

Berlin, 23.10.2024 | Seite 1 von 7

STELLUNGNAHME ZUM KONSULTATIONSDOKUMENT DER ECKPUNKTE ZUM KRAFTWERKSSICHERHEITSGESETZ (KWSG) „AUSSCHREIBUNGEN FÜR STEUERBARE KAPAZITÄTEN FÜR EINEN BEITRAG ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT“

Frage 1:

Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Analysen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die des aktuellen European Resource Adequacy Assessments (ERAA 2023) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie das Versorgungssicherheitsmonitoring 2030/31 der Bundesnetzagentur zeigen einen erheblichen Mehrbedarf an gesicherter Leistung in den nächsten Jahren. Diese Studien unterstellen dabei alle einen marktlichen Kohleausstieg sowie eine fortschreitende Elektrifizierung bis 2030. Der ausgewiesene Mehrbedarf bei unterstelltem Kohleausstieg bis 2030 übersteigt die Ausschreibungsmengen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes. Gleichzeitig bestehen im aktuellen Marktumfeld offensichtlich keine ausreichenden Anreize für Anlagenbetreiber, um abseits der geplanten Ausschreibungen in erforderlichem Maße neue Anlagen zu errichten. Deswegen stimmen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zu, dass ein Kapazitätsmechanismus mittel- und langfristig für ausreichend Investitionen in gesicherte Leistung sorgen und gleichzeitig den Kohleausstieg ermöglichen kann.

Ein Kapazitätsmechanismus ist dabei auch geeignet, die Integration verschiedener – auch neuer – Technologien zu adressieren. Voraussetzung dafür ist ein umfassender, technologieoffener Mechanismus, der grundsätzlich allen Kapazitäten offensteht, die einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Über ein De-rating kann dabei der unterschiedliche statistische Versorgungssicherheitsbeitrag verschiedener Technologieoptionen berücksichtigt werden. Mit einem zentralen Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente – wie von den ÜNB vorgeschlagen – ist eine technologieoffene Ausgestaltung gegeben.

Frage 3:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 4:

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

Antwort: Wir begrüßen den Fokus auf neue steuerbare Kapazitäten mit technischen Anforderungen an einen flexiblen und robusten Anlagenbetrieb, welche auch einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten sollen und kompatibel mit Klimazielen sind. Eine regionale Steuerung der Kapazitäten zur Stromerzeugung mit zwei Drittel im „netztechnischen“ Süden ist aus unserer Sicht unabdingbar. Die Möglichkeit

Berlin, 23.10.2024 | Seite 2 von 7

standortindividueller Lösungen zur Auflösung einer vorliegenden Systemrelevanz bei Netzreservestandorten ist ebenfalls zu begrüßen. Um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, ist ein massiver Zubau neuer Kapazitäten erforderlich. Der Kraftwerksneubau von 10,5 GW über die KWSG-Ausschreibungen ist daher nur ein erster Schritt. Um auch den darüber hinaus erforderlichen Neubau ebenfalls zügig anzureizen, ist dringend eine rasche Entscheidung über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu erreichen, damit dessen Implementierung zeitnah beginnen kann.

Die vorgeschlagene Ausschreibungsstaffelung für Säule 1 und Säule 2 bedarf noch eine Prüfung, vor allem vor dem Hintergrund, dass bei einer Realisierungszeit von 6 Jahren keine der Anlagen bereits 2030 zur Verfügung stehen würde. Eine kürzere Fertigstellungsfrist wäre wünschenswert.

Aus Sicht der 4-ÜNB gibt es einige Anpassungsvorschläge, die unter den konkreten Fragen näher ausgeführt sind.

Frage 5:

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

Antwort: Der aktuelle Ansatz ist aus Sicht der Versorgungssicherheit nachvollziehbar. Gemäß Ziffer 10 ist jedoch vorgesehen, dass auch Anlagen, die in der Netzreserve gebunden sind, an den Ausschreibungen teilnehmen können, was jedoch ein redaktionelles Versehen sein dürfte.

