtverfügbarkeit höher ist.

- › d) Ist eine schnellere Inbetriebnahme realistischerweise umsetzbar?

Das hängt vom Entwicklungsstand und den Standortbedingungen der Projekte ab. Besonders wichtig ist es daher, gute Standorte nicht an einer Teilnahme zu hindern. Insbesondere sollten Kraftwerksstandorte mit Hauptenergeträger Erdgas, die üblicherweise am besten in das Erdgas- und das zukünftige H2-Netz eingebunden sind, nicht ausgeschlossen werden. Zudem verzögern zusätzliche technische Anforderungen, wie z.B. die verpflichtende Fähigkeit der Anlage zum Phasenschieberbetrieb, die Projekte erheblich.

Herausforderungen bei Einhaltung der Realisierungsfristen sind insbesondere momentan Lieferzeiträume und -ketten sowieso schon angespannt. Durch F-Gase-Verordnung und Net Zero Industry Act, wird dies noch weiter zunehmen.

Ebenso sind hier die entsprechenden Behörden zu berücksichtigen, die bei den Genehmigungen etc. involviert sein werden. Die Zeitbedarfe zur Erlangung notwendiger Genehmigungen, Prüfbescheinigungen etc. ziehen sich oft über (mehrere) Jahre. Sofern hier keine Straffung erfolgt, kann der Anlagenbetreiber nicht wirklich von einer schnelleren Inbetriebnahme ausgehen.

Auch bei Änderungen von Blmsch-Anlagen, bestehen erhebliche Antrags-, Genehmigungs- und Dokumentationspflichten, so dass hier keine wesentliche Beschleunigung – im Vergleich zu Neuanlagen – zu erwarten ist.

- › e) Welchen Einfluss hat das auf die Gebote?

Ein längerer Erdgasbetrieb, insbesondere in den frühen Jahren, erhöht die Wirtschaftlichkeit und senkt damit die Gebote und in Folge den notwendigen Förderbedarf.

- › f) Welchen zeitlichen Horizont halten Sie für den Gasbetrieb für erforderlich, um Wirtschaftlichkeit der Anlage und Dekarbonisierungsziele miteinander in Einklang zu bringen, wobei zu berücksichtigen ist, dass die max. Capex-Förderung (80% einer Referenzanlage) bei längerem Gasbetrieb unter Umständen angepasst werden müsste?

Ein längerer Erdgasbetrieb kollidiert nicht mit den Dekarbonisierungszielen auf EU-Ebene, da das EU-ETS die Obergrenze der Treibhausgasemissionen vorgibt. Darüber hinaus gilt der Zusammenhang aus e).

2.4 Abschöpfung

- › a) Sehen Sie durch die Einführung von Abschöpfungsmechanismen in der dargestellten Form insbes. die Gefahr von Verzerrungen auf den Spot- oder Terminmarkt oder darüber hinaus?

Auf eine Einführung eines Clawbacks sollte verzichtet werden. Wenn ein Verzicht aufgrund europäischer Vorgaben nicht in Frage kommt, sind die in der [Stellungnahme](#) aufgeführten Punkte zu beachten. Die Abschöpfungsmechanismen erhöhen letztlich nur die Gebote und erhöhen die Komplexität. Die vorgeschlagenen Mechanismen führen jedoch bei dem vorgeschlagenen hohen und dynamisierten Strikepreis nicht zu Verzerrungen an den Spot- und Terminmärkten

Es könnten sich „sprungartige“ Verhaltensweisen einstellen, sofern die Mengenregelungen erreicht werden. Ob dies einen signifikanten Einfluss auf den Spotmarkt ergibt, wird von der allgemeinen Angebotssituation etc. abhängig sein.

- › b) Wie wirkt die Einführung von produktionsabhängigen und/oder produktionsunabhängigen Abschöpfungsmechanismen auf die Investitionsentscheidung einerseits und die Einsatzentscheidung andererseits?

Die vorgestellten Mechanismen werden keine Auswirkungen auf die Einsatzentscheidung haben. Der produktionsabhängige Abschöpfungsmechanismus verursacht aber deutlich mehr bürokratischen Aufwand. Beide Mechanismen werden die KWSG-Gebote erhöhen.

- › c) Wie würde sich eine produktionsunabhängige Abschöpfung auf die Wirtschaftlichkeit und den Betrieb von Sprinterkraftwerken und auf Wasserstoff umrüstbaren Kraftwerke auswirken, insbesondere in Hinblick auf Investitionsanreize, Betriebskosten und die langfristige Wettbewerbsfähigkeit im Energiemarkt?

Die Wirtschaftlichkeit wäre schlechter als ohne Abschöpfungsmechanismus, was zu höheren Geboten in der KWSG führt. Kraftwerksbetreiber werden die erwartete Abschöpfung und das Nichtverfügbarkeitsrisiko zum Zeitpunkt der Abschöpfung bei den Geboten in der KWSG berücksichtigen. Eine erzeugungsabhängige Abschöpfung kann ex-post zu enormen bürokratischen Aufwendungen führen (siehe Umsetzung der Strom- und Gaspreisbremsen).

2.5 Dekarbonisierungsanforderungen in der zweiten Säule

- › a) Welche Auswirkungen hat die Vorgabe eines konkreten Dekarbonisierungsdatums für die Anlagen in der zweiten Säule?

Dies erhöht das Risiko für die Kraftwerksbetreiber und mindert ggf. eine Investitionsentscheidung. Das gewählte Datum sollte im Einklang mit nationalen und europäischen Klimazielen sein. Es ist davon auszugehen, dass der steigende CO2-Preis und der europäische Zertifikatehandel die Dekarbonisierung der Kraftwerke anreizt.

- › b) Welche Alternativen gäbe es, um gleichermaßen einen Dekarbonisierungspfad der Anlagen in der zweiten Säule abzusichern und die Anforderungen der Leitlinien für staatliche Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022 einzuhalten?

3 Artikel 1: Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke, Wasserstoffkraftwerke, Langzeitstromspeicher und neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit (KraftwerkeausschreibungsG – KraftAusG)

3.1 § 2 Begriffsbestimmungen

3.1.1 Ziffer 1 „anderer förderfähiger Wasserstoff“, 18., 23. und 42.

Bei den Wasserstofffarben sieht der Entwurf den Einsatz von grünem („RFNBO“) und kohlenstoffarmem Wasserstoff vor. Für die Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff verweist der Entwurf auf die noch auszuarbeitende Definition im Delegierten Rechtsakt für kohlenstoffarme Brennstoffe, der aktuell von der Europäischen Kommission finalisiert wird. Der Referentenentwurf definiert explizit als förderfähigen „kohlenstoffarm“ blauen, türkisen (Methanpyrolyse) sowie orangenen (aus Abfall- und Reststoffen) Wasserstoff. Explizit von der Förderung ausgeschlossen ist nach der Begriffsbestimmung des § 2 Nr. 1 elektrolytisch hergestellter Wasserstoff aus Nuklearstrombasis („pinker“ bzw. „gelber“ Wasserstoff), welcher nach dem Delegierten Rechtsakt auf EU-Ebene als „kohlenstoffarm“ gelten wird. Die direkte Ammoniakverstromung ist weiterhin explizit ausgeschlossen, was angesichts der absehbaren künftigen Möglichkeit, insbes. küstennah Ammoniak zu verstauen, schwer nachzuvollziehen ist. Der BDEW fordert die Zulassung für die Förderung weiterer Wasserstofffarben und Derivate, um für technologische Entwicklungen offen zu bleiben. Dabei hat der Betreiber keinen Einfluss, welche Farben des H2 im zukünftigen H2-Markt gehandelt werden.

