

## **Antwort der Bundesregierung**

### **auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU – Drucksache 20/13467 –**

#### **Umsetzung der Kraftwerksstrategie**

##### Vorbemerkung der Fragesteller

Die Bundesregierung hat sich am 5. Juli 2024 im Rahmen des Wachstumspaketes für die Wirtschaft auch auf die bereits im Februar 2024 zwischen den Koalitionsspitzen der Fraktionen von SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP vereinbarte Kraftwerksstrategie geeinigt (vgl. [www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240705-klimaneutrale-stromerzeugung-kraftwerkssicherheitsgesetz.html](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240705-klimaneutrale-stromerzeugung-kraftwerkssicherheitsgesetz.html)).

Die Kraftwerksstrategie, oder inzwischen genauer das Kraftwerkssicherheitsgesetz, sieht vor, dass in einer ersten Säule zeitnah zunächst 5 Gigawatt (GW) an neuen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerken ausgeschrieben werden sollen. Zusätzlich sollen über eine separate Ausschreibung bestehende Gaskraftwerke in einem Umfang von 2 GW auf einen zukünftigen Wasserstoffbetrieb umgerüstet werden. Sowohl die geplanten neuen H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke sowie die modernisierten Bestandskraftwerke sollen ab dem achten Jahr nach ihrer Inbetriebnahme bzw. Modernisierung auf grünen oder blauen Wasserstoff (H<sub>2</sub>) umgestellt werden. Weiterhin soll das geplante Kraftwerkssicherheitsgesetz vorsehen, dass es eine Förderung für reine Wasserstoffkraftwerke, sog. Sprinteranlagen, für 500 Megawatt (MW) geben soll sowie eine Förderung für Langzeitspeicher, ebenfalls mit einer Kapazität von 500 MW.

In einer zweiten Säule sollen durch das Kraftwerkssicherheitsgesetz zudem weitere 5 GW reine Gaskraftwerke ausgeschrieben werden. In der Pressemitteilung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK; vgl. oben) werden sie als „Brücke“ in einen umfassenden, technologieoffenen Kapazitätsmechanismus“ beschrieben, „der ab 2028 operativ sein soll.“

Für die erste Säule ist neben einer CAPEX-Förderung (CAPEX = Investitionskosten) auch eine befristete OPEX-Förderung (OPEX = Betriebskosten) vorgesehen, die mit dem Umstieg auf Wasserstoff je Kraftwerk für 800 Volllaststunden pro Jahr die Differenzkosten zwischen Wasserstoff und Erdgas umfasst. Die Finanzierung der ersten Säule des Kraftwerkssicherheitsgesetzes soll über den Klima- und Transformationsfonds gedeckt werden, die zweite Säule soll umlagefinanziert werden (vgl. <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/eckpunkte-zur-kraftwerksstrategie-schaffen-noch-keine-klarheit>).

Auf der Basis einer sechswöchigen Konsultation zu beiden Säulen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes soll schließlich die finale beihilferechtliche Geneh-

migung erfolgen. Die erste Ausschreibungsrunde ist für Ende 2024 bzw. Anfang 2025 vorgesehen. Trotz der nunmehr dritten Vorstellung von Eckpunkten zu dem Kraftwerkssicherheitsgesetz, ehemals Kraftwerksstrategie, fehlen auch weiterhin konkrete Details zur Umsetzung der angekündigten Pläne (vgl. <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/kraftwerksplaene-treffen-auf-volle-auftragsbuecher>).

Am 2. August 2024 veröffentlichte das BMWK zudem in der Zwischenzeit das sogenannte Optionenpapier, das die Vor- und Nachteile verschiedener Kapazitätsmechanismen erörtert und zur Konsultation stellt. Die vier Optionen sind: ein Kapazitätsmechanismus durch Spitzenpreis-Hedging, ein zentraler Kapazitätsmarkt, ein dezentraler Kapazitätsmarkt und ein kombinierter Kapazitätsmarkt, wobei Letzterer von der Bundesregierung präferiert wird. Dieser Kapazitätsmechanismus würde zusätzlich zur bereits bestehenden Kapazitätsreserve eingeführt werden, um die prognostizierte Kapazitätslücke von ca. 20 GW bis 2030 zu schließen. Hierzu heißt es im Optionenpapier: „Die Reserve würde einen effizienten Kapazitätsmechanismus ergänzen, um ‚blinde Flecken‘ zu vermeiden.“

1. Wann soll das geplante Kraftwerkssicherheitsgesetz vom Kabinett beschlossen werden, und für wann plant die Bundesregierung das Inkrafttreten?