Frage 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?

Antwort: Eine Mindestgröße von 10 MW sollte aus unserer Sicht nicht unterschritten werden. Große Anlagen können Skaleneffekte nutzen, was zu höherer Effizienz und geringeren Kosten pro erzeugte MWh führt. Zudem können sie mit verhältnismäßig niedrigem operativem Aufwand signifikant zur Netzstabilität beitragen. Darüber hinaus ist der Anschluss an das Höchstspannungsnetz am sinnvollsten zur Erreichung einer hohen Engpasswirkung.

Frage 7:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 8:

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

Antwort: Die ÜNB begrüßen ausdrücklich, dass eine Komponente zur regionalen Steuerung der Kraftwerke enthalten ist. Die Aufteilung von 1/3 der Kapazitäten im Norden und 2/3 im Süden schätzen wir auf Basis unserer Netzanalysen als sinnvoll ein. Bezüglich der Definition des „netztechnischen“ Südens schlagen wir vor, die Grenze anhand von Landkreisen anstatt von Bundesländern zu ziehen, um potentiellen Netzengpässen besser Rechnung tragen zu können.

Das Instrument des Südbonus in der vorgeschlagenen Höhe erscheint dabei grundsätzlich zur regionalen

Berlin, 23.10.2024 | Seite 3 von 7

Steuerung geeignet.

Allerdings wäre es aus netztechnischer Sicht sinnvoll, die Südzone ebenfalls zu unterteilen. Die Unterteilung könnte sich bspw. an den von den ÜNB identifizierten Bedarfen für gesicherte Erzeugungsleistung aus Netz- und Systemsicht je Regelzonen orientieren, um eine systemdienlichere Steuerung der regionalen Verteilung zu erreichen. Eine ungünstige Verteilung des Zubaus innerhalb des netztechnischen Südens könnte die positiven Auswirkungen einer systemdienlichen Verteilung (insb. hinsichtlich des Umfangs und der Kosten der vorzuhaltenden Netzreserve) schmälern. Die ÜNB schlagen zudem vor, die regionale Obergrenze des Südbonus übergreifend über alle Ausschreibungsrunden zu begrenzen, also nicht in jeder Ausschreibungsrunde eine Obergrenze festzulegen. Dies vermeidet eine zu kleinteilige Unterteilung der Regionen in den Ausschreibungen.

Die weitere Aufteilung der Südzone wäre aus Sicht der ÜNB mit dem Mechanismus des Südbonus vereinbar. Die ÜNB stehen zur Diskussion über konkrete Umsetzungsvorschläge gerne zur Verfügung.

Frage 9:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Die bezuschlagten Anlagen sind weitgehend den Marktsignalen ausgesetzt. Es könnte argumentiert werden, dass der Bedarf an Absicherung mit langfristigen Verträgen wahrscheinlich reduziert wird, da die Kapitalkosten mehr oder weniger gesichert sind. Andererseits haben die Erzeuger weiterhin den Anreiz, ihre Einnahmen durch die Nutzung von Opportunitäten in der Zukunft zu maximieren, einschließlich der Absicherung auf Terminmärkten. Darüber hinaus sollten diese Kraftwerke an Systemdienstleistungsmärkten teilnehmen dürfen.

Frage 12:

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

Antwort: Analysen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die des aktuellen European Resource Adequacy Assessments (ERAA 2023) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie das Versorgungssicherheitsmonitoring 2030/31 der Bundesnetzagentur zeigen einen erheblichen Mehrbedarf an gesicherter steuerbarer Leistung in den nächsten Jahren. Diese Studien unterstellen dabei alle einen marktlichen Kohleausstieg sowie eine fortschreitende Elektrifizierung bis 2030. Neue Kraftwerke

Berlin, 23.10.2024 | Seite 4 von 7

werden zudem benötigt, damit alte, störungsanfällige konventionelle Kraftwerke sukzessive aus der Netzreserve entlassen werden können. Auch mit Blick auf die Systemsicherheit besteht also Handlungsbedarf.