3.1.2 Ziffer 27 „netztechnischer Süden“

Der netztechnische Süden umfasst die Länder Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland. Laut §20 Zuschlagsverfahren (5) 2. soll der Südbonus i.H.v. 220 Euro pro Megawatt gewährt werden. Zudem wird der Südbonus nun nach den ersten Ausschreibungsrounden evaluiert (§56 Evaluierung (1)). Eine Evaluierung nach den ersten zwei Ausschreibungsrounden, wie im Entwurf vorgesehen, könnte zu spät erfolgen, um eine regional angemessene Steuerung noch sicherzustellen.

Grundsätzlich sollte sich aus Systemsicht dabei die regionale Steuerung an den von den ÜNB identifizierten regionalen Bedarfen für gesicherte Erzeugungsleistung aus Netz- und System-sicht orientieren. Hierfür könnte eine gezieltere Steuerung der regionalen Verteilung auch innerhalb des netztechnischen Südens ratsam sein. Eine ungünstige Verteilung des Zubaus innerhalb des netztechnischen Südens und damit eine Erhöhung des Umfangs und der Kosten für vorzuhaltende Netzreserve sollten möglichst vermieden werden. Der BDEW sieht jedoch, dass die Ausschreibungsmengen in den einzelnen Ausschreibungen zu klein sind, um gesondert zusätzlich regional zu unterscheiden und hält daher den Ansatz des BMWKs für eine pragmatische Lösung.

3.1.3 Ziffer 32 „qualifizierter Standort“

Der BDEW begrüßt die vorgenommene Erweiterung bei der Definition qualifizierter Standorte. Somit wird die Errichtung von Neubauten auch an Gasstandorten nicht mehr ausgeschlossen. Da diese vor Ort nur in Reserve betrieben wurden, besteht kein Risiko, dass ein bestehendes Marktkraftwerk durch ein neues (KWSG-)Marktkraftwerk ersetzt wird. Dies erscheint sachgerecht.

Der BDEW sieht jedoch weiterhin das Problem, dass Standorte mit bestehenden Gaskraftwerken von der Ausschreibung für Neuanlagen ausgeschlossen werden, da an versch. Orten in Deutschland Steinkohleanlagen und Gasanlagen an einem Standort betrieben werden. Da sich der „Hauptenergieträger“ nach § 2 Ziff. 19 auf eine Anlage bezieht und „Anlage“ in § 2 Ziff. 2 auf einzelne Generatoren beziehen (die Ausnahme einer Anlage für mehrere Generatoren gilt explizit nur dann, wenn diese innerhalb 12 Monaten in Betrieb genommen wurden), würde somit schon eine kleinere Gasanlage an einem Standort diesen für Ausschreibungen von Neuanlagen sperren. Diese Regelung ist unseres Erachtens kontraproduktiv, da die bestehende Infrastruktur von Kraftwerksstandorten (dazu gehört auch die Gasanschlussleitung) zur schnellen Errichtung neuer Gaskraftwerke genutzt werden sollte und nicht verhindert werden sollte, besonders geeignete Standorte zu nutzen. Es existieren in Deutschland auch nicht beliebig viele erschlossene und planungsrechtlich ausgewiesene Standorte, sodass ein Teil dieser Standorte mit einer derartigen Regelung ohne anderweitige Nachteile aus Ausschreibungen ausgeschlossen werden könnte.

Auf die genannte Anforderung an Anlagenstandorte für Neuanlagen ist zu verzichten. Es sollten unbedingt auch neue Anlagen an bestehenden Standorten als Neuanlagen im Sinne des KWSG gelten. Die Definition sollte daher dringend um neue Blöcke an bestehenden Gaskraftwerksstandorten erweitert werden. Es geht eben nicht um eine Modernisierung oder Substitution, sondern um eine faktische Erweiterung des Standortes. Die Voraussetzung sollte ersatzlos gestrichen werden. Gegenüber der KUEBLL-Konsultation hat sich die Definition für

einen qualifizierten Standort sogar noch verschärft, da an diesem Standort nun die letzten 5 Jahre betrachtet werden, nicht mehr nur die letzten 3 Jahre.

Zur Auflösung einer vorliegenden Systemrelevanz bei Netzreservestandorten muss die Möglichkeit standortindividueller Lösungen in Abstimmung mit den ÜNB geschaffen werden. Dieser wichtige Aspekt scheint im Referentenentwurf nicht mehr Erwähnung zu finden, was aus Netzbetreibersicht äußerst kritisch zu bewerten ist.

3.1.4 Ziffer 40 „Umstiegsdatum“ in Verbindung mit § 45

Mit dieser Änderung im Gesetzestext im Vergleich zu den Konsultationseckpunkten wird nicht viel erreicht. Das Netzanschlussrisiko wird nur unzureichend mitigiert und das Risiko der Nicht-Verfügbarkeit von Wasserstoff besteht ebenfalls weiter. Eine Absage einer bereits geplanten Wasserstoffumrüstung mit 6 Monaten Vorlauf durch den FNB ist weiterhin viel zu knapp. Es braucht zur Umstellung von Erdgas auf H2 mindestens neue Brenner und Gasverdichter. Beides ist zwar vergleichsweise schnell eingebaut (wenige Monate), benötigt zur Konstruktion, Fertigung und Genehmigung aber mind. 3 Jahre Vorlauf. Auch der Wasserstoff muss mit Vorlauf bestellt werden. Wird der Wasserstoffanschluss vom FNB mit derart kurzem Vorlauf abgesagt, so sind beim Betreiber die bereits beauftragten Leistungen *stranded investments*. Die Kosten bleiben beim Betreiber, der den bereits georderten Wasserstoff nicht verstromen kann und stattdessen kurzfristig zu erhöhten Kosten Erdgas beschaffen muss.

Verbindliche Aussagen des FNB zum Wasserstoffumstellungstermin müssen aus Perspektive der Anlagenbetreiber daher mit mindestens drei Jahren Vorlauf zur Verfügung stehen. Ist der Anschluss dann zum angegebenen Zeitpunkt nicht verfügbar aus Gründen, die der FNB zu vertreten hat, so ist dieser schadensersatzpflichtig.

Wenn der Betreiber die Gründe, weshalb der Betrieb mit Wasserstoff noch nicht möglich ist, nicht selbst zu vertreten hat, muss ein weiterer Erdgasbetrieb möglich sein. Weiterhin muss eine Fortsetzung des Erdgasbetrieb möglich sein, wenn noch kein einheitliches H2-Marktgebiet in Deutschland mit gesicherter dauerhafter H2-Versorgung existiert.

Da bei Nicht-Vorhandensein eines H2-Anschlusses zum Umstellungszeitpunkt die Pönale nicht anfällt, gehen wir davon aus, dass in diesem konkreten Fall ein Weiterbetrieb mit Erdgas möglich ist.

Im Zuge der ungewissen technischen Verfügbarkeit von 100 % H2-Anlagen bedarf es alternative Regelungen für einen Mischbetrieb, die im Fall der technischen nicht-Verfügbarkeit Anwendung finden.

3.1.5 Zu Ziffer 44 „wesentliche Effizienzsteigerung“

§ 2 Nummer 44 KraftAusG definiert den Begriff der wesentlichen Effizienzsteigerung als eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades einer Anlage im Rahmen einer Modernisierung im Sinn des § 2 Nummer 25 um mindestens 15 Prozentpunkte gegenüber der an dem Standort vor Zuschlagserteilung betriebenen Anlage.

