

Berlin, 23. Oktober 2024

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Stellungnahme

zur BMWK-Konsultation „Kraftwerkssicherheits- gesetz“

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	Einleitung zu beiden Säulen	4
2	Anmerkungen zur 1. Säule: <i>H2-ready Gaskraftwerke</i>	6
2.1	Neuanlagen Definition.....	6
2.2	Anforderungen Modernisierung	8
2.3	Systemanforderungen	10
2.4	Regionale Komponente	13
2.5	Höhe Förderung/Fördersystematik.....	14
2.6	Reliability Option	16
2.7	Sicherheitszahlung.....	17
2.8	Pönalisierung	17
2.9	CfD Ausgestaltung und Wasserstoffförderung.....	18
2.10	Umstieg auf Wasserstoff	20
2.11	Bivalenter Betrieb und Wasserstoffqualität.....	22
3	Anmerkungen zur 1. Säule: <i>H2-Sprinterkraftwerke</i>	25
3.1	Wasserstoff für Sprinterkraftwerke	25
3.2	Technische Anforderungen	26
4	Anmerkungen zur 1. Säule: <i>Langzeitspeicher</i>	26
5	Allgemeine Anmerkungen 2. Säule: <i>Steuerbare Kapazitäten</i>.....	28
5.1	Förderbedingungen und Reliability Option	28
5.2	Systemanforderungen	29
5.3	Höchstwert und Sicherheitszahlung	30
6	Konsultationsfragen zur 1. Säule:	32
6.1	Die Beihilfefähigkeit der drei Maßnahmen	32
6.2	Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO2-Äquivalenten	33

6.3	Nutzung und der Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige Ausnahmen.....	33
6.4	Wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen .	38
6.5	Annahmen zur Quantifizierung von Anreizeffekten, Erforderlichkeit und Angemessenheit.....	59
6.6	Neue Investitionen in Stromerzeugung auf Erdgasbasis: Geplante Vorkehrung zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Europäischen Union.....	65
6.7	Sonstige beihilferechtlich relevante Aspekte	66
7	Konsultationsfragen zur 2. Säule:	69
7.1	Die Beihilfefähigkeit der Maßnahmen	69
7.2	Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO2-Äquivalenten	69
7.3	Nutzung und der Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige Ausnahmen.....	70
7.4	Wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen .	72
7.5	Angaben zur Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern	73
7.6	Methode, um die Kosten den Verbrauchern zuzuweisen.....	84
7.7	Geplante Vorkehrungen zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Union	84
7.8	Andere Aspekte im Hinblick auf den Status der Maßnahme als staatliche Beihilfe	85

1 Einleitung zu beiden Säulen

Aus Sicht des BDEW stellt das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) einen wichtigen Schritt zur langfristigen Realisierung der Versorgungs- und Systemsicherheit Strom in Deutschland dar und damit auch zur Sicherung der Transformation der Energieversorgung. Eine zügige und rechtssichere Umsetzung sowie ein fristgerechter Ausschreibungsbeginn haben daher höchste Priorität. Ebenso essenziell wie die zügige Finalisierung und Umsetzung der hier konsultierten Ausschreibungen ist es, das KWSG mit weiteren Maßnahmen für den notwendigen Aufbau an geeigneten steuerbaren Erzeugungsanlagen zu flankieren.

Hierzu gehören neben den ursprünglich in der Kraftwerksstrategie eingeplanten Ausschreibungen für Biomethan-Peaker allen voran KWK-Anlagen. Diese haben mit dem Auslaufen der Inanspruchnahmemöglichkeit der KWKG-Förderung Ende 2026 und vor dem Hintergrund mehrjähriger Projektrealisierungszeiträume bereits heute keine Investitionsgrundlage mehr. Wärmegekoppelte Kraftwerkskapazität wird im Rahmen des KWSG nicht adressiert, diese ist jedoch für die Absicherung der Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland essenziell. Mit Blick auf die große Anzahl junger, bereits sehr effizienter (KWK-)Kraftwerke fehlt aktuell eine Grundlage für die Umrüstung auf H2. Es muss dringend ermöglicht werden, dass diese Anlagen durch eine passgenaue und volkswirtschaftlich sinnvolle Umrüst-Förderung eine Zukunftsperspektive erhalten. Sofern dies (für KWK-Anlagen) nicht im KWSG umsetzbar ist, sind diese Umrüstungen unbedingt und dringend in einem novellierten und verlängerten KWKG zu berücksichtigen.

Der Fokus auf Neuanlagen ist mit Blick auf den gesetzlichen Ausstieg aus der Kohleverstromung, der die Stilllegung von zwei Dritteln der vorhandenen Kapazitäten bereits bis 2030 vor sieht, nachvollziehbar, wobei der Aussage des BMWK, dass „die Realisierung derartiger [neuartiger wasserstofffähiger Gaskraftwerke] Projekte deutlich mehr Zeit in Anspruch nimmt als die Modernisierung von Bestandsanlagen“ nicht unspezifiziert zugestimmt werden kann. Je nach Standortbedingungen und damit entsprechend verbundenen Genehmigungsverfahren, können auch „Modernisierungen“ mit langen Laufzeiten verbunden sein. Wichtig ist die Einführung eines systematischen Versorgungssicherheitskonzepts (Integrierter Kapazitätsmarkt) spätestens ab 2028. Für eine wirtschaftliche Bewertung der Teilnahme an den angedachten Ausschreibungen und einer damit verbundenen Investitionsentscheidung, ist eine fundierte Kenntnis der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes erforderlich. Um eine Unterdeckung der Ausschreibung bzw. Zurückhaltung der Entscheidungsträger zu vermeiden, müssen die Rahmenbedingungen des Kapazitätsmarktes und der Integration der auszuschreibenden Kraftwerke zwingend vor Durchführung der ersten Ausschreibung, mit entsprechender Vorlaufzeit zu weiterführenden Analysen bekannt sein.

In der Gesamtschau der aktuell im KWSG angedachten Regelungen muss festgehalten werden: Die Summe der vielzähligen Risiken, die der Betreiber für Investitionen und Betrieb in Verbindung mit den Pönen und der zusätzlichen Sicherheitsleistungen in Höhe von bis zu mehreren hundert Millionen Euro stehen nicht in einem nachvollziehbaren Verhältnis zu den Anforderungen an den zügig gewünschten und erforderlichen Anlagenzubau stehen. Insofern sind nachfolgende Änderungen essenziell, um eine adäquate Beteiligung an den geplanten Ausschreibungen überhaupt erst zu ermöglichen.

Die Eckpunkte für das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) in Verbindung mit der möglichen Rückzahlung der Förderung führen dazu, dass in die geplanten 10,5 GW an neuen Kraftwerkskapazitäten zurückhaltend investiert werden wird, insbesondere in der 1. Säule. Die negativen Auswirkungen auf die geplanten Ausschreibungen werden erheblich sein. Sofern es hier keine investitionsfreundlichen Signale gibt, muss es erhebliche Risikoaufschläge der teilnehmenden Unternehmen geben.

2 Anmerkungen zur 1. Säule: H2-ready Gaskraftwerke

Die zentrale Frage ist, ob die Investitionen von den Banken als „bankable“ eingestuft werden können und unter welchen Bedingungen die Investitionen finanziert werden können. Insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Risiken und der Konsequenz, dass bei Eintritt eines der Risiken (Wasserstoffverfügbarkeit, Technologieentwicklung, Verzögerungen bei der H2-Infrastruktur, Realisierungszeiträume) eine vollständige Rückzahlung erforderlich ist.

In der ersten Säule muss, um eine hohe Beteiligung zu ermöglichen, eine deutliche Entschärfung der Risiken erfolgen, die teilweise nicht von den Kraftwerksbetreibern beeinflusst werden können. Um Investitionen zu ermöglichen, müssen grundlegende Punkte wie die Höchstpreise, die Ermöglichung des bivalenten Betriebs und die Höhe der Pönales überarbeitet werden. Darüber hinaus besteht ein besonderes Risiko für kommunale Unternehmen, die zusätzliche Sicherheiten für die Finanzierung der Investitionen benötigen.

So ist beispielsweise derzeit technisch noch nicht absehbar, was Turbinen bis dahin leisten können. In dieser Größenordnung gibt es derzeit noch keine 100 % Wasserstoffanlage im Betrieb. Eine Lösung, die technisch noch nicht existiert, sollte dann auch vertraglich nicht pönalisiert werden. Der BDEW sieht zudem die Notwendigkeit, dass sowohl die notwendigen H2-Mengen, Pipelines als auch die notwendigen Speicherleistungen für einen späteren Kraftwerksbetrieb zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehen müssen.

Es ist zu betonen, dass Voraussetzung für die geplanten Wasserstoff-KW ein ausreichendes Angebot an H2-Speichern im Energiesystem ist. Ohne die Speicher können die benötigten hohen Leistungen an Wasserstoff durch das H2-Netz nicht schnell genug bereitgestellt werden. Es ist daher wichtig, den Wasserstoffhochlauf gemeinsam zu denken und H2-Kraftwerke, Infrastruktur und die geplanten oder möglichen H2-Speicherstandorten zu berücksichtigen.

2.1 Neuanlagen Definition

Ziffer 23 der Konsultationsunterlage nimmt eine Definition von „Neuanlagen“ vor. Hiernach sind neben den „fabrikneuen Anlagenteile(n)“ auch die Anlagenstandorte relevant. Eine Neuanlage nach dieser Definition darf keinen Standort nutzen, an dem bereits zuvor eine Stromerzeugungsanlage betrieben wurde, welche „gasförmige Brennstoffe“ genutzt hat. Die fortgesetzte Nutzung eines Standortes, an dem zuvor ein Kohlekraftwerk betrieben wurde, wäre hiernach für eine „Neuanlage“ möglich.

Die Begrifflichkeit „fabrikneu“ sollte weiterführend definiert werden. In der Komplexität einer entsprechenden Anlage kann es dazu kommen, dass Komponenten aus Lagerbeständen eingesetzt werden, die nicht fabrikneu, d.h. jünger als 12 Monate nach deren Produktion sind. Auch

für Instandhaltungs- und Wartungsvorgänge sollte dieser Begriff eindeutig gefasst bzw. nicht genutzt werden.

Für die erste Säule ist die Definition einer Neuanlage deutlich zu restriktiv, da eine Neuanlage, wie beispielsweise ein neuer Kraftwerksblock, an einem bestehenden Gaskraftwerksstandort ausgeschlossen wird. Der Bau, eines zusätzlichen, neuen wasserstofffähigen Kraftwerkes an einem bestehenden Gaskraftwerkstandort sollte ebenfalls zulässig sein. Bisher sind nur Greenfield-Anlagen oder Neuanlagen an ehemaligen Kohle- oder Kernkraftwerksstandorten zulässig. Ein kompletter Neubau an einem ungenutzten Standort ist in dem anvisierten Realisierungszeitraum praktisch nahezu unmöglich.

Der Bau von H2-ready Gaskraftwerken an bestehenden Gaskraftwerksstandorten ist in den meisten Fällen jedoch volkswirtschaftlich günstiger, da die notwendigen Gasleitungen (in Nähe des Kernnetzes auch die spätere Wasserstoff Versorgung) als auch Stromleitungen bereits vorhanden sind. Ein Greenfield-Kraftwerksstandort braucht vielfältige Infrastrukturmaßnahmen und bräuchte als erstes eine planungsrechtliche Zustimmung der Standortgemeinde, was mind. 1-2 Jahre Vorlauf vor dem eigentlichen immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren erfordert. Sechs Jahre Gesamtrealisierungsdauer wären somit nicht ausreichend. Zudem wurde das H2-Kernnetz so geplant, dass bereits bestehende Gaskraftwerksstandorte angeschlossen werden können. Die Restriktion aus dem KWSG steht dazu im Widerspruch. Auch ein zu installierender Erdgasanschluss für Neuanlagen an einem neuen Standort ist als nicht trivial zu sehen in Zeiten schwindender Gasverbräuche und daraus folgend steigender Netzentgelte.

Auch aus Akzeptanzsicht ist ein bereits erschlossener Standort einem Greenfield-Projekt überlegen. Ebenfalls kann eine Verschlechterung der Versorgungssicherheitssituation in diesen Fällen ausgeschlossen werden, da der „alte Block“ weiterbetrieben werden kann. Gerade, wenn sich der bestehende Standort in der netztechnischen Südzone befindet, ist eine Erweiterung des bestehenden Kraftwerkes auch für die Entlastung der Redispatchsituation sinnvoll. Darüber hinaus hat eine Nutzung bisheriger Standorte dabei entscheidende Vorteile hinsichtlich der Flächenverfügbarkeit, der Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie der Infrastruktur-Anbindungen.

Durch die Regelung werden Neubauten an im Erdgasnetz günstig gelegenen Standorten verhindert. Dies begrenzt den Wettbewerb und erhöht maßgeblich die Kosten der Auktion, ohne einen energiewirtschaftlichen Vorteil aufzuweisen. Klarstellend ist darauf hinzuweisen, dass es „Neuanlagen“ gerade auch an bestehenden Standorten geben wird, und dass dies keine „Modernisierungen“ sind.

BDEW-Vorschläge:

- › In dem Konsultationsdokument wird sich an mehreren Stellen auf den Standort des zu errichtenden Kraftwerks bezogen. Hier ist klarzustellen, ob sich damit auf eine bebaute Fläche einer einzigen Anlage oder ein Flurstück, an dem auch mehrere Anlagen betrieben werden können, bezieht. Sollte es sich jedoch um ein Flurstück oder ein Grundstück, bestehend aus mehreren Flurstücken, handeln, sind folgende zwei Punkte anzupassen:
 - 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.
 - Sperrung eines Standorts für weitere Ausschreibungen, um strategisches Biet-verhalten zu unterbinden: Die Zielsetzung ist nachvollziehbar und sinnvoll. Allerdings kann es sein, dass auf einem Flurstück oder einem Grundstück zeitlich versetzt mehrere Anlagen errichtet werden sollen. In diesem Fall sollte es möglich sein, dass alle Anlagen an Ausschreibungen teilnehmen können.
- › Den Begriff „Fabrikneu“ ersetzen durch „Anlagen und deren Komponenten, die in ihren wesentlichen Bestandteilen zum Zeitpunkt des Baus der Anlage noch keiner operativen Nutzung unterlagen“.

2.2 Anforderungen Modernisierung

Mit Ziffer 23 werden außerdem die Kriterien für „modernisierte Bestandsanlagen“ definiert. Eine Modernisierung kann hiernach zwar an allen Standorten erfolgen, als „Mindestinvestitionsstufe“ müssen jedoch 70 % der Neuerrichtungskosten eines neuen H2-ready Gaskraftwerks anfallen. Dieser Wert ist zu hoch angesetzt und verhindert eine Vielzahl potenzieller Modernisierungsprojekte von geeigneten Bestandsanlagen.

Der Vergleich mit einem „hypothetischen Kraftwerk“ erscheint darüber hinaus unrealistisch bestimmt. Die meisten Kraftwerke haben eigene Spezifikationen, gerade wenn es um Umbau- und Modernisierungsmaßnahmen geht, nimmt der Grad an Individualität zu. Die Aufstellung eines hypothetischen Kraftwerkes würde komplex bzw. zusätzlichen Planungsaufwand

bedeuten. Auch wäre genauer zu definieren, durch wen die Gegenüberstellung mit einem hypothetischen Kraftwerk geprüft werden soll.

Dabei soll die Modernisierung zusätzlich zu einer wesentlichen Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads, und zwar um mindestens 20 Prozentpunkte führen. Durch die Formulierung dieser Kriterien wird eine Modernisierung faktisch ausgeschlossen. Die wesentliche Effizienzsteigerung um 20 Prozentpunkte an elektrischen Wirkungsgrad bei einer Modernisierung ist so gut wie ausgeschlossen, da Gasturbinen eine weit entwickelte Technologie sind und somit nur noch inkrementelle Effizienzsteigerungen erreicht werden können. So haben bspw. Kombikraftwerke oder GuD-Anlagen von 1980 bereits einen elektrischen Wirkungsgrad von deutlich mehr als 40 %. Bei einer vorgegebenen Steigerung von 20 Prozentpunkten schließt dies die Teilnahme des Großteils der Kraftwerke in Deutschland aus. Weil eine modernisierte Anlage üblicherweise nur einen maximalen elektrischen Wirkungsgrad von ca. 60 % erreichen kann, sind alle Bestandsanlagen mit einem Wirkungsgrad größer 40 % ausgeschlossen. Weiterhin werden mit dieser Vorgabe Solo-Gasturbinen mit ca. 40 % Neuwirkungsgrad und KWK-Anlagen mit ggf. etwas niedrigerem Strom-Wirkungsgrad von einer Auktionsteilnahme ausgeschlossen, was dem sonst postulierten Ziel der Technologieoffenheit klar widerspricht. Die Frage der hohen Effizienz bei der Flexibilität von Kraftwerken scheint zudem sekundär, da diese nur einspringen, wenn es zu einer Knappeit kommt. Bei disponiblen gasbefeuerten Anlagen ist der Wirkungsgrad ein betriebswirtschaftlich wichtiges Kriterium. Zur Bereitstellung disponibler Leistung im Sinne eines Back-up-Kraftwerks ist der Wirkungsgrad jedoch sekundär. Anlagen mit niedrigerem Wirkungsgrad erreichen aufgrund der höheren variablen Kosten auch niedrigere Betriebsstunden, was deren CO2-Emissionen wiederum reduziert.

Die pauschale Vorgabe einer Effizienzsteigerung um 20 Prozentpunkte steht nicht im Einklang mit den Vorgaben der Anwendung der besten verfügbaren Technik und verstößt gegen den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit. Das BVT-Merkblatt für Großfeuerungsanlagen enthält BVT-assoziierte Energieeffizienzwerte für verschiedene Anlagenkategorien. Das Erreichen höherer Energieeffizienzwerte liegt zwar im ureigenen Interesse des Anlagenbetreibers, ist aber kein Selbstzweck, da das Erreichen von Energieeffizienzwerten außerhalb der BVT-Bandbreiten zu negativen Umwelteffekten sowie Einschränkungen im Anlagenbetrieb führen kann (zum Beispiel höhere Stickstoffoxidemissionen, höherer Bedarf an Kühlwasser, höherer Verschleiß der Anlagenteile usw.). Außerdem können Maßnahmen zur Effizienzsteigerung mit den technischen Anforderungen, die über bestehende Netzanschlussbedingungen hinausgehen, im Widerspruch stehen.

BDEW-Vorschläge:

- › 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.

- › Alternativ ist zu prüfen, statt der Investitionstiefe den Fokus auf die bereits abgerufenen Betriebsstunden einer Anlage zu legen. Dieser Parameter gibt ggf. eine bessere Auskunft über den tatsächlichen Modernisierungsbedarf, da er die betriebliche Auslastung und den Verschleiß einer Anlage widerspiegelt. Die Einführung einer Schwelle von bspw. 120.000 Betriebsstunden würde sicherstellen, dass nur solche Anlagen modernisiert werden, die tatsächlich am Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer stehen. Dies würde zu einer besseren Verteilung von Investitionen beitragen, fördert die Effizienz der gesamten Kraftwerksflotte und unterstützt die Ziele der Energiewende, ohne unnötige Kosten für Betreiber und letztlich für die Verbraucher zu verursachen.
- › Des Weiteren sollte geprüft werden, ob es effiziente Kohleanlagen gibt, die im Zielzeitraum stillgelegt würden, welche kostengünstig, effizient und vergleichsweise schnell modernisiert werden könnten.
- › Anpassung der Mindestinvestitionstiefe auf höchstens 50 %

In der praktischen Umsetzung sind außerdem weitere Punkte zu beachten:

- › Es bedarf der Klarstellung, dass der Nachweis der wesentlichen Effizienzsteigerung des elektrischen Nettowirkungsgrades über einen Leistungstest nach den einschlägigen technischen Regelwerken für Abnahmemessungen nach DIN, ISO oder EN durchgeführt wird.
- › Ein erneuter Leistungstest bei der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoffbetrieb sollte im Rahmen der Ausschreibungskriterien nicht gefordert werden. Bereits vorliegende Ergebnisse eines Leistungstests, der den Vorgaben des § 14 13. BlmSchV entspricht, sollten vom Betreiber für die Nachweisführung verwendet werden dürfen.

2.3 Systemanforderungen

In Hinblick auf die netztechnischen Aspekte, wie die erweiterten technischen Anschlussregeln als Teilnahmevoraussetzung in Bezug auf die Unempfindlichkeit gegenüber Frequenzgradienten (RoCoF), Leistungsgradienten, Blindleistungsbereitstellung (synchrone Phasenschieberbetrieb), Momentanreservebereitstellung und netzbildende Eigenschaften unterstützt der BDEW

die Intention, Kraftwerke grundsätzlich so auszulegen, dass sie unbundlingkonform auch Systemdienstleistungen (SDL) für den Netzbetrieb erbringen können. Hierbei müssen jedoch die Anforderungen an die marktisierte Beschaffung von SDL erfüllt werden.

Aus **Kraftwerksbetreiberperspektive** sind die technischen Anforderungen für die Anlagen jedoch sehr hoch. Es wird erwartet, dass Synchronmaschinen als Phasenschieber eingesetzt werden können und eine Erweiterung dieser um eine Zusatzschwungmasse technisch möglich ist. Diese Anforderung ist zwar theoretisch erfüllbar, allerdings handelt es sich hier um eine bisher sehr selten implementierte Betriebsweise, die teilweise technisches Neuland darstellt und in jedem Fall eine starke Abweichung vom heutigen Standard der Anlagenbauer bedeutet. Die für einen von der Turbine abgekoppelten Phasenschieberbetrieb verfügbaren Kupplungen sind bislang nur für Leistungen bis Größenordnung 350 MWel verfügbar. Somit würden größere und damit meist auch effizientere und spezifisch kostengünstigere Gasturbinen von Geboten ausgeschlossen. Eine Nachrüstung von Schwungmassen wurde bislang noch nicht praktiziert und wäre ebenso Neuland. Dies bedeutet, dass Neuentwicklungen und Sonderanfertigungen nötig wären, die mit erheblichen Mehrkosten einhergingen.

Die im Konsultationspapier aufgestellten Anforderungen führen zu erheblichen Umplanungen, die für eine Verzögerung um mehrere Jahre sorgen können, und reduzieren den Wettbewerb, da dies einige Bieter vor erhebliche Herausforderungen stellen wird, die zur Nichtbeteiligung an den Auktionen führen können. Die pauschal geforderte technische Möglichkeit, mit den be-zuschlagten Anlagen einen Phasenschieberbetrieb zu realisieren, erhöht die Kosten, da günstiger verfügbare bestehenden Komponenten nicht genutzt würden. Gleiches gilt für die Momentanreserve. Fraglich ist auch, ob die Forderung zusätzliche Erschwernisse für die H2-Fähigkeit der Anlagen mit sich bringt, da die 100 % H2-Fähigkeit nicht für alle Anlagenklassen gleichermaßen vorangetrieben wird. Es ist zu betonen, dass im Bereich der Systemanforderungen zwischen technologischer Verfügbarkeit und marktwirtschaftlichen Anreizen abgewogen werden sollte. Darüber hinaus ist zu prüfen, inwiefern die Mindestanforderungen Auswirkungen auf die SDL-Märkte haben.

Der Bedarf für die entsprechenden Systemdienstleistungen wird in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Aus **Netzbetreiberperspektive** sind die Mindestanforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen technisch umsetzbar und verfügbar, wenn auch nicht für alle Anlagenarten. Es sollte den Kraftwerksbetreibern frei sein, die technischen Anforderungen umzusetzen, auf einer Weise, die ihnen am ehesten geeignet scheint. Das KWSG sollte aber für zusätzliche Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen führen. Auch darf die Erfüllung der Mindestanforderungen keine Kraftwerksstandorte auf lange Sicht „blockieren“, da geeignete Kraftwerksstandorte dringend benötigt werden für die weiteren Ausschreibungen, die mit dem Kapazitätsmarkt folgen werden.

Mit den Ausschreibungsbedingungen werden bestimmte technische Eigenschaften der teilnahmeberechtigten Kraftwerksprojekte gefordert. Nach Ziffer 49 soll hierzu auch die Fähigkeit zur Stützung der Netzfrequenz unter Berücksichtigung eines Toleranzbandes von +/- 200 mHz um die Netzfrequenz von 50,0 Hz zählen. Bekanntlich erfolgt die Bahnstromversorgung über das bundesweite Hochspannungs-Bahnstromnetz mit einer abweichenden Netzfrequenz von 16,7 Hz. Gleichwohl handelt es sich beim Bahnstromnetz um ein Elektrizitätsverteilnetz, das den Anforderungen nach Energiewirtschaftsgesetz unterfällt. Für Anschlüsse von Kraftwerken an das Bahnstromnetz gelten vergleichbare technische Anschlussregelungen nach VDE.

Wir begrüßen die Möglichkeit für Einzelfallprüfungen zur Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke in der Bau-/Modernisierungsphase. Hierdurch wird zumindest theoretisch die Ablösung dieser Kraftwerke durch neue, verlässlichere Anlagen ermöglicht. Die Abhängigkeit von einer Einzelfallprüfung gegenüber einer allgemeinen Regelung zur Ermöglichung bringt jedoch Unsicherheit mit sich.

BDEW-Vorschläge:

- › 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 Einbezug von Anlagenbauern, der ÜNB, der Kraftwerksbetreibern, der BNetzA und des BDEW vor Start des Gesetzgebungsprozesses herbeizuführen. Insbesondere zu beachten sind:
 - Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der Ausschreibung.
 - Es werden keine Anlagengebote aus der Auktion ausgeschlossen und Verzögerungen für Kraftwerksprojekte werden möglichst gering gehalten.
 - 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.
 - Es wird kein unterbrechungsfreier Betrieb beim Wechsel in den Phasenschieberbetrieb gefordert.
- › Der BDEW fordert eine schnelle Umsetzung der SDL-Märkte.

2.4 Regionale Komponente

Auch begrüßen wir grundsätzlich, dass mit dem Südbonus eine Komponente zur regionalen Steuerung, wie vom BDEW gefordert, im KWSG-Entwurf enthalten ist. Der BDEW begrüßt ebenfalls, dass unnötige Komplexität vermieden werden soll, sieht jedoch Schwierigkeiten, alle Ziele der regionalen Differenzierung (Ausreichend Zubau in allen Netzgebieten, Gewährleistung der wettbewerblichen Ausschreibung zwischen Nord- und Südzone, transparente Belebung des Bonus gemäß der zu erwartenden Redispatchkosten) zu erreichen.