Da im aktuellen Marktumfeld offensichtlich keine ausreichenden Anreize für Anlagenbetreiber bestehen, um ohne entsprechende Fördermechanismen die dringend und zügig benötigten Investitionen zu tätigen, ist eine Förderung unbedingt erforderlich. Mittelfristig ist ein umfassender, technologieoffener Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente hierfür der geeignete Weg. Mit Blick auf den dringenden Zubaubedarf noch bis 2030 ist jedoch die gezielte Ausschreibung neuer Anlagen – wie im Zuge des KWStG vorgesehen – der richtige Weg.

Frage 13:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Variante B erscheint besser geeignet, Wirksamkeit und die Freiheit von Fehlanreizen zu vereinbaren. Der Anreiz zur tatsächlichen Einspeisung in Hochpreiszeiten wird durch den Ansatz maximiert.

- b) Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

Antwort: Siehe Antwort Fragenteil a)

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

Antwort: Es sollten identische Abschöpfungsmechanismen verwendet werden.

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

Antwort: Keine Antwort

- e) Wie bewerten Sie die Ermittlung des Höchstpreises?

Antwort: Wir gehen davon aus, dass hier nach der Ermittlung des Auslösepreises gefragt wird. Grundsätzlich scheint eine Indexierung des Auslösepreises sinnvoll. Es ist jedoch fraglich, ob eine tagesscharfe Ermittlung des Höchstpreises erfolgen muss.

Frage 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?

Antwort: Wir begrüßen die Möglichkeit einer lokalen Steuerung durch ein Bonusmodell.

Berlin, 23.10.2024 | Seite 5 von 7

Der rechnerische Vorteil von 200-300€/kW sollte eine effektive Wirkung zeigen.

Nach jeder Ausschreibungsrunde sollte eine Evaluierung erfolgen, ob der Zubau an Kraftwerken mit dem Zielpfad einer systemdienlichen Verortung der Kraftwerke vereinbar ist. Basierend auf der Evaluierung sollte bei Bedarf nachgesteuert werden können (z.B. Erhöhung Südbonus, Anpassung Preisobergrenze).

Frage 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“?

Antwort: Die 4ÜNB begrüßen grundsätzlich die vorgeschlagene Aufteilung zwischen netztechnischen Norden und Süden, schlagen jedoch vor die Trennung zwischen Nord und Süd anhand von Landkreisen und nicht Bundesländern vorzunehmen.
Für weitere Details, siehe Frage 8.

Frage 17:

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

Antwort: Wir begrüßen ausdrücklich die vorgesehenen technischen Mindestanforderungen. Der Bedarf für die entsprechenden Systemdienstleistungen wird in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Somit sind die Systemdienstleistungen, welche die Anlagen mit den postulierten Mindestanforderungen bereitstellen, zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in Zukunft zwingend nötig (siehe Systemstabilitätsbericht der BNetzA

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/start.html>). Alle gestellten technischen Mindestanforderungen sind bereits am Markt verfügbar – wenn auch nicht für alle Anlagentypen. Wenn die neuen Anlagen diese Fähigkeiten nicht bereitstellen würden, müssten alternative Lösungsoptionen gefunden werden.

Frage 18:

Wie bewerten Sie den Umgang mit Kraftwerksprojekten an systemrelevanten Standorten?