Die in § 2 Nr. 44 des RefE geforderte Effizienzsteigerung von der Alt- zur modernisierten Anlage in Höhe von 15 Prozentpunkten ist in vielen Fällen nicht erreichbar und stellt eine unverhältnismäßige Anforderung dar. Daher schlagen wir vor, die Vorgabe eines bestimmten Wirkungsgradsteigerung zu streichen. Und stattdessen einen Mindesteffizienzgrad für verschiedene Anlagentypen vorzugeben (z.B. 35 % für offene Gasturbinen und 55 % für GuD-Anlagen). Eine evtl. Fernwärmeauskopplung ist auf den Wirkungsgrad anzurechnen. Vor diesem Hintergrund ist die Pflicht zur Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades auf das obere Ende der Effizienzbandbreite des BVT-Merkblatts für die entsprechende Anlagenkategorie zu begrenzen.

Darüber hinaus sind in der praktischen Umsetzung die in der [Stellungnahme](#) zur Konsultation eingebrachten Punkte zu beachten.

Änderungsvorschlag

„44. „wesentliche Effizienzsteigerung“ eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades einer Anlage im Rahmen einer Modernisierung um mindestens 15 Prozentpunkte gegenüber der an dem Standort vor Zuschlagserteilung betriebenen Anlage **oder auf die obere Bandbreite der BVT-assoziierten Energieeffizienzwerte für die Erdgasverbrennung in einer neuen Verbrennungseinheit der gleichen Art gemäß BVT 40, Tabelle 23, des „DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS (EU) 2021/2326 DER KOMMISSION vom 30. November 2021 über Schlussfolgerungen zu den besten verfügbaren Techniken (BVT) gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates für Großfeuerungsanlagen“, wobei der Effizienznachweis jeweils über einen Leistungstest nach Maßgabe von § 14 der "Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen vom 6. Juli 2021 (BGBl. I S. 2514)" zu erbringen ist.“.**

3.2 § 5 Standorte der Anlagen

Der Wert von 50 km (zuvor 20 km) erscheint letztlich willkürlich. Für die Kosten des Anschlusses ist nicht die Luftlinie, sondern die Beschaffenheit des realen Transportweges ausschlaggebend, z.B. ob Flüsse den Transportweg kreuzen.

Diese Abstandvorgabe halten wir für falsch und unnötig. Ein potenzieller Kraftwerksbetreiber wird sich schon aus Kostengründen für eine räumliche Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz entscheiden. Auf eine exakte Festlegung sollte daher verzichtet werden.

3.3 § 6 Vorgaben zum Betrieb der Anlagen

Der BDEW kritisiert, dass im zur Verbändeanhörung vorgesehenen Referentenentwurf das Datum für das Beenden des Ausstoßes von fossilen Emissionen der Anlagen aus Säule 2 nicht angegeben ist. Dieses Datum ist, wenn notwendig, aus Gründen der Planungssicherheit frühzeitig anzugeben.

§ 6 Absatz 4 betrifft Anlagen, die in den Ausschreibungen für Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit einen Zuschlag erhalten haben. Die derzeitige Formulierung der Vorgaben zum Betrieb in Nr. 2 schließt auch die Option des Weiterbetriebs von Kraftwerken, die ihre fossilen Emissionen abscheiden und speichern ab einem noch zu definierenden Datum aus.

Formulierungsvorschlag

„(4) Von den Anlagen, die in den Ausschreibungen für neue Stromerzeugungskapazitäten zur Versorgungssicherheit einen Zuschlag erhalten haben, dürfen

1. bis einschließlich zum 31. Dezember [...] nicht mehr als 550 Gramm CO₂ aus fossilen Brennstoffen je Kilowattstunde Elektrizität ausstoßen werden, und
2. ab dem 1. Januar [...] keine Emissionen aus fossilen Brennstoffen mehr ausgestoßen werden, ausgenommen Anlagen, in denen das entstandene Kohlenstoffdioxid in Höhe von mindestens 90 Prozent abgeschieden und gespeichert oder als dauerhaft in einem Produkt chemisch gebunden entsprechend der unionsrechtlichen Vorschriften in der jeweils geltenden Fassung und ihrer nationalen Umsetzungen angesehen werden kann.“

Darüber hinaus ist die volle Rückzahlung der Investitionsprämie nach wie vor erforderlich, wenn H₂ nach dem Umstellungszeitpunkt nicht eingesetzt wird oder nicht eingesetzt werden kann – auch in dem Fall, dass die notwendige Infrastruktur nicht verfügbar ist.

Wenn der Betreiber die Gründe, weshalb der Betrieb mit Wasserstoff noch nicht möglich ist, nicht selbst zu vertreten hat, muss ein weiterer Erdgasbetrieb möglich sein. Weiterhin muss eine Fortsetzung des Erdgasbetrieb möglich sein, wenn noch kein einheitliches H₂-Marktgebiet in Deutschland mit gesicherter dauerhafter H₂-Versorgung existiert. Im Zuge der ungewissen technischen Verfügbarkeit von 100 % H₂-Anlagen bedarf es alternative Regelungen für einen Mischbetrieb, die im Fall der technischen nicht-Verfügbarkeit Anwendung finden.

3.4 § 7 Technische Anforderungen an die Anlagen i.V.m. Anlage 1

Im Gegensatz zu den Konsultationsunterlagen wird im Gesetzesentwurf nun festgeschrieben, dass die BNetzA weitere technische Anforderungen bestimmen oder Ausnahmen davon genehmigen kann (gemäß § 29 Absatz 1 EnWG und in Bezug auf Anlage 1 des KWSG).

Es bleibt unklar, wie die Festlegung der BNetzA im Detail ausgestaltet ist, welche Kriterien die Ausnahmeregelung unterliegt und zu welchem Zeitpunkt die Ausnahmen genehmigt würden (bspw. Ob vor Gebotsabgabe oder im Nachgang). Daher ist die nun vorgesehene Interventionsmöglichkeit der BNetzA ggf. kritisch: Investoren benötigen Planungssicherheit für das Design und Ausführung der Anlagen, damit baldmöglichst Aktionsfähigkeit hergestellt werden kann. Das Abwarten einer evtl. Festlegung der Bundesnetzagentur, die womöglich erst kurz vor dem Auktionstermin veröffentlicht wird, ist keine Lösung – abgesehen davon würde es der BNetzA auch freistehen, weitergehende Anforderungen zu erstellen und nicht nur Anforderungen zu streichen. Diese Anforderungen erschweren die Planung, verteuren die Anlagen unnötig und reduzieren den Wettbewerb.

Insbesondere aufgrund der Unklarheit der Ausgestaltung der Ausnahmeregelung durch die BNetzA sieht der BDEW weiterhin dringenden Klärungsbedarf. Denn die übergreifenden Regelungen der Mindestanforderungen sind abhängig von einer Vielzahl von Einflussfaktoren. Der BDEW hält es daher für dringend notwendig eine abschließende Klärung des Sachverhaltes unter den in der [Stellungnahme](#) eingebrachten Voraussetzungen und unter Einbezug von Anlagenbauern, der ÜNB, der Kraftwerksbetreibern, der BNetzA und des BDEW vor Start des Gesetzgebungsprozesses herbeizuführen.

3.5 § 8 Gebotstermine und Ausschreibungs volumen

Der BDEW hält die Begrenzung auf 1 GW pro Ausschreibung für falsch und zu kleinteilig, da dies letztlich bedeuten würde, dass pro Ausschreibungstermin höchstwahrscheinlich lediglich eine – allerhöchstens jedoch zwei – Anlagen einen Zuschlag erhalten würden. Wir brauchen aber dringend schnellstmöglich mehr Kapazitäten, weshalb das BMWK zurück zu den in der Konsultation angedachten 2,5 GW pro Ausschreibung kehren sollte.