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, um gesondert zusätzlich regional zu unterscheiden und hält daher den Ansatz des BMWKs für eine pragmatische Lösung.

Mit Blick auf die Netzsicherheit und -stabilität werden aber auch wasserstofffähige Gaskraftwerke im Norden und Osten Deutschland errichtet bzw. bestehende Gaskraftwerke modernisiert werden müssen. Deren Förderung wäre durch die vorgeschlagene Komponente zur regionalen Steuerung deutlich erschwert. Es besteht das Risiko, dass erforderliche Kraftwerkskapazitäten in diesen Teilen Deutschlands ohne eine entsprechende Förderung nicht errichtet werden. Die Ungleichbehandlung der Regionen des netztechnischen Südens und des netztechnischen Nordens muss daher systemtechnisch gerechtfertigt sein.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass es bei jeder Ausschreibung zu wettbewerblichen Bezugsschlagung der Gebote kommt: Bei zu umfangreicher Gewährung des Südbonus, sind die jeweiligen Ausschreibungsvolumen für die von den Kraftwerksherstellern angebotenen Losgrößen wasserstofffähiger Kraftwerke unter Umständen zu gering, um bei einer Anwendung des Südbonus überhaupt einem Projekt im „Norden“ einen Zuschlag zu erteilen. Unklar ist, ob durch die Zulassung des vollständigen letzten Kapazitätsangebots bei der Auffüllung der Südkraftwerke nicht über die 2/3 hinaus zusätzliche Kraftwerkskapazitäten für die Südregion reserviert werden. Bei den geringen Ausschreibungsvolumen von maximal 1800 MW in Säule 1 würde nach Zuschlägen für ein 800 MW und ein 300 MW Kraftwerk „im Süden“ der Südbonus auch für ein weiteres Kraftwerk gewährt werden. Wenn hier ein weiterer 800 MW Block bezuschlagt würde, bliebe kein Volumen für die Kapazitäten im „Norden“ übrig.

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.

BDEW-Vorschläge:

- › Der BDEW fordert eine detaillierte Begründung der Südbonushöhe von 200-300 €/kW. Der vorgeschlagene „Südbonus“ sollte so kalkuliert werden, dass die Ziele einer systemdienlichen Verortung der Kraftwerke erreicht werden.
- › Der BDEW versteht das Wort „maximal“ in den Konsultationsunterlagen so, dass die „Letzte MW“ nicht mehr bezuschlagt wird, bspw. bei 1,8 GW ausgeschriebener Menge und schon 1,1 GW bezuschlagten Kraftwerksleistung, würde ein nächstgelegenes Gebot über 200 MW im netztechnischen Süden nicht mehr den Südbonus bekommen.

2.5 Höhe Förderung/Fördersystematik

Die beschriebenen H2-ready Gaskraftwerke sind zwar taxonomie**fähig**, aber nicht taxonomie**konform**, da sie unter der Wirtschaftstätigkeit 4.29 oder 4.30 fallen und nicht das Kriterium „wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz“ erfüllen mit Ausnahme der H2-Sprinterkraftwerke. Daher sind Investitionen in solche Anlagen zwar generell möglich, aber auf dem Finanzmarkt benachteiligt.

Ziffer 51 zufolge sei eine vollständige Förderung der Investitionskosten nicht möglich, da die Förderung als Maßnahme zur Dekarbonisierung erfolge. Daher könne bei der Förderung der Zeitraum nicht berücksichtigt werden, in dem noch Erdgas verstromt werde. Diese Begrenzung der Förderung auf 80 % der Kosten eines Referenzkraftwerks, wobei bisher noch unklar ist, wie ein solches Referenzkraftwerk definiert wird, bewerten wir kritisch. Wir sehen den Betrieb in der Zeit bis zur Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff als Beitrag zur Versorgungssicherheit. Hierfür wird in Säule 2 des KWSG eine vollständige Investitionskostenförderung gewährt.

Es stellt sich außerdem die Frage, auf welche Technologie sich mit einem Referenzkraftwerk bezogen wird. Weitere Einzelheiten zu den Parametern des Referenzkraftwerks werden hierbei nicht genannt. Es besteht das Risiko, dass das Referenzkraftwerk die erforderlichen Investitionen nicht adäquat abbildet. Neben den genannten 33 % Wirkungsgrad werden weitere Angaben zu den angenommenen Haupt- und Nebenkomponenten, der H2-Readyness, sowie der Leistungsklasse dieses „Referenzkraftwerkes“ benötigt.

Vorgeschlagen wird eine frühzeitige Beendigung der Förderung, sollte die in Deutschland installierte konventionelle Kapazität unter 1 GW liegen. Fraglich ist, in welchem Zeitraum dies

geschieht. Betrachtet man den Zeitraum, den das BMWK für den Anschluss an das Kernnetz betrachtet (11 Jahre) plus den Auktionszeitraum der Auktionen, erfolgt die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff in den Jahren 2036 bis 2038. Bis dahin soll der Kohleausstieg vollzogen sein. Das Risiko der vorzeitigen Beendigung der Betriebskostenförderung ist demnach im Bereich des Möglichen.

Das Risiko für die Betreiber könnte noch einmal steigen, sollte die EU ein verschärftes Klimaziel bis 2040 (z.B. 90 %) vorgeben. Dann wäre davon auszugehen, dass der Stromsektor früher komplett dekarbonisiert sein muss. In Summe führt dieses Risiko dazu, dass die Investoren die Brennstoffkostenförderung nicht als gesichert einpreisen und insofern höhere Gebote abgeben werden. Wichtig wären hingegen, langfristig und stabile Rahmenbedingungen zu gewährleisten, um möglichst viele Unsicherheiten zu eliminieren.

Wie in verschiedenen anderen Feldern, z.B. bei den Offshore-Auktionen, wird es eine lange Zeitspanne zwischen Auktion und Inbetriebnahme der Anlagen geben. Die letzten Monate haben gezeigt, dass unvorhersehbare Entwicklungen auftreten können, die zum Abbruch der Projekte führen. Zinssteigerungen, Entwicklung von Rohstoffkosten, Probleme in der Lieferkette und damit Kostensteigerungen. Abbrüche von bezuschlagten Projekten, die der Versorgungssicherheit dienen sollen, dürfen nicht passieren.

BDEW-Vorschläge:

- › 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.
- › Der BDEW schlägt eine Aufhebung der Beschränkung der Förderhöhe auf 80 % vor.
- › Der Zuschlag der Gebote soll im „Pay-as-cleared“ Verfahren sein.
- › Referenzanlage sollte die teuerste Technologie sein (GuD). Wichtig zu beachten was möglich ist im Austausch mit den Herstellern. Welche Systemdienstleistungen sind zu welchen Preisen möglich und inwiefern ist das kompatibel mit einem Umstieg auf H2.
- › Die Kapazitätszahlung sollte möglichst frühzeitig erfolgen (bei Inbetriebnahme anstelle über 10 Jahre), um die Finanzierungsrisiken beim KW-Betreiber so gering wie möglich zu halten.

2.6 Reliability Option

Nach Ziffer 59 ff. soll zur Vermeidung einer unzulässigen Überförderung eine Erlösabschöpfung für wasserstofffähige Gaskraftwerke erfolgen. Beide dargestellten Varianten würden eine Abschöpfung auf der Basis der am Strommarkt herrschenden Spot-Preise vornehmen. Dabei wird außer Acht gelassen, dass die tatsächlichen Erlöse eines H2-Kraftwerks auch auf börslichen Termingeschäften oder auf nicht-börslichen, langfristigen Termingeschäften (OTC) basieren können. Dazu gehört sowohl die Vermarktung des erzeugten Stroms als auch die Beschaffung der dafür notwendigen Gasmengen sowie CO₂-Zertifikate.

Folglich ist unabhängig von der Abschöpfungsvariante sicherzustellen, dass nur tatsächliche und keine rechnerisch möglichen Übererlöse abgeschöpft werden. Ansonsten würden die Vertragspartner zur Beschaffung bzw. Vermarktung an den Spotmarkt gedrängt. Dem Terminmarkt einschließlich des außerbörslichen Marktes würde Liquidität entzogen.

Wir sehen die Abschöpfung von 70 % der Mehrerlöse, wenn der Day-Ahead-Preis den Auslösepreis überschreitet, sehr kritisch. Die neuen Kraftwerke werden nur noch wenige Betriebsstunden haben. Deshalb sind gerade die Erlöse in den hochpreisigen Stunden wichtig, um die Investition und Fixkosten erwirtschaften zu können.

Um zu verhindern, dass die Erlöse abgeschöpft werden, die nie erzielt wurden, wäre eine Vermarktung der Kraftwerke am Spotmarkt erforderlich. Dadurch wird die Absicherungsmöglichkeit über Terminmärkte signifikant erschwert – zum einen für Kraftwerksbetreiber aber auch für Industrie und Vertriebe.

BDEW-Vorschläge:

- › Auf eine Einführung eines Clawbacks sollte verzichtet werden. Wenn ein Verzicht aufgrund europäischer Vorgaben nicht in Frage kommt, ist Folgendes zu beachten:
 - Sofern die Abschöpfung rückwirkend an den tatsächlichen Erlösen ausgerichtet werden sollte und sich für die erzeugungsabhängige Abschöpfung gemäß Variante A entschieden wird, 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 Übererlössabschöpfung im Rahmen der Energiepreiskrise 2022 haben gezeigt, dass dies eine bürokratisch nicht zu unterschätzende Herausforderung darstellt.
 - Falls die Ausgestaltung des Clawbacks als produktionsunabhängige Reliability Option (Variante B) gemacht wird, muss aus BDEW-Sicht eine Force-Major Regelung eingeführt werden. Sollten Nichtverfügbarkeiten aufgrund

von Brennstoffmangel z.B. infolge vom Betreiber nicht zu vertretenden Engpässen im Erdgas- oder H2-Netz zurückzuführen sein, so darf Clawback in solchen Fällen nicht greifen.

- › Begrenzung der Übererlössabschöpfung auf 50% statt 70% der Übererlöse, um wirksame Anreize für den Betreiber zu setzen, auch in den teuersten Stunden Strom zu erzeugen.

2.7 Sicherheitszahlung

Laut Ziffer 66 ist im Rahmen der Präqualifikation für die Ausschreibung eine Sicherheitsleistung in Höhe von 200 €/kW gefordert. Diese Anforderung ist prohibitiv hoch. Dabei stellen sich mehrere Fragen: Wie ist die Sicherheitsleistung zu hinterlegen? Wann wird die Sicherheit zurückerstattet? Kann hier auch eine Bürgschaft hinterlegt werden?

Sicherheiten für die Teilnahme an den Auktionen, bzw. nach Gewinn der Auktion, sind aus den Offshore-Auktionen bekannt. Die Begründung ist dort einleuchtend, um aufgrund der „frühen Ausschreibung“ die Ernsthaftigkeit der Gebote mit Sicherheitszahlungen erhöht werden soll. Allerdings ist der zeitliche Vorlauf, wenigstens der ersten Auktion, zu kurz für kommunale Akteure, um Sicherheiten in einer solchen Größenordnung stellen zu können. Für einen Block mit 500 MW wären demnach 100 Mio. Euro kurzfristig als Sicherheit zu beschaffen, was für viele kleine Marktteure nicht möglich ist. Hohe Sicherheitsleistungen reduzieren auch die im Energiebereich aktuell besonders notwendige Investitionsfähigkeit aller Unternehmen entscheidend und könnten dazu führen, dass andere Investitionsvorhaben in die Energiewende zurückgestellt werden müssen. Die Höhe und der mangelnde zeitliche Vorlauf dürfen nicht dazu führen, dass Wettbewerb eingeschränkt wird.

Vorschlag BDEW:

- › Deutliche Absenkung auf, wie bei Ausschreibungen nach KWKG als Sicherheitszahlung von 70 €/kW, ausreichend Vorlaufzeit und Verzinsung der Sicherheitsleistung, um die Teilnahme möglichst vieler Marktteure zu ermöglichen.

2.8 Pönalisierung

Die Pönen bzgl. einer verzögerten Inbetriebnahme des Kraftwerks und der verzögerten Umrüstung auf Wasserstoff sind deutlich zu hoch und eng gefasst. Bei wasserstofffähigen Gasturbinen handelt es sich um eine neue, im Hinblick auf eine 100 %-Wasserstoffverfeuerung heute noch nicht verfügbare Technik und es ist noch nicht klar, ob im Kernnetz überhaupt Wasserstoff in ausreichender Menge vorhanden ist. Weiterhin kann die rechtzeitige Fertigstellung der Gasanschlussleitung eine erhebliche Herausforderung mit hohen Terminrisiken darstellen.

Das Risiko der Erlangung eines planungsrechtlichen Einvernehmens mit der Standortgemeinde, der erforderlichen Genehmigungen (Gas und später H2) und das Risiko der rechtzeitigen Umsetzung (siehe auch Offshore-Wind), ist verbunden mit der hohen Pönale, ein sehr großes Risiko, das nicht vom Betreiber beeinflussbar ist. Es ist klar, dass der Druck auf rechtzeitigen und sicheren Bau der Kraftwerke notwendig ist. Allerdings sollten hier, wie es auch die Offshore-Branche fordert, sinnvolle Regelungen für verschiedene Meilensteine oder verpasste Fristen einziehen. Die letzten Jahre haben deutlich gemacht, dass es trotz gewissenhafter Planung immer wieder zu Verzögerungen im Projektablauf kommen kann, die nicht in der Hand der Betreiber und Bieter liegen.

Ein Betreiber hat aufgrund ausbleibender Einnahmen und längerer Baustellenkosten bei einer Projektverzögerung auch ohne Pönale ausreichend Druck, selbst für eine beschleunigte Fertigstellung zu sorgen. Die in der Konsultation genannte Pönale widerspricht im Übrigen den geschäftsüblichen Vertragsstrafen im Anlagenbau und kann nicht an Lieferanten weitergeben werden.

Die Rahmenbedingungen der Ausschreibung überlässt dem Kraftwerksbetreiber eine Vielzahl von Risiken, welche er nicht beeinflussen kann (H2-Verfügbarkeit, Technologieverfügbarkeit, H2-Infrastrukturbindung). Jedes dieser Risiken wird mit einem vollständigen Entzug der Förderhöhe und Sicherheitsleistung bestraft. Diese Vielzahl von Risiken sind für die KW-Betreiber bei entsprechender Pönalisierung nicht tragbar.

BDEW-Vorschläge:

- › Deutliche Reduktion der Pönenhöhe und Streichung der Zuschlagsentwertung bei Realisierungsverzug um ein Jahr.
- › Keine Pönalisierung bei „nicht Verschulden“ des KW-Betreibers analog zum KVBG, beispielsweise bei Lieferverzug o.ä.. Diese sind vorab zu definieren.
- › Differenzierung der Pönale bei nicht beeinflussbaren Risiken (bspw. Wasserstoffverfügbarkeit, keine technologische Reife, fehlende H2-Infrastruktur).

2.9 CfD Ausgestaltung und Wasserstoffförderung

100 % Einsatz von Wasserstoff in allen Betriebsphasen ist technisch noch nicht sicher möglich. Der Betreiber trägt somit das Risiko, die komplette Förderung zzgl. Pönale zurückzahlen zu müssen. Dieses Risiko macht die Säule 1 nicht investierbar.

Die in Ziffer 29 beschriebene Mindesterzeugungspflicht von Strom ist als kritisch anzusehen. Die Marktlage zum Zeitpunkt der Aufnahme des Wasserstoffbetriebs ist nicht abzusehen, eine sehr geringe Betriebsstundenzahl < 200 h/a kann nicht ausgeschlossen werden. Soll vor

diesem Hintergrund auch dann Strom erzeugt werden, wenn nach Lage des Strommarkts kein Bedarf nach Strom aus Wasserstoff besteht?

Eine Einführung eines CfDs für Wasserstoffbezug ist ohne liquiden Markt nur schwer möglich, da es keinen „universellen“ Wasserstoffpreis gibt. Unklarheit besteht insbesondere über die zukünftigen Indizes, die für die CfDs herangezogen werden sollen. Dies kreiert Unsicherheit für Anlagenbetreiber sowie Unsicherheit für die Wasserstoffproduzenten. Darüber hinaus muss die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, dass der H2-Markt deutlich anders kommt als heute angenommen.

Nach Ziffer 27 ist nach dem Übergangszeitraum die Nutzung von Wasserstoff unter Ausschluss von Ammoniak für die Stromerzeugung erforderlich. Bei Ammoniak handelt es sich laut der Nationalen Wasserstoffstrategie um ein Wasserstoffderivat. Wasserstoffderivate sollen nach der Strategie zum Hochlauf der H2-Wirtschaft beitragen. Daher schlagen wir eine Einbeziehung von H2-Derivaten wie Ammoniak als Energieträger für die klimaneutrale Stromerzeugung vor.

BDEW-Vorschläge:

- › In den 800 h Förderlaufzeit müssen Redispatchstunden ausgeschlossen sein.
- › Die Mindestlaufzeit von 200 h sind unter Umständen für Peaker sehr viel, dies könnte man aufweichen, indem man die Stunden über die Jahre verteilt und 50 Stunden pro Jahr und 800 h/4 Jahre vorschreibt, um die Technologietestung anzureizen.
- › Die Berechnung der Förderhöhe basierend auf dem Day-Ahead Preis muss so angepasst werden, dass alle Vermarktungsoptionen (auch über Terminmarkt) für den KW-Betreiber attraktiv sind. Der BDEW empfiehlt, dass die Branche befragt wird, um eine Referenz-Vermarktung über die Märkte hinweg zu definieren.
- › Zulassung 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.
- › Es bedarf einer Alternativregelung, auf welchen Preis sich bezogen wird, sofern kein liquider Wasserstoffmarkt zur Verfügung steht.
- › Bei der Ausgestaltung des CfD sind hohe Transport- und Strukturierungskosten beim H2 für die KW-Betreiber zu berücksichtigen. Daraus folgend ist zu prüfen, ob aufgrund der hohen strukturellen Kosten, eine Ausweitung der geförderten Stunden (über 800 h/a hinaus) und in der Folge dann abnehmender Strukturierungskosten nicht schlussendlich ähnlich hohe Förderkosten resultieren.

2.10 Umstieg auf Wasserstoff

Die Vorgabe, nach sieben Jahren von Erdgas auf Wasserstoff umstellen zu müssen, ist klimapolitisch nachvollziehbar. Um eine frühere Inbetriebnahme anzureizen, ist es wichtig, dass der Umstellungszeitpunkt auf Wasserstoff durch eine kürzere Bauzeit nicht vorgezogen wird. Der BDEW regt daher an, den Umstiegszeitpunkt an die Zuschlagserteilung zu koppeln. Schnellere Bauzeiten begünstigen auch einen früheren Kohleausstieg.

Entscheidend ist dabei, dass es klare Regelungen gibt, wer für das Risiko haftet, wenn das Kraftwerk nicht rechtzeitig an das Kernnetz angeschlossen werden kann, weil das Kernnetz noch nicht vorhanden ist. Die vorgeschlagenen Alternativen sind daher nicht zielführend:

- Eine kurzfristige Umrüstung auf CCS ist technisch nicht immer machbar, die Vorlaufzeit von der Erkenntnis fehlender H2-Verfügbarkeit (voraussichtlich 2-3 Jahre) reicht nicht aus, um in dieser Zeit eine CCS-Anlage zu errichten (ca. 5-6 Jahre mit Genehmigung). Aufgrund des hohen CAPEX wäre eine CCS-Anlage angesichts der überschaubaren Nutzungsdauer nicht wirtschaftlich.
- Zudem sind die Verfügbarkeit und die Kosten von alternativen EE-Brennstoffen unklar. Hier sorgt die bisher fehlende Definition, was genau mit EE-Brennstoffen gemeint sein soll, zu einer zusätzlichen Unsicherheit. Sollte die Errichtung des H2-Kernnetzes insgesamt in Verzug kommen, so wird schon allein die ausreichende Bereitstellung z.B. von Biogas in Deutschland an Kapazitätsgrenzen stoßen.
- Eine Überführung in Reservebetrieb oder vorübergehende Stilllegung neuer Gasanlagen wäre für den Markt und die Versorgungssicherheit einerseits extrem schädlich, da damit dem Markt gerade die modernsten Anlagen entzogen würden. Weiterhin ist die Überführung einer Anlage in die Reserve eine „Einbahnstraße“, welche die hohe Investition in das Gaskraftwerk für Betreiber entwerten würde. Es ist auch nicht damit zu rechnen, dass die Reserve einzig für KWSG-Anlagen vergrößert wird, da die Dimensionierung der Kapazitätsreserve andere Bestimmungsgründe hat.

Nach aktuellem Stand ist Erdgas bei H2-Gasturbinen zumindest zum Anfahren erforderlich. Diese technische Notwendigkeit darf nicht bestraft werden. Es ist technisch auch noch nicht sicher, ob jeder große Gasturbinentyp ohne Testzeit sofort dauerhaft mit 100 % H2 bei Nennlast betrieben werden kann oder zumindest die ersten Maschinen jedes Typs zunächst 2-4 Jahre mit wachsenden H2-Gehalten zu testen und zu optimieren sind.

Anlagenbetreiber sollen nach Erreichen des Umstellungszeitpunkts auf Wasserstoff kein Erdgas mehr nutzen dürfen. Sie allein tragen das Risiko einer nicht ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff am Kraftwerk. Hinsichtlich der Wasserstoffverfügbarkeit ist zu beachten, dass

diese nicht allein von dem Anschluss des Kraftwerks an das H2-Kernnetz, sondern auch von der Existenz ausreichender Speicher, einheimischer H2-Erzeugung, H2-Importen und einem funktionierenden Markt in einem einheitlichen Marktgebiet abhängt. Selbst dann, wenn Wasserstoff vorhanden sein sollte, wären die Betreiber dazu verpflichtet, Wasserstoff zu jedem Preis zu kaufen und zu verbrennen.

Lediglich wenn zum Umstellungszeitpunkt kein Anschluss an ein Wasserstoffnetz besteht, kann der Betreiber bis zum Vorliegen des Netzanschlusses CCS einsetzen, die Anlage in die Kapazitätsreserve überführen oder stilllegen. Da keine der Optionen attraktiv ist, sollte in diesem Fall ein Weiterbetrieb mit Erdgas möglich sein.

In Kombination mit einem Abschöpfungsmechanismus, in dem die Mehrkosten von Wasserstoff bei extremer Knappe nicht abgebildet wären, ist eine Nichtverfügbarkeit ein extremes Risiko für den Betreiber. Sollten die Betreiber die Anlage dann nicht betreiben können, würden die effizientesten, neuen Kraftwerke keinen Strom produzieren, obwohl konventionelle Kraftwerke laufen müssten, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Nach Ziffer 33 werden nur solche Projekte zur Ausschreibung zugelassen, die eine räumliche Nähe zum Verlauf des Wasserstoff-Kernnetzes aufweisen. Als Maßstab hierfür schlägt das BMWK eine maximale Entfernung von 20 km Luftlinie vor. Von einer starren km-Festlegung raten wir ab. Solange die Regelung bestehen bleibt, dass der Kraftwerksbetreiber den Anschluss zum Wasserstoffversorgungsnetz selbst zu tragen hat, sollte auf eine starre Vorgabe verzichtet werden. Es liegt im Eigeninteresse des Kraftwerksbetreibers und des Netzbetreibers, einen geeigneten Anschlussort zu finden und herzustellen. Je nach den örtlichen Bedingungen können Entfernungen zwischen Netz und Kraftwerk von unter oder über 20 km geeignet sein. Dabei sollte beachtet werden, dass ein Verzug beim Bau der Gasanschlussleitung weder bei der Erstinbetriebnahme noch bei der H2-Umstellung negativ angerechnet wird, da der Erhalt einer Genehmigung für eine 20 km Leitung und entsprechende Einzelzustimmungen der Grundstückseigentümer mit erheblicher Unsicherheit verbunden ist.

Eine vorzeitige Inbetriebnahme der H2-ready Gaskraftwerke wird bestraft. Durch die Knüpfung des Umstellungszeitpunktes auf 100 % Wasserstoff an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme bestraft die Kraftwerksstrategie diejenigen Kraftwerksbetreiber, deren Anlage vorzeitig ans Netz geht. Der Zeitraum der Betriebskostenförderung läuft in diesem Fall früher ab, die Anlagen müssen daher früher auf teureren Wasserstoff umsteigen. Angesichts der zu erwartenden Kostendegression wäre jedoch eine möglichst späte Umstellung auf Wasserstoff vorteilhaft.

Darüber hinaus ist, Stand heute, kein Betrieb mit 100 % Wasserstoff möglich. Es ist bis heute nicht sicher, ob bis zum Umstiegszeitpunkt ein Kraftwerk mit 100 % Wasserstoff betrieben werden kann. Es besteht somit das Risiko der technologischen Verfügbarkeit.

BDEW-Vorschläge:

- › 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. Diese Abstandsvorgabe halten wir für falsch und unnötig. Ein potenzieller Kraftwerksbetreiber wird sich schon aus Kostengründen für eine räumliche Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz entscheiden. Mit der jetzigen Vorgabe würden aber Standorte mit Entferungen knapp über 20 km ausscheiden. Auf eine exakte Festlegung sollte daher verzichtet werden.
- › Bei früherer IBN muss sich die zulässige Betriebsdauer auf Erdgas entsprechend verlängern. Der Umstellungszeitpunkt auf H2 sollte daher an das Zuschlagsdatum (14. Jahr nach Zuschlag) anstelle des IBN-Datums geknüpft werden.
- › 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.

2.11 Bivalenter Betrieb und Wasserstoffqualität

Die Anforderung von 100 % Wasserstoffbetrieb umfasst dabei zwei Dimensionen. Zum einen ist damit gemeint, dass ausschließlich Wasserstoff zur Verstromung eingesetzt wird. Dies schließt den bivalenten Betrieb mit Erdgas oder anderen fossilen Brennstoffen wie leichtem Heizöl u.a. nach dem Umstiegsdatum der neuen und modernisierten wasserstofffähigen Gaskraftwerke aus. Zum anderen bedeutet dies die Verwendung von reinem Wasserstoff, womit eine Beimischung von Erdgas, anderen fossilen Brennstoffen oder auch Ammoniak ausgeschlossen wird.