Antwort: Die ÜNB begrüßen die Einführung eines regulatorischen Rahmens für derartige Fälle. Generell sollte ein möglichst kurzer Übergangszeitraum zwischen Außerbetriebnahme des Netzreservekraftwerks und Aufnahme des Regelbetriebs des neuen Kraftwerks gewährleistet sein. Die ÜNB begrüßen, dass die BNetzA genehmigte Systemrelevanzen nach Anhörung der ÜNB und einer Einzelfallprüfung widerrufen kann. Es ist zu berücksichtigen, dass eine Genehmigung von Systemrelevanzen durch die BNetzA nur bei der Anzeige einer endgültigen Stilllegung erfolgt. Im Fall einer vorläufigen Stilllegung wird die Systemrelevanz ausschließlich vom ÜNB ausgesprochen. Auch für diesen Fall muss der regulatorische Rahmen eine sachgerechte Verfahrensweise (weiterhin) vorsehen.

Wir weisen darauf hin, dass die verwendeten Begriffe „an das Netz gehen“, „Inbetriebnahme“ und „kommerzielle Inbetriebnahme“ Interpretationsspielräume lassen und eindeutig definiert werden müssen. Insbesondere muss klargestellt sein, ob an den entsprechenden Stellen die erste Synchronisation im Rahmen einer Inbetriebnahme oder die spätere Aufnahme des Regelbetriebs gemeint ist, da zwischen den Zeitpunkten in der Regel mehrere Monate – in besonderen Fällen jedoch auch Jahre – liegen können. In jedem Fall ist für die Rücknahme der Systemrelevanz eine Einzelfallbetrachtung erforderlich. Wir weisen darauf hin, dass in den Dokumenten „Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke“ und „Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten zur Versorgungssicherheit“ die genutzten Formulierungen bei vergleichbaren Sachverhalten im Detail abweichen. Sofern die abweichenden Formulierungen inhaltlich

Berlin, 23.10.2024 | Seite 6 von 7

beabsichtigt sind, sollte dies jeweils klargestellt werden.

Die ÜNB gehen davon aus, dass im Dokument „Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten zur Versorgungssicherheit“ lediglich Neubauten adressiert werden sollen. In diesem Fall sollte es sich bei den in Ziffer 18 angesprochenen Modernisierungen um ein redaktionelles Versehen handeln.

Frage 19:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 20:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 21:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 22:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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.

Antwort: Keine Antwort

Frage 24:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 25:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 26:

Berlin, 23.10.2024 | Seite 7 von 7

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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 27:

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

Antwort: Die Maßnahme ist angemessen, um den im Hinblick auf die Versorgungssicherheit dringend benötigten Zubau steuerbarer Kapazitäten zügig zu erreichen. Zudem handelt es sich um eine wettbewerbliche Ausschreibung mit einheitlichen Mindestvoraussetzungen, bei der die volkswirtschaftlich effizientesten Anlagen bezuschlagt werden. Auch die Ergänzung der Ausschreibung um eine regionale Steuerung in Form eines Südbonus ist angemessen, da eine systemdienliche Verteilung des Neubaus neuer Kraftwerke mit Blick auf die Systemsicherheit von herausragender Bedeutung ist.

Berlin, 23.10.2024 | Seite 1 von 11

STELLUNGNAHME ZUM KONSULTATIONSDOKUMENT DER ECKPUNKTE ZUM KRAFTWERKSSICHERHEITSGESETZ (KWVG) „NEUE AUSSCHREIBUNGEN FÜR WASSERSTOFFFÄHIGE GASKRAFTWERKE UND LANGZEITSPEICHER FÜR STROM“

Frage 1:

Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der im Konsultationsdokument beschriebenen Maßnahmen?

Antwort: Keine Antwort

Frage 2:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 3:

Teilen Sie die Ansicht, dass die Förderung auf die in der nationalen Wasserstoffstrategie genannten Wasserstoffarten beschränkt werden sollte?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 5:

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

Antwort: Wir begrüßen den Fokus auf (neue) steuerbare Kapazitäten mit technischen Anforderungen an einen flexiblen und robusten Anlagenbetrieb, welche auch einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes leisten sollen und kompatibel mit Klimazielen sind. Eine regionale Steuerung der Kapazitäten zur Stromerzeugung mit zwei Drittel im „netztechnischen“ Süden ist aus unserer Sicht unabdingbar. Die Möglichkeit standortindividueller Lösungen zur Auflösung einer vorliegenden Systemrelevanz bei Netzreservestandorten ist ebenfalls zu begrüßen. Um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten, ist ein massiver Zubau neuer Kapazitäten erforderlich. Der Kraftwerksneubau über die KWVG-Ausschreibungen ist daher nur ein erster Schritt. Um auch den darüber hinaus erforderlichen Neubau ebenfalls zügig anzureizen, ist dringend eine rasche Entscheidung über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu erreichen, damit dessen Implementierung zeitnah beginnen kann.