Die Konsultation der Eckpunkte für ein neues Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG), mit dem die Kraftwerksstrategie umgesetzt wird, hat Mitte September 2024 begonnen und endete am 23. Oktober 2024 ([www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html)).

Parallel wird der Entwurf für ein Kraftwerkssicherheitsgesetz erarbeitet. Die Kabinettdiskussion soll noch im Jahresverlauf stattfinden. Ziel ist, eine erste Ausschreibungssequenz im ersten Halbjahr 2025 durchzuführen.

2. Was aus der Konsultation wird im Kraftwerkssicherheitsgesetz geregelt, was in einer Verordnung, was in einer Richtlinie für die Ausschreibung, und was wird unter dem § 39p und § 39o des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geregelt?

Die Kraftwerksstrategie wird durch das geplante Kraftwerkssicherheitsgesetz umgesetzt.

3. Wie ist der Stand der erfolgten beihilferechtlichen Einigung mit der EU-Kommission (bitte detailliert für die Genehmigung unter Nummer 4.1 und unter Nummer 4.8 der Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien [KUEBLL] beschreiben)?

Die Bundesregierung hat sich am 17. Juli 2024 im Rahmen der Wachstumsinitiative für die Wirtschaft auch auf die politischen Eckpunkte der Kraftwerksstrategie geeinigt. Diese Einigung steht im Einklang mit den Abstimmungen mit den Dienststellen der Europäischen Kommission. Seither befindet sich die Bundesregierung weiterhin in konstruktiven Gesprächen mit der Europäischen Kommission zu den Details der Kraftwerksstrategie, wie sie derzeit im Rahmen der Umsetzung ausgearbeitet werden. Zudem wurde eine öffentliche Konsultation durchgeführt, deren Ergebnisse der Europäischen Kommission im Rahmen einer Auswertung mitgeteilt werden. Wir bitten um Verständnis, dass im laufenden Verfahren nicht zu Details der Gespräche Stellung genommen wird.

4. Welche Rolle spielen die „Reservekraftwerke“ in Deutschland bei der Einigung mit der EU-Kommission?

Die Reservekraftwerke waren nicht Gegenstand der Einigung mit der EU-Kommission zur Kraftwerksstrategie.

5. Wie ist die Verabredung mit der EU-Kommission für den folgenden Prozess (bitte detailliert die Genehmigung unter Nummer 4.1 und unter Nummer 4.8 der KUEBLL beschreiben)?

Die Bundesregierung und die Europäische Kommission setzen sich mit Hochdruck dafür ein, dass das Beihilfeverfahren unter Berücksichtigung der Komplexität der Materie und der Verfahrensvorgaben (u. a. öffentliche Konsultation) zügig zu einem erfolgreichen Abschluss gebracht werden kann.

6. Werden der Gesetzentwurf für das Kraftwerkssicherheitsgesetz, die Verordnung und die Richtlinie auf der Basis der Konsultationsergebnisse vorab mit der EU-Kommission besprochen oder erst im Deutschen Bundestag verabschiedet und dann von der EU-Kommission notifiziert, und wenn nein, erfolgt die Notifizierung von Gesetz, Verordnung und möglicherweise einer Richtlinie separat?

Um das Ziel eines raschen Starts erster Ausschreibungen zu erreichen, wird das weitere Vorgehen nach Abschluss der Konsultation und auf Basis einer Auswertung der Konsultationsergebnisse gemeinsam mit der Europäischen Kommission erörtert werden.

7. Sind im Laufe der Ausschreibungen erneute Abstimmungen über Mengen oder Mechanismen mit der EU-Kommission erforderlich?