Nach unserer Ansicht muss ein technisch erforderlicher Einsatz von fossilen Brennstoffen, z.B. für den Anfahrbetrieb, davon freigestellt werden. Einer der führenden Hersteller für H2-fähige Gasturbinen sieht derzeit vor, dass die Gasturbinen mit fossilen Brennstoffen gestartet werden und erst nach der Startphase der Betrieb mit 100 % Wasserstoff erfolgt. Mit der vorliegenden Formulierung zum Ausschluss der Nutzung fossiler Brennstoffe sind nach unserer Sicht keine Gebote im Rahmen der angedachten Ausschreibungen möglich.

In Bezug auf den definierten Höchstanteil von Verunreinigungen im Wasserstoff laut Ziffer 28 möchten wir anmerken, dass der Kraftwerksbetreiber keinen Einfluss auf die Wasserstoffqualität des nationalen Wasserstoffnetzes haben wird.

Bezüglich des zeitlichen Ablaufs ist die Genehmigungsfähigkeit auf reinen Wasserstoffbetrieb eine wesentliche Unsicherheit, da die Rahmenbedingungen (zum Beispiel einzuhaltende NOx-Emissionen) für den Wasserstoffbetrieb gesetzlich nicht klar definiert sind. Eine Möglichkeit wäre ein aufwendiges Verfahren als mögliche Verlängerung der Zeiträume anzuerkennen.

Das Verbot des bivalenten Betriebs (Nutzung von Wasserstoff und Erdgas) erhöht sowohl Systemkosten als auch CO2-Emissionen. Zudem werden effiziente Anlagen durch die Begrenzung der Betriebskostenförderung auf 800 Stunden p.a. im Wettbewerb benachteiligt. Darüber hinaus würde eine Nutzung der Wasserstoffkraftwerke im Redispatch die Redispatchkosten voraussichtlich deutlich erhöhen.

Es ist vollkommen offen, ob nach Ablauf der Förderung die Kraftwerke wirtschaftlich mit Wasserstoff betreibbar sind. Gleiches gilt nach Erreichen der jährlichen Obergrenze der Betriebskostenförderung (H2-CfD) von 800 Vollbenutzungsstunden (VBh) p.a.. Die Folge: die neuesten Anlagen mit dem höchsten Wirkungsgrad werden nicht eingesetzt, die Stromproduktion wird durch ältere Erdgasanlagen übernommen.

Nicht zuletzt gefährdet ein Verbot der Bivalenz die Versorgungssicherheit, da ein bivalenter Brennstoff bei Ausfall des Hauptbrennstoffs den Weiterbetrieb der Anlage sichert – insbesondere bei Brennstoffen, die am Standort lagerbar sind wie Heizöl. Insbesondere bei Wasserstoff sind teilweise weitentfernte Gaskraftwerke auf die unterbrechungsfreie Funktion des zunächst nur schwach vernetzten H2-Kernnetzes angewiesen. Für systemrelevante Gaskraftwerke fordert § 13 f EnWG aus Gründen der Versorgungssicherheit die Bivalenz zu stärken – es ist unverständlich, weshalb dies hier dann für Neuanlagen ausdrücklich verboten werden soll. Es wäre vielmehr angebracht aufbauend auf § 13 f EnWG die Bereitstellung von Bivalenz zusätzlich zu berücksichtigen.

BDEW-Vorschläge:

- › Wasserstoffqualität aus Kernnetz nicht beeinflussbar durch Kraftwerkbetreiber, daher sind Vorgaben an die Qualität des Wasserstoffs zu streichen.
- › Es bedarf der Klarstellung, dass für die Zwecke der Zünd- und Stützfeuerung sowie im An- und Abfahrbetrieb auch andere (erneuerbare) Brennstoffe als Wasserstoff zum Einsatz kommen dürfen. In Abstimmung mit den OEMs wird ein realistischer Mindestanteil für den H2-Betrieb unter Berücksichtigung der Startvorgänge und des sicheren Betriebs festgelegt.
- › Der Betrieb auf Erdgas jenseits der 800 geförderten VBh p.a. auf Wasserstoff und nach Ablauf der Förderung sollte zugelassen werden.

- › Besser wäre, den Umstellungszeitpunkt an den Zeitpunkt des Zuschlags zu koppeln und Anlagen bei vorzeitiger Inbetriebnahme mit einer Verlängerung des möglichen Erdgasbetriebs zu „belohnen“.

Maßnahmen zur Herstellung einer bivalenten Feuerung und der dafür erforderlichen Brennstoffversorgung bzw. -bevorratung sind in Anlehnung an § 13 f EnWG zusätzlich zu berücksichtigen.

3 Anmerkungen zur 1. Säule: H2-Sprinterkraftwerke

Wir begrüßen die vorgesehene Ausschreibung zu Sprinterkraftwerken. Es gelten die oben genannten Punkte analog.

Die Ausschreibung kann einen Beitrag dazu leisten, in Deutschland frühzeitig die Nutzung von Wasserstoff in der Stromerzeugung zu prüfen und wichtige Erkenntnisse für den Markthochlauf zu generieren. Hierzu sollte der erste Gebotstermin der Ausschreibung bereits Anfang 2025 erfolgen. Die Ausschreibungsmenge in Höhe von 500 MW halten wir mit Blick auf das kurzfristig zur Verfügung stehende Wasserstoff-Volumen für auskömmlich. Gegebenenfalls bietet es sich an, mögliche nicht kontrahierbare Kapazität den anderen Ausschreibungssegmenten hinzuzufügen.

3.1 Wasserstoff für Sprinterkraftwerke

Die Sprinterkraftwerke sollen in Betrieb gehen, bevor das Wasserstoffkernnetz vollständig realisiert ist. Es ist deshalb zu erwarten, dass sie sich vorrangig an Standorten ansiedeln werden, an denen schon sehr früh Wasserstoff verfügbar sein wird (z.B. Industriecluster). Wir sehen darüber auch durchaus, dass Sprinter in Nähe von Elektrolyseuren und Häfen vor Realisierung des H2-Kernnetzes entstehen können.

Auch bei den Sprinterkraftwerken sollte die heute bestehende technische Unsicherheit der 100%-Wasserstoffverstromung berücksichtigt und im Rahmen geeigneter Übergangslösungen adressiert werden, um eine adäquate Risikoabschätzung zu ermöglichen.

BDEW-Vorschläge:

- › Vor diesem Hintergrund ist es unverständlich, dass für Sprinterkraftwerke die gleichen Einschränkungen an die Wasserstoffarten bzw. -farben wie bei den wasserstofffähigen Gaskraftwerken gestellt werden und auch der Betrieb mit Wasserstoffderivaten nicht zulässig sein soll.
- › Es ist davon auszugehen, dass insbesondere in der Nähe zu Raffinerie- und Chemieclustern auch andere Wasserstoffqualitäten und Wasserstoffderivate zur Verstromung zur Verfügung stehen könnten (z. B. als Nebenprodukt oder aus Nebenprodukten gewonnen). Alle Arten von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Wasserstoff sollten für den Betrieb des Sprinterkraftwerkes im Rahmen der Betriebsgenehmigung zulässig sein, soweit dieser die Anforderungen an die Treibhausgaseinsparung und den Strombezug der einschlägigen europäischen delegierten Rechtsakte erfüllt und der Anschluss an das Wasserstoffkernnetz noch nicht erfolgt ist.
- › Nach heutigem Kenntnisstand wird technisch eine geringe Mindestmenge Erdgas für den Startbetrieb auch künftig unerlässlich sein.

Sollte bei den ersten auf Wasserstoff umgestellten Gasturbinen die Betriebsreife für 100 % H₂ noch nicht erreicht sein, aus Gründen, die der Betreiber nicht zu vertreten hat, so sollte für eine Übergangszeit von 4 Jahren ein anteiliger H₂-Betrieb mit z.B. 75 Vol. % H₂ zulässig sein.

3.2 Technische Anforderungen

Für eine Anlage, mit der Erfahrungen im Realbetrieb der Wasserstoffverstromung gemacht werden sollen, müssen restriktive technische Mindestanforderungen mit Augenmaß getroffen werden. Dies gilt vor allem für die technisch anspruchsvollen Phasenschieberanforderungen.

Die Betriebskostenförderung sollte in Form eines CfDs bezogen auf die tatsächlich nachgewiesenen H₂-Brennstoffkosten erfolgen.

4 Anmerkungen zur 1. Säule: Langzeitspeicher

Wir begrüßen die vorgesehene Ausschreibung für Anlagen zur langfristigen Speicherung von Strom, und dass diese technologieoffen ausgestaltet sein soll. Entscheidend wird sein, dass sich diese Technologieoffenheit in den finalen Ausschreibungsregelungen bestätigt. Es gelten die oben genannten Punkte analog.

Zudem stellt die auf sechs Jahre ab Angebotszuschlag begrenzte Realisierungsfrist ein erhebliches Risiko für das ausführende Unternehmen dar. Diese Frist sollte erst mit dem Termin der Bestandskraft der Baugenehmigung sowie aller anderen erforderlichen Genehmigungen beginnen, also nach Ablauf der Rechtsmittelfrist gegen die Genehmigungen. Andernfalls würde dies viele potenzielle Projekte von der Teilnahme abhalten.

Die Ausschreibung kann einen wichtigen Beitrag dazu leisten, in Deutschland innovative Speicherprojekte voranzutreiben und somit die Flexibilität und Resilienz in einem immer mehr auf erneuerbarer Energie basierenden Stromsystem zu stärken.

Dabei gibt es jedoch Technologien, die auf Grund ihrer hohen Flexibilität, Schnelligkeit und Zuverlässigkeit geeignet sind, Strom ebenfalls längerfristig zu speichern, welche auf Grund der Vorgabe einer 72-Speicherkapazität jedoch von den Ausschreibungen ausgeschlossen sind. So tragen auch Pumpspeicherkraftwerke seit jeher dazu bei, die Stromversorgung zuverlässig abzusichern, die volatile Einspeisung Erneuerbarer Energien-Anlagen auszugleichen und Systemdienstleistungen für das Stromsystem zu erbringen.

Langzeitstromspeicher an systemdienlichen Standorten könnten die Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen reduzieren. Die veranschlagten 500 MW Kapazität für Langzeitstromspeicher sind dafür jedoch wahrscheinlich nicht ausreichend. Aus Offshore-Wind Perspektive

bedarf es insbesondere an Entlastung an den Netzknotenpunkten (Dörpen/West nach Meppen (TTG-007) und Meppen nach Niederrhein (AMP-009))

Da Stromspeicher ihre Einnahmen nicht über die Höhe der Strompreise verdienen, sondern über ihre Volatilität, ist ein Abschöpfungsmechanismus (Clawback) abzulehnen.

5 Allgemeine Anmerkungen 2. Säule: **Steuerbare Kapazitäten**

Wir begrüßen die vorgesehene Ausschreibung von Gaskraftwerken für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Es gelten die in Kapitel 2 aufgeführten Punkte analog. Es ist zu betonen, dass die Ausschreibungen behilferechtlich sicher ausgestaltet werden muss, sodass keine Gefahr des Förderverlust durch Klagen besteht.

Der BDEW versteht das Segment als technologieoffene Ausschreibung, so dass alle Projekte und Anlagen, welche in der Lage sind, 96 Stunden unter Vollast Strom in das Netz einzuspeisen, zulässig sind. Dies beinhaltet soweit technisch möglich auch die Teilnahme von Großspeichern.

5.1 Förderbedingungen und Reliability Option

Die grundsätzliche Notwendigkeit, einer Umstellung auf Wasserstoff ist aus Gründen des Klimaschutzes nachvollziehbar. Allerdings ist auch in dieser Säule das regulatorische Risiko von Verschärfungen auf europäischer Ebene immens. In Säule 2 ist das Risiko für den Betreiber auch deswegen so hoch, weil keine Betriebskostenförderung vorgesehen ist und bei einer Verschärfung der Ziele der Umstiegszeitpunkt auf treibhausgasneutrale Stromerzeugung dem Umstiegszeitpunkt der Säule 1 durchaus nahekommen kann. Damit wäre die Säule 2 deutlich unattraktiver als Säule 1 mit der geförderten Umstellung nach acht Jahren.

Oberhalb eines Auslösepriases soll es eine Erlösabschöpfung geben. Diese soll entweder produktionsabhängig oder -unabhängig ausgestaltet werden. Um zu verhindern, dass die Erlöse abgeschöpft werden, die nie erzielt wurden, wäre eine Vermarktung der Kraftwerke am Spotmarkt erforderlich. Dadurch wird die Absicherungsmöglichkeit über Terminmärkte signifikant erschwert – zum einen für Kraftwerksbetreiber aber auch für Industrie und Vertriebe.

BDEW-Vorschläge:

- › Auf eine Einführung eines Clawbacks sollte verzichtet werden. Wenn ein Verzicht aufgrund europäischer Vorgaben nicht in Frage kommt, sollte
 - Sofern die Abschöpfung rückwirkend an den tatsächlichen Erlösen ausgerichtet werden sollte. Und sich für die erzeugungsabhängige Abschöpfung gemäß Variante A entschieden wird, ist es aus BDEW-Sicht unerlässlich, dass Grundlage hierfür ein transparentes und vorher bestimmtes Verfahren sein muss, welches 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.

- Falls die Ausgestaltung des Clawbacks als produktionsunabhängige Reliability Option (Variante B) umgesetzt wird, muss aus BDEW-Sicht eine Force-Major Regelung eingeführt werden. Sollten Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Brennstoffmangel z.B. infolge vom Betreiber nicht zu vertretenden Engpässen im Erdgas- oder H2-Netz zurückzuführen sein, so darf Clawback in solchen Fällen nicht greifen.
- › Begrenzung der Übererlösabschöpfung auf 50% statt 70% der Übererlöse, um wirksame Anreize für den Betreiber zu setzen, auch in den teuersten Stunden Strom zu erzeugen.

5.2 Systemanforderungen

Bezüglich der technischen Anforderungen in (49) sind aus Kraftwerksbetreiberperspektive für diese Technologien sehr hoch: Es wird erwartet, dass Synchronmaschinen als Phasenschieber eingesetzt werden können und eine Erweiterung dieser um eine Zusatzschwungmasse technisch möglich ist. Diese Anforderung ist zwar theoretisch in Anlagen bis 350 MWel erfüllbar, allerdings handelt es sich hier um eine starke Abweichung vom Standard der Anlagenbauer. Dies bedeutet, dass eine Sonderanfertigung nötig wäre, die zum einen mit erheblichen Mehrkosten einherginge und zum anderen vermutlich für eine Verzögerung um mehrere Jahre sorgen würde. Spezifisch kostengünstigere und effizientere GuD in der 800 MW Klasse wären durch die Anforderungen von der Auktion ausgeschlossen.

Die pauschal geforderte technische Möglichkeit, mit den bezuschlagten Anlagen einen Phasenschieberbetrieb zu realisieren, erhöht die Kosten, da nicht an allen Standorten gleichermaßen Blindleistung benötigt wird und günstiger verfügbare bestehenden Komponenten nicht genutzt werden. Gleiches gilt für die Momentanreserve. Zudem existieren die technischen Voraussetzungen für einen Phasenschieberbetrieb nur für kleinere Anlagen.

BDEW-Vorschläge:

- › 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 Einbezug von Anlagenbauern, der ÜNB, der Kraftwerksbetreibern, der BNetzA und des BDEW vor Start des Gesetzgebungsprozesses herbeizuführen. Insbesondere zu beachten sind:
 - 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.
 - Es wird kein unterbrechungsfreier Betrieb beim Wechsel in den Phasenschieberbetrieb gefordert.
- › Der BDEW fordert eine schnelle Umsetzung der SDL-Märkte.

5.3 Höchstwert und Sicherheitszahlung

Der Höchstwert für eine Investitionskostenförderung soll sich an den Kosten einer offenen Gasturbine orientieren.

Die zu hinterlegende Sicherheitsleistung ist zu hoch. Im Falle eines 500 MW Kraftwerks müssten 100 Mio. € hinterlegt und zusätzlich zu der Investition finanziert werden. Außerdem ist die Regelung zu streng, dass bereits nach einem Jahr Verzögerung die gesamte Sicherheitsleistung einbehalten wird und der Zuschlag verloren geht. Hohe Sicherheitsleistungen reduzieren auch die im Energiebereich aktuell besonders notwendige Investitionsfähigkeit aller Unternehmen entscheidend und könnten dazu führen, dass andere Investitionsvorhaben in die Energiewende zurückgestellt werden müssen.

Auch in Säule 2 wird ein Höchstwert für die Förderung festgelegt. Das Höchstgebot soll sich an den Gesamtkosten einer offenen Gasturbine orientieren und mit einem „Unsicherheitsfaktor“ signifikant größer 1 multipliziert werden. Die Höhe dieses „Unsicherheitsfaktors“ ist offen gelassen worden, ebenso wird keine Referenzanlage definiert.

In einem gut ausgestalteten Auktionsverfahren („pay-as-cleared“) mit einem Wettbewerb zwischen verschiedenen Bietern werden gar keine Höchstgebote benötigt. Durch diesen Verzicht würde auch der notwendige Zubau sichergestellt. Falls an einem Höchstpreis festgehalten werden soll, konsultiert das BMWK die relevanten OEMs hinsichtlich der Kosten der anzulegenden Referenzanlage inklusive Reinvestitionskosten für eine finale H2-Umstellung.

BDEW-Vorschläge:

- › Aufhebung des Höchstpreises, wenn dies nicht möglich ist eine frühzeitige Bekanntgabe des Höchstpreises, des Unsicherheitsfaktors und Konsultation der Referenzanlage.

- › Die Referenzanlage sollte eine GuD sein, da dies die Technologie mit dem höchsten CAPEX und den geringsten spezifischen CO2 Emissionen ist. Zudem müssen die netztechnischen Anforderungen berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind markt-basierte Kapitalkosten adäquat zum Auszahlungszeitraum als Kosten in das Höchstgebot aufzunehmen. Unsicherheiten sind mit einem Unsicherheitsfaktor von mindestens 30% zu adressieren.
- › Indexierung der Gebote. Sollten sich Zinsen oder Rohstoffe für den Anlagenbau verteuern, sollte die Capex-Zahlungen für die Auktionsgewinner ebenfalls angepasst werden.
- › Reduktion, ausreichend Vorlaufzeit und Verzinsung der Sicherheitsleistung, um die Teilnahme möglichst vieler Marktakteure zu ermöglichen.

6 Konsultationsfragen zur 1. Säule:

6.1 Die Beihilfefähigkeit der drei Maßnahmen

- › (1) Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Die im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen stehen in ihren Zielen im Einklang mit den europäischen Zielen für Klimaschutz und orientieren sich an den Anforderungen der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022 (KUEBLL). Insbesondere werden Lock-In Effekte verhindert. Im Detail gehen die Ausschreibungsanforderungen aber über die zwingenden Vorgaben der KUEBLL hinaus. Wenn der Gesetzgeber wirksame Investitionsanreize für neue Anlagen setzen will, müssen die Anforderungen deutlich flexibilisiert und auf das EU-beihilferechtliche Mindestmaß beschränkt werden.

- › (2) Stimmen Sie zu, dass Wasserstoff langfristig eine nachhaltige, sichere und kosteneffiziente Langzeitspeicher-Technologie ist, die den Kraftwerkspark dekarbonisieren kann?

Ja, Wasserstoff ist eine Option zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks, wenn dieser günstig bereitgestellt werden kann. Der flächendeckende und nachhaltige Einsatz von Wasserstoff in der Industrie und Energieversorgung wird jedoch nur dann langfristig möglich sein, wenn die dazu notwendige Infrastruktur rechtzeitig und in dem von Industrie und Energiewirtschaft benötigten Ausmaß errichtet wird. Darüber hinaus muss Wasserstoff als Energieträger in ausreichenden Mengen und zu international wettbewerbsfähigen Preisen zur Verfügung stehen. Bislang ist nur das Brennstoffpreisrisiko (teilweise) im Konsultationsdokument adressiert.

- › (3) Teilen Sie die Ansicht, dass die Förderung auf die in der nationalen Wasserstoffstrategie genannten Wasserstofffarben beschränkt werden sollte?

Einschränkungen machen die Bereitstellung von Wasserstoff grundsätzlich teurer. Es ist zu begrüßen, dass im Rahmen der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie auch kohlenstoffreicher blauer, türkise und orangener Wasserstoff gefördert werden kann und demnach eine Nutzung in den vorliegenden Ausschreibungen ermöglicht wird.

Unerklärlich bleibt, warum die Verwendung von Wasserstoff-Derivaten ausgeschlossen ist, obwohl diese in der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie explizit für die Verwendung in neu zu bauenden Gaskraftwerken vorgesehen wurden. Insbesondere in der

Markthochlaufphase der Wasserstoffinfrastruktur und Anwendung sollten keine weiteren Beschränkungen auferlegt werden.

Vor diesem Hintergrund ist es vor allem unverständlich, dass für **Sprinterkraftwerke** Einschränkungen an die Wasserstoffarten bzw. -farben gestellt werden und auch der Betrieb mit Wasserstoffderivaten nicht zulässig sein soll. Es ist davon auszugehen, dass insbesondere in der Nähe zu Raffinerie- und Chemieclustern auch andere Wasserstoffqualitäten und Wasserstoffderivate zur Verstromung zur Verfügung stehen könnten (z. B. als Nebenprodukt oder aus Nebenprodukten gewonnen). Alle Arten von erneuerbarem und kohlenstoffarmen Wasserstoff sollten für den Betrieb des Sprinterkraftwerkes im Rahmen der Betriebsgenehmigung zulässig sein, soweit dieser die Anforderungen an die Treibhausgaseinsparung und den Strombezug der einschlägigen europäischen delegierten Rechtsakte erfüllt und der Anschluss an das Wasserstoffkernnetz noch nicht erfolgt ist.

6.2 Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO₂-Äquivalenten

- › (4) Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz bezüglich der Methodik und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO₂-Äquivalenten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

Die gewählten Szenarien (Kohleausstieg 2035 und 2038) erscheinen plausibel. Grundsätzlich hängen die Einsparungen u.a. von der unterstellten Entwicklung der CO₂- und Brennstoffkosten, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und von der Art der zugebauten Gaskraftwerke (effiziente GuDs oder weniger effiziente Spitzenlastkraftwerke) ab.

Die Ergebnisse sind im Verhältnis zueinander plausibel, insbesondere die 500 MW Sprinterkraftwerke weisen erwartbar hohe Grenzvermeidungskosten auf. Dies zeigt, dass eine späte Umstellung auf den H2-Betrieb Kosten der Energiewende senken würde. Darüber hinaus könnten die ausgewiesenen Vermeidungskosten bei abgewandelter Ausgestaltung der Förderung (z.B. Zulässigkeit eines bivalenten Betriebs) weiter optimiert werden.

6.3 Nutzung und der Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige Ausnahmen

- › (5) Wie bewerten Sie die unter Abschnitt B „Ausschreibung und Förderdesign“ skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen?

Die Kombination aus CAPEX-Förderung und OPEX-Förderung erachtet der BDEW als zielführend.

Insgesamt allokiert das derzeitige Förderdesign zu viele Investitionsrisiken beim Kraftwerksinvestor, ohne dass dieser einen Einfluss auf die Risiken nehmen kann. Dies gilt insbesondere für

die Infrastruktur- und Brennstoffrisiken. Die in der Konsultation vorgeschlagenen Ausweichmaßnahmen (CCS/CCU, biogene Gase, Stilllegung) sind jedoch aktuell weder technisch mit angemessenem Aufwand (z.B. müsste eine CCS-Anlage von vornherein mitgeplant und gebaut werden) noch wirtschaftlich darstellbar.

Die technologischen Anforderungen gehen teilweise deutlich über den Stand der Technik hinaus und werden zum Teil von den Kraftwerksherstellern nicht im Markt angeboten. Die vorgeschlagenen Sicherheitsleistungen von 200 EUR/kW gehen weit über das erforderliche Maß hinaus, liegen deutlich über den üblichen Sicherheitsleistungen des EEG und wirken in der Größenordnung der Anlagen investitionsemmend. Für Windanlagen an Land und auf See liegen die Sicherheitsleistungen im niedrigen einstelligen Prozentbereich der Investitionskosten. Für wasserstofffähige Kraftwerke lägen sie dagegen im 20 %-Bereich. Hohe Sicherheitsleistungen reduzieren auch die im Energiebereich aktuell besonders notwendige Investitionsfähigkeit aller Unternehmen entscheidend und könnten dazu führen, dass andere Investitionsvorhaben in die Energiewende zurückgestellt werden müssen.

Es ist offen, ob nach Ablauf der Förderung die Kraftwerke wirtschaftlich mit Wasserstoff betreibbar sind.

- Durch die Begrenzung der Betriebskostenförderung (H2-CfD) auf 800 Vollbenutzungsstunden (VBh) p.a. besteht dieses Problem auch während der Förderung.
- Das Verbot, Erdgas einzusetzen schränkt die Fahrweise der modernsten Anlagen (insbesondere GuDs) ein, erhöht die Kosten der Ausschreibungen und die CO2-Emissionen, da ältere Anlagen unbeschränkt laufen.
- Der Betrieb auf Erdgas sollte daher jenseits der 800 geförderten VBh p.a. auf Wasserstoff und nach Ablauf der Förderung zugelassen werden.

Um Anreize zu setzen, die ausgeschriebenen Anlagen möglichst früh in Betrieb zu nehmen, sollte die Umstellung auf Wasserstoff nicht an der Inbetriebnahme, sondern am Zuschlag orientiert sein (Umstellung zu Beginn des 14. Jahres nach Zuschlag). So würde sich die Betriebsdauer der effizienten Neuanlagen auf Erdgas erhöhen und Gesamtkosten und Emissionen dadurch sinken. Dies könnte auch dazu beitragen, einen frühen Kohleausstieg zu realisieren. Der Förderzeitraum wird nicht verlängert.

Da der 100 %ige Einsatz von Wasserstoff in allen Betriebsphasen momentan technisch noch nicht von den OEMs garantiert werden kann, sollte in Abstimmung mit den OEMs ein realistischer Wasserstoff Mindestanteil unter Berücksichtigung von Startvorgängen und sicherem Betrieb festgelegt werden. Dieses Risiko ist nicht von den Kraftwerksbetreibern beeinflussbar und kann daher nicht von ihnen getragen werden.