Um den Zubau durch Modernisierung zu gewährleisten ist sicherzustellen, dass vorrangig Anlagen, die vor 2031 stillgelegt werden würden, modernisiert werden. Falls neuere Gaskraftwerke modernisiert

Berlin, 23.10.2024 | Seite 2 von 11

werden, nimmt trotz der Effizienzsteigerung die Gesamtsumme der steuerbaren Erzeugungsleistung nicht in ausreichendem Maße zu.

Die vorgeschlagene Ausschreibungsstaffelung für Säule 1 und Säule 2 bedarf noch eine Prüfung, vor allem da bei einer Realisierungszeit von 6 Jahren keine der Anlagen bereits 2030 zur Verfügung stehen würde.

Aus Sicht der 4-ÜNB gibt es einige Anpassungsvorschläge, die unter den konkreten Fragen näher ausgeführt sind.

Frage 6:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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 Kraftwerkparcs erlaubt?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 9:

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

Antwort: Die bezuschlagten Anlagen sind weitgehend den Marktsignalen ausgesetzt. Es könnte argumentiert werden, dass der Bedarf an Absicherung mit langfristigen Verträgen wahrscheinlich reduziert wird, da die Kapitalkosten mehr oder weniger gesichert sind. Andererseits haben die Erzeuger weiterhin den Anreiz, ihre Einnahmen durch die Nutzung von Opportunitäten in der Zukunft zu maximieren, einschließlich der Absicherung auf Terminmärkten. Darüber hinaus sollten diese Kraftwerke an Systemdienstleistungsmärkten teilnehmen dürfen.

Frage 10:

Gibt es aus Ihrer Sicht Gründe, gezielt neue Anlagen zu fördern?

Antwort: Analysen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und die des aktuellen European Resource Adequacy Assessments (ERAA 2023) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) sowie das Versorgungssicherheitsmonitoring 2030/31 der Bundesnetzagentur zeigen einen erheblichen Mehrbedarf an gesicherter steuerbarer Leistung in den nächsten Jahren. Diese Studien unterstellen dabei alle einen marktlichen Kohleausstieg sowie eine fortschreitende Elektrifizierung bis 2030. Neue Kraftwerke werden zudem benötigt, damit alte, störungsanfällige konventionelle Kraftwerke sukzessive aus der

Berlin, 23.10.2024 | Seite 3 von 11

Netzreserve entlassen werden können. Auch mit Blick auf die Systemsicherheit besteht also Handlungsbedarf.

Da im aktuellen Marktumfeld offensichtlich keine ausreichenden Anreize für Anlagenbetreiber bestehen, um ohne entsprechende Fördermechanismen die dringend und zügig benötigten Investitionen zu tätigen, ist eine Förderung unbedingt erforderlich. Mittelfristig ist ein umfassender, technologieoffener Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente hierfür der geeignete Weg. Mit Blick auf den dringenden Zubaubedarf noch bis 2030 ist jedoch die gezielte Ausschreibung neuer Anlagen – wie im Zuge des KWStG vorgesehen – der richtige Weg. Mit Blick auf die Vorgaben zur Modernisierung weisen die ÜNB darauf hin, dass der Ansatz, als notwendige Bedingung für die Teilnahme von Bestandsanlagen an den Ausschreibungen ein Verhältnis der tatsächlichen Modernisierungskosten zu den Investitionskosten für die Neuerrichtung eines entsprechenden Kraftwerks von 70 % zu definieren, zu einer künstlichen Verteuerung von Modernisierungsmaßnahmen führen kann.