Die reduzierten Mengen sorgen zudem für eine extreme Vergrößerung des Zeitbedarfs, deutlich höhere Unsicherheit bei Investoren bis hin zur Unattraktivität der Projektentwicklung/Teilnahme. Dadurch reduziert sich auch das Volumen, das bei einer 2/3 zu 1/3-Aufteilung gemäß Südbonus für Anlagen im netztechnischen Norden jeweils zur Verfügung steht: Es werden für H2-ready Gaskraftwerke (Säule 1) an insgesamt sieben Terminen je 1000 MW ausgeschrieben, wovon jedoch lediglich 715 MW für Neuanlagen reserviert sind. Wendet man hierauf noch den Südbonus an, stehen dem Nordosten Deutschlands in diesen Ausschreibungs runden

maximal 238 MW zur Verfügung. Damit lassen sich keine großen GuD-Projekte (800-1000 MW) realisieren.

3.6 §§ 9 und 10 Anpassung des Ausschreibungsvolumens und Mengensteuerung bei Unterzeichnung

Der BDEW sieht die ab Inkrafttreten des Gesetzes wirkende Mengensteuerung bei einer Unterzeichnung der Ausschreibungsvolumina aufgrund des erst im Hochlauf begriffenen Wasserstoffmarktes und der dafür erforderlichen Technologien sehr kritisch, und plädiert für eine *angemessene* Übergangsfrist, innerhalb derer die Verknappung der auszuschreibenden Leistung nicht greifen soll.

Eine endogene Mengensteuerung hat sich beim EEG und KWKG zwar als wirksames Mittel zur Realisierung eines Marktes bei den jeweiligen Ausschreibungsterminen erwiesen, wenn mit einer Unterzeichnung des Ausschreibungsvolumens bei Gebotsabgabe zu rechnen ist. Allerdings handelt es sich bei den dort betroffenen Anlagen und Einsatzstoffen um etablierte Technologien. Das BMWK betont, wie im Referentenentwurf vorgesehen, dass bereits in 2025 erste Ausschreibungen durchgeführt werden sollen. Sollten sich potentielle Bieter bei der Gebotsabgabe zurückhalten, weil die Wasserstoff-Technologie erst im Hochlaufen begriffen ist, kann dies erhebliche Auswirkungen auf die Gebotsmenge der Ausschreibungen in 2026 haben, und dadurch zu einer Ausbremsung des Hochlaufs der Technologie und entsprechender Ausschreibungen zur Sicherstellung gesicherter Leistung führen.

Der BDEW sieht daher eine vorübergehende Aussetzung der endogenen Mengensteuerung als erforderlich an, um die Ziele des Gesetzes nicht zu gefährden. Dies sollte auch mit den Vorgaben der KUEBLL vereinbar sein: Diese sehen zwar die endogene Mengensteuerung als notwendige Korrektur entsprechender Ausschreibungsvolumina vor. Allerdings bezieht sich auch diese Vorgabe auf bereits etablierte Technologien, und nicht auf im Hochlaufen begriffene.

3.7 § 13 Höchstwerte für die verschiedenen Ausschreibungen

Der BDEW bedauert, dass im zur Verbändeanhörung vorgesehenen Referentenentwurf weiterhin die Höchstwerte der verschiedenen Ausschreibungszüge nicht angegeben sind.

Die Festlegung der Höchstwerte ist nicht nur für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Bieter essenziell. Sie haben Auswirkungen auf das tatsächliche Gelingen des KWSG und sollten hier möglichst frühzeitig klar festgelegt werden. Die Festlegung von Höchstwerten muss sich nach tatsächlichen wirtschaftlichen Gegebenheiten richten und sollte nicht Gegenstand eines interministeriellen Aushandlungsprozesses werden.

Der BDEW fordert daher, wie in der Stellungnahme zur Konsultation beschrieben:

- › Aufhebung des Höchstpreises, wenn dies nicht möglich ist, eine frühzeitige Bekanntgabe des Höchstpreises und Konsultation der Referenzanlage.
- › Indexierung der Gebote: Sollten sich Zinsen oder Rohstoffe für den Anlagenbau verteuern, sollte die Capex-Zahlungen für die Auktionsgewinner ebenfalls angepasst werden.

3.8 § 15 Angaben in den Geboten

Nach § 15 Absatz 1 Nummer 9 müssen vom Bieter die Nummern, unter denen das Projekt und ihre Einheiten im Marktstammdatenregister registriert sind, angegeben werden.

Für Neuanlagen sollte keine Registrierung im (öffentlichen) Marktstammdatenregister gefordert werden, da die hierfür erforderlichen Angaben (Standort, Leistung, Anlagentechnologie etc.) als Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse bzw. sensible Geschäftsinformationen im Rahmen der Gebote für die Teilnahme an den Ausschreibungen einzustufen sind und den anderen Wettbewerbern nicht im Voraus bekanntgemacht werden dürfen. Zumindest ist sicherzustellen, dass die entsprechenden Registrierungsdaten nicht vor Abschluss des Bieterverfahrens veröffentlicht werden.

Änderungsvorschlag:

„9. im Falle der Modernisierung einer Bestandsanlage die Nummern, unter denen das Projekt oder dessen Einheiten im Marktstammdatenregister registriert sind,“

3.9 § 17 Eigenerklärung bei Gebotsabgabe

Der Paragraph sieht vor, dass Bieter eine Eigenerklärung abgeben müssen, dass ihre gebotsgenständlichen Anlagen weder ganz noch teilweise einen Zuschlag u.a. nach EEG oder KWKG erhalten.

Das Verhältnis zwischen KWSG und KWK ist genau zu klären, insbes. angesichts der Tatsache, dass die KWK aufgrund der höheren Effizienz und der beabsichtigten Umstellung auf klimaneutrale Fernwärme weiterhin gewünscht ist. Infolge höherer Kosten von H2-ready KWK-Anlagen im Vergleich zu reinen Stromerzeugungsanlagen haben diese einen Gebotsnachteil im KWSG. Um Klarheit zur erforderlichen Kalkulation vor der Auktion und Rechtssicherheit bzgl. der Förderung im Zuschlagsfall zu haben, sollte die Regelung zur künftigen Förderung von KWK-Anlagen mit ausreichendem Vorlauf vor der ersten KWSG-Auktion fixiert werden.

3.10 § 19 Höhe der Sicherheitsleistung

Der BDEW sieht die im Referentenentwurf vorgesehene **Höhe der Sicherheitsleistung** von 150 Euro/kW Nennleistung als zu hoch an. Sie belastet die Kreditlinie des Unternehmens und würde, z.B. bei einem 860 MW-Kraftwerk 129 Mio. Euro betragen. Der BDEW fordert eine

deutliche Reduktion der Sicherheitsleistung, um die Teilnahme möglichst vieler Marktakteure an den Ausschreibungen zu ermöglichen.

Trotz der Absenkung der Sicherheitsleistungen von 200 Euro/kW im Rahmen der KUEBLL-Konsultation auf nun 150 Euro/kW gewährleistet diese Höhe zudem **keine ausreichende Akteursvielfalt**. Insbesondere für kommunale Akteure sind die geforderten Sicherheiten immer noch eine zu große Herausforderung. Eine Absenkung in den zweistelligen Bereich (KWK bei 70 €/Kw) wäre angemessener. Neben der Sicherheitsleistung muss auch das Gesamtprojekt vorfinanziert werden, bis mit Inbetriebnahme die ersten Einnahmen generiert werden. Zusammengekommen sind die Vorleistungen für ein solche Kraftwerksprojekte damit sehr hoch angesetzt.