Die Standortdefinition schließt eine Förderung von Neubauten an bestehenden Gaskraftwerksstandorten aus. Dies ist nicht sinnvoll, da es auch Neuanlagen an bestehenden Standorten geben wird. Insbesondere ist an solchen Standorten schon eine Gasversorgung vorhanden.

Aus Kraftwerksbetreiberperspektive sind die technischen Anforderungen an die Kraftwerksanlagen sehr hoch. Es wird erwartet, dass Synchronmaschinen als Phasenschieber eingesetzt werden können und eine Erweiterung dieser um eine Zusatzschwungmasse technisch möglich ist. Diese Anforderung ist zwar theoretisch erfüllbar, allerdings handelt es sich hier um eine bisher sehr selten implementierte Betriebsweise, die teilweise technisches Neuland darstellt und in jedem Fall eine starke Abweichung vom heutigen Standard der Anlagenbauer bedeutet. Die für einen von der Turbine abgekoppelten Phasenschieberbetrieb verfügbaren Kupplungen sind bislang nur für Leistungen bis Größenordnung 350 MWel verfügbar. Somit würden größere und damit meist auch effizientere und spezifisch kostengünstigere Gasturbinen von Geboten ausgeschlossen. Eine Nachrüstung von Schwungmassen wurde bislang noch nie praktiziert und wäre ebenso Neuland. Dies bedeutet, dass Neuentwicklungen und Sonderanfertigungen nötig wären, die zum einen mit erheblichen Mehrkosten einhergingen und zum anderen vermutlich für eine Verzögerung um mehrere Jahre sorgen würde.

Der BDEW erkennt die von den ÜNBs identifizierten Bedarf an Systemdienstleistungen an. Anlagenbetreiber sollten jedoch frei in der Wahl sein, mit welcher Anlagenkonfiguration sie die geforderten SDL wie Blindleistung oder Momentanreserve erbringen. Durch den Umbau bestehender oder stillzulegender Anlagen auf Phasenschieberbetrieb können die Kosten erheblich gesenkt werden. Wichtig ist, dass dadurch keine Standorte für zukünftigen Kraftwerksbau „blockiert“ werden.

Wenn Anlagenbetreiber nach Erreichen des Umstellungszeitpunkts auf Wasserstoff kein Erdgas mehr nutzen dürfen, tragen sie damit das von ihnen nicht beeinflussbare Risiko einer nicht ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff am Kraftwerk - dieses Risiko ist umso größer, je früher das Kraftwerk ans Netz geht. Falls zum Umstellungszeitpunkt kein Anschluss an ein Wasserstoffnetz besteht, kann der Betreiber bis zum Vorliegen des Netzanschlusses andere erneuerbare Brennstoffe nutzen, CCS einsetzen, die Anlage in die Kapazitätsreserve überführen oder stilllegen. Selbst wenn eine temporäre Nutzung von CCS technisch möglich wäre, ist sie aufgrund des hohen CAPEX bei der überschaubaren Nutzungsdauer aber nicht wirtschaftlich und angesichts des notwendigen langen Vorlaufs für Genehmigung und Errichtung der CCS-Anlage und ggf. CO2-Pipeline unrealistisch. Zudem sind die Verfügbarkeit und die Kosten von alternativen EE-Brennstoffen unklar. Hier sorgt die bisher fehlende Definition, was genau mit EE-Brennstoffen gemeint sein soll, zu einer zusätzlichen Unsicherheit. Sollte die Errichtung des H2-Kernnetzes insgesamt in Verzug kommen, so wird schon allein die ausreichende Bereitstellung z.B. von Biogas in Deutschland an Kapazitätsgrenzen stoßen.

Der BDEW fordert daher, dass der Betreiber die Gründe, weshalb der Betrieb auf Wasserstoff nicht möglich ist, nicht zu vertreten hat, sollte ein weiterer Erdgasbetrieb möglich sein.

Der BDEW stellt darüber hinaus folgende Forderungen zu Ausgestaltung der Förderung:

- Die pauschale Mindestinvestitionstiefe von 70 % setzt Anreize für besonders teure Umrüstungen und sollte auf höchstens 50 % reduziert werden.
- Die geforderte Steigerung des Wirkungsgrads um 20 Prozentpunkte wird nur in sehr wenigen Fällen technisch überhaupt möglich sein und somit die Zahl modernisierbarer Anlagen stark einschränken. Dadurch bleibt Potential zur Minderung von CO2 Emissionen ungenutzt.
- Die Mindesterzeugungsverpflichtung ist kritisch für Spitzenlastanlagen. Um das Risiko auszuschließen, die Förderung nebst Zinsen zurückbezahlen zu müssen, könnte hier selbst bei negativer Marge Strom produziert werden müssen.
- Ein Höchstpreis ist nicht definiert und eine Referenzanlage in der geforderten technischen Ausgestaltung gibt es am Markt noch nicht.
- Da Inflationsrisiken für den gesamten Förderzeitraum vom Betreiber nicht zu kalkulieren sind, sollte die bewilligte Förderung mit einer Inflationsindexierung versehen werden.
- Eine gestreckte Auszahlung erfordert die marktgerechte Berücksichtigung von Kapitalkosten. Aktuell ist der genaue Ansatz hierzu unbekannt.
- Ein CfD zum Ausgleich der Brennstoffkostendifferenz zwischen Wasserstoff und Erdgas + CO2 ist grundsätzlich gut geeignet. Die Beschränkung auf 800 Vbh p.a. und 3.200 Vbh beeinträchtigt jedoch die Wirtschaftlichkeit von effizienten GuDs im Vergleich zu Spitzenlastanlagen und führt zu höheren CO2 Emissionen und, steigenden Strompreisen. Da ein wirtschaftlicher Betrieb auf Wasserstoff jenseits der 800 h/a wegen des großen Kostenunterschieds nicht möglich sein wird, ist ein bivalenter Betrieb notwendig.

- › (6) Teilen Sie die Einschätzung des BMWK, dass die oben dargestellten zwei Anlagentypen (wasserstofffähige Gaskraftwerke und Sprinter) in zwei unterschiedlichen Verfahren ausgeschrieben werden sollten?

Ja, das erscheint sinnvoll. Die Sprinterkraftwerke dienen der Praxiserprobung der ausschließlichen H2-Verstromung. Sie werden daher in einer frühen Phase des H2-Marktes und in einer frühen Phase der technologischen Entwicklung errichtet. Auch ist zu erwarten, dass in diesen Auktionen tendenziell leistungsschwächere Anlagen eingebracht werden, deren Entwicklung in überschaubarer Zeit als erste an Wasserstoffbetrieb herangeführt werden können. Ihr Kosten- und Risikoprofil (siehe Berechnungen zu den CO2-Vermeidungskosten) weicht damit erheblich von den mitunter großen H2-ready Gaskraftwerken ab. Daher ist ein separates

Segment in der Ausschreibung notwendig. Die grundlegenden Vorbehalte (Phasenschieber-Verpflichtung, Übernahme des H2-Verfügbarkeitsrisikos, s.o.) gelten auch für Sprinterkraftwerke.

- › (7) Stimmen Sie zu, dass die gewählte Aufteilung der Ausschreibungsmengen für wasserstofffähige Gaskraftwerke (Abschnitt B.I), für Sprinterkraftwerke (Abschnitt B.II) und für Langzeitstromspeicher (Abschnitt B.III) eine möglichst kostengünstige Dekarbonisierung des Kraftwerksparks erlaubt?

Durch den Neubau wird eine mögliche zukünftige Option der Dekarbonisierung des Kraftwerksparks entwickelt. Diese Option ist aus heutiger Sicht noch sehr teuer. Für eine vollständige Dekarbonisierung des Kraftwerksparks erscheinen die ausgeschriebenen Kapazitätsmengen zu gering. Daher ist es umso wichtiger, dass weitere Optionen und Instrumente wie z.B. das KWKG in den Blick genommen und weiterentwickelt werden. Im Zielsystem müssen sich alle Technologien im Wettbewerb entlang der Signale aus dem EU-ETS behaupten.

Die jährlichen Ausschreibungstranchen sind zudem derart bemessen, dass v.a. Kleinanlagen angereizt werden. Diese sind jedoch im Vergleich zu größeren Anlagen spezifisch wesentlich teurer und weniger effizient. Darüber hinaus tragen die für alle Anlagen geforderten zusätzlichen technischen Anforderungen hinsichtlich der Fähigkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu höheren Anlagenkosten bei und erhöhen damit die Kosten dieses Pfads der Dekarbonisierung. Beispielsweise können Phasenschieber von stillzulegenden Bestandskraftwerk angeboten werden. Wichtig ist, dass dadurch keine Standorte für zusätzlichen Kraftwerksbau „blockiert“ werden.

Die gewählte Ausgestaltung der 0,5 GW Langzeitstromspeicher lenkt den Fokus der Energiespeicherung sehr stark auf Wasserstoff und blendet andere Technologien nahezu aus. Eine technologieoffene Ausgestaltung der Langzeitstromspeicher im Hinblick auf die Vorgabe der Speicherkapazität könnte andere tendenziell günstigere Dekarbonisierungsoptionen ausschließen.

6.4 Wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen

- › (8) Wie bewerten Sie die unter Abschnitt B. skizzierte Ausgestaltung der Maßnahmen in Hinblick auf die Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen und auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern?

Vgl. dazu Antwort auf Frage 1. Für eine abschließende Bewertung wäre darüber hinaus entscheidend, wie die Ausschreibungen mit dem angekündigten Kapazitätsmarkt (3. Säule) interagieren werden.

Grundsätzlich gilt, die Sicherstellung einer größtmöglichen Beteiligung an den Ausschreibungen durch möglichst geringfügige Komplexität des Ausschreibungsdesigns und praxistaugliche Anforderungen würde die beihilferechtliche Bewertung positiv beeinflussen.

- › (9) Wie schätzen Sie das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten durch die gezielte Förderung neuer Kraftwerke ein?

Es ist darauf hinzuweisen, dass eine OPEX-Förderung mittels Brennstoff-CfD, durch die Wasserstoff-Verstromung auf das Niveau von Erdgasverstromung gesenkt wird, grundsätzlich einen Eingriff in die Merit Order des Strommarktes darstellt. In der Folge besteht das Risiko, dass Technologien mit Grenzkosten bzw. Opportunitätskosten, die zwischen den Kosten der Erdgasverstromung und den Kosten einer unsubventionierten Wasserstoff-Verstromung liegen, aus der Merit Order gedrängt werden. Die Anwendung von Mindestauslösepreisen und Höchstpreisen birgt darüber hinaus das Risiko, als implizite Preisgrenzen im Strommarkt zu wirken.

In Abwägung wird das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten gegenüber dem Nutzen für die Energiewende für sachgemäß eingeschätzt. Eine faire, diskriminierungsfreie regionale Steuerung (Südbonus) vorausgesetzt, können Wettbewerbsverzerrungen geringgehalten werden. Hierfür ist es jedoch u.a. erforderlich, dass die allein aufgrund der temporären Verzögerungen des bis 2040 erforderlichen Netzausbau erfolgte Konzentration der neuen Kraftwerke im Süd-Westen auf das notwendige Maß beschränkt bleibt. Wichtig ist, die Anschlussfähigkeit an einen künftigen Kapazitätsmarkt sicherzustellen. Das Ziel-Szenario muss ein technologieoffen ausgestalteter, integrierter Kapazitätsmarkt im Zeichen des EU-ETS sein.

Sollten für derzeit im Bau befindliche, wasserstofffähige KWK-Anlagen keine vergleichbaren Regelungen zur Betriebskostenförderung geschaffen werden, könnten diese nach der

Umstellung auf Wasserstoff durch die durch das KWSG geförderten neuen Kraftwerke verdrängt werden, obwohl diese KWK-Anlagen einen Großteil der Anforderungen erfüllen können. Daher ist es essenziell, dass auch der Wasserstoffeinsatz in KWK-Anlagen mit der notwendigen Fördersystematik, ob im KWSG oder im KWKG, berücksichtigt wird.

› (10) Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, gezielt neue Anlagen zu fördern?

Ja, da modernisierte Anlagen die installierte Leistung nicht erhöhen, es sei denn sie stehen kurz vor Ende der Lebensdauer. Angesichts der deutschen und europäischen Klimaschutzziele wird es keine markgetriebenen fossilen Kraftwerksinvestitionen mehr geben. Wasserstoff und/oder H2-ready Kraftwerke sind jedoch auf absehbare Zeit nicht wettbewerbsfähig.

Gerade unter dem Gesichtspunkt der deutschen Klimaschutzziele muss jedoch zwingend auch ein Rahmen geschaffen werden, der es den Betreibern bestehender Gaskraftwerke ermöglicht, den Umstieg auf Wasserstoff zu bewerkstelligen. Mit den vorgesehenen Regelungen des KWSG zur Modernisierung bestehender Gaskraftwerke (Effizienzsteigerung, Investitionstiefe, Ausschreibungsvolumen) wird dieser Rahmen nicht geschaffen. Insbesondere KWK-Anlagenbetreiber sind von dieser Problematik betroffen, da der Gesetzgeber bisher nicht dem Versprechen der gemeinsamen Abschlusserklärung vom Fernwärmegipfel im Juni 2023 nachgekommen ist, „Für Investitionen in zukunftsfähige Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) [...] mit der Kraftwerksstrategie einen klaren Rahmen [zu] setzen, der auch den Übergang auf Wasserstoff für den KWK-Betrieb ab 2030 umfasst und so die Versorgungssicherheit gewährleistet.“. Soffern hier kein ausreichender Anreiz geschaffen wird, droht ein weiterer Abbau von wichtiger Erzeugungskapazität in den Fernwärmennetzen.

Auch mit Blick auf den 2023 vollendeten Kernenergieausstieg, das Vorziehen des Kohleausstiegs und das dadurch verkürzte Zeitfenster ist der gezielte Aufbau neuer Anlagenkapazitäten zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks und zur Absicherung des Versorgungssicherheit notwendig. Neuanlagen entsprechen zudem dem Stand der Technik und sind damit besonderes effizient.

› (11) Ist aus Ihrer Sicht ein Interessenbekundungsverfahren sinnvoll und erforderlich? Gibt es aus Ihrer Sicht eine geeignetere Alternative?

Mit dem Interessenbekundungsverfahren könnte vor der Ausschreibung erkundet werden, wie viele Bieter erwartet werden. Von einem solchen Verfahren sollte aus Sicht des BDEW jedoch dringend abgesehen werden, da es den Prozess zur eigentlichen Ausschreibung weiter verzögern würde.

- › (12) Für die Sprinterausschreibungen wurde ein Vergütungsmodell vorgeschlagen (Marktprämiens-Modell). Als alternatives Modell wurde eine Investitionskostenförderung (mit einem Brennstoff-CfD) dargestellt. Wie bewerten Sie die beiden Modelle:

- a. um die Kosten der Förderung auf das notwendige Minimum zu reduzieren?

Da die zukünftigen H2-Preise und damit auch die Volllaststunden der Anlagen aus heutiger Sicht unkalkulierbar sind, scheidet ein Marktprämiensmodell aus. Aufgrund der Unsicherheit zur Höhe der zukünftigen Volllaststunden ist zu erwarten, dass dieses Risiko bei den Geboten im Marktprämiens-Modell mit eingepreist würde. Hierdurch würden tendenziell höhere Kosten für das Marktprämiens-Modell resultieren im Vergleich zur Investitionskostenförderung.

Eine Investitionskostenförderung ist daher besser geeignet für die Investitions- und Planungssicherheit und würde daher zu tendenziell niedrigeren Risikoauflagen in den Geboten führen. Auch würde die Kombination mit einem CfD-Modell zur Deckung des Preisdeltas von kohlenstoffarmen Wasserstoff und Erdgas das Preisrisiko adressieren. Das Mengenrisiko von Wasserstoff bleibt in beiden Modellen erhalten und führt zu entsprechenden Risikoauflagen.

- b. um den Wettbewerb auf den Elektrizitätsmärkten so wenig wie möglich zu beeinträchtigen und um das Ziel der Maßnahme, Strom aus fossilen Kraftwerken aus der Merit-Order zu verdrängen, zu erreichen (bitte differenzieren Sie zwischen den verschiedenen Märkten wie Intraday, Day-ahead etc.)?

Auf Grund des geringen Volumens dieses Ausschreibungssegments und der tendenziell niedrigen Vollbenutzungsstunden wird grundsätzlich von keiner Wettbewerbsbeeinträchtigung aus gegangen. Daher verzichten wir hier auf eine genauere Differenzierung der verschiedenen Märkte.

Je nachdem in welchem Marktsegment das Förderinstrument wirkt (CfD und Marktprämiensmodell im Day-Ahead) ergeben sich unterschiedliche Anreize. Das CfD-Modell ist tendenziell eher geeignet Strom aus fossilen Kraftwerken zu verdrängen, da durch das Differenzkosten-Modell der Betrieb zumindest über den Umfang der geförderten Vollbenutzungsstunden dem eines Erdgaskraftwerks gleichgestellt wird.

- c. mit Blick auf die Systemeffizienz, um die Ziele der Maßnahmen zu erreichen?

Der CfD ist das präferierte Modell, da er die Zielerreichung zur praktischen Erprobung des Wasserstoffbetriebs sicherstellt und den Wettbewerb nicht nennenswert verzerrt. Der

Systemeffizienz wird aufgrund der Tatsache, dass Sprinter-Projekte tendenziell kleinere Energieanlagen gefördert werden, die zwangsläufig spezifisch teurer sein werden als größere, mit Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke mit Hochleistungsgasturbinen, eine untergeordnete Rolle zugeordnet.

- › (13) Für sämtliche Ausschreibungen soll ein Rückforderungsverfahren (Clawback-Mechanismus) etabliert werden, welches sicherstellt, dass keine Überförderung eintritt.
 - a. Wie bewerten Sie die skizzierten Verfahren zur erzeugungsabhängigen bzw. - unabhängigen Abschöpfung?

Wie bereits während der Phase der Übergewinnabschöpfung festgestellt wurde, ist eine Erlösabschöpfung sehr komplex und verunsichert Investoren. Angesichts der aufgrund des Zuwachses der Erneuerbaren ohnehin geringen Einsatzstunden ist die Einführung eines Clawback Mechanismus grundsätzlich in Frage zu stellen. Die Abschöpfung von 70 % der Mehrerlöse, wenn der Day-Ahead-Preis den Auslösepreis überschreitet, sind sehr kritisch zu betrachten. Die neuen Kraftwerke werden nur noch wenige Betriebsstunden haben. Deshalb sind gerade die Erlöse in den hochpreisigen Stunden wichtig, um die Investition und Fixkosten erwirtschaften zu können. Wenn den Kraftwerksbetreibern einerseits die Marktrisiken im Brennstoff- und Infrastrukturbereich zugewiesen werden sollen, ist es unverständlich, ihnen dann im Gegenzug nicht auch die Marktchancen zu gewähren.

Beide dargestellten Varianten nähmen eine Abschöpfung auf der Basis der am Strommarkt herrschenden Spot-Preise vor. Dabei wird außer Acht gelassen, dass die tatsächlichen Erlöse eines H2-Kraftwerks auch auf börslichen Termingeschäften oder auf nicht-börslichen, langfristigen Termingeschäften (OTC) basieren können. Dazu gehört sowohl die Vermarktung des erzeugten Stroms als auch die Beschaffung der dafür notwendigen Wasserstoff- bzw. Gasmengen sowie CO₂-Zertifikate.

Folglich wäre unabhängig von der Abschöpfungsvariante sicherzustellen, dass nur tatsächliche und keine rechnerisch möglichen Übererlöse abgeschöpft werden. Ansonsten würden die Vertragspartner zur Beschaffung bzw. Vermarktung an den Spotmarkt gedrängt. Dem Terminmarkt einschließlich des außerbörslichen Marktes würde Liquidität entzogen.

b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

Entsprechend den Ausführungen unter a) sollte auf die Einführung eines Clawbacks verzichtet werden.

Wenn ein Verzicht aufgrund europäischer Vorgaben nicht in Frage kommt, sollte

- Sofern die Abschöpfung rückwirkend an den tatsächlichen Erlösen ausgerichtet werden sollte. Und sich für die erzeugungsabhängige Abschöpfung gemäß Variante A entschieden wird, ist es aus BDEW-Sicht unerlässlich, dass Grundlage hierfür ein transparentes und vorher bestimmtes Verfahren sein festzustellen muss, 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.
- Falls die Ausgestaltung des Clawbacks als produktionsunabhängige Reliability Option (Variante B) gemacht wird, muss aus BDEW-Sicht eine Force-Major Regelung eingeführt werden. Sollten Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Brennstoffmangel z.B. infolge vom Betreiber nicht zu vertretenden Engpässen im Erdgas- oder H2-Netz zurückzuführen sein, so darf Clawback in solchen Fällen nicht greifen.

Außerdem sollte die Übererlösabschöpfung auf 50% statt 70% der Übererlöse beschränkt bleiben, um wirksame Anreize für den Betreiber zu setzen, auch in den teuersten Stunden Strom zu erzeugen.

c. Sollten in den Maßnahmen unter 4.1 und 4.8 KUEBLL unterschiedliche Mechanismen oder derselbe Clawback-Mechanismus angewendet werden?

Der vorgeschlagene Clawback-Mechanismus sollte für keine der Maßnahmen eingeführt werden.

Da die Preisstellung unterschiedlich ist, müsste geprüft werden, ob ein einheitlicher Mechanismus zu unterschiedlichen Folgen führt.

d. Haben Sie konkrete Änderungsvorschläge zur Ausgestaltung des Abschöpfungsmechanismus für eine oder alle Maßnahmen?

Von der Einführung eines für die Ausschreibungen dezidierten Abschöpfungsmechanismus sollte abgesehen werden.

e. Welcher Zeitraum sollte von der Abschöpfung umfasst sein – denkbar wäre zum Beispiel der Zeitraum der CAPEX-Förderung, der OPEX-Förderung oder der gesamten Förderung.

Wenn an einem Clawback festgehalten werden sollte, ist der Zeitraum der OPEX-Förderung zur Minimierung der Risiken und zur Schaffung von Investitionsanreizen zu bevorzugen.

- › (14) Ist der Day-ahead-Markt aus Ihrer Sicht ein geeigneter Referenzmarkt für die Beurteilung, ob ein Wasserstoffkraftwerk fossile Brennstoffe ersetzt? Wenn nicht, welchen alternativen Markt würden Sie vorschlagen?

Die Nutzung des Day-Ahead Markts stellt grundsätzlich eine pragmatische Lösung dar und ermöglicht ein transparentes und zeitnahe Verfahren.

- › (15) Wie beurteilen Sie die vorgegebenen förderfähigen Vollbenutzungsstunden in beiden Maßnahmen (wasserstofffähige Gaskraftwerke und Wasserstoffsprinterkraftwerke)?

Sowohl um die anfänglich zu erwartende geringe Mengenverfügbarkeit von Wasserstoff als auch die in dem Zusammenhang stehenden Förderkosten zu begrenzen, ist eine Begrenzung der Förderung auf 800 Vollbenutzungsstunden nachvollziehbar. 800 Vollbenutzungsstunden sind jedoch sehr niedrig und gegenüber den durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden von konventionellen Erdgaskraftwerken, welche sie substituieren sollen, zu gering.

Effizientere GuD-Anlagen werden gerade aufgrund ihres geringeren spezifischen Brennstoffverbrauchs häufiger eingesetzt als weniger effiziente Gasturbinenanlagen. Die Begrenzung auf ein 800-Jahresstunden-Brennstoffäquivalent benachteiligt damit die effizienteren Anlagen bei anfangs erwarteten hohen Brennstoffkostendifferenzen.

In diesem Zusammenhang schränkt das Verbot, Erdgas einzusetzen die Fahrweise der modernsten Anlagen (insbesondere GuDs) ein, erhöht die Kosten der Ausschreibungen und die CO2-Emissionen, da ältere erdgasbefeuerte Anlagen günstiger sind und unbeschränkt laufen.

Der Betrieb auf Erdgas muss jenseits der 800 geförderten VBh p.a. auf Wasserstoff und nach Ablauf der Förderung zugelassen werden.

Dürften die neuen Kraftwerke bivalent betrieben werden, steigerte dies die Effizienz des Gesamtsystems, würde die CO2 Emissionen und die Förderkosten des KWSG senken.

Ein Nachweis der Verfügbarkeit der Anlagen im H2-Betrieb ist notwendig. Eine verpflichtende Mindestbenutzungsstundenzahl (z.B. 200 Stunden pro Jahr) kann jedoch insbesondere für

Spitzenlastkraftwerke ein Risiko darstellen, da ihr verpflichtender Einsatz in Jahren mit geringer Knappeit die Merit Order verzerren und die Spitzenlastkraftwerke möglicherweise negative Margen realisieren würden, um Pönen oder den Verlust des Investitionskostenzuschusses zu vermeiden.

- › (16) Für wasserstofffähige Gaskraftwerke ist die Übertragbarkeit nicht abgerufener förderfähiger Brennstoffmengen bzw. Vollbenutzungsstunden über den vierjährigen Förderzeitraum der Betriebskostenförderung hinaus begrenzt. Ist das aus Ihrer Sicht eine unter Anreizgesichtspunkten in Bezug auf die Nutzung der Brennstoffmengen bzw. Volllaststunden sinnvolle Lösung?

Nein. Je höher die Flexibilität und Übertragbarkeit der förderfähigen Brennstoffmenge, desto niedriger die Kosten der Maßnahme. Eine zeitliche Begrenzung der Betriebskostenförderung der insgesamt 3200 Benutzungsstunden auf maximal 5 Jahre wirkt ansonsten als zusätzliches Investitionsrisiko, dass die Kosten insgesamt erhöhen kann. Analog bewährter Regelungen wie z.B. dem KWKG sollten die förderfähigen Betriebsstunden über die veranschlagten maximal 5 Jahre hinaus möglich sein.

- › (17) Wie beurteilen Sie die Beschränkung auf 100 % Wasserstoffbetrieb? Halten Sie eine 2 % Verunreinigungsregel für angemessen?

Der Start von H2-Anlagen mit Erdgas ist zumindest aus heutiger Sicht wahrscheinlich, weshalb Anfahrten von einer engen Verunreinigungsregel ausgenommen werden sollten.