Frage 11:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 12:

Für die Sprinterausschreibungen wurde ein Vergütungsmodell vorgeschlagen (Marktpremien-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?
- 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.)?
- c. mit Blick auf die Systemeffizienz, um die Ziele der Maßnahmen zu erreichen?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Variante B erscheint besser geeignet, Wirksamkeit und die Freiheit von Fehlanreizen zu vereinbaren. Der Anreiz zur tatsächlichen Einspeisung in Hochpreiszeiten wird durch den Ansatz maximiert.

- b. Welche Variante ist aus Ihrer Sicht vorzuziehen?

Antwort: Siehe Antwort Fragenteil a)

Berlin, 23.10.2024 | Seite 4 von 11

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

Antwort: Es sollten identische Abschöpfungsmechanismen verwendet werden.

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

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

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 15:

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

Antwort: Die Limitierung der förderfähigen Vollbenutzungsstunden erscheint angemessen. Zeiträume, in denen die Kraftwerke auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber einspeisen (insb. im Zuge von Redispatchmaßnahmen), sollten von der Limitierung ausgenommen sein.

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 17:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 18:

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

Antwort: Da Wasserstoff als erneuerbarer Energieträger treibhausgasneutral hergestellt werden kann, wird dieser ein wesentlicher Baustein für die Stromversorgung der Zukunft sein.

Berlin, 23.10.2024 | Seite 5 von 11

Daher ist auch die Kopplung der finanziellen Förderung an erforderliche Vollbenutzungsstunden folgerichtig.

Gleichzeitig müssen die im Kontext der systemrelevanten Gaskraftwerke nach § 13f EnWG etablierten Mechanismen zur Absicherung der Brennstoffversorgung für Anlagen mit besonderer Relevanz weiter fortgeführt werden können, damit keine neue Abhängigkeit von einem einzelnen Brennstoff die Systemsicherheit beeinträchtigt. Dabei muss vor dem Hintergrund der systemischen Bedeutung einzelner Anlagen insbesondere die Möglichkeit des bivalenten Betriebs mit alternativen Brennstoffen (nach §13f) und auch die Nutzung von Speichermöglichkeiten auf dem Gelände des Anlagenbetreibers erhalten bleiben.

Frage 19:

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

Antwort: Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass – sollte der Umstieg auf H2 nicht rechtzeitig möglich sein – dem Kraftwerksbetreiber freigestellt ist, vorübergehend andere Wege einer dekarbonisierten Stromerzeugung zu wählen.

Frage 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).

Antwort: Keine Antwort

Frage 21:

Wie sehen Sie die pauschale Finanzierung einer festen Brennstoffmenge?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Wichtig ist hier eine gesicherte unterbrechungsfreie Brennstoffversorgung, hier wäre dann auch die räumliche Nähe zu entsprechenden Exits des Gasnetzes wichtig. Zu beachten wäre dabei, ob diese unterbrechungsfreie Brennstoffversorgung überhaupt aus Gasverteilnetzen leistbar wäre. Auch die Inbetriebnahme der Kraftwerke muss mit den Gasnetzen synchronisiert sein.

Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass auch die Anschlussleitungen der Kraftwerke an das Kernnetz im vorgegebenen Zeitraum realisiert werden können. Für diese sollten daher dieselben Genehmigungsvoraussetzungen gelten wie für das Kernnetz selbst.

Berlin, 23.10.2024 | Seite 6 von 11

Frage 24:

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

Antwort: Die ÜNB begrüßen ausdrücklich, dass eine Komponente zur regionalen Steuerung der Kraftwerke enthalten ist. Die Aufteilung von 1/3 der Kapazitäten im Norden und 2/3 im Süden schätzen wir auf Basis unserer Netzanalysen als sinnvoll ein. Bezüglich der Definition des „netztechnischen“ Südens schlagen wir vor die Grenze anhand von Landkreisen anstatt von Bundesländern zu ziehen, um potentiellen Netzengpässen besser Rechnung tragen zu können.

