

## Statkraft – Öffentliche Konsultation für Kraftwerkssicherheitsgesetz

Statkraft bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme.

### SÄULE I

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

Das BMWK begründet die Beihilfefähigkeit damit, dass eine andere technisch machbare, kosteneffiziente und dekarbonisierte Stromerzeugung zur Deckung der Residuallast in der erforderlichen Größenordnung für ein weitgehend klimaneutrales Stromsystem aktuell nicht ersichtlich sei. Zudem sei der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft im Kraftwerksbereich ein wichtiges langfristiges Technologieentwicklungs- und Dekarbonisierungsziel.

Es erscheint riskant, einen erheblichen Teil der Versorgungssicherheit (auch die Kraftwerke der Säule 1 erbringen in Zukunft Versorgungssicherheit) an die großflächige und für die Peak-Erzeugung von Strom ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff zu binden (durch den zwingend vorgeschriebenen Wechsel auf Wasserstoff nach 7 bis 8 Betriebsjahren). Durch den EU-ETS besteht in Zukunft ohnehin bereits die Verpflichtung zur Dekarbonisierung der Stromerzeugung zur Deckung der Residuallast. Eine konkret vorgeschriebene Einzelmaßnahme verringert den Handlungsspielraum der Akteure und führt zwangsläufig zu einer Erhöhung der Kosten der Dekarbonisierung.

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

Wasserstoff hat das Potential, sich langfristig als Langzeitspeicher-Technologie zu etablieren. Damit Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks beitragen kann, muss er aber kostengünstig und insbesondere in einem für die Peak-Stromerzeugung ausreichendem Maße zur Verfügung stehen.

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

Nein. Die Förderung der Stromerzeugung aus Wasserstoff sollte unabhängig von der Farbe des Wasserstoffs sein und sich ausschließlich auf eine CO<sub>2</sub>-freie Erzeugung aus Wasserstoff vor Ort beziehen, d. h. auf die vor Ort nicht anfallenden Emissionen von klimaschädlichen Gasen. Es ist an den Inverkehrbringern des Wasserstoffs, die Übereinstimmung mit den regulatorischen Vorgaben zu gewährleisten. Diese Verantwortung sollte nicht auf die Verbraucher – hier die Wasserstoff zur Stromerzeugung einsetzenden Kraftwerke – geschoben werden. CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung des Wasserstoffs fallen vor dem Einspeisen des Wasserstoffs in die Pipeline an. Sie müssen dort adressiert werden und das ist die Verpflichtung des in die H<sub>2</sub>-Pipeline einspeisenden H<sub>2</sub>-Erzeugers.

- (4) Basierend auf Szenarien S. 32-33: Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz bezüglich der Methodik und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

Durch die Maßnahmen werden keine CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden. Die Stromerzeugung unterliegt vollumfänglich dem EU-ETS I. Dadurch ist gewährleistet, dass die europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen in den kommenden Jahren planmäßig sinken.

Weiterhin ist anzumerken, dass die vom BMWK durchgeführten Berechnungen auf

erwarteten mittleren Betriebszeiten der neuen Kraftwerke der Säule 1 von etwa von etwa 4.400 Vollaststunden pro Jahr mit Erdgas (232 TWh aus 7 GW über 7,5 Jahre) beruhen. Derartig hohe Betriebszeiten sind nicht zu erwarten. Statkraft geht für diesen Zeitraum eher von mittleren Betriebszeiten von 1.900 Vollaststunden pro Jahr aus. Derzeit sehen wir eher 1.500 Vollaststunden pro Jahr.

Damit reduzierten sich dann auch die zu erwartenden CO<sub>2</sub>-Reduzierungen in Deutschland und die spezifischen Kosten pro Tonne CO<sub>2</sub> steigen deutlich an. Die für die Berechnung angesetzten Vollaststunden sollten daher noch einmal kritisch hinterfragt werden.

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

Ein wesentlicher Kritikpunkt ist hier der Ausschluss des bivalenten Betriebs der neuen Gaskraftwerke ab dem 8. Jahr der Inbetriebnahme. Gerade der bivalente Betrieb bietet erhebliche Vorteile für einen flexiblen Betrieb der zukünftigen Gaskraftwerke der 1. Säule. So ist in Zukunft damit zu rechnen, dass bei einem Einsatz der Gaskraftwerke erhebliche Mengen an Wasserstoff zeitgleich für mehrere GW an Kraftwerksleistung bereitgestellt werden müssen. Inwieweit die zukünftige H<sub>2</sub>-Infrastruktur (Erzeugung/Import, Transport und Speicherung) diese Herausforderung dann bereits meistern kann, ist heute noch völlig offen. Die gemeinsame Nutzung der sich dann entwickelnden H<sub>2</sub>-Infrastruktur und der dann immer noch bestehenden Erdgas-Infrastruktur (ggf. auf Basis von Biogas) würde erheblich zur Absicherung eines stabilen Netzbetriebs beitragen und zudem einen Wettbewerb zwischen den Energieträgern H<sub>2</sub> und Erdgas – letzteres natürlich mit den CO<sub>2</sub> ermöglichen. Der bivalente Betrieb sollte somit möglich sein, wenn dadurch die Klimaneutralität des betroffenen Kraftwerks nicht gefährdet ist, also die Emissionen vollständig ausgeglichen werden.