Im Falle der “100 %” Wasserstoffverstromung erscheint eine 2 % Verunreinigungsschwelle (bezogen auf andere erwartbare gasförmige Bestandteile wie z.B. Sauerstoff, Stickstoff oder Methan) angemessen – letztlich sind aber die Netzbetreiber für die Wasserstoffqualität in ihrem Netz verantwortlich. Sollte die 2 % überschritten werden, so darf dies zu keinen Sanktionen ggü. dem Betreiber führen.

Der 100%ige Einsatz von Wasserstoff in allen Betriebsphasen kann momentan technisch von den OEMs noch nicht garantiert werden. Der Betreiber trägt somit das Risiko, die komplette Förderung zzgl. Pönen zurückzahlen zu müssen. Dieses Risiko kann durch die Anlagenbetreiber nicht getragen werden. Letztlich ist der Grenzwert der Verunreinigung zum einen mit den Herstellern für Gasturbinen und betreffender Peripherie abzustimmen und den für das Projekt geltenden garantierten Leistungskennzahlen (und Nachweisen während der Inbetriebnahme) abzulegen. Eine normative Regelung des Reinheitsgrades des aus dem H2-Netz bezogenen Wasserstoffs wäre hilfreich.

Problematisch ist allerdings die Umstellung der wasserstofffähigen Gaskraftwerke von Erdgas auf Wasserstoff im achten Betriebsjahr. Heute kann kein Kraftwerkshersteller garantieren, dass die Umstellung an einem Stichtag zu 100% erfolgen kann. Vielmehr ist wahrscheinlich, dass temporär ein Mischbetrieb von Wasserstoff und Erdgas zum Hochfahren des Wasserstoffanteils auf 100% notwendig ist. Daher sollte mindestens für die ersten fünf Betriebsmonate des achten Betriebsjahrs des wasserstofffähigen Kraftwerks ein Mischbetrieb erlaubt werden, bei dem lediglich der Wasserstoff gefördert wird, um die Gasturbinen mit wachsenden H2-Gehalten testen und optimieren zu können.

Auch bei den Sprinterkraftwerken besteht Stand heute das technologische Risiko, dass die Wasserstoffturbinen noch nicht vollständig für den Dauereinsatz mit 100 % H2 geeignet sein werden. Es wäre nicht zielführend, wenn die Anlagen nach kurzem Betrieb mit 100 % H2 aufgrund von Schäden abgestellt werden müssten oder die Betreiber infolge fehlender Betriebsfähigkeit die Pönale und Förderung für diese Anlagen einbüßen. Empfohlen wird deshalb ein mehrjähriger Übergangszeitraum, um die Anlagen zwar sofort mit H2 aber anfangs noch mit Erdgasbeimischung betreiben zu können. Auch hier soll die OPEX-Förderung nur für Wasserstoff erfolgen.

- › (18) Wie beurteilen Sie den Umstand, dass nach dem verpflichtenden Umstiegsdatum neben dem Wasserstoffbetrieb kein bivalenter Betrieb mit Erdgas ermöglicht wird?

Der Ausschluss des bivalenten Betriebs muss dringend sowohl aus wirtschaftlicher als auch klimapolitischer Perspektive überdacht werden.

Eine Limitierung der Betriebsstunden auf allein 800 VBh p.a. zu 100% Wasserstoff ohne die Möglichkeit des Erdgasbetriebs (selbst bei Nicht-Verfügbarkeit von Wasserstoff) benachteiligt hocheffiziente, aber kapitalintensivere GuD Anlagen (Wirkungsgrade von ~60%) gegenüber offenen Gasturbinenanlagen (Wirkungsgrade ~40%).

Da der Umstieg auf Wasserstoff zum 8. Betriebsjahr erfolgt, fallen in den ersten sieben Betriebsjahren bei einer offenen Gasturbinenanlage 50% höhere CO2 Emissionen pro MWh an. Ab Umstellung auf Wasserstoff ist die Verstromung des Wasserstoffs in einer offenen Gasturbinenanlage 50% teurer als in einer GuD. Sollten aber GuDs realisiert werden, so würden beim Verbot des bivalenten Betriebs hocheffiziente Kraftwerke nicht betrieben werden dürfen, selbst wenn noch eine Residualerzeugung mit fossilen Brennstoffen in weniger effizienten Bestandskraftwerken erfolgt. Somit würde in diesem Fall auch mehr CO2 ausgestoßen als mit dem geförderten und hocheffizienten Kraftwerkspark in Deutschland notwendig wäre.

Aus Sicht der CO2 Vermeidung sollte also sichergestellt werden, dass zu jedem Zeitpunkt die effizientesten Kraftwerke die fossil-gefeuerte Residuallast erzeugen. Regulatorische Maßgaben dürfen nicht zu erhöhtem CO2-Ausstoß führen. Ohne Verbot des (bivalenten) Erdgasbetriebs würden vermehrt GuD Anlagen realisiert, diese würden in den über die 800h Wasserstoffbetrieb hinausgehenden Stunden weniger effiziente fossile Anlagen verdrängen - was einerseits die Wirtschaftlichkeit der GuD Anlage erhöht und damit den Förderbedarf reduziert, andererseits die CO2 Emissionen und Strompreise senkt.

Bivalenz ist auch wichtig zur Sicherung der Versorgungssicherheit. So wird schon heute für systemrelevante Gasturbinenanlagen auf Basis § 13 f EnWG gefordert soweit möglich Leistung durch Brennstoffwechsel abzusichern. Dabei zeigt sich immer wieder, dass eine nachträgliche Realisierung der Bivalenz kaum möglich ist. Es wäre deshalb nicht logisch, bei Neubauanlagen nun diese Option ausdrücklich zu verbieten. Es wird im Gegenteil deshalb empfohlen im Sinn von § 13 f EnWG die Bivalenz ebenfalls explizit zu berücksichtigen.

Hinzukommt, dass die heute bekannten Gasturbinen-Technologien von einem Mischbetrieb Erdgas und Wasserstoff ausgehen, wobei über die Zeit der Anteil des Wasserstoffs bis auf nahezu 100 % gesteigert werden soll. Die Risiken, dass eine Gasturbine im achten Jahr nach IIN nicht mit 100 % Wasserstoff angefahren und betrieben werden kann (insbesondere Verbrennungsstabilität und Emissionen) sind signifikant und werden von keinem Technologieanbieter zum aktuellen Zeitpunkt übernommen bzw. garantiert. Zudem wird Zeit für den Umbau und Test auf Wasserstoff eine Verfügbarkeit von bis zu 100 % Wasserstoff deutlich vor dem Ende des siebten Betriebsjahres nötig sein.

- › (19) Wie beurteilen Sie die Vorgabe einer 90% Abscheidungsquote bei Anwendung von CCS falls der Umstieg auf Wasserstoff nicht möglich ist?

Grundsätzlich ist eine 90 % Abscheidung machbar. Die tatsächliche Abscheidequote hängt jedoch in hohem Maße von der Fahrweise der Anlage ab, insbesondere davon, wie häufig die Anlage gestartet wird. Allerdings ist diese als Alternativmaßnahme zum Umstieg auf Wasserstoff kritisch zu bewerten: Es lässt sich im Laufe eines großen Projekts nicht einfach von Wasserstoffbetrieb auf CCS umsteigen. Für CCS sind umfangreiche Planungen und Platzbedarfe erforderlich, und auch das Vorhandensein einer entsprechenden Infrastruktur zur Abnahme des abgeschiedenen CO2. Die Realisierung einer CCS-Anlage erfordert mehrere Jahre Vorlauf und Bauzeit und scheidet auch dadurch als kurzfristige Alternative bei nicht verfügbarem H2 aus.

Eine (nachträgliche) CO2-Abscheidung ist mit Blick auf die benötigte Zeit, Platzbedarf, CAPEX und aus der Abscheidung resultierenden Effizienzeinbußen wirtschaftlich nicht darstellbar und deshalb rein hypothetisch. Auch eine parallele Planung/Errichtung scheidet aus, da sie neben

dem fehlenden Rechtsrahmen und der Infrastruktur die Anlage im Ausschreibungsverfahren nicht wirtschaftlich darstellbar machen würde.

Die CCS-Abscheidung wird durch deutlich geringere Betriebskosten im Vergleich zum Wasserstoffbetrieb wirtschaftlich. Die CCS-Abscheidung wäre daher nur dann eine Alternative in den Fällen, in denen Wasserstoff nicht verfügbar ist, wenn sie dauerhaft genutzt werden kann. Die Beschränkung als „temporäre Notlösung“ sollte daher wegfallen.

- › (20) Welcher durchschnittliche Wirkungsgrad sollte Ihrer Meinung nach im Rahmen des Contracts for Difference für die Berechnung der zu fördernden Brennstoffmenge angenommen werden. (vgl. Abschnitt B.I.2.a).

Um Ungleichbehandlungen zu vermeiden, sollte erwogen werden, dass sich der Referenzwirkungsgrad an der am wenigsten effizienten Anlage (Spitzenlastkraftwerke mit WG ~40%) orientiert.

- › (21) Wie sehen Sie die pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge?

Positiv zu bewerten ist, dass die pauschale Festlegung einer geförderten Brennstoffmenge einen Anreiz setzt, effiziente Anlagen zu bauen. Damit kompensiert diese Festlegung zumindest teilweise den Wettbewerbsnachteil, den effiziente Anlagen aufgrund der Beschränkung des CfDs gegenüber weniger effizienten Anlagen erfahren.

- › (22) Müssen aus Ihrer Sicht die Unterschiede zwischen den Netzentgelten für Erdgas und Wasserstoff im Rahmen der CfD-Berechnung berücksichtigt werden oder macht die Deckelung der Wasserstoffentgelte auf ein marktgängiges Niveau durch das Wasserstoffamortisationskonto eine Berücksichtigung entbehrlich?

Grundsätzlich sind alle relevanten Kostenunterschiede zwischen Wasserstoff- und Erdgas-/EUA-Verbrauch inkl. Transportkosten zu berücksichtigen. Das Hochlaufnetzentgelt des Kernnetzes wird deutlich über den Erdgasnetzentgelten liegen, da es die Kosten der Kernnetzbetreiber berücksichtigen muss und hier erhebliche Neuinvestitionen notwendig sind und deren Kosten auf eine limitierte Kundenanzahl verteilt werden muss. Während im Erdgas ein seit vielen Jahren existierendes, in weiten Teilen abgeschriebenes Netz in einem etablierten Markt betrieben wird.

Diese Mehrkosten durch das deutlich höhere H2 Hochlaufentgelt erschweren den Markthochlauf und sind insofern in den CfD-Berechnungen zu berücksichtigen.

Eine, wie oben beschriebene Formulierung zur Deckelung der Wasserstoffentgelte auf ein marktgängiges Niveau ist missverständlich. Ein staatlicher Fördermechanismus wird ausschließlich für die Zwischenfinanzierung der vorübergehenden Finanzierungslücke eingesetzt. Eine Doppelförderung im Kontext CfD findet daher nicht statt.

Gleiches gilt für H2-Speicherkosten, die aufgrund der geringen Energiedichte deutlich höher als bei Erdgas sein werden. Sollten H2-Speicherkosten durch einen Sicherheitsaufschlag abgedeckt werden, so muss dieser mindestens 30 % betragen.

- › (23) Zu den Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke sollen nur solche Projekte zugelassen werden, die sich in räumlicher Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz befinden. Mit welcher maximalen Entfernung (Luftlinie in km) sollte diese „räumliche Nähe“ aus ihrer Sicht definiert werden und weshalb?

Von einer starren km-Festlegung raten wir ab. Da der Kraftwerksbetreiber den Anschluss zum Wasserstoffversorgungsnetz selbst zu tragen hat, sollte auf eine starre Vorgabe verzichtet werden. Es liegt im Eigeninteresse des Kraftwerksbetreibers und des Netzbetreibers, einen geeigneten Anschlussort zu finden und herzustellen. Je nach den örtlichen Bedingungen können Entfernungen zwischen Netz und Kraftwerk von unter oder über 20 km geeignet sein. Dabei sollte beachtet werden, dass ein Verzug beim Bau der Gasanschlussleitung weder bei der Erstinbetriebnahme noch bei der H2-Umstellung negativ angerechnet wird, da der Erhalt einer Genehmigung für eine 20 km Leitung und entsprechende Einzelzustimmungen der Grundstückseigentümer mit erheblicher Unsicherheit verbunden ist.

- › (24) In den Ausschreibungen für umrüstbare Wasserstoffkraftwerke wurde ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet?

Auch begrüßen wir grundsätzlich, dass mit dem Südbonus eine Komponente zur regionalen Steuerung, wie vom BDEW gefordert, im KWSG-Entwurf enthalten ist. Der BDEW begrüßt ebenfalls, dass unnötige Komplexität vermieden werden soll, sieht jedoch Schwierigkeiten, alle Ziele der regionalen Differenzierung (Ausreichend Zubau in allen Netzgebieten, Gewährleistung der wettbewerblichen Ausschreibung zwischen Nord- und Südzone, transparente Belebung des Bonus gemäß der zu erwartenden Redispatchkosten) zu erreichen.

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, um gesondert zusätzlich regional zu unterscheiden und hält daher den Ansatz des BMWKs für eine pragmatische Lösung.

Mit Blick auf die Netzsicherheit und -stabilität werden aber auch wasserstofffähige Gaskraftwerke im Norden und Osten Deutschland errichtet bzw. bestehende Gaskraftwerke modernisiert werden müssen. Deren Förderung wäre durch die vorgeschlagene Komponente zur regionalen Steuerung deutlich erschwert. Es besteht das Risiko, dass erforderliche Kraftwerkskapazitäten in diesen Teilen Deutschlands ohne eine entsprechende Förderung nicht errichtet werden. Die Ungleichbehandlung der Regionen des netztechnischen Südens und des netztechnischen Nordens muss daher systemtechnisch gerechtfertigt sein.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass es bei jeder Ausschreibung zu wettbewerblichen Bezuschlagung der Gebote kommt. Bei zu umfangreicher Gewährung des Südbonus, sind die jeweiligen Ausschreibungsvolumen für die von den Kraftwerksherstellern angebotenen Losgrößen wasserstofffähiger Kraftwerke unter Umständen zu gering, um bei einer Anwendung des Südbonus überhaupt einem Projekt im „Norden“ einen Zuschlag zu erteilen.

Unklar ist, ob durch die Zulassung des vollständigen letzten Kapazitätsgebots bei der Auffüllung der Südkraftwerke nicht über die 2/3 hinaus zusätzliche Kraftwerkskapazitäten für die Südregion reserviert werden. Bei den geringen Ausschreibungsvolumen von maximal 1800 MW in Säule 1 würde nach Zuschlägen für ein 800 MW und ein 300 MW Kraftwerk „im Süden“ der Südbonus auch für ein weiteres Kraftwerk gewährt werden. Wenn hier ein weiterer 800 MW Block bezuschlagt würde, bliebe kein Volumen für die Kapazitäten im „Norden“ übrig.

Das Risiko der gänzlichen Nicht-Berücksichtigung des netztechnischen Nordens auf Grund einer durch die Ausschreibungsrounde durchgängigen Anwendung des Südbonus auf alle bezuschlagten Gebote muss eindeutig ausgeschlossen werden.

- › (25) Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern?

- a. Wenn ja, welche?

Nach Möglichkeit sollten alle Systemdienstleistungen (SDL) explizit berücksichtigt werden. Der BDEW begrüßt ebenfalls, dass unnötige Komplexität vermieden werden soll, sieht jedoch Schwierigkeiten, alle Ziele der regionalen Differenzierung (Ausreichend Zubau in allen Netzgebieten, Gewährleistung der wettbewerblichen Ausschreibung zwischen Nord- und Südzone, transparente Bepreisung des Bonus gemäß der zu erwartenden Redispatchkosten) zu erreichen.

Zudem ist in den Regionen, in welchen netzlasttechnisch zukünftig Kohlekraftwerke abgeschaltet werden müssen und nicht mehr zur Grundversorgung beitragen können, der Zubau effizienter (GuD)-Kraftwerke sinnvoll.

BDEW-Vorschläge:

- › Der BDEW fordert eine detaillierte Begründung der Südbonushöhe von 200-300 €/kW. Der vorgeschlagene „Südbonus“ sollte so kalkuliert werden, dass die Ziele einer systemdienlichen Verortung der Kraftwerke erreicht werden.
- › Der BDEW versteht das Wort „maximal“ in den Konsultationsunterlagen so, dass die „Letzte MW“ nicht mehr bezuschlagt wird, bspw. bei 1,8 GW ausgeschriebener Menge und schon 1,1 GW bezuschlagten Kraftwerksleistung, würde ein nächstgelegenes Gebot über 200 MW im netztechnischen Süden nicht mehr den Südbonus bekommen.

- b. Ist die Aufteilung ein Drittel vs. zwei Drittel zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen?

Da der Ausbau der Wasserstoffproduktion und auch des (See-)Imports in erster Linie im Norden erfolgen wird und die seit langem verzögerte Umsetzung der Stromautobahnen von Nord nach Süd in Teilen voraussichtlich vor einer Umsetzung eines Wasserstoffkernnetzes fertiggestellt sein. Auch im sog. Netztechnischen Norden werden aufgrund des Kohleausstiegs sukzessive Kraftwerke abgeschaltet, die dann für Netzdienstleistungen nicht mehr zur Verfügung stehen. Daher ist darauf zu achten, dass die vorgeschlagene Aufteilung von 1/3 zu 2/3 nicht einseitig zu Gunsten der Südregion überschritten wird.

c. Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“?

Es ist zu begrüßen, dass es sich bei der Einteilung nach Bundesländern um einen pragmatischen Ansatz handelt. Die Bundesländer, die dem netztechnischen Süden angehören sollen, weisen laut der ÜNB-Langfristanalyse einen hohen Redispatchbedarf und Bedarf für weitere Netzdienstleistungen auf. Dies ist ein guter Indikator für netzdienliche Standorte.

Netzinstabilitäten wie Frequenz- und Spannungsschwankungen werden naturgemäß durch eine höhere Marktdurchdringung erneuerbarer Energieerzeuger verursacht, was dazu führt, dass neue wasserstoffgasbefeuerte Kraftwerke nicht nur im Süden, sondern auch im Norden benötigt werden.

BDEW-Vorschläge:

- › Der BDEW fordert eine detaillierte Begründung der Südbonus Höhe von 200-300 €/kW. Der vorgeschlagene „Südbonus“ sollte so kalkuliert werden, dass die Ziele einer systemdienlichen Verortung der Kraftwerke erreicht werden, jedoch eine übermäßige Bevorteilung von südlichen Standorten vermieden wird

- › (26) Wie bewerten Sie die technischen Mindestanforderungen unter B.I.1.g) und B.II.1.d)?

In Hinblick auf die netztechnischen Aspekte, wie die erweiterten technischen Anschlussregeln als Teilnahmevoraussetzung in Bezug auf die Unempfindlichkeit gegenüber Frequenzgradienten (RoCoF), Leistungsgradienten, Blindleistungsbereitstellung (synchroner Phasenschieberbetrieb), Momentanreservebereitstellung und netzbildende Eigenschaften unterstützt der BDEW die Intention, Kraftwerke grundsätzlich so auszulegen, dass sie unbundlingkonform auch Systemdienstleistungen (SDL) für den Netzbetrieb erbringen können. Hierbei müssen jedoch die Anforderungen an die marktisierte Beschaffung von SDL erfüllt werden.

Aus **Kraftwerksbetreiberperspektive** sind die technischen Anforderungen für die Anlagen jedoch sehr hoch. Es wird erwartet, dass Synchronmaschinen als Phasenschieber eingesetzt werden können und eine Erweiterung dieser um eine Zusatzschwungmasse technisch möglich ist. Diese Anforderung ist zwar theoretisch erfüllbar, allerdings handelt es sich hier um eine bisher sehr selten implementierte Betriebsweise, die teilweise technisches Neuland darstellt und in jedem Fall eine starke Abweichung vom heutigen Standard der Anlagenbauer bedeutet. Die für einen von der Turbine abgekoppelten Phasenschieberbetrieb verfügbaren Kupplungen sind bislang nur für Leistungen bis Größenordnung 350 MWel verfügbar. Somit würden

größere und damit meist auch effizientere und spezifisch kostengünstigere Gasturbinen von Geboten ausgeschlossen. Eine Nachrüstung von Schwungmassen wurde bislang noch nicht praktiziert und wäre ebenso Neuland. Dies bedeutet, dass Neuentwicklungen und Sonderanfertigungen nötig wären, die mit erheblichen Mehrkosten einhergingen.

Die im Konsultationspapier aufgestellten Anforderungen führen zu erheblichen Umplanungen, die für eine Verzögerung um mehrere Jahre sorgen können, und reduzieren den Wettbewerb, da dies einige Bieter vor erhebliche Herausforderungen stellen wird, die zur Nichtbeteiligung an den Auktionen führen können. Die pauschal geforderte technische Möglichkeit, mit den be-zuschlagten Anlagen einen Phasenschieberbetrieb zu realisieren, erhöht die Kosten, da günstiger verfügbare bestehenden Komponenten nicht genutzt würden. Gleiches gilt für die Mo-mentanreserve. Fraglich ist auch, ob die Forderung zusätzliche Erschwernisse für die H2-Fähig-keit der Anlagen mit sich bringt, da die 100 % H2-Fähigkeit nicht für alle Anlagenklassen gleich-ermaßen vorangetrieben wird. Es ist zu betonen, dass im Bereich der Systemanforderungen zwischen technologischer Verfügbarkeit und marktwirtschaftlichen Anreizen abgewogen wer-den sollte. Darüber hinaus ist zu prüfen, inwiefern die Mindestanforderungen Auswirkungen auf die SDL-Märkte haben.

Der Bedarf für die entsprechenden Systemdienstleistungen wird in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Aus **Netzbetreiberperspektive** sind die Mindestanforderungen für die Er-bringung von Systemdienstleistungen technisch umsetzbar und verfügbar, wenn auch nicht für alle Anlagenarten. Es sollte den Kraftwerksbetreibern frei sein, die technischen Anforde-rungen umzusetzen, auf einer Weise, die ihnen am ehesten geeignet scheint. Das KWSG sollte aber zu zusätzlichen Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen führen. Auch darf die Erfüllung der Mindestanforderungen keine Kraftwerksstandorte auf lange Sicht „blockieren“, da geeignete Kraftwerksstandorte dringend benötigt werden für die weiteren Ausschreibungen, die mit dem Kapazitätsmarkt folgen werden.

Mit den Ausschreibungsbedingungen werden bestimmte technische Eigenschaften der teil-nahmeberechtigten Kraftwerksprojekte gefordert. Nach Ziffer 49 soll hierzu auch die Fähigkeit zur Stützung der Netzfrequenz unter Berücksichtigung eines Toleranzbandes von +/- 200 mHz um die Netzfrequenz von 50,0 Hz zählen. Bekanntlich erfolgt die Bahnstromversorgung über das bundesweite Hochspannungs-Bahnstromnetz mit einer abweichenden Netzfrequenz von 16,7 Hz. Gleichwohl handelt es sich beim Bahnstromnetz um ein Elektrizitätsverteilnetz, das den Anforderungen nach Energiewirtschaftsgesetz unterfällt. Für Anschlüsse von Kraftwerken an das Bahnstromnetz gelten vergleichbare technische Anschlussregelungen nach VDE.

Wir begrüßen die Möglichkeit für Einzelfallprüfungen zur Stilllegung systemrelevanter Kraft-werke in der Bau-/Modernisierungsphase. Hierdurch wird zumindest theoretisch die Ablösung dieser Kraftwerke durch neue, verlässlichere Anlagen ermöglicht. Die Abhängigkeit von einer

Einzelfallprüfung gegenüber einer allgemeinen Regelung zur Ermöglichung bringt jedoch Unsicherheit mit sich.

BDEW-Vorschläge:

- › 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 Einbezug von Anlagenbauern, der ÜNB, der Kraftwerksbetreibern, der BNetzA und des BDEW vor Start des Gesetzgebungsprozesses herbeizuführen. Insbesondere zu beachten sind:
 - Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der Ausschreibung.
 - Es werden keine Anlagengebote aus der Auktion ausgeschlossen und Verzögerungen für Kraftwerksprojekte werden möglichst gering gehalten.
 - 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.
 - Es wird kein unterbrechungsfreier Betrieb beim Wechsel in den Phasenschieberbetrieb gefordert.
- › Der BDEW fordert eine schnelle Umsetzung der SDL-Märkte.

Besonderheit Sprinterkraftwerke: Die Ausschreibung von Sprinterkraftwerken dient dem frühestmöglichen Sammeln von Erfahrungen im Wasserstoffbetrieb. Eine Verpflichtung zum Phasenschieberbetrieb wirft die Frage nach der technischen Umsetzbarkeit auf und verzögert Planung und Errichtung der Anlagen. Aufgrund der zu erwartenden eher kleinen Leistungsgröße dieser Anlagen wäre deren Beitrag hieraus auch begrenzt - für diese sollten die technischen Mindestanforderungen daher mit Augenmaß getroffen werden.

- › (27) Fehlinvestitionen in fossile Kraftwerke und Situationen, in denen die ausgeschriebenen Anlagen zum Zeitpunkt des Brennstoffwechsels nicht ans Netz gehen können, weil das Wasserstoffnetz im netztechnischen Süden nicht ausreichend ausgebaut ist, sollten vermieden werden.
 - a. Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang eine Nichtanwendung des Südbonus für den Fall, dass bestimmte Meilensteine des Wasserstoffnetzausbau zum Zeitpunkt der Ausschreibungen nicht erfüllt sind?

Die Anwendung des Südbonus sollte unabhängig vom Wasserstoffnetzausbau erfolgen. Stattdessen sollte zu Beginn der Ausschreibungen auf eine nachhaltig ausgewogene Aufteilung zwischen den Regionen geachtet werden.

Eine umfassende Bewertung wesentlicher Umsetzungsschritte des H2-Kernnetzes wird voraussichtlich zum Zeitpunkt der Ausschreibungen nicht aussagekräftig möglich sein. Des Weiteren gibt es zu beachten, dass der H2-Kernnetzausbau erst bis 2032 (bzw. – je nach Bedarf – bis 2037) abzuschließen sein wird – im Einklang mit den Umstellungszeitpunkten der wasserstofffähigen Gaskraftwerke.