Im Vergleich hierzu sieht das **EEG** außerdem für folgende Anlagen deutlich geringere Sicherheitsleistungen vor:

- Wind an Land: 30 Euro/kW zu installierender Leistung (§ 36a EEG 2023)
- Solaranlagen des ersten Segments: 50 bzw. 25 Euro/kW zu installierende Leistung (§ 37a EEG 2023).
- Solaranlagen des zweiten Segments: 35 Euro/kW zu installierende Leistung als Projektsicherungsbeitrag (§ 38d EEG 2023) und
- Biomasse: 60 Euro/kW zu installierende Leistung (§ 39a EEG 2023).

§ 10 KWKAusV sieht für entsprechende Ausschreibungen eine Sicherheitsleistung von 70 Euro/kW elektrischer KWK-Leistung vor. Der BDEW sieht daher weder Grundlage für die erheblich höhere Sicherheitsleistung in § 19 des Referentenentwurfs, noch hält der BDEW diese Höhe aus den genannten Gründen für sinnvoll.

Die **Sicherheit** wird gem. § 19 Abs. 6 KraftAusG-RefE zudem **nicht verzinst**. Aufgrund der Unsicherheiten am Kapitalmarkt und Risiken wachsender Zinsen stellt eine zu Projektbeginn unverzinsten langfristig zu hinterlegende Sicherheit von 90 Mio. € für eine beispielhafte 600 MW-Anlage einen signifikanten Aufwand und ein entsprechendes Risiko für den Bieter dar. Die im Gesetzentwurf unter Kapitel D auf 14-16 Mrd. € veranschlagten Haushaltsausgaben des KWSG würden somit von den Betreibern der bezuschlagten Anlagen über die hinterlegten Sicherheiten (1,875 Mrd. € für in Summe 12, 5 GW) zumindest teilweise selbst mitfinanziert.

Wir empfehlen daher, zur Entlastung der Bieter eine übliche Verzinsung im KWSG festzuschreiben.

3.11 § 20 Südbonus

Eine Evaluierung nach den ersten zwei Ausschreibungsrunden, wie im Entwurf vorgesehen, könnte zu spät erfolgen, um eine regional angemessene Steuerung noch sicherzustellen.

Grundsätzlich sollte sich aus Systemsicht dabei die regionale Steuerung an den von den ÜNB identifizierten regionalen Bedarfen für gesicherte Erzeugungsleistung aus Netz- und Systemsicht orientieren. Hierfür könnte eine gezieltere Steuerung der regionalen Verteilung auch innerhalb des netztechnischen Südens ratsam sein. Eine ungünstige Verteilung des Zubaus innerhalb des netztechnischen Südens und damit eine Erhöhung des Umfangs und der Kosten für vorzuhaltende Netzreserve sollten möglichst vermieden werden. Der BDEW sieht jedoch, dass die Ausschreibungsmengen in den einzelnen Ausschreibungen zu klein sind, umgesondert zusätzlich regional zu unterscheiden und hält daher den Ansatz des BMWKs für eine pragmatische Lösung.

Das Risiko der gänzlichen Nicht-Berücksichtigung des netztechnischen Nordens aufgrund einer durch die Ausschreibungsrunde durchgängigen Anwendung des Südbonus auf alle bezuschlagten Gebote muss eindeutig ausgeschlossen werden. Dieses Risiko hat sich durch das im Referentenentwurf beschriebene Verfahren im Vergleich zu den Konsultationsunterlagen noch einmal verschärft.

3.12 § 27 Zulassung

§ 27 Absatz 1 Satz 2 KraftAusG macht eine Ausnahme vom Zulassungserfordernis für die Auszahlung der letzten vier Elftel der Investitionskostenprämie bei auf Wasserstoff umrüstbaren Kraftwerken. In der Zeit zwischen dem ursprünglichen und dem verschobenen Umstiegsdatum müssen in der Anlage entweder ausschließlich erneuerbare Brennstoffe zur Stromerzeugung eingesetzt werden (Buchstabe a) oder das in der Anlage entstandene Kohlenstoffdioxid in Höhe von 90 Prozent abgeschieden und gespeichert werden (Buchstabe b).

Die Anforderung nach Buchstabe b sollte um die Möglichkeit ergänzt werden, das entstandene Kohlenstoffdioxid abzuscheiden und dauerhaft in ein Produkt chemisch einzubinden ergänzt werden (unter Beachtung der einschlägigen unionsrechtlichen Vorschriften in der jeweils geltenden Fassung und ihrer nationalen Umsetzungen).

3.13 §§ 33 und 35 Wasserstoffprämie und Brennstoffausgleich

Ein Anspruch auf die Wasserstoffprämie besteht bei Wasserstoffkraftwerken (frühere H2-Sprinter) für 8000 Stunden über 10 Jahre. Für auf Wasserstoff umrüstbare Kraftwerke (frühere H2-ready Anlagen) ist ein in Summe auf 5.200 MWh bzw. jährlich 1.300 MWh begrenzte Förderung vorgesehen. Diese Begrenzung wird dazu führen, dass diesen Anlagen in Säule 1 signifikante Deckungsbeiträge entgehen, weil der Markt absehbar Anlagen, die mit Einsatzkosten auf Erdgasniveau betrieben werden, mit höheren Einsatzzeiten anfordert wird. Hierbei sollte, wie erwähnt, bedacht werden, dass der Förderbedarf je kg Wasserstoff mit steigender Anzahl der geförderten Stunden deutlich zurückgeht.

Der Brennstoffausgleich für H2-ready Anlagen nach § 35 ist so berechnet, dass die Anlagen einen Wirkungsgrad von 61,5 % benötigen, um tatsächlich 800 h/a ausnutzen zu können ($5.200 \text{ MWh} / 4 = 1.300 \text{ MWh/a}$; $800 \text{ h} * 1 \text{ MW} / 1.300 \text{ MWh} = 61,5 \%$). Offene Gasturbinen mit 40 % Wirkungsgrad können damit nur 520 h betrieben werden.

Wir empfehlen, die Gesamtstundenzahl (§ 33) bzw. geförderte MWh Zahl (§ 35) über alle Jahre mit OPEX-Förderung zu begrenzen und nicht jährlich zu limitieren, damit der Betreiber den Einsatz optimieren kann. Von Netzbetreibern z.B. für Redispatch angeforderte Einsatzstunden dürfen nicht angerechnet werden, da mit diesen Einsätzen keine Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden dürfen.

Hierbei sollte bedacht werden, dass der Förderbedarf je kg Wasserstoff mit steigender Anzahl der geförderten Stunden deutlich zurückgeht. Der Grund: Mit steigender Auslastung sinken die spezifischen Kosten für Transport und (Kavernen-)Speicherung von Wasserstoff merklich. Folglich könnte mit einem gegebenen Budget auch eine höhere Stundenzahl gefördert werden. Eine Ausweitung der Betriebsstunden mit OPEX-Förderung nach der H2-Umstellung hilft zudem, die CO2-Emissionen weiter zu reduzieren.

Der „Spotmarktpreis für Erdgas“ ist als derjenige der Preis für Erdgas definiert, der sich für das Marktgebiet für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Energiebörsen in der vortägigen Auktion von Erdgaskontrakten ergibt. Wir weisen darauf hin, dass es keine day-ahead Auktion für Gas gibt und auch kein sharing of order books im Gas existiert

Keine Vorgabe einer „**Direktvermarktung**“ nach § 33 Abs. 1. Der Begriff entstammt dem EEG. Im Fall von Wasserstoffkraftwerken oder H2-ready-Kraftwerken wird immer eine Vermarktung an Abnehmer im Großhandel oder an Letztverbraucher erfolgen. Eine „**Quasi-Vermarktung**“ an Netzbetreiber ist anders als nach EEG keine Option. Eine Vermarktung muss dabei auch innerhalb von Konzernverbünden möglich sein. Die Streichung dieser Vorgabe verringert daher Unsicherheiten über mögliche Vermarktungsoptionen. Zumal diese Vorgabe nach § 33 nur die „**Wasserstoffprämie**“, nicht aber die „**Investitionskostenprämie**“ nach § 34 betreffen soll.