Das Instrument des Südbonus in der vorgeschlagenen Höhe erscheint dabei grundsätzlich zur regionalen Steuerung geeignet.

Allerdings wäre es aus netztechnischer Sicht sinnvoll die Südzone ebenfalls zu unterteilen. Die Unterteilung könnte sich bspw. an den von den ÜNB identifizierten Bedarfen für gesicherte Erzeugungsleistung aus Netz- und System Sicht je Regelzonen orientieren, um eine systemdienlichere Steuerung der regionalen Verteilung zu erreichen. Eine ungünstige Verteilung des Zubaus innerhalb des netztechnischen Südens könnte die positiven Auswirkungen einer systemdienlichen Verteilung (insb. hinsichtlich des Umfangs und der Kosten der vorzuhaltenden Netzreserve) schmälern. Die ÜNB schlagen vor, die regionale Obergrenze des Südbonus übergreifend über alle Ausschreibungsrunden zu begrenzen, also nicht in jeder Ausschreibungsrunde eine Obergrenze festzulegen. Dies vermeidet eine zu kleinteilige Unterteilung der Regionen in den Ausschreibungen.

Frage 25:

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

- a. Wenn ja, welche?
- b. Ist die Aufteilung ein Drittel vs. zwei Drittel zwischen netztechnischem Norden und Süden angemessen?

Antwort: Ja, sie ist angemessen und zielführend, um langfristig die RD-Kosten zu senken und die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

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

Antwort: Die generelle Einteilung des Bedarfes in 1/3 Nord und 2/3 Süd ist aus Netzperspektive sinnvoll und angemessen. Die vier Übertragungsnetzbetreiber sprechen sich zur Festlegung der Grenzlinie zwischen Nord und Süd anhand von Landkreisen aus.

Frage 26:

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

Antwort: Wir begrüßen ausdrücklich die vorgesehenen technischen Mindestanforderungen. Der Bedarf für die entsprechenden Systemdienstleistungen wird in den kommenden Jahren weiter ansteigen. Somit sind die Systemdienstleistungen, welche die Anlagen mit den postulierten Mindestanforderungen bereitstellen, zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in Zukunft zwingend nötig (siehe Systemstabilitätsbericht der BNetzA

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/Strom/Systemstabilitaet/start.html>). Alle gestellten technischen Mindestanforderungen sind bereits am Markt verfügbar – wenn auch nicht

Berlin, 23.10.2024 | Seite 7 von 11

für alle Anlagentypen. Wenn die neuen Anlagen diese Fähigkeiten nicht bereitstellen, müssten alternative Lösungsoptionen gefunden werden.

Frage 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?

Antwort: Die vier Übertragungsnetzbetreiber stimmen für eine Anwendung des Südbonus, auch wenn bestimmte Meilensteine des Wasserstoffnetzausbaus zu diesem Zeitpunkt nicht erfüllt sind. Einerseits würde die Abhängigkeit von Meilensteinen die Planungen von Anbietern gesicherter Leistung erschweren, die Erwartungssicherheit dieser mindern und möglicherweise entgegen der Intention der regionalen Steuerung einen Anreiz geben, mehr steuerbare Leistung im Norden zu verorten. Andererseits wird 2/3 der Leistung im Süden benötigt. Entsprechend müssten spätere Auktionen eine höhere Quote als 2/3 aufweisen, was zu Preissprüngen führen könnte, oder der benötigte Bedarf im Süden würde nicht gedeckt werden, was hinsichtlich der Erbringung und den Kosten des Redispatch sowie den zusätzlichen Kosten zur Vorhaltung von Netzreservekraftwerken zu erheblichen Problemen führen würde.