Ein größtmögliches Wettbewerbsniveau wird in allen Ausschreibungen sichergestellt. Dazu gibt es bewährte Verfahren der Mengensteuerung.

8. Erwartet die Bundesregierung nach bereits mehrfach erfolgter Verschiebung weiterhin den Beginn der ersten Ausschreibungsrunde noch im Jahr 2024, wenn ja, wann, und wenn nein, wann plant die Bundesregierung dann mit der ersten Ausschreibungsrunde?

Erste Ausschreibungen sind für das erste Halbjahr 2025 geplant, siehe Antwort zu Frage 1.

9. Wie viele Ausschreibungsrunden sind vorgesehen?

Zu der inhaltlichen Ausgestaltung der Ausschreibungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

10. Wer übernimmt die Ausschreibung konkret und technisch auf welcher rechtlichen Grundlage?

Die Durchführung der Ausschreibungen wird durch eine nachgeordnete Behörde des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) durchge-

führt werden auf der Grundlage des KWSG, das derzeit parallel erarbeitet wird. Auf die Antwort zu Frage 1 wird verwiesen.

11. Wie lange soll die OPEX-Förderung der ersten Säule gewährt werden?

Die Dauer der OPEX-Förderung wird im KWSG festgelegt. Im Übrigen wird auf das Konsultationspapier verwiesen.

12. Wie ist die Zahl von 800 Stunden für den Contract for Difference (CFD) für vier Jahre abgeleitet worden, und wie viel Wasserstoff ist dafür erforderlich?

Zur inhaltlichen Ausgestaltung der Vergütungsbedingungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

13. Wie viel Wasserstoff wird zusätzlich für einen Redispatch-Einsatz unterstellt, und wie wird sichergestellt, dass der Redispatch-Einsatz nicht auf die 800 Stunden angerechnet wird?

Zur inhaltlichen Ausgestaltung der Vergütungsbedingungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

14. Wird die 800-Stunden-Förderung zu einer Vergleichmäßigung der Wasserstoffnachfrage führen oder zu einer Spitzennachfrage in wenigen Stunden in ganz Deutschland, wie ist die mögliche Wirkung untersucht worden, und ist das in den Erwartungen der Fernleitungsnetzbetreiber für das Wasserstoffkernnetz unterstellt?

In der Modellierung für das Wasserstoff-Kernnetz wurde je Megawatt elektrischer KWK-Leistung eine durchschnittliche Betriebsdauer von 2 500 Stunden im Jahr angesetzt. Somit ist das nun genehmigte Kernnetz ausreichend dimensioniert. Die genauen H<sub>2</sub>-Kraftwerksstandorte sowie die Vollbenutzungsstunden standen zum Zeitpunkt der Modellierung nicht fest; daher wurde mit Annahmen modelliert.

15. Mit welchem Fördervolumen rechnet die Bundesregierung für das Kraftwerkssicherheitsgesetz, warum wurde hierfür im Entwurf des Bundeshaushalts 2025 und in der Finanzplanung keine Vorsorge getroffen, und hat sich die Begründung für das Vorgehen bzw. die Begründung im Laufe der letzten Monate geändert (<https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/kraftwerksstrategie-haengt-am-haushalt>), und warum?
16. Wenn keine Verpflichtungsermächtigung im Haushalt erfolgen muss, welche Ansprüche müssen vor diesem Hintergrund mit Blick auf die Ausschreibungen im Kraftwerkssicherheitsgesetz verankert werden, und welche dürfen keinesfalls in einer Verordnung oder in der Richtlinie zu den Ausschreibungen enthalten sein?

Die Fragen 15 und 16 werden gemeinsam beantwortet.

Die Förderungen nach dem geplanten Kraftwerkssicherheitsgesetz werden zu gegebenem Zeitpunkt im Rahmen der (mehrjährigen) Finanzplanung berücksichtigt.

17. Wie hoch schätzt die Bundesregierung die Kosten für die erste Säule des Kraftwerkssicherheitsgesetzes, und wie hoch für die zweite Säule?