Zudem ist der Ausschluss bestehender Gasstandorte eine unnötige Einschränkung und Verteuerung und sollte gestrichen werden.

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

Nein, das Verfahren kann identisch sein.

- (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?

Keine Antwort

- (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?

Unter „3. Verfahren“ werden die „vergleichsweise geringen Anforderungen an die Teilnahme an den Ausschreibungen“ betont um damit die Wahl der „frühen Ausschreibung“ zu rechtfertigen. Tatsächlich wird durch diese Ausgestaltung des Verfahrens der Wettbewerb deutlich eingeschränkt.

Viele potenzielle Bieter haben vor dem Hintergrund der großen Unsicherheit bei der Entwicklung der dt. Kraftwerksstrategie ihre Entwicklungsaktivitäten noch nicht soweit vorangetrieben, dass sie bereits an den ersten Ausschreibungen teilnehmen können. Der

Wettbewerb wird hier auf große und finanzkräftige Anbieter beschränkt, da nur diese spekulative Entwicklungsaktivitäten durchgeführt haben. Zwar wird in Abschnitt B ausdrücklich darauf hingewiesen, dass keine BImSchG-Genehmigung für die Teilnahme an den Auktionen erforderlich ist, allerdings führen die hohen Anforderungen an die zu erbringende Sicherheitsleistung iHv 200 EUR/kW (das können für eine Anlage leicht 100 Mio. EUR sein) in Verbindung mit den stets vorhandenen Genehmigungsrisiken – insbesondere in Verfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligungen – faktisch zu einem „Gebotsverbot ohne vorliegende BImSch-Genehmigung“. Der Wettbewerb wird hier also eingeschränkt.

Unnötig deshalb, weil es faktisch keinen Grund gibt, weshalb die ersten H2-ready-Kraftwerke bereits 2031 (Zuschlag in 2025 + 6 Jahre Realisierungszeit) in Betrieb gehen müssen. Bis dahin stehen in DE – selbst bei Unterstellung eines seinerzeit angedachten aber inzwischen nicht mehr angestrebten Kohleausstiegs bis 2030 (anstatt 2038) - noch ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung (s. BNetzA Bericht zur Versorgungssicherheit in DE (Januar 2023; <https://www.bundestag.de/resource/blob/963994/426254069988ea329bd588bd14c558a5/Ausschussdrucksache-20-25-281-data.pdf>).

Da diese H2-ready-Kraftwerke zudem keine CO<sub>2</sub>-Emissionsreduzierung sondern lediglich eine leichte Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Preises bewirken, erscheint die hier beabsichtigte Eile bei den Ausschreibungen als nicht angemessen. Der Kreis der Wettbewerber wird ohne ersichtlichen Grund eingeschränkt. Die Gebotstermine für die H2-ready-Kraftwerke (Neubau und Modernisierungen) sollten um mindestens 2 Jahre nach hinten verschoben werden, also erst 2027 starten.

Als Ausgleich könnte die Realisierungszeit nach Zuschlag z. B. von ggw 6 Jahren auf 5 Jahre reduziert werden, idealerweise mit einer Verringerung der Pönalen bei Verzug.

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

Jede gezielte Förderung neuer Kraftwerke führt zu Wettbewerbsverzerrungen.

Es stellt sich somit lediglich die Frage nach der Minimierung der Wettbewerbsverzerrungen. Um eine solche Minimierung zu erreichen, sollten drei Grundsätze eingehalten werden:

- a) Öffnen der Ausschreibungen für einen breiten Anbietermarkt, d. h. keine überstürzte „frühe Ausschreibung“
- b) Fokussierung auf die günstigste Technologie zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten Dies bedeutet letztendlich die gezielte Nutzung des CO<sub>2</sub>-Marktes (EU ETS I) als führendes Instrument zur Erreichung der Klimaziele der EU, d. h. Klimaneutralität bis 2050.
- c) Erlaub des bivalenten Betriebs um einen gestuften Übergang von Erdgas auf Biogas bzw. dann Wasserstoff zu ermöglichen.