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 29:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 31:

Berlin, 23.10.2024 | Seite 8 von 11

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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.

Antwort: Keine Antwort

Frage 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.

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 36:

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

Antwort: Der Transformationspfad zur einer dekarbonisierten Gesellschaft führt zu einem kontinuierlichen Anstieg des Strombedarfs. Um vollständig aus der Kohleverstromung auszusteigen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bedarfs es einer ausreichend großen Anzahl an steuerbaren Erzeugungseinheiten. Studien haben gezeigt, dass die angestrebten Kapazitäten der Kraftwerksstrategie ein erster Schritt zu diesem Ziel sind. Ob die ausgeschriebene Gesamtkapazität mittelfristig ausreichend ist, hängt stark von der Geschwindigkeit des Kohleaussteigs und der Elektrifizierung ab. Die

Berlin, 23.10.2024 | Seite 9 von 11

Versorgungssicherheit wird deshalb fortwährend durch die ÜNB analysiert. Darüber hinaus ist im zweiten Schritt ein Kapazitätsmarkt mit lokaler Komponente notwendig.

Nur wenn die neuen Kraftwerke zügig und an den mit Blick auf die Systemsicherheit „richtigen“ Standorten stehen, können alte, störungsanfällige Netzreserve-Kraftwerke (d.h. i.d.R. alte konventionelle Kohle-, Öl- und Gaskraftwerke) in die Stilllegung entlassen werden wodurch ebenfalls ein Beitrag zur Dekarbonisierung entsteht.

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 38:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 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)?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 41:

Planen Sie bestehende Kraftwerke in Deutschland auf den Einsatz von erneuerbarem oder CO₂-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.

Berlin, 23.10.2024 | Seite 10 von 11

Antwort: Keine Antwort

Frage 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.

Antwort: Keine Antwort

Frage 43:

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

Antwort: Keine Antwort

Frage 44:

Wie schätzen Sie die Entwicklung des Wasserstoffmarktes ein?

Antwort: Keine Antwort

Frage 45:

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

Antwort: Die derzeitigen gesetzlichen Regelungen sowie die beschriebenen Regelungen im KWStG erlauben eine erdgasbasierte Stromerzeugung über das Jahr 2035 hinaus, mit Ausnahme der Kraftwerke der Säule 1. Mit Blick auf die geplante Ausbaugeschwindigkeit, sowohl von neuen flexiblen Stromerzeugungsanlagen als auch der Wasserstoffinfrastruktur, wird technisch und auch wirtschaftlich der weitere Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung nötig sein.

Da die ersten Ausschreibungen ab 2025 stattfinden sollen und den Betreibern in einem Übergangszeitraum von maximal sieben Jahren der Betrieb mit fossilen Brennstoffen erlaubt ist, betrifft die mögliche Überführung in eine Kapazitätsreserve die Zeit nach 2032. Die Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG und KapResV ist aktuell jedoch bis 09/2026 befristet. Desweiteren ist zu berücksichtigen, dass die Kapazitätsreserve über ein marktgestütztes Verfahren gebildet wird und die erfolgreiche Teilnahme am Beschaffungsverfahren der Kapazitätsreserve für Anlagenbetreiber nicht garantiert ist. Für den Fall, dass der Umstieg der Anlage auf Wasserstoffbetrieb nicht möglich ist und eine Teilnahme an der Kapazitätsreserve ebenfalls nicht möglich ist, muss für den ÜNB weiterhin die Möglichkeit bestehen, die Anlage nach § 13b EnWG als systemrelevant auszuweisen. In diesem Fall muss sie auch mit Erdgas betrieben werden können.

Frage 46:

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

Antwort: Nein

Berlin, 23.10.2024 | Seite 11 von 11

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 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?

Antwort: Keine Antwort

Frage 49:

Haben Sie weitere Anmerkungen zur Angemessenheit und zu den Auswirkungen der hier beschriebenen Maßnahmen auf den Wettbewerb?

Antwort: Keine Antwort