Über die endgültigen Kosten lassen sich verlässliche Kostenschätzungen erst abgeben, sobald insbesondere die Details der Vergütungsbestimmungen feststehen. Dazu werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

18. Warum ist für die erste Säule eine Förderung von 80 Prozent der Investitionen in Bezug auf das Referenzkraftwerk durch den Staat vorgesehen, von welchen Kostenschätzungen geht die Bundesregierung für das Referenzkraftwerk aus, wann werden diese an die potenziellen Bieter übermittelt, und wie ist die Zahl 80 Prozent abgeleitet worden?

Zu der inhaltlichen Ausgestaltung der Vergütungsbedingungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet. Höchstpreise für die Gebote von wasserstofffähigen Gaskraftwerken sollen sicherstellen, dass nur die anteiligen, auf den reinen Wasserstoffbetrieb entfallenden Kosten gefördert werden. Eine vollständige Förderung der Investitionskosten scheidet aus, weil die Förderung als Dekarbonisierungsmaßnahme gewährt wird, und anderenfalls nicht berücksichtigt wäre, dass die Kraftwerke für eine gewisse Zeit ihrer Lebensdauer ausschließlich Erdgas verstromen. Diese Zeit als Gaskraftwerk kann nicht gefördert werden (vgl. Konsultationsdokument „Neue Ausschreibungen für wasserstofffähige Gaskraftwerke und Langzeitspeicher für Strom“, Abschnitt B.2.a. [51]).

19. Wie viele dieser „Referenzkraftwerke“ sind der Bundesregierung bekannt, die in Betrieb oder im Bau sind (bitte Standort und Lieferant namentlich nennen), und wenn keine bekannt sind, auf welcher Grundlage wurde bzw. wird dieses „Referenzkraftwerk“ ermittelt?

Die Arbeiten zur Festlegung des Referenzkraftwerks für die wasserstofffähigen Gaskraftwerke sind noch nicht abgeschlossen. Hierzu werden derzeit auch die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

20. Warum wird in der zweiten Säule ein Höchstwert auf Basis einer „offenen Gasturbine als Benchmark, multipliziert mit einem noch festzulegenden Unsicherheitsfaktor signifikant größer Eins“ unterlegt auf welcher Grundlage wurde bzw. wird diese Referenz ermittelt, und welche Folgen erwartet die Bundesregierung aus diesem Höchstwert?

Die Arbeiten zur Festlegung des Referenzkraftwerks und des Höchstwertes für die Gaskraftwerke sind noch nicht abgeschlossen. Hierzu werden derzeit auch die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

21. Wie hoch schätzt die Bundesregierung die Umlage pro Kilowattstunde (kWh) zur Finanzierung der zweiten Säule, und beabsichtigt die Bundesregierung zur Kompensation dieser zusätzlichen Belastung der Stromkunden eine Anpassung der staatlichen Strompreisbestandteile, beispielsweise durch eine Absenkung der Netzentgelte, der Stromsteuer oder der Umsatzsteuer?

Die Höhe der geplanten Umlage lässt sich erst verlässlich abschätzen, sobald insbesondere die Vergütungsdetails feststehen. Zu den Vergütungsbedingungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

22. Widerspricht diese zusätzliche Umlage nach Ansicht der Bundesregierung dem übergreifenden Ziel, wie es auch von der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring vertreten wird, den klimafreundlichen Energieträger Strom von Umlagen und Abgaben zu befreien, damit die Energiewende in allen Sektoren gelingen, Privathaushalte von hohen Kosten geschützt und unsere Industrie wettbewerbsfähig bleiben kann, und wenn nein, warum nicht?

Nach Randnummer 367 der aktuellen Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien sollen die Kosten für Versorgungssicherheitsmaßnahmen von denjenigen Marktteilnehmern getragen werden, die dazu beitragen, dass die Maßnahmen erforderlich werden. Somit soll u. a. ein Anreiz für Laststeuerung erhalten bleiben. Gleichzeitig ist nach aktuellem Kenntnisstand davon auszugehen, dass die Umlage sehr gering ausfällt, sodass Anreize zur Sektorenkopplung nicht untergraben werden.