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

Durch die bereits erfolgte Ankündigung eines Kapazitätsmarktes stellt sich diese Frage nicht mehr. Die möglichen Betreiber haben sich bereits auf eine Neuanlagenförderung eingestellt.

Daher ist es nun umso wichtiger, den Bau neuer Anlagen anzuregen und dabei ein möglichst kosteneffizientes Förderregime zu wählen. Gleichzeitig ist es auch wichtig, bestehende flexible Kapazitäten im Markt zu halten.

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

Ja, dieses Verfahren sollte dann aber gezielt dazu genutzt werden, um die für potenzielle Bieter erforderlichen Voraussetzungen zur Abgabe eines Gebotes (z. B. vorliegende BImSch-Genehmigung, endverhandelter Anlagen-Liefervertrag, ...) zu erfragen und darüber einen Überblick über den Umfang und die zeitliche Taktung möglicher Gebote zu erhalten. Das Ergebnis dieser Abfrage sollte dann in die Ausschreibungsterminierung

einfließen. Dabei sollte auch den potenziellen Bietern Gelegenheit zur Teilnahme gegeben werden, die derzeit noch keine Genehmigungs- und Detailplanungen abgeschlossen haben.

(12) Für die Sprinterausschreibungen wurde ein Vergütungsmodell vorgeschlagen (Marktprämien-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?

Die Kosten der Sprinterkraftwerke sind aufgrund des teuren Brennstoffs und der geringen Auslastung besonders hoch. Es sollte das Modell der Investitionskostenförderung in Kombination mit einem Brennstoff-CfD gewählt werden.

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.)?

Keine Antwort

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

Keine Antwort

(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?

Beide Verfahren sind möglich.

b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

Es sollte ein erzeugungsabhängiges Verfahren zum Einsatz kommen.

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

Es sollte nur ein Mechanismus zur Anwendung kommen.

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

Die Abschöpfung sollte grundsätzlich 70% der Übererlöse (CSS > 300 €/MWh) betragen. Die TSO erhalten die Möglichkeit, für ihre jeweilige Region mit einem Vorlauf von 18 Monaten in Summe 3 Monate zu definieren, während derer die Abschöpfung nur 30% der Übererlöse beträgt. Damit erhalten die TSO die Möglichkeit, gezielt Verfügbarkeitsanreize für bestimmte Zeiträume zu setzen.

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.

Derart geförderte Kraftwerke sollten während der gesamten Förderdauer (Capex + Opex) von der Abschöpfung umfasst sein.

(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 Frage bleibt unklar, da Wasserstoffkraftwerke ab dem 8. Betriebsjahr keine fossilen mehr einsetzen darf.

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

Eine Antwort darauf muss aus heutiger Sicht sehr spekulativ bleiben. Daher möchten wir hier von einer Antwort absehen.

(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?

Eine Antwort darauf muss aus heutiger Sicht sehr spekulativ bleiben. Daher möchten wir hier von einer Antwort absehen.

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

Grundsätzlich befürworten wir einen bivalenten Betrieb parallel mit Erdgas/Biogas und Wasserstoff aus zwei separaten Pipeline-Systemen. In Bezug auf das H<sub>2</sub>-Pipeline-System sollte der Pipelinebetreiber sicherstellen, dass die Verunreinigungen im Netz so ausfallen, dass die Nutzer damit keine Probleme haben. Insbesondere industrielle nicht thermische Wasserstoffnutzer könnten hier kritisch sein und für die Definition der maximal zulässigen Verunreinigung des Wasserstoffnetzes herangezogen werden.

(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 der neuen Gaskraftwerke ab dem 8. Jahr der Inbetriebnahme ist eine unnötige Beschränkung. Gerade der bivalente Betrieb bietet erhebliche Vorteile für einen flexiblen Betrieb der zukünftigen Gaskraftwerke der 1. Säule. So ist in Zukunft damit zu rechnen, dass bei einem Einsatz der Gaskraftwerke erhebliche Mengen an Wasserstoff zeitgleich für mehrere dutzend GW an Kraftwerksleistung bereitgestellt werden müssen. Inwieweit die zukünftige H<sub>2</sub>-Infrastruktur (Erzeugung/Import, Transport und Speicherung) - insbesondere im Süden Deutschlands - diese Herausforderung dann bereits meistern kann, ist heute noch völlig offen. Die gemeinsame Nutzung der sich dann entwickelnden H<sub>2</sub>-Infrastruktur und der dann immer noch bestehenden Erdgas-Infrastruktur würde erheblich zur Absicherung eines stabilen Netzbetriebs beitragen und zudem einen Wettbewerb zwischen den Energieträgern H<sub>2</sub> und Erdgas ermöglichen. Der bivalente Betrieb sollte somit möglich sein, wenn dadurch die Klimaneutralität des betroffenen Kraftwerks nicht gefährdet ist, also die Emissionen vollständig ausgeglichen werden.