3.14 § 34 Investitionskostenprämie

Betreiber von Kraftwerken zur Versorgungssicherheit sollten frei wählen können, wie die geförderten Anlagen dekarbonisiert werden. Folglich darf die Nutzung von CCS (vgl. Anmerkungen zu § 6 Abs. 4 Nr. 2) nicht benachteiligt werden. Der Investitionskostenzuschuss sollte daher nicht gekürzt werden, wenn Kraftwerksbetreiber den CCS-Pfad verfolgen und vollständige Klimaneutralität des Kraftwerks gewährleisten.

3.15 § 36 i.V. mit Anlage 5 (Übererlösabschöpfung)

Der Mechanismus zur Übererlösabschöpfung in § 36 KraftAusG i.V.m. Anlage 5 sollte so einfach wie möglich ausgestaltet werden. Für die Abschöpfung ist es aus BDEW-Sicht unerlässlich, dass Grundlage hierfür ein transparentes und vorher bestimmtes Verfahren sein muss, welches dauerhaft und eindeutig feststellt, wann eine Anlage Erlöse erzielt. Erfahrungen mit der produktionsabhängigen Übererlösabschöpfung im Rahmen der Energiepreiskrise 2022 haben gezeigt, dass dies eine bürokratisch nicht zu unterschätzende Herausforderung darstellt.

3.16 § 37 Rückzahlungspflicht

„Spotmarktpreis für grünen Wasserstoff“ wird als der Preis für grünen Wasserstoff definiert, der sich in der Preiszone für Deutschland für die vortägige Auktion ergibt, soweit verfügbar, oder geeignete Preisindizes. Wir weisen darauf hin, dass es bislang weder einen H2-Markt noch eine day-ahead-Auktion für H2 gibt. Es ist auch sehr unsicher, ob sich ein solcher Markt in Zukunft rechtzeitig einstellen wird.

3.17 § 38 Abschlagszahlungen

„Spotmarktpreis für Strom“ wird als der Strompreis in Cent pro Kilowattstunde definiert, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Energiebörsen in der vortägigen Auktion von Stromkontrakten auf Viertelstundenbasis ergibt; wenn die Kopplung der Orderbücher aller Energiebörsen nicht oder nur teilweise erfolgt, ist für die Dauer der unvollständigen Kopplung der Durchschnittspreis aller Energiebörsengewichtet nach dem jeweiligen Handelsvolumen zugrunde zu legen.

Das Vorgehen bei Decoupling ist kritisch. Der volumengewichtete Durchschnittspreis kann dazu führen, dass sich jemand zwar in einer günstigen Zone befindet, aber durch diese Rechnung der Spotpreis „künstlich“ nach oben gezogen wird (oder umgekehrt)

3.18 § 43 Netzbetreiber

Etwaige netzfremde Aufgaben dürfen nicht auf die (Anschluss-)Netzbetreiber verlagert werden. Die Aufgabe der Netzbetreiber ist, den Netzzanschluss, die Netzführung und den Netzausbau zu gewährleisten und ihre Ressourcen hierfür zu verwenden. Gerade bei dem im Zuge der Energiewende aktuell zu verzeichnenden massiven Hochlauf von Netzzanschlussbegehren und dem exponentiell zunehmenden Netzausbaubedarf müssen die Netzbetreiber ihre knappen Ressourcen vollständig in den Dienst ihrer Kernaufgaben stellen. Zusätzliche Aufgabenzuweisungen an die Netzbetreiber, insbesondere zu fachfremden Tätigkeiten, haben aus diesen Gründen zu unterbleiben. Der BDEW weist darauf hin, dass die Kalkulation, Auszahlung und Kontrolle der verschiedenen Förderbeträge inklusive möglicher Rückzahlungen nicht mit dem

Netzbetrieb im engeren Sinne verbunden sind und auch nicht im Aufgabenbereich der EVUs liegen, nicht ohne weiteres zu bewältigen sind.

3.19 § 53 Pönenal

Die Staffelung der Pönenalhöhe abhängig von der Verzugsdauer und Reduktion der maximalen Pönenale auf 150 €/kW (bei maximal 2 Jahren Verzug) ist eine positive Entwicklung. Aber auch eine Pönenale von 150 €/kW ist ein sehr hoher Wert, der nicht auf Anlagenhersteller gewälzt werden kann. Es ist eine weitere Reduktion der Pönenale notwendig und dass Pönenal nur für Projektverzögerungen ausgesprochen werden, auf die die Betreiber einen direkten Einfluss haben oder die selbstverschuldet sind.

Darüber hinaus sieht der BDEW weiterhin die Strafzahlung in Verbindung mit dem Genehmigungsrisiko kritisch. Die zeitnahe Genehmigung eines Kraftwerks liegt nicht allein in der Hand des Bieters. Verzögerungen in der Genehmigung sollten deshalb nicht zu Strafzahlungen führen. Ein Vorschlag könnte sein, dass der Realisierungszeitraum für die Strafzahlung erst beginnt, wenn die rechtskräftige Genehmigung des Kraftwerksprojektes vorliegt.

Bieter müssen eine Pönenale leisten, wenn die Anlage mehr als 72 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen wurde (§53 (1) 2.). Auch das stellt ein Risiko für Investoren dar, da von einem Realisierungszeitraum von 6-7 Jahren ausgegangen werden muss, wenn es zu keinen Verzögerungen in der Lieferkette kommt. Eine Verlängerung dieses Zeitraums auf acht Jahre sollte in Betracht gezogen werden.

3.20 § 56 Evaluierung

Bei der jährlichen Prüfung der Höchstwerte ist aus BDEW-Sicht zu beachten, dass es dort bei Unterzeichnung bereits zu Reduktion der Gebotsmenge kommen kann. Dies ist insbesondere bei der Festlegung des Höchstwertes für die ersten Ausschreibungsrunden mitzuberücksichtigen, vgl. oben, zu §§ 9 und 10.

3.21 Anlage 4: Höhe des Brennstoffausgleichs

Auch die in Säule 1 aufgrund der OPEX-Förderung (Brennstoffausgleich) hohe Zahlungsbereitschaft des Kraftwerksbetreibers kann nicht alle Risiken aus der H2-Bereitstellung ausgleichen, da zur Bereitstellung von Brennstoff neben der ausreichenden Einspeisung von H2 in das Netz auch noch Speicher zur Strukturierung des Gasbedarfs erforderlich sind, wobei hier aufgrund der Energiedichte von deutlich höheren Speicherkosten als beim Erdgas auszugehen ist.

In Anlage 4 wird zu Nummer 2.1 ausgeführt, dass hier die Formel zur Berechnung des Brennstoffausgleichs in einem Jahr enthalten ist. In der Formel wird auf zwei Komponenten hingewiesen. Unter anderem wird auf die jährlichen Mehrkosten der Netznutzungsentgelte für das Wasserstoffnetz hingewiesen. Leider fehlt aber im Referentenentwurf eine Verpflichtung zur jährlichen Buchung der vorgehaltenen Kapazität im Wasserstoffnetz.

Es sollte sichergestellt werden, dass eine Buchungsverpflichtung der vorgehaltenen Leistung auf jährlicher Basis für das Wasserstoffnetz durch die Kraftwerksbetreiber im Gesetz verankert wird. Die damit verbundenen Mehrkosten in Form des Netznutzungsentgeltes sollten dann via Brennstoffausgleichszahlung erstattet werden.