23. Sind kostengünstigere Alternativen zum Aufbau von zunächst fossilen Kraftwerken hinreichend betrachtet worden; sind beispielsweise hochflexible und intelligente Verbrauchsmodelle, welche in Großbritannien erfolgreich fossile Kraftwerke ersetzen, in Betracht gezogen worden?

Langfristige Stromsystemanalysen wie die Langfristszenarien des BMWK oder die Studie „Klimapfade 2.0“ des BDI zeigen, dass Kraftwerkskapazitäten auch in einem dekarbonisierten Stromsystem eine Rolle als Backup-Kapazitäten haben. Hierzu leistet das Kraftwerkssicherheitsgesetz einen zentralen Beitrag.

Eine Flexibilisierung des Verbrauchs spielt – ebenso wie Stromspeicher – darüber hinaus ebenfalls eine zentrale Rolle im Stromsystem der Zukunft. Eine kosteneffiziente Gewährleistung der Versorgungssicherheit basiert daher auf einem Technologiemix aus Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten.

Mit der Einführung des technologieneutralen Kapazitätsmechanismus werden dann alle steuerbaren Kapazitäten miteinander im Wettbewerb stehen, also auch Speicher und Lasten.

24. Auf welcher wissenschaftlichen Grundlage wurde ermittelt, in wie vielen Stunden die Versorgungssicherheit in Deutschland potenziell gefährdet sein wird und ob diese Gefährdung nicht durch andere Mittel wie eine Kapazitätsreserve, Speicher, nachfrageseitige Flexibilität, steuerbare Erneuerbare und Importe aus europäischen Nachbarländern behoben werden kann, welche Importkapazitäten stehen dafür gesichert zur Verfügung, und wie wird die Kapazitätsentwicklung in den europäischen Nachbarstaaten gemonitort und – auch vor dem Hintergrund der Kapazitätsmechanismen – perspektivisch bewertet?

Die Versorgungssicherheit wird regelmäßig auf nationaler Ebene durch die Bundesnetzagentur und auf europäischer Ebene durch ENTSO-E, dem Dachverband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, gemonitort. Das Monitoring erfolgt dabei auf Basis rechtlicher Rahmenvorgaben in der EU-Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943 sowie entsprechender Methodenbeschreibungen von ENTSO-E, wie sie durch die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER genehmigt wurde.

Das Monitoring basiert auf einer Modellierung der europäischen Strommärkte und berücksichtigt alle relevanten Einflussfaktoren wie die Verfügbarkeit von Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten sowie dem Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustauschs in Europa. Dieses Monitoring wird aufgrund der EU-rechtlichen Vorgaben im Grundsatz so auch in anderen EU-Ländern angewandt.

Weitere Informationen zur Methodik, den Annahmen und den Ergebnissen können den jeweils aktuellen Berichten u. a. der Bundesnetzagentur ([www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=1)) und von ENTSO-E ([www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/](http://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/)) entnommen werden.

25. Wie werden die „Reservekraftwerke“, die auf S. 59 der Strommarktoptionen thematisiert werden, berücksichtigt und dimensioniert, und handelt es sich hierbei um eine Erweiterung oder den Fortbetrieb der Netzreserve (heute ca. 10 GW) und der Kapazitätsreserve sowie der Reserve im Ausland (Umfang) oder um eine zusätzliche Reserve im Sinne des Begriffs „Reservekraftwerke“?

Soweit sich diese Frage auf Box 10 im BMWK-Papier „Strommarktdesign der Zukunft“ bezieht, handelt es sich dabei um eine strategische Reserve zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auch in Extremsituationen bzw. in Krisenzeiten.

Die künftige Notwendigkeit einer solchen Reserve hängt mit der Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes zusammen. Die Beratungen innerhalb der Bundesregierung hierzu dauern an.

26. Weshalb bedarf es mehrerer parallellaufender Mechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – einerseits die Anlagen unter dem Kraftwerkssicherheitsgesetz, der möglichen Reserven und andererseits zusätzlicher Kraftwerke, die über einen Kapazitätsmarkt vergütet werden; welche Dimension wird unterstellt, und wird hier auch nach 2030 der Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken unterstellt?