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

Die Abscheidungsquote sollte vom Anlagenbetreiber frei gewählt werden können. Nur der Anlagenbetreiber ist in der Lage zwischen den hohen Investitions- und Betriebskosten einer hohen Abscheidequote und dem alternativen Erwerb von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (EU ETS I) und Ausgleichsmaßnahmen – bis hin zu einer Stilllegung - zu optimieren.

(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.1.2.a).

Hier sollte der Wirkungsgrad einer OCGT-Anlage in Höhe von etwa 40% zum Einsatz kommen. 40% ist der Mindestwirkungsgrad (zur Einhaltung der EU-Effizienzvorgaben für Anlagen in Kapazitätsmärkten) für mit Erdgas betriebene Kraftwerke. Dadurch würden OCGT-Anlagen nicht pönalisiert werden und gleichzeitig Anlagen mit einem höheren Wirkungsgrad (CCGT) angereizt werden.

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

Eine Antwort darauf muss aus heutiger Sicht sehr spekulativ bleiben. Daher möchten wir hier von einer Antwort absehen.

(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?

Ja, die Netzentgelte für Erdgas sollten im Rahmen der CfD-Berechnung berücksichtigt werden. Trotz Deckelung der Wasserstoffentgelte können dennoch wesentliche Diskrepanzen zu den Erdgasentgelten entstehen.

(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?

Die Vorgabe eines Radius erscheint nicht geeignet, um den Wettbewerb zu stärken. Der Bieter sollte die Anschlußkosten an die Pipeline mit einpreisen können, und höhere bzw. geringere Kosten für die Anbindung an das Wasserstoffnetz sollten sich dann in den Gebotspreisen bemerkbar machen.

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

Bei einem Bonus von 200 – 300 €/kW wäre es aus unserer Sicht einfacher, die entsprechenden Kapazitäten (1/3 bzw 2/3) dem Netz-Norden bzw. Netz-Süden direkt in den Ausschreibungen zuzuordnen. Es ist nicht zu erwarten, dass Anlagen im Norden gleiche oder ähnliche Anlagentechnik etwa 20% günstiger anbieten können und dadurch Anlagen aus dem Süden verdrängen können. Dieser daher eher akademische Ansatz sollte somit nicht weiterverfolgt werden.

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

a. Wenn ja, welche?

Systemdienlichkeit sollte nicht nur auf das Stromnetz, sondern auch auf das Erdgasnetz und auf das zukünftige Wasserstoffnetz bezogen werden. So werden in Zukunft große Mengen an Wasserstoff in Norddeutschland entstehen bzw. dort angelandet und gespeichert werden. Somit wäre dann auch eine Stromerzeugung aus Wasserstoff in Norddeutschland anzustreben. Insbesondere dann, wenn der Stromnetzausbau keine Restriktionen mehr für den Stromtransport in den Süden darstellt, aber der bis dahin noch nicht erfolgte H2-Netzausbau Restriktionen für den H2-Transport in den Süden nach sich zieht. Daraus könnte sich ein komplett anderes Bild im Hinblick auf einen systemdienlichen Kraftwerkszubau ergeben.

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

Bei Inbetriebnahme der Kraftwerkszubauen ab dem Jahre 2031 wird der Netzausbau und der Ausbau der Erneuerbaren in Süddeutschland soweit vorangeschritten sein, dass die heutige Redispatchproblematik einen wesentlichen geringeren Stellenwert einnehmen wird. Damit entfällt die wesentliche Begründung für den angestrebten verstärkten Zubau im sog. netztechnischen Süden.

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

s. o.: Der netztechnische Süden ist ein temporäres Problem, an das nicht die gesamte Positionierung zukünftiger Kraftwerke orientiert werden sollte. Die Positionierung von

zukünftigen Wasserstoffkraftwerken sollte so erfolgen, dass mit wenig Aufwand die großen Bedarfsschwankungen für Wasserstoff dargestellt werden können. Diese Kraftwerke sollten somit in der Nähe der H<sub>2</sub>-Erzeugung, des H<sub>2</sub>-Imports bzw. der H<sub>2</sub>-Lagerung entstehen. Das ist aus heutiger Sicht eher im Norden der Fall.