Zum anderen orientiert sich der Südbonus nicht am Wasserstoff-, sondern am Stromnetz. Ein entsprechender Bonus hat einen signifikanten Einfluss auf die Auswahl eines Kraftwerksstandortes im Süden. Die Schaffung zusätzlicher Unsicherheit durch eine konditionierte Anwendung des Südbonus sollte vermieden werden.

- b. Welche konkreten Meilensteine würden Sie für notwendig erachten?

Da die Entwicklung des Wasserstoffkernnetzes als verbindlich anzusehen ist, ist es angesichts der zum Zeitpunkt der Ausschreibung fortgeschrittenen Projektentwicklung seitens der Standorte nicht empfehlenswert, die Anwendung des Südbonus von Meilensteinen hinsichtlich des Wasserstoffnetzausbau abhängig zu machen.

- › (28) Welche der beiden Preissetzungsregeln „Pay-as-bid“ und „Pay-as-cleared“ halten Sie für das bzw. die Auktionsverfahren für geeignet und wie begründen Sie dies?

Der BDEW spricht sich für eine leistungsbezogene Förderung (Euro/MW, pay as cleared) im Rahmen einer Ausschreibung für H2-ready-Kraftwerke aus, um Wettbewerbsverzerrungen im Strommarkt weitestgehend zu minimieren. Keinesfalls sollen die geförderten Kraftwerke die

Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien verdrängen. Pay as cleared hat zudem den Vorteil, dass alle Marktteilnehmer mit ihren wahren Kosten bieten.

- › (29) Wie viele Stunden kann ein typisches neues Gaskraftwerk ohne signifikante Instandhaltungsinvestitionen laufen?

Ein „typisches neues Gaskraftwerk“ ist in diesem Kontext schwer zu definieren. Dies hängt wesentlich von der Einsatzweise ab, d. h. von der Häufung der Betriebsstunden oder der Starts, und wird durch das eine oder das andere ausgelöst.

Wartungen und Inspektionen können bereits für große Turbinen- oder Gasmotoren-Anlagen unterhalb der ersten 10.000 Betriebsstunden in signifikantem Umfang anfallen. Als Anhaltspunkt kann davon ausgegangen werden, dass bei großen Hochleistungsgasturbinen alle fünf Jahre eine umfangreiche Wartung erforderlich ist, wenn man von einer typischen Häufung (und Kombination) von Betriebsstunden und Starts ausgeht. Für Gaskraftwerke mit Dampfteil sind betriebsstundenunabhängige Prüfungen alle 3 bzw. 5 Jahre notwendig. In größerem Umfang sind ab ca. 25.000 Betriebsstunden entsprechende Aufwendungen bei Gaskraftwerken zu erwarten.

Für Wasserstoff liegen noch keine Erfahrungswerte vor, sodass die Betriebsstunden voraussichtlich nach unten korrigiert werden müssten. Durch häufiges An- und Abfahren können die Instandhaltungsmaßnahmen auch deutlich früher nötig werden.

- › (30) Was ist in der Regel die größte Investition, die bei einem neuen Gaskraftwerk getätigt wird? In welchem Verhältnis stehen die Investitionskosten in ein neues Gaskraftwerk zu den Kosten für die Umrüstung eines solchen neuen Gaskraftwerks zu einem wasserstofffähigen Gaskraftwerk?

Die wesentlichen Investitions-Einzelkomponenten sind Maschinensatz (Gasturbine und Generator, sowie Dampfturbine und Generator bei GuD), Abhitzekessel (bei GuD), Trafo & E-Ableitung. Im Hinblick auf H2-Ready-Anlagen müssen angepasste Sicherheitsmaßnahmen für Brand- und Explosionsschutz zusätzlich berücksichtigt werden. Ein großes (ca. 850 MW) wasserstoftaugliches gasbefeuertes GuD-Kraftwerk wird 2024 voraussichtlich > 1.250 € pro kW kosten. Kostenaussagen zu Kraftwerken mit 100 % H2-Verbrennung sind nicht möglich, da es diese Anlagen derzeit nicht gibt.

Das Verhältnis eines neuen Kraftwerks zu einem umzurüstenden neuen Kraftwerk kann nicht fix als Zahlenwert angegeben werden. Dies hängt wesentlich davon ab, wie „H2-Ready“ das Bestandskraftwerk ist. Wenn die Gasturbinen auf Wasserstoff nachgerüstet werden können,

kann eine Umrüstung wirtschaftlich möglich sein in Abhängigkeit des Nachrüstaufwandes der Kraftwerksnebenanlagen (BoP = Balance of Plant). Wenn die Gasturbinen ausgetauscht werden müssen, ist der Vorteil gegenüber einem Neubau kaum noch gegeben. Bei GuD Anlagen ist die grobe Investitionskostenverteilung zwischen Maschinensatz und BoP ca. 40 % zu 60 %. Bei einer offenen Gasturbine sind es eher 70 % zu 30 %.

Konkrete Kosten für Umrüstungen sind daher nicht zu beziffern. Gegenwärtige Einschätzungen zu Mehrkosten und Nachrüstaufwand gegenüber den Neu-beschaffungskosten einer Gasturbine belaufen sich auf Größenordnungen von 5 – 35 % (https://www.vgbe.energy/wp-content/uploads/2023/01/H2-Ready-GT_Factsheet-final.pdf).

- › (31) Wie viele Stunden pro Jahr sind derzeit Gaskraftwerke auf dem deutschen Markt in Betrieb?

Die Betriebszeiten von Gaskraftwerken unterscheiden sich deutlich je nach Technologie. Abhängig von den Strompreisen und der Effizienz können gasbefeuerte GuD-Kraftwerke können in der Regel zwischen 3.000 und 5.000 Betriebsstunden pro Jahr in Betrieb sein. Bei gasbefeuerten offenen Gasturbinenkraftwerken ist in der Regel mit deutlich unter 1000 Betriebsstunden pro Jahr zu rechnen, was aber von den Marktbedingungen und Ereignissen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit oder Kapazitätsengpässen abhängt.

- › (32) Wie viele Stunden pro Jahr werden Gaskraftwerke im Jahr 2032 bzw. 2038 auf dem deutschen Markt laufen? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde.

Eine Prognose für das Jahr 2032 ist schwierig, da die dazugehörigen Einflussfaktoren, wie z.B. Erneuerbaren- Ausbau, Anzahl der stillgelegten Kohlekraftwerke, Brennstoffpreisrelationen, Entwicklung Speichertechnologien inkl. aufgebauten Kapazitäten und weitere, mögliche regulatorische Festlegungen unbekannt sind. Die Laufzeit eines Gaskraftwerkes hängt darüber hinaus sehr stark vom Wirkungsgrad der Anlage ab. So ist zu beachten, dass einzelne Gaskraftwerke, die z. B. Fernwärme liefern, deutlich höhere Betriebs- und Vollaststunden erreichen werden, während manche Gasturbinen, die nur in seltenen Knappheitsfällen eingesetzt werden, nur auf wenige hundert Einsatzstunden kommen.

- › (33) Wie viele Stunden pro Jahr werden Kraftwerke auf dem deutschen Markt nach der Umstellung auf Wasserstoff bis zum Ende ihrer Lebensdauer in Betrieb sein? Und wie viele Stunden, bevor größere (Instandhaltungs-)Investitionen erforderlich werden? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde.

Die Laufzeit eines Kraftwerkes hängt sehr stark von der Brennstoffpreisentwicklung, der Nachfrage und der Verfügbarkeit Erneuerbarer Energie ab. Daher ist keine absolute Aussage möglich. Während des Förderzeitraums werden die Wasserstoffkraftwerke 800 Stunden und zusätzlich abhängig vom Standort eine weitere Anzahl von Benutzungsstunden über Redispatch fahren. Sollte weiterhin auch ein Betrieb mit Erdgas möglich sein, ergeben sich deutlich höhere Betriebsstunden für die effizientesten Kraftwerke, da sie ansonsten eingesetzte weniger effiziente (Alt-)Anlagen ersetzen können.

Wie bereits in Frage 29 ausgeführt, ist der Zeitpunkt der nächsten größeren (Instandhaltungs-)Investition noch unklar bzw. im Wesentlichen abhängig von der verwendeten Technologie sowie auch vom jeweiligen Betriebsregime und neuen Erkenntnissen während Umstellung auf eine H2-Verbrennung.

Da es sich bei der Nutzung von Wasserstoff im Kraftwerk um eine neu entwickelte Technik handelt ist insbesondere in den ersten Jahren mit (deutlich) erhöhtem Instandhaltungsaufwand sowie verkürzten Instandhaltungsintervallen zu rechnen.

- › (34) Wie schätzen Sie die Beschränkung des Höchstpreises für die Gebote für wasserstofffähige Gaskraftwerke auf 80 Prozent der mit der Investition verbundenen Kosten, d.h. Investitionskosten einschließlich Kapitalkosten ein auch vor dem Hintergrund, dass in den ersten sieben Jahren Stromerlöse als Gaskraftwerk ohne Abschöpfung erzielt werden kann?

Es ist ungewiss, ob die 80 % Förderung ausreichend sind, da die Gewinne aus dem Strommarkt mit hoher Unsicherheit verbunden sind und selbst ohne eine geplante Abschöpfung, womöglich nicht ausreichen, um die restlichen 20 % zu finanzieren und darüber hinaus eine ausreichende Rendite zu erwirtschaften. Bei einer nicht unwahrscheinlichen Verzögerung oder fehlender Erlöse aufgrund von Nichtverfügbarkeit von Wasserstoff kann es dazu führen, dass signifikante Anteile der Capex-Kosten nicht erstattet werden.

Allgemein fehlen aktuell wesentliche Informationen zum Höchstgebot. Es ist unbekannt, wie eine Referenzanlage abgeleitet werden soll und auch auf welche Technologie sich diese bezieht. Für eine bessere Einschätzung wäre zu klären: Wie hoch werden die spezifischen Kapitalkosten des Referenzkraftwerkes sein? Werden neben Fremdkapital- auch kalkulatorische

Eigenkapitalzinsen berücksichtigt? Warum wird die Fördersumme gerade auf 80 % der Kapitalkosten begrenzt?

Das ist nicht gesichert, da Gaskraftwerke, wie wir in der Gaspreiskrise mehr als deutlich gesehen haben, bei ihrem Einsatz fast immer preissetzend sind und somit keine Deckungsbeiträge verdienen können. Der Wortlaut könnte auch so interpretiert werden, dass nur die Mehrkosten eines wasserstofffähigen gegenüber einem konventionellen Gaskraftwerk gefördert werden. Zudem ist die Frage offen, wie mit den zwangsläufigen Nachrüstkosten auf 100%igen Wasserstoffbetrieb umgegangen wird. Kosten zum Bau der Gasanschlussleitungen an das Erdgas- und H2-Netz und Reinvestitionskosten, welche für die Umstellung auf Wasserstoff anfallen, sollten auf jeden Fall berücksichtigt werden, sowie markt- und risikobasierte Kapitalkosten adäquat zum Auszahlungszeitraum als Kosten im Höchstgebot aufgenommen sein. Als Teil der Kapitalkosten oder als Unsicherheitsfaktor muss das H2-Risiko mit eingepreist werden in das Höchstgebot.

In Anbetracht dieser Unsicherheiten sind 80 % kritisch zu bewerten. Sind die Bedingungen für die Teilnahme insgesamt zu restriktiv besteht die Gefahr, dass Unternehmen keine Gebote abgeben.

- › (35) Zur Ausschreibung wasserstofffähiger Gaskraftwerke: Es wird vorgeschlagen, die Maßnahme auf solche Nachrüstungen zu begrenzen, deren Kosten mindestens 70 Prozent der Kosten eines möglichen neuen wasserstofftauglichen Gaskraftwerks betragen, vor allem weil davon ausgegangen wird, dass sich weniger teure Nachrüstungen ohne Unterstützung auf dem Markt entwickeln würden. Was halten Sie von dieser Einschränkung und den ihr zugrunde liegenden Annahmen? Welche Investitionsschwelle könnte Kosteneffizienz gewährleisten und das richtige Maß an Wettbewerb ermöglichen?

Dass sich weniger teure Umrüstungen über den Markt finanzieren, ist angesichts der hohen Kostendifferenz zwischen Erdgas und dekarbonisiertem Wasserstoff zweifelhaft. Mindestens 70 % der Kosten eines möglichen neuen Kraftwerks scheint uns zu hoch, der Wert sollte höchstens bei 50 % analog zum KWKG liegen. Der Mangel einer entsprechenden Referenzanlage erschwert die Nachvollziehbarkeit der Höhe der Mindestinvestitionstiefe zusätzlich. Es ist fraglich, ob solche umfangreichen Nachrüstungen dann überhaupt getätigt werden (aus Erfahrung sind Nachrüstungen bzw. generell Maßnahmen im Bestand mit einem hohen Kostenrisiko verbunden) oder gleich neue Kraftwerke gebaut werden. Es erscheint sinnvoller auf andere Parameter (z.B. Hocheffizienz, Wirkungsgrad – jedoch deutlich unterhalb der aktuell

geforderten 20 %-Punkte Steigerung) abzuzielen, um sicherzustellen, dass nur umfangreiche Modernisierungen an den Ausschreibungen teilnehmen können.

Alternativ ist zu prüfen, statt der Investitionstiefe den Fokus auf die bereits abgerufenen Betriebsstunden einer Anlage zu legen. Dieser Parameter gibt ggf. eine bessere Auskunft über den tatsächlichen Modernisierungsbedarf, da er die betriebliche Auslastung und den Verschleiß einer Anlage widerspiegelt. Die Einführung einer Schwelle von bspw. 120.000 Betriebsstunden würde sicherstellen, dass nur solche Anlagen modernisiert werden, die tatsächlich am Ende ihrer wirtschaftlichen Lebensdauer stehen. Dies würde zu einer besseren Verteilung von Investitionen beitragen, fördert die Effizienz der gesamten Kraftwerksflotte und unterstützt die Ziele der Energiewende, ohne unnötige Kosten für Betreiber und letztlich für die Verbraucher zu verursachen. Das Kriterium der Investitionstiefe ist daher nicht notwendig, wirkt de-facto wie ein Mindestgebot und kann Anreize schaffen, teurer zu bauen als notwendig.

6.5 Annahmen zur Quantifizierung von Anreizeffekten, Erforderlichkeit und Angemessenheit

- › (36) Inwieweit sind aus Ihrer Sicht die auszuschreibenden Gesamtkapazitäten für neue Kraftwerke als erster Schritt auf dem Weg zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks notwendig?

Der aktuelle Versorgungssicherheitsmonitoring (VSM)-Bericht der Bundesnetzagentur geht von einem notwendigen Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten mit einer gesicherten Leistung von 17 – 21 GW bis 2031 aus und berücksichtigt darüber hinaus Speicher und verbrauchsseitige Flexibilität. Neuere Studien beziffern den notwendigen Zubaubedarf für das Stromsystem der Zukunft teilweise sogar noch deutlich höher. Die auszuschreibenden Kapazitäten sind daher zwingend erforderlich. Durch neue, hocheffiziente Kraftwerke wird der weitere Kohleausstieg ermöglicht. Dies führt bereits kurzfristig zu einer deutlichen Reduktion der CO₂ Emissionen. Eine ausreichende Basis an neuen, hocheffizienten Kraftwerken ist notwendig, um vollständigen Kohleausstieg zu ermöglichen. Wichtig ist nun, dass es nicht bei den 12,5 GW an Gesamtkapazität bleibt, sondern zügig ein umfassender technologieoffener Integrierter Kapazitätsmarkt eingeführt wird.

Der angedachte Kapazitätsmarkt muss auch die für die Kraftwerke vorgehaltene Kapazität im Erdgas- und Wasserstoff- Netz berücksichtigen. Insbesondere ist die neu zu errichtende Kapazität im Wasserstoffkernnetz unabhängig von der Nutzungsdauer zu bezahlen. Sollte dies nicht gewährleistet sein, ist ein schneller Hochlauf von Wasserstoff unrealistisch.

- › (37) Welcher Teil der derzeit verfügbaren Gaskraftwerks-Kapazität in Deutschland kann Ihrer Einschätzung nach zu welchen Kosten am ersten Tag des achten Jahres nach Inbetriebnahme auf einen wasserstoffbasierten Betrieb umgestellt werden?

Da die Entwicklung im Hinblick auf die Wasserstofftauglichkeit von Anlagenteilen bei den Herstellern noch nicht finalisiert ist, können die Kosten zum derzeitigen Zeitpunkt nicht seriös abgeschätzt werden. Die Umrüstung auf höhere Anteile von Wasserstoff bis zu 20% ist bereits heute vollumfänglich möglich. Ob eine Umrüstung heute bestehender Gaskraftwerke auf 100% Wasserstoffbetrieb in nennenswertem Umfang grundsätzlich möglich ist, kann zum heutigen Zeitpunkt nicht seriös abgeschätzt werden.

Für Gasturbinenanlagen mit Inbetriebnahme vor ca. 2010 kann aus technischen als auch wirtschaftlichen Gründen ein Umbau auf Wasserstoff voraussichtlich ausgeschlossen werden, da diese Anlagen zum Zeitpunkt der flächendeckenden H2-Verfügbarkeit 2032 mindestens 20 Jahre alt wären und deshalb dann keine Umbauten mehr von den Herstellern angeboten werden bzw. ein H2-Umbau mit gleichzeitiger Großrevision verglichen zum Einbau einer neuen und effizienteren Turbine nicht mehr wirtschaftlich wäre.

- › (38) Betreiben Sie ein oder mehrere Gaskraftwerke in Deutschland? Falls ja, listen Sie diese bitte auf und geben die jeweilige Kapazität (in MW) an.

Unter den Mitgliedsunternehmen des BDEW befindet sich eine Vielzahl an Betreibern von Gaskraftwerken. Grundsätzlich gibt die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur einen aktuellen Überblick über alle im und außerhalb des Marktes eingesetzten Gaskraftwerke in Deutschland inkl. der Eigentumsverhältnisse.

- › (39) Gibt es von Ihrer Seite derzeit Pläne, in neue Erdgaskraftwerke in Deutschland zu investieren? Wenn ja,

a. welche Leistung und welcher Inbetriebnahmezeitpunkt ist geplant?

Grundvoraussetzung für jegliche Investitionen in Kraftwerke ist die Gewährleistung einer rechtssicheren Ausgestaltung aller Instrumente auf nationaler sowie EU-Ebene.

- o b. Wie hoch schätzen sie die ungefähren erwarteten Kosten pro Megawatt?

- c. Von welchem Förderbedarf gehen Sie aus (geschätzte notwendige Subventionen in EUR/kW)?

Grundsätzlich gilt es zu beachten, je mehr technische, kommerzielle und prozessuale Anforderungen an die Kraftwerke gestellt werden, desto höher wird der potenzielle Förderbedarf ausfallen.

- › (40) Planen Sie die Errichtung eines H₂-ready/wasserstofffähigen Kraftwerks? Falls ja:
 - a. Falls ja, bitte erläutern Sie die Definition für die H₂-Readiness/Wasserstofffähigkeit und den Zeitplan der Verfügbarkeit.

Die Erwartungen an die Verfügbarkeit von Wasserstoff orientieren sich an den Plänen zur Fertigstellung des Wasserstoffkernnetzes, welches planmäßig bis 2032 bzw. 2037 errichtet werden soll.

Eine Anlage gilt als H₂-ready, wenn sie während ihrer Lebensdauer – ggf. in verschiedenen Nachrüstschritten – im Endzustand zu 100 % mit Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten (z. B. Ammoniak) betrieben werden kann. Neuanlagen können zunächst mit einer begrenzten technischen Kapazität ab 20 % (Vol.) Wasserstoff und in Betrieb genommen werden. Ein schrittweiser Ausbau der Wasserstoffbefeuierung auf 100 % (Vol.) Wasserstoff bis 8 Jahre nach dem kommerziellen Betrieb kann aufgrund der derzeitigen technischen Möglichkeiten zum heutigen Zeitpunkt für große Kombikraftwerke weder garantiert noch gewährleistet werden. Ob der reine Wasserstoffbetrieb möglich sein wird, ist mit Blick auf die ungeklärten technischen Fragen daher zum jetzigen Zeitpunkt offen. Es ist davon auszugehen, dass die Technologieanbieter weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchführen müssen, bevor kommerzielle Angebote für derartige Verbesserungen unterbreitet werden können.

Wasserstofffähigkeit schließt nicht aus, dass nach der Umstellung auf 100 % H₂ Erdgas zumindest zum Anfahren der Gasturbine benötigt wird.

Um Gasturbinen H₂-ready zu entwickeln sind nach unserer Kenntnis noch bei allen Herstellern umfangreiche Entwicklungsarbeiten und Tests erforderlich – insbesondere auch für jeden zur Umstellung vorgesehenen Turbinentyp auch längere Volllasttests. Solange für diese Tests nicht ausreichend H₂ verfügbar ist, muss damit gerechnet werden, dass wichtige Erfahrungen und Optimierungen erst bei den ersten umgebauten Kundenmaschinen gesammelt werden können und vor einem gesicherten hochverfügbaren Betrieb noch 2-4 Jahre Betriebserfahrungen und Optimierungen mit wachsenden H₂-Gehalten notwendig sind.

b. Falls nein, geben Sie bitte die Gründe an.

Neben der Unsicherheit, dass die Technologie für 100%igen H₂-Einsatz rechtzeitig zur Verfügung stehen wird, ist das Haupthindernis aus heutiger Planungssicht ist die Unsicherheit im Hinblick auf den Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerksanlagen. Es ist unklar, ob Wasserstoff in ausreichender Menge und die entsprechende Netzinfrastruktur an potenziellen Standorten zum Betrieb größerer Wasserstoff-Anlagen zur Verfügung stehen wird. Selbst wenn die Infrastruktur rechtzeitig gestellt wird, ist damit noch nicht gesichert, dass ausreichend Wasserstoff, der gleichzeitig auch wirtschaftlich beschaffbar ist, für einen 100 %-Betrieb verfügbar sein wird. Das anfangs schwach vermaschte H₂-Kernnetz wird deutlich mehr Engpässe besitzen als das bestehende ebenfalls nicht engpassfreie Erdgasnetz. Der derzeit angedachte H₂-Markthochlauf mit einer temporären Interaktion einer Vielzahl von H₂-Teilnetzen wird insbesondere bei weiter von H₂-Einspeisestellen entfernten H₂-Verbrauchern Engpasssituationen eher verschärfen.

Dies gilt insbesondere bei den Sprinteranlagen. Aufgrund der H₂-Versorgung dieser Anlagen aus kleinen Inselnetzen mit äußerst begrenzter H₂-Einspeisungs- und -speicherkapazität ist es denkbar, dass diese Anlagen häufig aufgrund H₂-Mangel ausfallen, oder für diese Anlagen wird zur Steigerung der Versorgungssicherheit die Beimischung von Erdgas gestattet, was auch der technischen Entwicklung nützen würde.

c. Geben Sie bitte auch an, ob Ihre Antwort von den zusätzlichen Kosten für die H₂-Readiness und bei der Umstellung des Betriebs davon abhängt, ob der Wasserstoff erneuerbar ist oder nicht.

Die Art des Wasserstoffs hat keine Auswirkung auf die technischen Begebenheiten bei der Errichtung von wasserstofffähigen Gaskraftwerken. Die Kosten der Umstellung auf Wasserstoff müssen mitberücksichtigt werden. Entscheidend dabei sind die Kosten pro kg Wasserstoff. Da es aus heutiger Sicht wahrscheinlich erscheint, dass dekarbonisierter Wasserstoff zu geringeren Kosten als erneuerbarer Wasserstoff verfügbar sein wird, kann dies insofern einen Einfluss auf die Gesamtwirtschaftlichkeit der Umstellung haben. Für die Verwendung von Wasserstoff benötigt es einen entsprechenden Nachteilsausgleich gegenüber z.B.: der Stromerzeugung auf Basis von Erdgas. Zusätzliche Anforderungen an die Qualität des Wasserstoffs können diese Differenzkosten erhöhen.

d. Von welcher Lebensdauer des Kraftwerks gehen Sie aus?

Die technische Lebensdauer von Gaskraftwerken beläuft sich auf 25-40 Jahre. Unbeachtet der technischen Lebensdauer kann im Rahmen von Instandhaltungskosten und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen die tatsächliche Lebensdauer der Gaskraftwerke geringfügiger ausfallen.

Aufgrund technologischer Entwicklungen bei den H2-Brennern muss bei den Sprinterkraftwerken mit einer deutlich kürzeren Lebensdauer gerechnet werden. Der Zweck dieser Anlagen ist aber auch die Technologienentwicklung und das Sammeln von Betriebserfahrungen im H2-System zu unterstützen und dieser Zweck sollte ca. 2040 dann erfüllt sein.

e. Von welchen Einsatzzeiten (in Stunden mit mindestens 50% Auslastung der Nennleistung der Anlage pro Jahr) gehen Sie im Jahr 2035 aus?

Die Einsatzzeiten von Gaskraftwerken im Jahr 2035 hängt von einer Reihe Faktoren und zukünftigen Entwicklungen des Stromsystems ab, die nicht verlässlich prognostiziert werden können. Für erdgasbefeuerte GuD-Anlagen sind mehrere tausend Benutzungsstunden realistisch. So gilt z.B. der Zuschlag für nach dem KWKG geförderte Anlagen ab 2030 für 2500 Benutzungsstunden jährlich. Spitzenlastkraftwerke werden voraussichtlich deutlich niedrigere Benutzungsstunden aufweisen.

- › (41) Planen Sie bestehende Kraftwerke in Deutschland auf den Einsatz von erneuerbarem oder CO₂-armem Wasserstoff umzurüsten?

Sofern die technischen Möglichkeiten gegeben sind und diese eine wirtschaftliche Perspektive bieten, ist von entsprechenden Planungen von Kraftwerksbetreibern auszugehen. Sowohl aus technischer als auch kommerzieller Sicht gibt es für konkrete Pläne derzeit noch keine Grundlage.

a. Wenn ja, beschreiben Sie bitte die Merkmale und den Zeitplan (siehe Ziffern i. bis vi. der vorhergehenden Frage).

-

b. Wenn nein, geben Sie bitte die Gründe an.

Sowohl aus technischer als auch kommerzieller Sicht gibt es für konkrete Pläne derzeit noch keine Grundlage.