Die Anlagen nach dem Kraftwerkssicherheitsgesetz sind eine No-regret-Menge an flexiblen und technologisch noch nicht erprobten Kraftwerkskapazitäten, für die ausreichend zeitlicher Vorlauf benötigt wird.

Sie werden nicht parallel zum Kapazitätsmarkt ausgeschrieben, sondern zeitlich vorgelagert und stellen damit eine Überbrückung dar, bis ein umfassender Kapazitätsmechanismus konzipiert, beschlossen, beihilferechtlich genehmigt und umgesetzt ist. Bis der Kapazitätsmarkt die Gewährleistung der Versorgungssicherheit übernimmt, stehen Reservekraftwerke außerhalb des Strommarkts dafür bereit. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 25 verwiesen.

27. Wie erfolgt konkret das Zusammenspiel aus Kapazitätsreserve bzw. Netzreserve und den Kraftwerken aus dem Kraftwerkssicherheitsgesetz sowie dem Redispatch, wie erfolgt die jeweilige Vergütung für das Vorhalten der Kapazität und Einteilung der Kraftwerke, in die eine oder andere Kategorie, welche Kosten werden für die Reserven angenommen, und welche Wirkung haben diese auf die Netzentgelte?

Die Vergütung der Reserven und des Redispatcheinsatzes erfolgt grundsätzlich unabhängig von dem KWStG. Über das KWStG wird ausgeschlossen, dass mögliche beihilfefähige Kosten doppelt verrechnet werden können. Hinsichtlich der Kosten der Kapazitäts- und Netzreserve wird auf den Monitoringbericht der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes sowie die Berichte zum Netzengpassmanagement der Bundesnetzagentur verwiesen.

28. Wurde in Erwägung gezogen, die bestehende Kapazitätsreserve weiterzuentwickeln und gleichzeitig die Versorgungssicherheit im Markt beispielsweise durch ein Spitzenpreis-Hedging zu erhöhen, und wenn ja, weshalb hat man sich für einen anderen Weg entschieden?

Ja. Unter Abwägung der Vor- und Nachteile verschiedener Optionen präferiert die Bundesregierung die Einführung eines Kapazitätsmarkts.

29. Wie hoch ist die derzeit in Deutschland insgesamt installierte Kapazität an Gaskraftwerken, beabsichtigt die Bundesregierung über die angekündigten 2 GW bereits installierter Kapazität hinaus weitere Fördergelder für die Umrüstung bestehender Gaskraftwerke auf Wasserstoff bereitzustellen, wenn ja, wie viel, wenn nein, warum nicht, und liegen der Bundesregierung Berechnungen vor, aus denen hervorgeht, ob die Umrüstung eines bestehenden Gaskraftwerkes kostengünstiger wäre als der Neubau eines H<sub>2</sub>-Kraftwerkes?

Derzeit sind in Deutschland gemäß aktueller Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur rund 31 GW Erdgaskapazitäten am Strommarkt ([www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html)).

Weitere Fördergelder für Umrüstungen sind derzeit nicht geplant, denn viele Umrüstungen können bereits marktgetrieben stattfinden. Um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, sollen nach Kraftwerkssicherheitsgesetz nur Kraftwerke mit einer hohen Investitionstiefe gefördert werden.



30. Wieso soll bei diesen Gasanlagen der Wirkungsgrad „um mindestens 20 Prozentpunkte gesteigert“ werden, mit welchen Anlagen plant hier die Bundesregierung konkret, und erwartet die Bundesregierung vor diesem Hintergrund eine umfangreiche Teilnahme von bestehenden Gaskraftwerken?

Zu den Vergütungsbedingungen für die Kraftwerksmodernisierungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

31. Was ist genau eine „Mindestinvestitionstiefe“, was geht in den Grundwert ein, was in den Prozentwert, und wie ist die Zahl 70 Prozent abgeleitet worden?