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

Insbesondere die erhöhten Anforderungen an die Bereitstellung von Momentanreserven und zur Erzeugung von geregelter Blindleistung ohne Wirkleistungseinspeisung (mit Vorhaltung der Erweiterungsmöglichkeit der Synchronmaschine um eine Zusatzschwingmasse) führt zu deutlichen Investitionskostensteigerungen. Es sollte dem Anbieter überlassen bleiben, ob er für derartige Systemdienstleistungen einen Markt sieht und diese später anbieten möchte.

(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 Wasserstoffnetzausbaus zum Zeitpunkt der Ausschreibungen nicht erfüllt sind?

Eine solche Verbindung ist grundsätzlich sinnvoll. Die Ausschreibungen sollen aber bereits in den Jahren 2025 bis 2027 erfolgen. Bis dahin werden noch keine wichtigen Meilensteine des H<sub>2</sub>-Netzausbaus erreicht bzw. nicht erreicht worden sein. Eine solche Verbindung von Meilensteinen und Südbonusanwendung wäre somit nur dann möglich – und sinnvoll –, wenn die Auktionen um einige Jahre nach hinten geschoben werden würden.

b. Welche konkreten Meilensteine würden Sie für notwendig erachten?

(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?

Wir halten pay as cleared für am besten geeignet. Das Pay-as-Clear-Verfahren sorgt für eine hohe Markttransparenz und niedrige Transaktionskosten für alle Parteien: Anbietern bringt es keinen Vorteil, Gebote über ihrem Mindestpreis abzugeben, denn das Einzige, was sie davon haben könnten, ist, dass die Auktion für sie beendet ist, bevor sie zum Zuge kommen. Deshalb werden ihre Gebote nahe den eigenen Kosten liegen. Ähnliches gilt für die Nachfrager: Sie haben keinen Vorteil, eine niedrigere Zahlungsbereitschaft vorzugeben, als sie haben, weil sie den Preis dadurch nicht drücken können, schließlich bieten die Anbieter die Kapazität zu ihren Kosten an und würden zu einem niedrigeren Preis nicht bauen. Die Preissignale sind also für beide Seiten völlig transparent.

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

Etwa 80.000 bis 100.000 Betriebsstunden.

(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?

Ein neues Gaskraftwerk würde man bereits heute mit einer abgasseitigen und erweiterbaren Entstickung ausrüsten, die für den Gasbetrieb nicht zwingend erforderlich wäre, aber beim Einsatz von reinem Wasserstoff unbedingt benötigt wird. Die Umrüstkosten wären dann im Wesentlichen durch eine neue oder signifikant umgerüstete

Gasturbine (geeignet für 100% H<sub>2</sub>) inklusive Rohrleitungen und Regelventile sowie durch die Erweiterung der Entstickung gekennzeichnet. Die Umrüstkosten würden dann noch einmal etwa 15-30% der ursprünglichen Investitionskosten betragen.

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

etwa 1.500 Vollastbetriebsstunden

(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.

Wir gehen für diesen Zeitpunkt von etwa 1.900 Vollaststunden pro Jahr aus. Die Abschätzung ergibt sich aus langfristigen Marktsimulationsmodellen und berücksichtigt zum einen den Ausstieg aus der Kohleverstromung und zum anderen auch den erwarteten hohen Zubau an Erneuerbaren, hier insbesondere Wind und PV, in Verbindung mit einem erheblichen Batteriespeicherausbau.

(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.

Eine Antwort darauf muss aus heutiger Sicht sehr spekulativ bleiben. Daher möchten wir hier von einer Antwort absehen.

(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?

Dies ist abhängig von der Definition des Referenzkraftwerkes. Sofern hier alle Kosten (Invest, Umrüstung, Kapitalkosten, Zusatzkosten für Systemdienstleistungen, ...) berücksichtigt sind, erscheint der Ansatz nachvollziehbar.

(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?

Zunächst einmal ist der bei einer Umrüstung geforderte Wirkungsgradzuwachs in Höhe von 20%-Punkten praxisfern und völlig überzogen. Damit werden sehr viele Anlagen von einer Teilnahme an der Ausschreibung / Umrüstung ausgeschlossen. Wir schlagen vor, entweder auf eine 20%ige Wirkungsgradsteigerung oder auf eine Steigerung um 10%-Punkte abzustellen.

Ob bei einer Modernisierung / Nachrüstung einer bestehenden Anlage tatsächlich eine Kostenreduzierung erzielt werden kann, hängt stark vom Einzelfall ab. Das sogenannte „Bauen im Bestand“ ist stets mit erheblichen Risiken verbunden und daher wird eine Modernisierung oftmals nur zu ähnlichen Kosten wie ein Neubau erfolgen können, ggf. sogar kostenintensiver sein. Daher sollte hier eine Obergrenze wie bei Neuanlagen vorgesehen werden.