- › (42) Wäre aus Ihrer Sicht eine staatliche Förderung erforderlich, um die Umstellung Ihrer bestehenden Gasanlagen auf die Verwendung von 100% erneuerbarem oder CO₂-armem Wasserstoff zu ermöglichen? Wenn ja, begründen Sie bitte Ihre Antwort und beschreiben Sie den Umfang und die Art der erforderlichen Förderung. Bitte erläutern Sie, ob eine Förderung für alle oder nur für einige Kraftwerke erforderlich ist und begründen Sie, warum.

Eine Umrüstung kann aktuell nur mit einer entsprechenden Förderung wirtschaftlich sein, da davon auszugehen ist, dass auf absehbare Zeit der Betrieb auf Erdgasbasis in Kombination mit CO₂-Zertifikaten kostengünstiger als ein Wasserstoffbetrieb möglich ist. Konkret hängt dieser Sachverhalt also im Wesentlichen von der Entwicklung der CO₂-Preise im EU-ETS und den technischen Möglichkeiten sowie Kosten der Umrüstung ab. Für die Umstellung älterer Anlagen sind umfangreiche Maßnahmen erforderlich, die mitunter einem Neubau gleichkommen können.

Diese Förderung ist dringend nötig, da für bereits im Bau befindliche H₂-ready Anlagen, die durchaus die technischen Anforderungen erfüllen können, kein Anreiz besteht Wasserstoff zu nutzen, obwohl sie dies könnten. Zur vollständigen Dekarbonisierung des Stromsektors sind auch diese Anlagen notwendig. Bei älteren Kraftwerken, die eine gewissen technische Anlagenlebensdauer bereits überschritten haben, ist das jedoch nicht sinnvoll, da die Umrüstung hier sehr teuer/technisch nicht möglich ist.

Wichtig ist daher ein investitionsfähiges Marktdesign, dass Anreize für den Aufbau und das Vorhalten klimaneutraler Stromerzeugungskapazitäten schafft (Integrierter Kapazitätsmarkt). Bis zur Einführung eines entsprechenden Kapazitätsmarktes werden Investitions- und Betriebskostenzuschüsse erforderlich sein. Insbesondere ist hier auch eine Lösung für die Vorhaltung der Leistung (Kapazität) im Gas zu erarbeiten.

- › (43) Welche Kosten entstehen Ihrer Ansicht nach für den Bau neuer wasserstofffähiger Anlagen und für die Umrüstung von Gaskraftwerken auf 100% Wasserstoffbetrieb?

Die Kosten hängen von einer Vielzahl individueller Faktoren ab, u.a. Technologie, lokale Standortbedingungen/Infrastruktur, individuelle Vertragskonditionen und der subjektiven Einschätzung zu Umrüstkosten. Gegenwärtige Einschätzungen des vgbe zu Mehrkosten und Nachrüstaufwand gegenüber den Neu-beschaffungskosten einer Gasturbine belaufen sich auf Größenordnungen von 5 – 35 %.

› (44) Wie schätzen Sie die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ein?

Der Markthochlauf befindet sich ganz am Anfang. Die Technologien rund um Wasserstofferzeugung, -transport, -speicherung und -nutzung sind zwar in großen Teilen verfügbar und technologisch reif. Der Wasserstoffhochlauf befindet sich gerade in einer kritischen Phase im Übergang von kleinen Forschungs- und Demonstrationsprojekten hin zu Projekten im industriellen und kommerziellen Maßstab, für die aufgrund ihrer hohen Investitionsvolumina eine Marktaussicht über den Zeitraum staatlicher Förderung hinweg essenziell ist. Es fehlt indes bisher die Erprobung im systemischen Zusammenspiel der verschiedenen Wertschöpfungsstufen. Wegen der ungewissen Marktaussichten und finanziellen Risiken erfolgen privatwirtschaftliche Investitionen noch nicht in ausreichendem Umfang in die entsprechenden Elemente des Hochlaufs. Die Herausforderungen für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger und Grundstoff liegen vor allem darin, dass er momentan teurer ist als die fossilen Alternativen und gleichzeitig, dass seine Einführung beschleunigt werden muss. H2-Abnehmer brauchen Anreize und finanzielle Unterstützung zur Umstellung und Betrieb neuer Produktionsprozesse, um die Kostenlücke zwischen fossiler Alternative und erneuerbarem Wasserstoff zu schließen.

Es wurden bereits wichtige Weichenstellungen vorgenommen (H2-Kernnetz-Planung, 37. BImSchV), aber mit Blick auf die 2030 Ziele wächst der Handlungsdruck. Extremer Handlungsdruck besteht insbesondere hinsichtlich der rechtzeitigen Bereitstellung ausreichender H2-Speicherkapazitäten. Für H2-Einsatz in Kraftwerken werden verglichen zu Erdgas größere Speicherkapazitäten benötigt – vor allem auch aufgrund des bezogen auf den Energieinhalt deutlich geringeren spezifischen Speichervermögens von Kavernenspeichern. Ohne H2-Speicher wird ein H2-System nicht funktionieren und sind auch die hinsichtlich H2-Einsatz zu begrüßenden Ziele des KWSG nicht umsetzbar. Angesichts der langen Realisierungsdauer neuer H2-Speicher und der negativen Wirkung der Umstellung bestehender Erdgasspeicher auf H2 auf die Energiesicherheit Deutschlands sind schnelle Impulse zum Anreiz des Baus von H2-Speichern dringend geboten.

6.6 Neue Investitionen in Stromerzeugung auf Erdgasbasis: Geplante Vorkehrung zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Europäischen Union

› (45) Sehen Sie Situationen, in denen die Kraftwerke auch nach 2035 weiterhin am Strommarkt auf Erdgasbasis agieren müssen? Wenn ja, welche?

Ja, denn die Umstellung des gesamten Kraftwerksparks auf Wasserstoffbetrieb wird voraussichtlich im Jahr 2035 noch nicht abgeschlossen sein. Grundsätzlich wird der

Wasserstoffbetrieb in 2035 von der Verfügbarkeit der notwendigen H2-Technologie bei Gasturbinen, der Fertigstellung des H2-Kernnetzes und erforderlicher H2-Speicher sowie einer entsprechenden Mengenverfügbarkeit des Wasserstoffs abhängen. Darüber hinaus wird die Dekarbonisierung nach den Signalen des EU-ETS erfolgen. Auch bei Verzögerungen des Zubaus steuerbarer Kraftwerkskapazitäten auf Wasserstoffbasis kann dazu führen, dass weniger effiziente alte Gaskraftwerke weiterbetrieben müssen.

- › (46) Sollten zusätzliche Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, um die weitere Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung auf dem Strommarkt nach 2035 zu verhindern?

Nein. Der europäische Emissionszertifikatehandel (ETS) stellt als Leitinstrument des europäischen Klimaschutzes die Zielerreichung der Klimaziele sicher. Weitere Maßnahmen können die Versorgungssicherheit gefährden und sollten dringend unterlassen werden. Die Instrumente sollten darauf fokussieren, Wasserstoff in hinreichendem Umfang und zu wettbewerbsfähigen Preisen gesichert verfügbar zu stellen. Im Gegenzug sollte sichergestellt werden, dass die Nutzung von Erdgas im Fall nicht ausreichender und unverschuldet Nicht-Verfügbarkeit von Wasserstoff ermöglicht wird.

6.7 Sonstige beihilferechtlich relevante Aspekte

- › (47) Werden Ihrer Meinung nach die Förderung des Einsatzes von Wasserstoff in der Stromerzeugung und damit einhergehende Skaleneffekte bei der Herstellung von Wasserstoff dazu führen, dass die Kosten für Wasserstoff für den Einsatz in der Industrie perspektivisch sinken werden und der Hochlauf der Wasserstoffindustrie angeschoben wird?

Auch wenn die kraftwerksspezifischen Anforderungen an die H2-Technologien sich von denen in anderen Industriezweigen unterscheiden werden, befördert ein breiter Einsatz immer auch die Wettbewerbsfähigkeit einer Technologie insgesamt. Infrastrukturseitig können ebenfalls Skaleneffekte erzielt und Kosten (z.B. NNE) durch zusätzliche Abnehmer gesenkt werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass von den insgesamt vorgesehenen 12,5 GW Kraftwerkskapazitäten lediglich die 500 MW der reinen Wasserstoffkraftwerke für den sofortigen Einsatz von Wasserstoff vorgesehen sind. Die restlichen Kapazitäten müssen erst im 8. Jahr nach Inbetriebnahme auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt werden, sodass davon auszugehen ist, dass die ersten Umstellungen der H2-ready-Kraftwerke erst gegen Ende 2037/Anfang 2038

erfolgen werden. Die zu erwartenden Wasserstoffbedarfe, die sich durch die Regelungen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes ergeben, führen damit aufgrund der späten Ausschreibe- und Inbetriebnahme-Termine erst zeitlich verzögert zu einer entsprechenden H2- Nachfrage.

Am Ende sind für die Realisierung einer H2-Infrastruktur in Deutschland alle Bedarfe erforderlich: ein Grundlastbedarf der Industrie (v.a. in der Chemie und Metallurgie), Bedarf im Verkehrssektor und zur Wärmeerzeugung und eher spitzenlastförmiger Bedarf im Kraftwerksbereich. Ein System mit einer Nachfrage, die stark temporär aber von hohem Gleichzeitigkeitsfaktor geprägt ist, wie es bei H2-Kraftwerken absehbar ist, würde voraussichtlich erhebliche Herausforderungen in sich bergen. Der relativ späte und wenig gleichförmige H2-Bedarf der H2-Kraftwerke wird deshalb alleine nicht ausreichend sein, eine funktionierende H2-Infrastruktur aufzubauen und zu betreiben.

Die geplante Limitierung der Förderung auf 800h würde den Skaleneffekt für eine mögliche Kostensenkung ebenfalls limitieren.

Klar ist, dass zum Markthochlauf alle Formen von klimaneutralem Wasserstoff, der kostengünstig bereitgestellt werden kann, benötigt werden.

- › (48) Ist CCS in Verbindung mit Erdgasverstromung eine wirtschaftliche Alternative zur Wasserstoffverstromung und wenn ja, ab wann halten Sie diese Technologie für marktgängig bzw. welche CO₂-Preise müssen dafür erreicht werden?

Wenn für die Flexibilität der Stromversorgung noch keine ausreichenden Wasserstoffmengen zur Verfügung stehen, könnte die Abscheidung von CO₂-Emissionen aus Stromerzeugungsanlagen als Alternative in Betracht gezogen werden. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei im Wesentlichen von den relativen Kosten für die Abscheidung und den Transportkosten sowie dem Vorhandensein einer entsprechenden Infrastruktur abhängen.

Da der Erdgaseinsatz nach 2040 enden soll, die sehr teuren CCS-Anlagen eine lange Amortisationsdauer aufweisen und der Umgang mit den unvermeidbaren CO₂-Restemissionen unklar ist, sollte davon ausgegangen werden, dass sich nicht viele Marktteilnehmer für CCS bei Erdgasanlagen entscheiden. Aufgrund unklarer Randbedingungen bleibt die Entwicklung aber noch einige Jahre offen.

- › (49) Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahmen auf den Wettbewerb?

Für einen Erfolg und eine umfangreiche Beteiligung an den Ausschreibungen muss die Komplexität des Ausschreibungsdesigns reduziert werden. Außerdem müssen neue Gaskraftwerke auch an bestehenden Gaskraftwerksstandorten förderfähig sein. Bei den Standortentscheidungen für neue H2-ready Gasanlagen dürfen Standorte, an denen bereits Gas als Hauptbrennstoff verstromt wird, nicht ausgeschlossen werden. Insbesondere Brownfield- bzw. Gaskraftwerkstandorte, an denen bereits notwendige Infrastruktur, vor allem aber ein Gasnetzanschluss (der leicht auf Wasserstoff umgestellt werden kann) vorhanden ist, würden automatisch aus der Betrachtung fallen.

Durch entsprechende Vereinfachungen im Ausschreibungsdesign können sowohl die Beteiligung potenzieller Bieter erhöht als auch die Kosten in signifikantem Maß gesenkt werden.

Aufgrund der höheren Effizienz und der beabsichtigten Umstellung auf klimaneutrale Fernwärme benötigen auch KWK-Anlagen dringend eine Grundlage für die Umstellung auf klimaneutralen Wasserstoffbetrieb. U.a. infolge höherer Kosten von H2-ready KWK-Anlagen im Vergleich zu reinen Stromerzeugungsanlagen werden diese in dem vorliegenden Ausschreibungsdesign nicht adressiert. Parallel zum KWSG braucht es daher auch dringend eine inhaltliche Weiterentwicklung des KWKG. Dabei werden sich die Anforderungen an H2-Readiness und die Förderung des Einsatzes von Wasserstoff an den vorliegenden und konsultierten Eckpunkten orientieren.

7 Konsultationsfragen zur 2. Säule:

7.1 Die Beihilfefähigkeit der Maßnahmen

- › (1) Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Die im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen sind grundsätzlich mit den EU-beihilferechtlichen Anforderungen der KUEBLL vereinbar. Im Detail gehen die Ausschreibungsanforderungen aber über die zwingenden Vorgaben der KUEBLL hinaus. Wenn der Gesetzgeber wirksame Investitionsanreize für neue Anlagen setzen will, müssen die Anforderungen stärker flexibilisiert und auf das EU-beihilferechtliche Mindestmaß beschränkt werden.

Die Beihilfeleitlinien fordern im Kapitel 4.8. in Randnummer 346 die Beteiligungsmöglichkeit für ausländische Kapazitäten. Dieser Punkt ist im Konsultationspapier nicht erwähnt. Es stellt sich auch die Frage, ob der Südbonus auch bei ausländischen Kapazitäten mit positiven Redispatchpotenzial angewandt wird oder diese Kapazitäten nur als Kraftwerke im netztechnischen Norden mitbieten dürfen. Letztes würde zu einer eheblichen Wettbewerbsverzerrung in Deutschland führen.

- › (2) Stimmen Sie zu, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus bis 2028 geeignet ist, um alle für ein dekarbonisiertes Stromsystem relevanten Technologieoptionen und Anbieter – auch jenseits der in dieser Ausschreibung zulässigen – zu adressieren?

Der BDEW ist überzeugt, dass ein anpassungs- und anschlussfähiger Kapazitätsmechanismus für künftige Entwicklungen von entscheidender Bedeutung ist. So können steuerbare Kapazitäten zur Wahrung der Versorgungssicherheit in einem Stromsystem angereizt werden, das zu einem überwiegenden Teil von fluktuiierenden EE geprägt ist. Es ist notwendig, dass der Kapazitätsmarkt Neuanlagen, insbesondere aber auch dezentrale Bestandsanlagen, Speicher die vorgehaltene Kapazität im Gas bzw. Wasserstoff Netz und Flexibilitäten potenzialgerecht einbezieht.

7.2 Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO₂-Äquivalenten

- › (3) Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz bezüglich der Methodik und Schätzung der Subvention pro

vermiedener Tonne Emissionen in CO2-Äquivalenten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

Die Einsparungen hängen u.a. von der unterstellten Entwicklung der CO2- und Brennstoffkosten, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und von der Art der zugebauten Gaskraftwerke (effiziente GuDs oder weniger effiziente Spitzenlastkraftwerke) ab. Ob die Methodik daher zutreffend ist, kann nicht beurteilt werden. Die gewählten Szenarien (Kohleausstieg 2035 und 2038) sind plausibel. Einzelne genannte Annahmen deuten eine Unterschätzung der Vermeidungskosten an sowie, dass von hohen Vollaststunden ausgegangen wird, was insbesondere zu einem zu geringen durchschnittlichen Investitionskostenzuschuss führt.

7.3 Nutzung und der Umfang von Ausschreibungen sowie etwaige Ausnahmen

- › (4) Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. „Ausschreibung und Förderdesign“ skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen?

Insgesamt allokiert das derzeitige Förderdesign zu viele Investitionsrisiken beim Kraftwerksinvestor, ohne dass dieser einen Einfluss auf die Risiken nehmen kann. Dies gilt insbesondere für die Infrastruktur- und Brennstoffrisiken.

Die technologischen Anforderungen gehen zum Teil deutlich über den Stand der Technik hinaus und werden von den Kraftwerksherstellern nicht im Markt angeboten. Die vorgeschlagenen Sicherheitsleistungen von 200 EUR/kW gehen weit über das erforderliche Maß hinaus, liegen deutlich über den üblichen Sicherheitsleistungen des EEG und wirken in der Größenordnung der Anlagen investitionsemmend. Für Windanlagen an Land und auf See liegen die Sicherheitsleistungen im niedrigen einstelligen Prozentbereich der Investitionskosten. Für wasserstofffähige Kraftwerke liegen sie dagegen im 20 %-Bereich.

Richtig ist, dass die Anlagen die anzuwendende Dekarbonisierungstechnologie frei wählen dürfen. Das EU-ETS stellt sicher, dass der Betrieb im Einklang mit den Klimazielen der Europäischen Union steht.

Aus Kraftwerksbetreiberperspektive sind die technischen Anforderungen für die Anlagen jedoch sehr hoch. Es wird erwartet, dass Synchronmaschinen als Phasenschieber eingesetzt werden können und eine Erweiterung dieser um eine Zusatzschwungmasse technisch möglich ist. Diese Anforderung ist zwar theoretisch erfüllbar, allerdings handelt es sich hier um eine bisher sehr selten implementierte Betriebsweise, die teilweise technisches Neuland darstellt und in jedem Fall eine starke Abweichung vom heutigen Standard der Anlagenbauer bedeutet. Die für einen von der Turbine abgekoppelten Phasenschieberbetrieb verfügbaren Kupplungen sind bislang nur für Leistungen bis Größenordnung 350 MWel verfügbar. Somit würden

größere und damit meist auch effizientere und spezifisch kostengünstigere Gasturbinen von Geboten ausgeschlossen. Eine Nachrüstung von Schwungmassen wurde bislang noch nie praktiziert und wäre ebenso Neuland. Dies bedeutet, dass Neuentwicklungen und Sonderanfertigungen nötig wären, die zum einen mit erheblichen Mehrkosten einhergingen und zum anderen vermutlich für eine Verzögerung um mehrere Jahre sorgen würde.

Anlagenbetreiber sollten frei in der Wahl sein, mit welcher Anlagenkonfiguration am Standort sie die geforderte Systemdienstleistungen erbringen. Durch die Nutzung bspw. von bereits vorhandenen Anlagen können die Kosten damit gesenkt werden.

- › (5) Wie bewerten Sie die in A.I.2. enthaltenen Festlegungen für die Definition einer Neuanlage?

Der Definition, dass “Neuanlagen [...] aus fabrikneuen Anlagenteilen nach dem aktuellen Stand der Technik errichtet werden” stimmen wir zu.

Grundsätzlich würden unter den Begriff der Neuanlagen auch bereits im Bau befindliche Anlagen fallen, sofern sie noch nicht in Betrieb genommen wurden. Es ist fraglich, ob Anlagen, für die auch ohne eine Ausschreibung bereits eine Investitionsentscheidung gefallen ist, beihilfrechtlich gefördert werden können.

Dass Anlagen, welche in der Netzreserve gebunden sind, an den Ausschreibungen teilnehmen dürfen, ist zu begrüßen.

- › (6) Wie bewerten Sie eine Mindestgröße von 10 MW steuerbare elektrische Netto-Nennleistung der Kapazität in den Ausschreibungen? Welche Vorteile oder Nachteile könnten ein höherer oder niedrigerer Wert für die Mindestgröße bieten? Bitte berücksichtigen Sie dabei auch die spätere Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus, der auch Kapazitäten unter 10 MW adressieren wird. Wie sehen Sie die Möglichkeit zur Aggregation von kleinen Anlagen?

Die gewählte Mindestgröße von 10 MW steuerbarer elektrischer Netto-Nennleistung erscheint plausibel. Diese erlaubt eine effektive Abwicklung der Ausschreibungen, die damit transparent und schnell gestaltet werden können. Grundsätzlich sind größere Anlagen effizienter und kostengünstiger als Kleinanlagen. Zudem darf bei dieser Anlagengröße von einer ausreichenden Expertise der Anlagenbetreiber bei Planungs- und Genehmigungsverfahren ausgegangen werden.

Eine solche Mindestgröße steht nicht im Widerspruch zu einem Kapazitätsmechanismus, der auch kleinere Anlagen zulassen soll. Da es sich bei den hier in Rede stehenden Anlagen im Gegensatz zu einem Kapazitätsmechanismus ausschließlich um Neuanlagen handelt, spielen auch die zu erwartenden Kosten (Größendegression) eine wichtige Rolle.

7.4 Wichtigste Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen

- › (7) Welche der beiden Preissetzungsregeln „Pay-as-bid“ und „Pay-as-cleared“ halten Sie für das Auktionsverfahren für geeignet und wie begründen Sie dies?

Der BDEW spricht sich für eine leistungsbezogene Förderung (Euro/MW, pay as cleared) im Rahmen einer Ausschreibung für H2-ready-Kraftwerke aus, um Wettbewerbsverzerrungen im Strommarkt weitestgehend zu minimieren. Keinesfalls sollen die geförderten Kraftwerke die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien verdrängen. Pay as cleared hat zudem den Vorteil, dass alle Marktteilnehmer mit ihren wahren Kosten bieten.

- › (8) Wie bewerten Sie die vorgenommene Definition des „netztechnischen Südens“? Sind Ihnen besser geeignete Vorschläge bekannt, einen systemdienlichen Zubau anzureißen?

Der BDEW begrüßt, dass unnötige Komplexität vermieden werden soll, sieht jedoch Schwierigkeiten, alle Ziele der regionalen Differenzierung (Ausreichend Zubau in allen Netzgebieten, Gewährleistung der wettbewerblichen Ausschreibung zwischen Nord- und Südzone, transparente Bepreisung des Bonus gemäß der zu erwartenden Redispatchkosten) zu erreichen.

Mit Blick auf die Netzsicherheit und -stabilität werden auch Gaskraftwerke im Norden und Osten Deutschland errichtet bzw. bestehende Gaskraftwerke modernisiert werden müssen. Die Ungleichbehandlung der Regionen des netztechnischen Südens und des netztechnischen Nordens muss daher systemtechnisch gerechtfertigt sein.

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.

BDEW-Vorschläge:

- › In Säule 2 muss gesondert insbesondere in Bezug auf den Südbonus geklärt werden, inwiefern ausländische Kapazitäten zugelassen sind und wo diese im Rahmen des Nord-Süd Verteilung zugeordnet werden.

7.5 Angaben zur Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern

- › (9) Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierte Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahmen?

Die Form einer Investitionskostenförderung in €/kW ist zu begrüßen.

Insgesamt allokiert das derzeitige Förderdesign jedoch zu viele Investitionsrisiken beim Kraftwerksinvestor, ohne dass dieser einen Einfluss auf die Risiken nehmen kann. Dies gilt insbesondere für die Infrastruktur- und Brennstoffrisiken. Da Inflationsrisiken für den gesamten Förderzeitraum vom Betreiber nicht zu kalkulieren sind, sollte die bewilligte Förderung mit einer Inflationsindexierung versehen werden.

Die technologischen Anforderungen gehen zum Teil deutlich über den Stand der Technik hinaus und werden nicht im Markt angeboten. Die vorgeschlagenen Sicherheitsleistungen von 200 EUR/kW gehen weit über das erforderliche Maß hinaus und wirken in der Größenordnung der Anlagen investitionshemmend.

Der BDEW lehnt die Einführung einer Erlösabschöpfung ab. Wie bereits während der Phase der Übergewinnabschöpfung festgestellt wurde, ist eine Erlösabschöpfung sehr komplex, verunsichert Investoren würde die Absicherung über Terminmärkte signifikant erschweren.

- › (10) Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierte Ausgestaltung der Maßnahmen in Hinblick auf die Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfen und auf die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen verschiedenen Arten von Beihilfeempfängern?

Vgl. dazu Antwort auf Frage 1. Für eine abschließende Bewertung wäre darüber hinaus entscheidend, wie die Ausschreibungen mit dem angekündigten Kapazitätmarkt (3. Säule) interagieren werden.

- › (11) Wie schätzen Sie das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen auf den Strommärkten durch eine Maßnahme ein, die auf die Förderung neuer Kraftwerke abzielt? Welche Rolle spielt in diesem Zusammenhang aus Ihrer Sicht die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus?

Die zügige Umsetzung der Ausschreibungen ist in der aktuellen Situation geboten. Das Ausmaß der Wettbewerbsverzerrung wird im europäischen Stromverbund als gering eingestuft.

Wichtig ist, die Anschlussfähigkeit an einen künftigen Kapazitätsmarkt sicherzustellen. Das Ziel-Szenario muss ein technologieoffen ausgestalteter, integrierter Kapazitätsmarkt sein.

- › (12) Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, mit der gezielten Förderung neuer Anlagen zu beginnen? Bitte erläutern Sie Ihre Sicht.

Angesichts der deutschen und europäischen Klimaschutzziele wird es keine markgetriebene fossilen Kraftwerksinvestitionen mehr geben. Wasserstoff und/oder H2-ready Kraftwerke sind jedoch auf absehbare Zeit nicht wettbewerbsfähig. Angesichts des 2023 vollendeten Kernenergieausstiegs und des bis 2038 abgeschlossenen Kohleausstiegs wächst jedoch der Bedarf an regelbaren Back-up Kapazitäten. Neuanlagen entsprechend zudem dem Stand der Technik und sind damit besonderes effizient.

- › (13) Ist aus Ihrer Sicht ein Interessenbekundungsverfahren sinnvoll und erforderlich? Gibt es aus Ihrer Sicht eine geeignetere Alternative?

Mit dem Interessenbekundungsverfahren könnte vor der Ausschreibung erkundet werden, wie viele Bieter erwartet werden. Von einem solchen Verfahren sollte aus Sicht des BDEW jedoch dringend abgesehen werden, da es den Prozess zur eigentlichen Ausschreibung weiter verzögern würde.

- › (14) Für sämtliche Ausschreibungen soll ein Rückforderungsverfahren (Clawback-Mechanismus) etabliert werden, welches sicherstellt, dass keine Überförderung eintritt. Wie bewerten Sie die skizzierten Verfahren zur erzeugungsabhängigen bzw. -unabhängigen Abschöpfung?