Zu den Vergütungsbedingungen für die Kraftwerksmodernisierungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

32. Warum soll nicht eine Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke adressiert werden?

Zu den Teilnahmebedingungen für die Kraftwerksmodernisierungen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

33. Soll aus Sicht der Bundesregierung mehr für eine Umrüstung auf Wasserstoff investiert werden oder soll weniger investiert werden für die perspektivische Umrüstung auf Erdgas und Wasserstoff, wie bewertet die Bundesregierung die Option, Steinkohlekraftwerke umzurüsten (<https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/betreiber-sehen-noch-aenderungsbeford-bei-kraftwerksausschreibungen>), und ist diese Option vor Erstellung der Konsultationsunterlagen von der Bundesregierung geprüft worden?

Zu der inhaltlichen Ausgestaltung der Maßnahmen werden derzeit die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

34. Wie verhält sich die Bundesregierung zu der Forderung nach Standortvorgaben, und ist die Nutzung von heutigen Netzreservestandorten auf die vorgeschlagene Weise bereits bei Ausschreibung rechtlich gesichert möglich?
35. Wie bewertet die Bundesregierung die Befürchtungen, dass durch den Vorzug von neuen Standorten gegenüber aktuellen Standorten erst langwierige Genehmigungsverfahren notwendig sind und vorübergehende Stilllegung und eine damit einhergehende Systemrelevanzausweisung von Bestandsstandorten oder eine Verlängerung der Systemrelevanzausweisung dazu führen, dass die gemeinsame Nutzung mit H<sub>2</sub>-Ready-Kraftwerken am gleichen Standort verhindert wird?
36. Sieht die Bundesregierung Probleme bei der personellen Ausstattung von neuen Standorten und bei der Überführung von qualifiziertem Personal von bestehenden zu neuen Standorten?

42. Welche Risiken wurden in dem Konzept den Investoren und welche der Bundesregierung bzw. den Leitungsnetzbetreibern zugeordnet (bitte umfassend darstellen und bewerten)?
47. Wie wird sichergestellt, dass kein Clawback auf theoretischen Erlösen erfolgt, und welche Rolle spielt das Urteil des Bundesverfassungsgerichtes (Aktenzeichen: 1 BvR 460/23, 1 BvR 611/23) für die Ausgestaltung?
57. Ist der Bundesregierung bekannt, dass mit Wasserstoff betriebene Kraftwerke bisher für die Anfahrten Erdgas benötigen, und wie wird dieses genehmigungsrechtlich, in den Ausschreibungen, aber auch bei der Gasnetzplanung berücksichtigt?

Die Fragen 34 bis 36, 42, 47 und 57 werden gemeinsam beantwortet.

Die Bundesregierung befindet sich zur Ausgestaltung des Kraftwerkssicherheitsgesetzes in einem intensiven Austausch mit der Branche. Es haben am 19. September 2024 ein ausführliches Gespräch und am 16. Oktober 2024 ein eintägiger Workshop jeweils mit Verbänden und Stakeholdern stattgefunden. Die Bundesregierung wertet derzeit die Ergebnisse der bisherigen Gespräche einschließlich der Rückmeldungen aus dem bis zum 23. Oktober 2024 laufenden Konsultationsprozess aus.

37. Wie wurden die Bundesländer für den Südbonus ermittelt, und wie wurden die 200 bis 300 Euro/kW ermittelt?
38. Ist die Netzdienlichkeit mit dem Südbonus ausreichend berücksichtigt, und wie wurde und wird das genau bewertet?

Die Fragen 37 und 38 werden gemeinsam beantwortet.

Die Bundesländer wurden anhand des regionalen, positiven Redispatchbedarfs ausgewählt, der regelmäßig in den jährlichen Systemanalysen und der Langfristanalyse 2030 der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt wurde. Die Höhe orientiert sich an den Einsparpotentialen bei der Redispatchbeschaffung, sollten neue Kapazitäten im netztechnischen Süden zugebaut werden. Zur Ausgestaltung der regionalen Steuerung werden derzeit auch die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

39. Warum ist die Förderung für Langzeitspeicher auf 500 MW begrenzt, und warum wird die Flexibilisierung des Stromverbrauchs im Rahmen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes nicht stärker berücksichtigt?