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

Die Dekarbonisierung des Kraftwerksparks sollte über den EU ETS sichergestellt werden.

(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?

Entsprechende Untersuchungen liegen uns derzeit leider nicht vor.

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

Knapsack 1: 880 MW

Knapsack 2: 430 MW

Herdecke H6: 420 MW (daran halten wir 50%)

Landesbergen Block 4: 460 MW (teilweise in Kaltreserve und teilweise in der Kapazitätsreserve)

Emden Block 4: 440 MW (teilweise in Kaltreserve und teilweise in der Kapazitätsreserve)

(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?

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

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

Nein, Wir befinden uns noch in der Planungsphase

(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.

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

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.

d. Von welcher Lebensdauer des Kraftwerks gehen Sie aus?

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

Ja, Wir befinden uns noch in der Planungsphase.

(41) Planen Sie bestehende Kraftwerke in Deutschland auf den Einsatz von erneuerbarem oder CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff umzurüsten?

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.

Ja, Wir befinden uns noch in der Planungsphase.

(42) Wäre aus Ihrer Sicht eine staatliche Förderung erforderlich, um die Umstellung Ihrer bestehenden Gasanlagen auf die Verwendung von 100% erneuerbarem oder CO<sub>2</sub>-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.

Ja, sofern die Umrüstung neuer Anlagen auf Wasserstoff staatlich gefördert wird, sollte auf jeden Fall auch die Umrüstung bestehender Anlagen staatlich gefördert werden.

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

Wir befinden uns noch in der Planungsphase.

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

Wir hoffen, dass es zu einem schnellen Markthochlauf kommt.

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

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

Nein, aufgrund des EU-ETS halten wir das nicht für erforderlich.

(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?

(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 CO<sub>2</sub>-Preise müssen dafür erreicht werden?

(49) Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahmen auf den Wettbewerb? Wenn möglich, legen Sie bitte geeignete Dokumente zur Untermauerung Ihrer Antworten vor.

## **SÄULE II**

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

(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?

(3) Wie bewerten Sie diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Methode und Schätzung der Subvention pro vermiedener Tonne Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten? Haben Sie Verbesserungsvorschläge zur Methodik?

Es ist anzumerken, dass die vom BMWK durchgeführten Berechnungen auf erwarteten mittleren Betriebszeiten der neuen Kraftwerke der Säule 2 von etwa von etwa 5.200 Volllaststunden pro Jahr mit Erdgas (387 TWh aus 5 GW über 15 Jahre) beruhen. Derartig hohe Betriebszeiten sind nicht zu erwarten. Statkraft geht für diesen Zeitraum eher von mittleren Betriebszeiten von 1.900 Volllaststunden pro Jahr aus. Derzeit sehen wir eher 1.500 Volllaststunden pro Jahr.

Damit reduzierten sich dann auch die zu erwartenden CO<sub>2</sub>-Reduzierungen in Deutschland und die spezifischen Kosten pro Tonne CO<sub>2</sub> steigen deutlich an. Die für die Berechnung angesetzten Volllaststunden sollten daher noch einmal kritisch hinterfragt werden.

(4) Wie bewerten Sie die unter Abschnitt A. skizzierten Ausgestaltung bzw. die Ausgestaltungsoptionen der Fördermaßnahme?

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

Neben dem Neubau sollte auch die Kapazitätserhöhung bestehender Anlagen mit gefördert werden. So besteht bei bestehenden modernen GuD-Erdgaskraftwerken häufig die Möglichkeit, die Leistung (+10%) und den Wirkungsgrad (+ 1 bis 2 Prozentpunkte für die Gesamtanlage!) durch eine Modernisierung der Gasturbine signifikant zu erhöhen. Wir sehen hier ein Potenzial in Deutschland in Höhe von etwa 0,5 bis 1 GW.

Derartige Leistungs- und Wirkungsgradsteigerungen können zu sehr wettbewerbsfähigen Preisen und sehr schnell implementiert werden. Gerade für Kapazitäten der Säule 2 halten wir dieses Potenzial für besonders geeignet. Damit würden auch die Kriterien nach A I. 2) erfüllt: Die Kapazitätserhöhung würde über den Einsatz fabrikneuer Anlagenteile nach dem aktuellen Stand der Technik bereitgestellt werden. Ferner nimmt diese "Zusatzleistung" bisher nicht am Markt teil. Es entsteht damit tatsächlich neue Kapazität.

(6) Wie bewerten Sie eine Mindestgröße von 10 MW steuerbare elektrische NettoNennleistung 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?

Wir halten diese Anlagengröße für sinnvoll. Auch die Aggregation von kleineren Anlagen sollte zugelassen werden.