Der Differenzpreis könnte sich als zu ungenau erweisen, da man beim Wasserstoff derzeit von einer 15min-Bilanzierungsperiode ausgehen und es daher (wie im Strom) unterschiedliche H2-Preise je 15min geben könnte. Der H2-Spotpreis ist im Dokument aber lediglich als Preis aus der „vortägigen Auktion“ oder andere „geeignete Preisindizes“ definiert (§2 Nr. 37).

3.22 Anhang 5: Übererlösabschöpfung

Die Einführung eines Claw-Backs ist angesichts der ohnehin geringen Einsatzstunden der neuen Kraftwerke und des hohen bürokratischen Aufwands grundsätzlich zu hinterfragen.

Es ist nicht ersichtlich, weshalb H2-Kraftwerke Überschusserlöse nach eingespeister Leistung entrichten, Versorgungssicherheitskraftwerke hingegen nach installierter Leistung *0,25. Weiterhin ist erläuterungsbedürftig, weshalb der Auslöhsepriis bei 300 €/MWh liegt.

4 Artikel 2: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Keine Anmerkung.

5 Artikel 3: Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes

5.1 §§ 6, 18 und 22 Verlängerung der zeitlichen Geltungsdauer des KWK-Gesetzes

Der BDEW begrüßt die **Änderungen des KWK-Gesetzes zur Ermöglichung einer Inbetriebnahme von KWK-Anlagen, Wärme-/Kältenetzen und Wärme-/Kältespeichern nach dem 31. Dezember 2026**. Hinsichtlich der neuen Regelungen zu Wärme-/Kältenetzen und Wärme-/Kältespeichern sollte jedoch klarstellend auf eine „verbindliche Beauftragung der **wesentlichen** Bauleistungen [...]“ abgezielt werden, da es selten einen Generalübernehmer gibt, der alle Bauleistungen erledigt. Meist sind mehrere Bauleistungen erforderlich und z.B. bei einem

Rahmenvertrag Abrufe möglich für Tiefbau, für Rohrleitungen u.ä. Ohne die Klarstellung zu den wesentlichen Bauleistungen würde das Fehlen einer untergeordneten Bauleistung die Frist gefährden und zu erheblicher Unsicherheit führen, die mit der Gesetzänderung eigentlich aufgehoben werden soll. Durch diese Änderung wird ein aus Sicht des BDEW beihilferechtlich risikoarmes Verfahren gewählt, angesichts der noch ausstehenden Entscheidung des EuGH aufgrund des Rechtsmittelverfahrens gegen die EuG-Entscheidung vom Januar 2024 zum KWKG 2020.

5.2 § 2 KWKG Begriffsbestimmungen

§ 2 Nr. 25: Die **Begriffsdefinition einer “neuen KWK-Anlage”** soll auf "fabrikneue Anlagenteile die bei Aufnahme des Dauerbetriebs nicht älter als drei Jahre sind," erweitert werden. Diese Erweiterung ist höchstproblematisch und dringend abzulehnen. Dies bedeutet in der Folge, dass die Bauzeit einer Anlage auf der Baustelle künftig nicht länger als drei Jahre dauern darf. Eine solche Regelung könnte defacto alle laufenden Großprojekte zum Stillstand bringen. Bei fabrikneuen Anlagenteilen eine Alterung durch Unbenutzung nach drei Jahren anzunehmen, erscheint realitätsfern. Diese Regelung passt auch nicht zur KWKAusV, nach welcher auch erst Zuschläge 54 Monate KWK-Ausschreibung erlöschen. Daher sollte die **bisherige Definition beibehalten** werden, welche ohne eine entsprechende Frist auf "fabrikneue Anlagenteile" und damit auf die Tatsache, dass diese Anlagenteile nicht vorher in einer anderen Anlage eingebaut und dort benutzt worden sind, abzielt.

Die **Definition der unvermeidbaren Abwärme** soll wortgleich der Definition im Wärmeplanungsgesetz entsprechen. Eine Angleichung der Begrifflichkeiten und Anwendung ist zielführend. Die Gleichstellung im Gesetzentwurf ist jedoch unvollständig und sollte vollständig dem Wärmeplanungsgesetz gleichgesetzt werden. Die Änderung des § 29 c) sollte daher "unvermeidbare Abwärme" definieren als **Wärme, gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 13 und § 3 Abs. 4 WPG**.

5.3 § 6 KWKG Zuschlagberechtigte neue, modernisierte oder nachgerüstete KWK-Anlagen - weitere Änderungen

Mit der **Streichung der flüssigen Brennstoffe** aus der enumerativen Aufzählung der förderfähigen Brennstoffe in § 6 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 KWKG sollen die Vorgaben der EU-Energieeffizienzrichtlinie umgesetzt werden, wonach in neuen Wärmequellen keine anderen fossilen Brennstoffe mehr als Erdgas genutzt werden dürfen. § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 KWKG bezieht sich jedoch auf die Stromerzeugung. Während erneuerbare Brennstoffe als auch Derivate von Wasserstoff durch die Aufnahme der Definition von "Wärme aus erneuerbaren Energien" gem. der Begriffsbestimmung des Wärmeplanungsgesetzes auf der Wärmeseite von KWK-Anlagen berücksichtigt werden, würde bei Übernahme der Änderung aus dem

Referentenentwurf eine entsprechende Zulässigkeit für den Einsatz zur Stromerzeugung fehlen. Diese würde durch die pauschale Streichung flüssiger Brennstoffe verhindert.

Wenn der Einsatz *fossiler* Brennstoffe außer Erdgas in Neuanlagen vermieden werden soll, sollte die Definition dies auch explizit so darstellen und anstelle der Formulierung des Referentenentwurfs die Begriffe

*“gasförmigen oder **nicht fossilen** flüssigen Brennstoffen”*

verwendet werden.

5.4 § 18 Zuschlagberechtigter Neu- und Ausbau von Wärmenetzen

Die Gesetzesänderung soll das KWKG an die **Erfordernisse der überarbeiteten EU-Energieeffizienzrichtlinie (EED)** anpassen und nimmt dabei Bezug auf Artikel 26 Abs. 1 der EED. Diese sieht nach Art. 26 Abs. 1 b) für effiziente Fernwärme- und Fernkältesysteme ab dem Jahr 2028 “ein System [vor], das mindestens zu 50 % erneuerbare Energien, zu 50 % Abwärme, zu 50 % erneuerbare Energien und Abwärme, zu 80 % Wärme aus hocheffizienter KWK oder eine Kombination dieser in das Netz eingespeisten Energie- bzw. Wärmeformen nutzt, wobei der Anteil erneuerbarer Energien mindestens 5 % und der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien, der Abwärme oder der Wärme aus hocheffizienter KWK mindestens 50 % beträgt”. Der in Art. 26 Abs. 1 b) EED vorgegebene Anteil von 80% aus hocheffizienten KWK-Anlagen wird durch Änderung des § 18 Abs. 1 Nr. 2 c) KWKG adressiert. Die Ergänzung in § 18 Abs. 1 Nr. 2 d) wiederholt dann jedoch die Vorgabe von 80 % Wärme aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Koppelung und verlangt “mindestens 80% einer Kombination aus Wärme aus hocheffizienten KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme, [...] wobei der Anteil erneuerbarer Energien mindestens 5% beträgt”. Die EED gibt jedoch bei einer zulässigen **Kombination von Wärme einen Mindestanteil von 50 Prozent** vor. Um Kongruenz mit der EU-Energieeffizienzrichtlinie herzustellen, muss die Gesetzesänderung ebenfalls auf den Wert von 50 statt 80 Prozent bei der Kombination von Wärme angepasst werden.