Wie bereits während der Phase der Übergewinnabschöpfung festgestellt wurde, ist eine Erlösabschöpfung sehr komplex und verunsichert Investoren. Angesichts der aufgrund des Zuwachses der Erneuerbaren ohnehin geringen Einsatzstunden ist die Einführung eines Clawback Mechanismus grundsätzlich in Frage zu stellen. Die Abschöpfung von 70 % der Mehrerlöse, wenn der Day-Ahead-Preis den Auslöhpreis überschreitet, sind sehr kritisch zu betrachten. Die neuen Kraftwerke werden nur noch wenige Betriebsstunden haben. Deshalb sind gerade die Erlöse in den hochpreisigen Stunden wichtig, um die Investition und Fixkosten erwirtschaften zu können. Wenn den Kraftwerksbetreibern einerseits die Marktrisiken im Brennstoff- und

Infrastrukturbereich zugewiesen werden sollen, ist es unverständlich, ihnen dann im Gegenzug nicht auch die Marktchancen zu gewähren.

Beide dargestellten Varianten nähmen eine Abschöpfung auf der Basis der am Strommarkt herrschenden Spot-Preise vor. Dabei wird außer Acht gelassen, dass die tatsächlichen Erlöse eines H2-Kraftwerks auch auf börslichen Termingeschäften oder auf nicht-börslichen, langfristigen Termingeschäften (OTC) basieren können. Dazu gehört sowohl die Vermarktung des erzeugten Stroms als auch die Beschaffung der dafür notwendigen Wasserstoff- bzw. Gasmen gen sowie CO₂-Zertifikate.

Folglich wäre unabhängig von der Abschöpfungsvariante sicherzustellen, dass nur tatsächliche und keine rechnerisch möglichen Übererlöse abgeschöpft werden. Ansonsten würden die Vertragspartner zur Beschaffung bzw. Vermarktung an den Spotmarkt gedrängt. Dem Terminmarkt einschließlich des außerbörslichen Marktes würde Liquidität entzogen.

› Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

Es sollte auf die Einführung eines Clawbacks verzichtet werden.

Wenn ein Verzicht aufgrund europäischer Vorgaben nicht in Frage kommt, sollte

- Sofern die Abschöpfung rückwirkend an den tatsächlichen Erlösen ausgerichtet werden sollte. Und sich für die erzeugungsabhängige Abschöpfung gemäß Variante A entschieden wird, ist es aus BDEW-Sicht unerlässlich, dass Grundlage hierfür ein transparentes und vorher bestimmtes Verfahren sein festzustellen muss, 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.
- Falls die Ausgestaltung des Clawbacks als produktionsunabhängige Reliability Option (Variante B) gemacht wird, muss aus BDEW-Sicht eine Force-Major Regelung eingeführt werden. Sollten Nichtverfügbarkeiten aufgrund von Brennstoffmangel z.B. infolge vom Betreiber nicht zu vertretenden Engpässen im Erdgas- oder H2-Netz zurückzuführen sein, so darf Clawback in solchen Fällen nicht greifen.

Außerdem sollte die Übererlösabschöpfung auf 50% statt 70% der Übererlöse beschränkt bleiben, um wirksame Anreize für den Betreiber zu setzen, auch in den teuersten Stunden Strom zu erzeugen.

- › Sollten unterschiedliche oder identische Abschöpfungsmechanismen nach 4.1 und 4.8 angewandt werden?

Der vorgeschlagene Clawback-Mechanismus sollte für keine der Maßnahmen eingeführt werden.

Da die Preisstellung unterschiedlich ist, müsste geprüft werden, ob ein einheitlicher Mechanismus zu unterschiedlichen Folgen führt.

- › Wie bewerten Sie die Mindesthöhe des Auslösepreises von 430 Euro/ MWh?

Der BDEW lehnt die Einführung eines Clawbacks ab. Wenn an einer Einführung festgehalten werden soll, dann ist die Festlegung einer Mindesthöhe richtig. Noch wichtiger ist allerdings der Bezug auf die Brennstoffkosten einer alten Spitzenlastanlage, um zu vermeiden, dass Betreiber bei Überschreitung des Auslösepreises ihre variablen Kosten nicht decken können.

- › Wie bewerten Sie die Ermittlung des Höchstpreises?

Bei der Ermittlung des Höchstpreises ist auf die Brennstoffkosten einer alten Spitzenlastanlage Bezug zu nehmen, um zu vermeiden, dass Betreiber bei Überschreitung des Auslösepreises ihre variablen Kosten nicht decken können.

- › (15) In den Ausschreibungen für neue steuerbare Kapazitäten zur Stromerzeugung wurde weiter oben ein Bonusmodell für die regionale Steuerung der Kraftwerke vorgeschlagen. Ist dieses Modell aus Ihrer Sicht geeignet? Wie schätzen Sie die Wirksamkeit (v.a. hinsichtlich der Kosten) der Größenordnung des Bonus ein?

Auch begrüßen wir grundsätzlich, dass mit dem Südbonus eine Komponente zur regionalen Steuerung, wie vom BDEW gefordert, im KWSG-Entwurf enthalten ist. Der BDEW begrüßt ebenfalls, dass unnötige Komplexität vermieden werden soll, sieht jedoch Schwierigkeiten, alle Ziele der regionalen Differenzierung (Ausreichend Zubau in allen Netzgebieten, Gewährleistung der wettbewerblichen Ausschreibung zwischen Nord- und Südzone, transparente Belebung des Bonus gemäß der zu erwartenden Redispatchkosten) zu erreichen.

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, um gesondert zusätzlich regional zu unterscheiden und hält daher den Ansatz des BMWKs für eine pragmatische Lösung.

Mit Blick auf die Netzsicherheit und -stabilität werden aber auch wasserstofffähige Gaskraftwerke im Norden und Osten Deutschland errichtet bzw. bestehende Gaskraftwerke modernisiert werden müssen. Deren Förderung wäre durch die vorgeschlagene Komponente zur regionalen Steuerung deutlich erschwert. Es besteht das Risiko, dass erforderliche Kraftwerkskapazitäten in diesen Teilen Deutschlands ohne eine entsprechende Förderung nicht errichtet werden. Die Ungleichbehandlung der Regionen des netztechnischen Südens und des netztechnischen Nordens muss daher systemtechnisch gerechtfertigt sein.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass es bei jeder Ausschreibung zu wettbewerblichen Bezuschlagung der Gebote kommt. Bei zu umfangreicher Gewährung des Südbonus, sind die jeweiligen Ausschreibungsvolumen für die von den Kraftwerksherstellern angebotenen Losgrößen wasserstofffähiger Kraftwerke unter Umständen zu gering, um bei einer Anwendung des Südbonus überhaupt einem Projekt im „Norden“ einen Zuschlag zu erteilen.

Unklar ist, ob durch die Zulassung des vollständigen letzten Kapazitätsgebots bei der Auffüllung der Südkraftwerke nicht über die 2/3 hinaus zusätzliche Kraftwerkskapazitäten für die Südregion reserviert werden. Bei den geringen Ausschreibungsvolumen von maximal 1800 MW in Säule 1 würde nach Zuschlägen für ein 800 MW und ein 300 MW Kraftwerk „im Süden“ der Südbonus auch für ein weiteres Kraftwerk gewährt werden. Wenn hier ein weiterer 800 MW Block bezuschlagt würde, bliebe kein Volumen für die Kapazitäten im „Norden“ übrig.

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.

BDEW-Vorschläge:

- › Der BDEW fordert eine detaillierte Begründung der Südbonushöhe von 200 - 300 €/kW. Der vorgeschlagene „Südbonus“ sollte so kalkuliert werden, dass die Ziele einer systemdienlichen Verortung der Kraftwerke erreicht werden. Es ist zu prüfen, ob die Ausschreibungsrundenübergreifende Bewertung des Südbonus in Säule 2 die gewünschte Lenkungswirkung erhöht oder den Anlagen im netztechnischen Süden die Teilnahme an den ersten Ausschreibungsrunden übermäßig benachteiligt

- › Der BDEW versteht das Wort „maximal“ in den Konsultationsunterlagen so, dass die „Letzte MW“ nicht mehr bezuschlagt wird, bspw. bei 1,8 GW ausgeschriebener Menge und schon 1,1 GW bezuschlagten Kraftwerksleistung, würde ein nächstgelegenes Gebot über 200 MW im netztechnischen Süden nicht mehr den Südbonus bekommen.
- In Säule 2 muss gesondert insbesondere in Bezug auf den Südbonus geklärt werden, inwiefern ausländische Kapazitäten zugelassen sind und wo diese im Rahmen des Nord-Süd Verteilung zugeordnet werden.
- › (16) Sehen Sie Alternativen zur regionalen Differenzierung, wo ein Kraftwerkszubau möglichst systemdienlich ist anstelle der gewählten Aufteilung nach Ländern und wenn ja, welche? Ist die Aufteilung 70-30 zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen? Wie bewerten Sie die Einteilung der Bundesländer für den „netztechnischen Süden“?

Die Übertragungsnetzbetreiber fordern eine Aufteilung von 2/3 im „netztechnischen Süden“ und 1/3 im Norden. Dies entspräche einer Aufteilung von 66,6% zu 33,3% nicht aber 70-30.

Auch begrüßen wir grundsätzlich, dass mit dem Südbonus eine Komponente zur regionalen Steuerung, wie vom BDEW gefordert, im KWSG-Entwurf enthalten ist. Der BDEW begrüßt ebenfalls, dass unnötige Komplexität vermieden werden soll, sieht jedoch Schwierigkeiten, alle Ziele der regionalen Differenzierung (Ausreichend Zubau in allen Netzgebieten, Gewährleistung der wettbewerblichen Ausschreibung zwischen Nord- und Südzonen, transparente Belebung des Bonus gemäß der zu erwartenden Redispatchkosten) zu erreichen.

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, um gesondert zusätzlich regional zu unterscheiden und hält daher den Ansatz des BMWKs für eine pragmatische Lösung.

Mit Blick auf die Netzsicherheit und -stabilität werden aber auch wasserstofffähige Gaskraftwerke im Norden und Osten Deutschland errichtet bzw. bestehende Gaskraftwerke modernisiert werden müssen. Deren Förderung wäre durch die vorgeschlagene Komponente zur regionalen Steuerung deutlich erschwert. Es besteht das Risiko, dass erforderliche

Kraftwerkskapazitäten in diesen Teilen Deutschlands ohne eine entsprechende Förderung nicht errichtet werden. Die Ungleichbehandlung der Regionen des netztechnischen Südens und des netztechnischen Nordens muss daher systemtechnisch gerechtfertigt sein.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass es bei jeder Ausschreibung zu wettbewerblichen Bezuschlagung der Gebote kommt. Bei zu umfangreicher Gewährung des Südbonus, sind die jeweiligen Ausschreibungsvolumen für die von den Kraftwerksherstellern angebotenen Losgrößen wasserstofffähiger Kraftwerke unter Umständen zu gering, um bei einer Anwendung des Südbonus überhaupt einem Projekt im „Norden“ einen Zuschlag zu erteilen.

Unklar ist, ob durch die Zulassung des vollständigen letzten Kapazitätsgebots bei der Auffüllung der Südkraftwerke nicht über die 2/3 hinaus zusätzliche Kraftwerkskapazitäten für die Südregion reserviert werden. Bei den geringen Ausschreibungsvolumen von maximal 1800 MW in Säule 1 würde nach Zuschlägen für ein 800 MW und ein 300 MW Kraftwerk „im Süden“ der Südbonus auch für ein weiteres Kraftwerk gewährt werden. Wenn hier ein weiterer 800 MW Block bezuschlagt würde, bliebe kein Volumen für die Kapazitäten im „Norden“ übrig.

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.

BDEW-Vorschläge:

- › Der BDEW fordert eine detaillierte Begründung der Südbonushöhe von 200-300 €/kW. Der vorgeschlagene „Südbonus“ sollte so kalkuliert werden, dass die Ziele einer systemdienlichen Verortung der Kraftwerke erreicht werden. Es ist zu prüfen, ob die Ausschreibungsrundenübergreifende Bewertung des Südbonus in Säule 2 die gewünschte Lenkungswirkung erhöht oder den Anlagen im netztechnischen Süden die Teilnahme an den ersten Ausschreibungsrunden übermäßig benachteiligt.
- › Der BDEW versteht das Wort „maximal“ in den Konsultationsunterlagen so, dass die „Letzte MW“ nicht mehr bezuschlagt wird, bspw. bei 1,8 GW ausgeschriebener Menge und schon 1,1 GW bezuschlagten Kraftwerksleistung, würde ein nächstgelegenes Gebot über 200 MW im netztechnischen Süden nicht mehr den Südbonus bekommen.
- › In Säule 2 muss gesondert insbesondere in Bezug auf den Südbonus geklärt werden, inwiefern ausländische Kapazitäten zugelassen sind und wo diese im Rahmen des Nord-Süd Verteilung zugeordnet werden.

- › (17) Wie bewerten Sie die technischen Mindestanforderungen für die teilnehmenden Anlagen unter A.I.4.b?

In Hinblick auf die netztechnischen Aspekte, wie die erweiterten technischen Anschlussregeln als Teilnahmevoraussetzung in Bezug auf die Unempfindlichkeit gegenüber Frequenzgradienten (RoCoF), Leistungsgradienten, Blindleistungsbereitstellung (synchroner Phasenschieberbetrieb), Momentanreservebereitstellung und netzbildende Eigenschaften unterstützt der BDEW die Intention, Kraftwerke grundsätzlich so auszulegen, dass sie unbundlingkonform auch Systemdienstleistungen (SDL) für den Netzbetrieb erbringen können. Hierbei müssen jedoch die Anforderungen an die marktisierte Beschaffung von SDL erfüllt werden.

Aus **Kraftwerksbetreiberperspektive** sind die technischen Anforderungen für die Anlagen jedoch sehr hoch. Es wird erwartet, dass Synchronmaschinen als Phasenschieber eingesetzt werden können und eine Erweiterung dieser um eine Zusatzschwungmasse technisch möglich ist. Diese Anforderung ist zwar theoretisch erfüllbar, allerdings handelt es sich hier um eine bisher sehr selten implementierte Betriebsweise, die teilweise technisches Neuland darstellt und in jedem Fall eine starke Abweichung vom heutigen Standard der Anlagenbauer bedeutet. Die für einen von der Turbine abgekoppelten Phasenschieberbetrieb verfügbaren Kupplungen sind bislang nur für Leistungen bis Größenordnung 350 MWel verfügbar. Somit würden größere und damit meist auch effizientere und spezifisch kostengünstigere Gasturbinen von Geboten ausgeschlossen. Eine Nachrüstung von Schwungmassen wurde bislang noch nicht praktiziert und wäre ebenso Neuland. Dies bedeutet, dass Neuentwicklungen und Sonderanfertigungen nötig wären, die mit erheblichen Mehrkosten einhergingen.

Die im Konsultationspapier aufgestellten Anforderungen führen zu erheblichen Umplanungen, die für eine Verzögerung um mehrere Jahre sorgen können, und reduzieren den Wettbewerb, da dies einige Bieter vor erhebliche Herausforderungen stellen wird, die zur Nichtbeteiligung an den Auktionen führen können. Die pauschal geforderte technische Möglichkeit, mit den be-zuschlagten Anlagen einen Phasenschieberbetrieb zu realisieren, erhöht die Kosten, da günstiger verfügbare bestehenden Komponenten nicht genutzt würden. Gleichermaßen gilt für die Momentanreserve. Fraglich ist auch, ob die Forderung zusätzliche Erschwernisse für die H2-Fähigkeit der Anlagen mit sich bringt, da die 100 % H2-Fähigkeit nicht für alle Anlagenklassen gleichermaßen vorangetrieben wird. Es ist zu betonen, dass im Bereich der Systemanforderungen zwischen technologischer Verfügbarkeit und marktwirtschaftlichen Anreizen abgewogen werden sollte. Darüber hinaus ist zu prüfen, inwiefern die Mindestanforderungen Auswirkungen auf die SDL-Märkte haben.

Der Bedarf für die entsprechenden Systemdienstleistungen wird in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Aus **Netzbetreiberperspektive** sind die Mindestanforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen technisch umsetzbar und verfügbar, wenn auch nicht

für alle Anlagenarten. Es sollte den Kraftwerksbetreibern frei sein, die technischen Anforderungen umzusetzen, auf einer Weise, die ihnen am ehesten geeignet scheint. Das KWSG sollte aber zu zusätzlichen Möglichkeiten der Bereitstellung von Systemdienstleistungen führen. Auch darf die Erfüllung der Mindestanforderungen keine Kraftwerksstandorte auf lange Sicht „blockieren“, da geeignete Kraftwerksstandorte dringend benötigt werden für die weiteren Ausschreibungen, die mit dem Kapazitätsmarkt folgen werden.

Mit den Ausschreibungsbedingungen werden bestimmte technische Eigenschaften der teilnahmeberechtigten Kraftwerksprojekte gefordert. Nach Ziffer 49 soll hierzu auch die Fähigkeit zur Stützung der Netzfrequenz unter Berücksichtigung eines Toleranzbandes von +/- 200 mHz um die Netzfrequenz von 50,0 Hz zählen. Bekanntlich erfolgt die Bahnstromversorgung über das bundesweite Hochspannungs-Bahnstromnetz mit einer abweichenden Netzfrequenz von 16,7 Hz. Gleichwohl handelt es sich beim Bahnstromnetz um ein Elektrizitätsverteilnetz, das den Anforderungen nach Energiewirtschaftsgesetz unterfällt. Für Anschlüsse von Kraftwerken an das Bahnstromnetz gelten vergleichbare technische Anschlussregelungen nach VDE.

Wir begrüßen die Möglichkeit für Einzelfallprüfungen zur Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke in der Bau-/Modernisierungsphase. Hierdurch wird zumindest theoretisch die Ablösung dieser Kraftwerke durch neue, verlässlichere Anlagen ermöglicht. Die Abhängigkeit von einer Einzelfallprüfung gegenüber einer allgemeinen Regelung zur Ermöglichung bringt jedoch Unsicherheit mit sich.

BDEW-Vorschläge:

- › 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 Einbezug von Anlagenbauern, der ÜNB, der Kraftwerksbetreibern, der BNetzA und des BDEW vor Start des Gesetzgebungsprozesses herbeizuführen. Insbesondere zu beachten sind:
 - 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.

- Es wird kein unterbrechungsfreier Betrieb beim Wechsel in den Phasenschieberbetrieb gefordert.
- › Der BDEW fordert eine schnelle Umsetzung der SDL-Märkte.
- › (18) Wie bewerten Sie den Umgang mit Kraftwerksprojekten an systemrelevanten Standorten?

Wir begrüßen die vorgeschlagene Lösung. Damit wird sichergestellt, dass die notwendige systemrelevante Leistung jederzeit bereitgestellt wird. Dies ist im Hinblick auf Systemsicherheit und -stabilität unverzichtbar. Vorteile hat die vorgeschlagene Lösung insbesondere im Hinblick auf die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsfähigkeit.

Auch die Möglichkeit der Einzelfallentscheidung ist zu begrüßen, bietet jedoch keine Sicherheit für die Betreiber.

- › (19) Wie bewerten Sie eine Anforderung, mit Abgabe des Gebotes ein Abwärmenutzungskonzept vorzulegen?

Soweit das Kraftwerk an einem Fernwärmennetz errichtet wird, wird dies als sinnvoll erachtet. Grundsätzlich ist das Abwärmeapotenzial je nach Anlagentyp unterschiedlich und gegebenenfalls sehr begrenzt. Von einer verpflichtenden Abwärmenutzung in den Ausschreibungen sollte daher abgesehen werden. Dahingegen könnten zusätzliche Anreize für eine effiziente Wärmeausnutzung erwogen werden.

- › (20) Wie viele Stunden kann ein typisches neues Gaskraftwerk ohne signifikante Instandhaltungsinvestitionen laufen?

Ein „typisches neues Gaskraftwerk“ ist in diesem Kontext schwer zu definieren. Dies hängt wesentlich von der Einsatzweise ab, d. h. von der Häufung der Betriebsstunden oder der Starts, und wird durch das eine oder das andere ausgelöst.

Wartungen und Inspektionen können bereits für große Turbinen- oder Gasmotoren-Anlagen unterhalb der ersten 10.000 Betriebsstunden in signifikantem Umfang anfallen. Als Anhaltspunkt kann davon ausgegangen werden, dass bei großen Hochleistungsgasturbinen alle fünf Jahre eine umfangreiche Wartung erforderlich ist, wenn man von einer typischen Häufung

(und Kombination) von Betriebsstunden und Starts ausgeht. Für Gaskraftwerke mit Dampfteil sind betriebsstundenunabhängige Prüfungen alle 3 bzw. 5 Jahre notwendig. In größerem Umfang sind ab ca. 25.000 Betriebsstunden entsprechende Aufwendungen bei Gaskraftwerken zu erwarten.

- › (21) Was ist in der Regel die größte Investition, die bei einem neuen Gaskraftwerk getätigt wird?

Die wesentlichen Investitions-Einzelkomponenten sind Maschinensatz (Gasturbine und Generator, sowie Dampfturbine und Generator bei GuD), Abhitzekessel (bei GuD), Trafo & E-Ableitung.

- › (22) Wie viele Stunden pro Jahr sind derzeit Gaskraftwerke auf dem deutschen Markt in Betrieb?

Die Betriebszeiten von Gaskraftwerken unterscheiden sich deutlich je nach Technologie. Abhängig von den Strompreisen und der Effizienz können gasbefeuerte GuD-Kraftwerke können in der Regel zwischen 3.000 und 5.000 Betriebsstunden pro Jahr in Betrieb sein. Bei gasbefeuerten Gasturbinenkraftwerken ist in der Regel mit deutlich unter 1000 Betriebsstunden pro Jahr zu rechnen, was aber von den Marktbedingungen und Ereignissen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit oder Kapazitätsengpässen abhängt.

- › (23) Wie viele Stunden pro Jahr werden Gaskraftwerke im Jahr 2032 bzw. 2038 auf dem deutschen Markt laufen? Bitte erläutern Sie, wie die Schätzung berechnet wurde.

Eine Prognose für das Jahr 2032 ist schwierig, da die dazugehörigen Einflussfaktoren, wie z.B. Erneuerbaren- Ausbau, Anzahl der stillgelegten Kohlekraftwerke, Brennstoffpreisrelationen, Entwicklung Speichertechnologien inkl. aufgebauten Kapazitäten und weitere, mögliche regulatorische Festlegungen unbekannt sind. Die Laufzeit eines Gaskraftwerkes hängt darüber hinaus sehr stark vom Wirkungsgrad der Anlage ab. So ist zu beachten, dass einzelne Gaskraftwerke, die z. B. Fernwärme liefern, deutlich höhere Betriebs- und Vollaststunden erreichen werden, während manche Gasturbinen, die nur in seltenen Knappheitsfällen eingesetzt werden, nur auf wenige hundert Einsatzstunden kommen.

7.6 Methode, um die Kosten den Verbrauchern zuzuweisen

- › (24) Wie kann das Erfordernis der verursachergerechten Kostentragung (vgl. Rn. 367 KUEBLL) am besten umgesetzt werden?
-

7.7 Geplante Vorkehrungen zur Gewährleistung der Übereinstimmung mit den Klimazielen der Union

- › (25) Wie kann aus Ihrer Sicht die Vereinbarkeit mit den europäischen und nationalen Klimaschutzz Zielen sichergestellt werden (vgl. auch Rn. 369 KUEBLL)?

Kraftwerksbetreiber unterliegen bereits heute den dynamischen Anpassungsverpflichtungen des BImSchG. Zudem unterliegen die Anlagen dem EU-Emissionshandel, dessen verpflichtender Reduktionspfad aus den europäischen Klimazielen abgeleitet ist.

Darüber hinaus trägt der Neubau von Gaskraftwerken zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit zur Erreichung der Klimazielle bei, da er eine Grundvoraussetzung für den Kohleausstieg ist.

Um darüber hinaus den speziellen Anforderungen der Randnummer 369 KUEBLL gerecht zu werden, sollten sich die Kraftwerksbetreiber technologieoffen zur Umsetzung einer Dekarbonisierungstechnologie verpflichten dürfen.

- › (26) Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund der Frage 22 die Möglichkeiten, ein Kraftwerk H2-ready zu errichten und später auf Wasserstoff umzurüsten oder CCS/CCU-Techniken zu nutzen?

Aus heutiger Sicht weisen CCS/CCU Anlagen sehr hohe Investitionskosten auf, können dann aber im Betrieb mit vergleichsweise preiswertem Brennstoff betrieben werden. Wasserstoffverbrennung dagegen sieht zunächst ein geringeres zusätzliches Investment für die Gasanlage (H2-ready), dafür später hohe Brennstoffkosten.

In einer technologieoffenen Betrachtung wäre ein "break even" in Bezug auf die jährlichen Betriebsstunden zu bestimmen. Unter diesem break even Wert ist der Einsatz von Wasserstoff, darüber die Nutzung von CCS/CCU wirtschaftlich sinnvoll. Hier ist ein Ergebnis naheliegend, dass unter der Berücksichtigung der Einsatzzeiten nach Frage 22 CCS/CCU für GuD Anlagen sinnvoll wäre, während für Anlagen mit wenigen Betriebsstunden bei Vorhandensein einer Wasserstoffanbindung die Wasserstoffverstromung voraussichtlich sinnvoller ist.

Eine (nachträgliche) CO2-Abscheidung ist mit Blick auf die benötigte Zeit, Platzbedarf, CAPEX und aus der Abscheidung resultierenden Effizienzeinbußen wirtschaftlich nicht darstellbar und

deshalb rein hypothetisch. Auch eine parallele Planung/Errichtung scheidet aus, da sie neben dem fehlenden Rechtsrahmen und der Infrastruktur die Anlage im Ausschreibungsverfahren nicht wirtschaftlich darstellbar machen würde.

7.8 Andere Aspekte im Hinblick auf den Status der Maßnahme als staatliche Beihilfe

- › (27) Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahme auf den Wettbewerb im Stromsektor?

Für einen Erfolg und eine umfangreiche Beteiligung an den Ausschreibungen muss die Komplexität des Ausschreibungsdesigns reduziert werden.

Durch entsprechende Vereinfachungen im Ausschreibungsdesign können sowohl die Beteiligung potenzieller Bieter erhöht als auch die Kosten in signifikantem Maß gesenkt werden.

Ansprechpartner

Arno Schmalenberg

Fachgebietsleiter KWK

arno.schmalenberg@bdew.de

+49 30 300 199 1308

Timon Groß

Fachgebietsleiter Nachhaltiges Stromsystem

timon.gross@bdew.de

+49 30 300 199 1309