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

Wir halten pay as cleared für am besten geeignet.

Das Pay-as-Clear-Verfahren sorgt für eine hohe Markttransparenz und niedrige Transaktionskosten für alle Parteien: Anbietern bringt es keinen Vorteil, Gebote über ihrem Mindestpreis abzugeben, denn das Einzige, was sie davon haben könnten, ist, dass die Auktion für sie beendet ist, bevor sie zum Zuge kommen. Deshalb werden ihre Gebote nahe den eigenen Grenzkosten liegen. Ähnliches gilt für die Nachfrager: Sie haben keinen Vorteil, eine niedrigere Zahlungsbereitschaft vorzugeben, als sie haben, weil sie den Preis dadurch nicht drücken können, schließlich bieten die Anbieter die Kapazität zu ihren Grenzkosten an und würden zu einem niedrigeren Preis nicht bauen. Die Preissignale sind also für beide Seiten völlig transparent.

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

Unter der Annahme, dass zukünftig auch viele Kraftwerke der Säule 2 auf Wasserstoff umstellen werden, könnte ein zu starker Neubau von Kraftwerken im sog.

Netztechnischen Süden einen erhöhten Bedarf an H2-Netzen und H2-Speichern nach sich ziehen. Ob ein Zubau systemdienlich ist oder nicht, muss somit über das gemeinsame Bewerten von Strom-, Erdgas- und H2-Netz ermittelt werden. Dieser ganzheitliche Ansatz scheint hier zu fehlen.

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

(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?

(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?

Jede gezielte Förderung neuer Kraftwerke führt zu Wettbewerbsverzerrungen.

Es stellt sich somit lediglich die Frage nach der Minimierung der Wettbewerbsverzerrungen. Um eine solche Minimierung zu erreichen, sollten zwei Grundsätze eingehalten werden:

- a) Öffnen der Ausschreibungen für einen breiten Anbietermarkt, d. h. keine überstürzte „frühe Ausschreibung“
- b) Fokussierung auf die günstigste Technologie zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatekosten. Dies bedeutet letztendlich die gezielte Nutzung des CO<sub>2</sub>-Marktes (EU ETS I) als führendes Instrument zur Erreichung der Klimaziele der EU, d. h. Klimaneutralität bis 2050.

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

Durch die bereits erfolgte Ankündigung eines Kapazitätsmarktes stellt sich diese Frage nicht mehr. Die möglichen Betreiber haben sich bereits auf eine Neuanlagenförderung eingestellt.

Daher ist es nun umso wichtiger, den Bau neuer Anlagen anzuregen und dabei ein möglichst kosteneffizientes Förderregime zu wählen. Gleichzeitig ist es auch wichtig, bestehende flexible Kapazitäten im Markt zu halten.

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

Ja, dieses Verfahren sollte dann aber gezielt dazu genutzt werden, um die für potenzielle Bieter erforderlichen Voraussetzungen zur Abgabe eines Gebotes (z. B. vorliegende BImSch-Genehmigung, endverhandelter Anlagen-Liefervertrag, ...) zu erfragen und darüber einen Überblick über den Umfang und die zeitliche Taktung möglicher Gebote zu erhalten. Das Ergebnis dieser Abfrage sollte dann in die Ausschreibungsterminierung einfließen. Dabei sollte auch den potenziellen Bietern Gelegenheit zur Teilnahme gegeben werden, die derzeit noch keine Genehmigungs- und Detailplanungen abgeschlossen haben.

(14) 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?

b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

Wir halten eine erzeugungsabhängige Abschöpfung für sinnvoller.

c. Sollten unterschiedliche oder identische Abschöpfungsmechanismen nach 4.1 und 4.8 angewandt werden?

Nein es sollten identische Verfahren zum Einsatz kommen.

d. Wie bewerten Sie die Mindesthöhe des Auslösepreises von 430 Euro/ MWh?

Wir halten die Berechnung eines maximalen Clean Spark Spreads für sinnvoll. Die hier angesetzten 300 €/MWh liegen in einem vernünftigen Rahmen.

e. Wie bewerten Sie die Ermittlung des Höchstpreises?

Sie sollte auf Basis des clean spark spreads erfolgen und ggf. z. B. jährlich angepasst werden.

(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?

Bei einem Bonus von 200 – 300 €/kW wäre es aus unserer Sicht einfacher, die entsprechenden Kapazitäten (1/3 bzw 2/3) dem Netz-Norden bzw. Netz-Süden direkt in den Ausschreibungen zuzuordnen. Es ist nicht zu erwarten, dass Anlagen im Norden gleiche oder ähnliche Anlagentechnik etwa 20% günstiger anbieten können und dadurch Anlagen aus dem Süden verdrängen können. Dieser daher eher akademische Ansatz sollte somit nicht weiterverfolgt 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“?

a. Wenn ja, welche?