Darüber hinaus ist nicht erklärlich, warum der **Zuschlag für den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen**, welche nach dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommen werden und welche die aktuellen Vorgaben der EU-Energieeffizienzrichtlinie erfüllen, nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 auf 30 Prozent begrenzt sein sollen. Es sollten **40 Prozent** der ansatzfähigen Investitionskosten des Neu- oder Ausbaus von Wärmenetzen **bei vollständiger Erfüllung der geltenden Kriterien der EU-EED** gelten. Darüber hinaus muss innerhalb von § 18 KWKG oder im gemäß dem Referentenentwurf neu zu fassenden § 35 Abs. 19 KWKG klargestellt werden, dass die bisherig geltenden Regelungen in § 18 Abs. 1 Satz 1 b) und § 18 Abs. 1 Nr. 2 c) KWKG 2023 nicht nur für Wärme-/Kältenetze, die bis zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des KWSG in Dauerbetrieb gehen,

anwendbar sind, sondern auch für diejenigen Netze, für die gemäß § 20 Abs. 5 i.V. mit § 12 KWKG 2023 ein entsprechender Vorbescheid ausgestellt worden ist.

5.5 § 35 KWKG Übergangsbestimmungen

Gemäß der im Gesetzentwurf vorgesehenen, neuen Übergangsregelung in § 35 Abs. 19 KWKG sind § 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, § 7 Abs. 5 Satz 2, § 15 Abs. 4 Satz 3, § 18 Absatz 1 und 2 und § 35 Absatz 17 Satz 4 bis 6 in der bis zum letztes Tages vor Inkrafttreten dieses Gesetzes geltenden Fassung anzuwenden auf KWK-Anlagen und auf neue oder ausgebauten Fernwärme- und Kältenetze, die vor dem Tag des Inkrafttreten des Gesetzes im Fall von KWK-Anlagen **erstmals den Dauerbetrieb aufgenommen haben**, oder im Fall einer Modernisierung wieder aufgenommen haben oder im Fall von Fernwärme- oder Kältenetzen in Betrieb genommen wurden. Dies bedeutet, dass KWK-Anlagen, die erst nach Inkrafttreten des Gesetzes in Dauerbetrieb genommen worden sind, aber bereits Jahre vorher geplant und in Errichtung bzw. im Probetrieb befindlich sind, nach den durch das KWSG geänderten KWKG-Regelungen gefördert werden, wenn sie keinen Vorbescheid nach § 12 KWKG erhalten hatten, der zum Zeitpunkt des Beginns des Dauerbetriebs noch gültig ist.

Diese Problematik betrifft auch und nicht ausschließlich die **Neudeinition des Begriffs "neue KWK-Anlage"** in § 2 Nr. 25 KWKG im Rahmen dieses Referentenentwurfs für Anlagenprojekte, die bereits laufen und bei denen die Zeit zwischen Herstellung eines Anlagenteils und des Beginns des Dauerbetriebs der Anlage mehr als drei Jahre beträgt. Jenseits der grundsätzlichen Kritik an der neu einzuführenden Dreijahresfrist (s. vorstehend unter Begriffsbestimmungen nach § 2 KWKG) müssen **diejenigen Anlagen von der Neueinführung dieser Frist ausgenommen werden, die sich zum Inkrafttretenszeitpunkt des Gesetzes bereits in Planung bzw. in Errichtung befinden**. Die unmittelbare Anwendung der neuen Definition würde dazu führen, dass zahlreiche KWK-Anlagen trotz Neuerrichtung keine "neuen KWK-Anlagen" im Sinne des Gesetzes mehr wären.

In jedem Falle ist zu beachten, dass diese Regelung nicht **bereits existierende Vorbescheide** überlagert und die hierin festgestellte Weitergeltung der bisherigen Förderlage für unwirksam erklärt. Dies sollte in § 35 Abs. 19 KWKG (neu) noch klargestellt werden (s. vorherige Hinweise zu § 18 KWKG).

5.6 Ausblick: Strategische Weiterentwicklung der KWK ab 2025 notwendig

Klar ist, dass diese Verlängerung nur eine kurzfristige Übergangslösung für die Investitionssicherheit laufender Projekte und zur Vermeidung des Stillstands beim KWK-, Fern- und Nahwärmeausbau dient. Um die Erreichung der deutschen Klimaschutzziele sicherzustellen, muss die **KWK-Förderung jedoch langfristig mit einer Laufzeit bis 2035** zukunftsfähig ausgestaltet

werden. Von zentraler Bedeutung wird dabei die **Umstellung auf klimaneutrale Brennstoffe** sein, wie insbesondere Wasserstoff, welche durch die KWK besonders effizient genutzt werden. Eine inhaltliche Weiterentwicklung sollte spätestens im Jahr 2025 erfolgen.

6 Artikel 5: Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Aufgrund der Kurzfristigkeit der Stellungnahme-Möglichkeit können die durch den Referentenentwurf im EnFG vorgesehenen Änderungen nicht abschließend bewertet werden, insbesondere hinsichtlich der Dualität an umlage- und haushaltsfinanzierten KraftAusG-Kosten. Der BDEW weist aber darauf hin, dass eine Teilfinanzierung der Kosten auf Basis einer Umlage nur mit termingebundener vorheriger Ankündigung und Veröffentlichung der Umlage eingeführt werden darf, damit die Umlage entsprechend in die Strompreise und die Netzentgelte für das relevante Kalenderjahr einberechnet werden kann.

Darüber hinaus sollten möglichst keine zusätzlichen Finanzierungsrisiken für die Übertragungsnetzbetreiber bei der Abwicklung der KraftAusG entstehen. Für die verschiedenen KraftAusG-Finanzierungen ergeben sich hierbei folgende Lösungsansätze:

- Beim umlagefinanzierten Teil sollte ein Liquiditäts-Puffer eingeführt werden.
- Beim haushaltsfinanzierten Teil sollten die Übertragungsnetzbetreiber bei Bedarf Anspruch auf unterjährige Ausgleichszahlungen gegenüber der Bundesrepublik Deutschland haben.

Im Sinne einer dynamischeren Anreizwirkung der verschiedenen Preisbestandteile des Strompreises sollte perspektivisch eine Flexibilisierung dieser aber auch anderer Umlagen ebenfalls in Erwägung gezogen werden. Welchem Signal – dem Marktsignal oder einem Signal aus dem Netz – die Flexibilisierung der Umlagen folgen sollte, sollte bei der konkreten Ausgestaltung entschieden werden. Wichtig ist zu beachten, dass bei allen Maßnahmen Kosten und Nutzen abgewogen werden sowie die erforderlichen Voraussetzungen, wie zum Beispiel der erfolgte Smart Meter Rollout, geschaffen sind.

Aufgrund der erheblichen Zahlungsbeträge für die Abwicklung der KraftAusG-Zahlungen sieht der BDEW es außerdem als erforderlich an, dass alle Zahlungen an die Anlagenbetreiber nach dem KraftAusG nicht von den Verteilnetzbetreibern (Anschluss-Netzbetreibern) sondern unmittelbar von den jeweils regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern abgerechnet und durchgeführt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten dann auch jegliche aus diesen Zahlungen resultierenden Transparenzverpflichtungen übernehmen.

7 Artikel 6: Änderung der BAFA Besondere Gebührenverordnung

Keine Anmerkung.

8 Artikel 7: Änderungen der Besondere Gebührenverordnung BNetzA

Keine Anmerkung.

9 Artikel 8: Beihilferechtlicher Vorbehalt

Keine Anmerkung.

10 Artikel 9: Inkrafttreten

Keine Anmerkung.