Systemdienlichkeit sollte nicht nur auf das Stromnetz, sondern auch auf das Gasnetz bezogen werden. Es ist davon auszugehen, dass perspektivisch auch viele Kraftwerke der Säule 2 auf Wasserstoff umgestellt werden

In Zukunft werden große Mengen an Wasserstoff in Norddeutschland entstehen bzw. dort angelandet und gespeichert werden. Somit wäre dann auch eine Stromerzeugung aus Wasserstoff in Norddeutschland anzustreben. Insbesondere dann, wenn der Stromnetzausbau keine Restriktionen mehr für den Stromtransport in den Süden darstellt, aber der bis dahin noch nicht erfolgte H2-Netzausbau Restriktionen für den H2-Transport in den Süden nach sich zieht. Daraus könnte sich ein komplett anderes Bild im Hinblick auf einen systemdienlichen Kraftwerkszubau ergeben.

Bei Inbetriebnahme der Kraftwerkszubauen ab dem Jahre 2031 wird der Netzausbau und der Ausbau der Erneuerbaren in Süddeutschland soweit vorangeschritten sein, dass die heutige Redispatchproblematik einen wesentlichen geringeren Stellenwert einnehmen wird. Damit entfällt die wesentliche Begründung für den angestrebten verstärkten Zubau im sog. netztechnischen Süden.

Der netztechnische Süden ist ein temporäres Problem, an das nicht die gesamte Positionierung zukünftiger Kraftwerke orientiert werden sollte. Die Positionierung von zukünftigen von Erdgas auf Wasserstoff umgestellten Wasserstoffkraftwerken sollte so erfolgen, dass mit wenig Aufwand die großen Bedarfsschwankungen für Wasserstoff dargestellt werden können. Diese Kraftwerke sollten somit in der Nähe der H2-

Erzeugung, des H2-Imports bzw. der H2-Lagerung entstehen. Das ist aus heutiger Sicht eher im Norden der Fall.

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

Insbesondere die erhöhten Anforderungen an die Bereitstellung von Momentanreserven und zur Erzeugung von geregelter Blindleistung ohne Wirkleistungseinspeisung (mit Vorhaltung der Erweiterungsmöglichkeit der Synchronmaschine um eine Zusatzschwingungsmasse) führt zu deutlichen Investitionskostensteigerungen. Es sollte dem Anbieter überlassen bleiben, ob er für derartige Systemdienstleistungen einen Markt sieht und diese später anbieten möchte.

(18) Wie bewerten Sie den Umgang mit Kraftwerksprojekten an systemrelevanten Standorten?

Die dargestellte Vorgehensweise erscheint uns nachvollziehbar.

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

Damit würde sich auch die Frage der Bewertung eines solchen Konzeptes ergeben. Es erscheint uns sinnvoller, den Anbietern die Erlöse einer ggf. möglichen Abwärmenutzung in ihr Angebot einpreisen zu lassen und damit ihre Wettbewerbsfähigkeit zu verbessern.

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

etwa 80.000 bis 100.000 Betriebsstunden.

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

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

Etwa 1.500 h/a.

(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.

Wir gehen für diesen Zeitpunkt von etwa 1.900 Volllaststunden pro Jahr aus. Die Abschätzung ergibt sich aus langfristigen Marktsimulationsmodellen und berücksichtigt zum einen den Ausstieg aus der Kohleverstromung und zum anderen auch den erwarteten hohen Zubau an Erneuerbaren, hier insbesondere Wind und PV, in Verbindung mit einem erheblichen Batteriespeicherausbau.

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

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

Die europäischen Klimaschutzziele sollten über den EU ETS I sichergestellt sein. Die nationalen Klimaschutzziele sollten dieses berücksichtigen.

(26) Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund der Frage 25 die Möglichkeiten, ein Kraftwerk H2-ready zu errichten und später auf Wasserstoff umzurüsten oder CCS/CCU-Techniken zu nutzen?

Wir erwarten, dass sich mit dem Kohleausstieg die Anzahl der Betriebsstunden für Gaskraftwerke wieder erhöhen wird (von aktuell 1.500 auf dann etwa 1.900 Volllaststunden), so dass sich dann eine spätere Umrüstung auf Wasserstoffbetrieb bzw. CCS/CCU wirtschaftlich darstellen ließe, insbesondere wenn eine solche Umstellung einer Förderung unterliegen sollte.

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

*Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne und Gas, liefert Fernwärme und ist weltweit ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt 6.000 Mitarbeiter in 20 Ländern.*