Mit dem Langzeitstromspeichersegment sollen Lösungen gefördert werden, die über das bisherige Angebot zum Beispiel von am Markt verfügbaren Batteriespeichern hinausgehen. Im Übrigen wird auf die Antwort zu den Fragen 24 und 40 verwiesen.

40. Wie bewertet die Bundesregierung dem Umstand, dass durch die Senkung des H<sub>2</sub>-Preises durch einen H<sub>2</sub>-CFD einerseits günstigere Flexibilitätsoptionen vom Strommarkt verdrängt würden und andererseits gleichzeitig weniger Wasserstoff für andere Anwendungen in der Industrie zur Verfügung stünde, und welchen Preis und Mengeneffekt erwartet die Bundesregierung?

Es wird auf die Antwort zu Frage 23 verwiesen. Die Bundesregierung schafft die Rahmenbedingungen dafür, dass der Markthochlauf von Wasserstoff bis zur

Umstellung der wasserstofffähigen Gaskraftwerke erfolgt ist, so dass alle Sektoren einschließlich der Industrie ihre Nachfrage decken können.

41. Wieso werden bei den Ausschreibungen für Langzeitstromspeicher und steuerbare Kapazitäten 72 Stunden bzw. 96 Stunden als Volllaststunden angegeben, warum sind diese Zeiten unterschiedlich, wieso gelten als Vorgaben beispielsweise in Großbritannien oder den USA viel kürze Zeiten von wenigen Stunden bereits als Kapazität, und welche Langzeitstromspeicherbetreiber hat die Bundesregierung als potenzielle Bieter?

In dem Segment der Langzeitstromspeicher sollen 500 MW an innovativen Speicherkonzepten zwecks Technologieentwicklung ausgeschrieben werden. Ziel ist, Speicher mit einer Ausspeisedauer unter Nennlast von mindestens 72 Stunden im industriellen Maßstab zu entwickeln und zu bauen. Kurzfrist-speicher von wenigen Stunden, vor allem Batteriespeicher, werden aktuell im Markt schon gebaut und bedürfen keiner besonderen Technologieförderung.

Steuerbare Kapazitäten für die Versorgungssicherheit sollen die Versorgungssicherheit auch im Fall von mehrtägigen Dunkelflauten absichern können. Hierzu soll ein 96-stündiger Dauerbetrieb unter Nennleistung realisiert werden können.

Sofern der Verweis auf das Vereinigte Königreich und die Vereinigten Staaten sich auf die Teilnahmebedingungen an deren Kapazitätsmärkte bezieht, so präjudizieren die Ausschreibungen im KWVG nicht die Teilnahmebedingungen am zu schaffenden deutschen Kapazitätsmarkt. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen.

43. Können schon im Jahr 2025 Wasserstoffmengen und Wasserstoffpreise gesichert werden, sodass ein belastbares Gebot abzugeben ist?

Die Bundesregierung geht von der Verfügbarkeit belastbarer Angebote aus.

44. Wie wurde von der Bundesregierung die Verunreinigung der Wasserstoffversorgung von 2 Prozent abgeleitet, und welche zeitliche Periode ist gemeint?
45. Können Kraftwerksbetreiber für die Reinheit des Wasserstoffes in der Leitung haftbar gemacht werden, und hat die EU-Kommission eine solche Reinheit verlangt?

Die Fragen 44 und 45 werden gemeinsam beantwortet.

Die Arbeiten zu zulässigen Verunreinigungen von Wasserstoff sind noch nicht abgeschlossen. Hierzu werden derzeit auch die Rückmeldungen aus der bis zum 23. Oktober 2024 geöffneten Konsultation ausgewertet.

46. Was ist genau mit der Ausgestaltung Clawback-Mechanismus gemeint, welche exakten Auswirkungen hat dieser auf die Betreiber in beiden Varianten, und welche Alternativen wurden geprüft?

Es handelt sich hierbei um einen in den aktuellen Leitlinien der Kommission für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen 2022 angelegten Mechanismus, der sicherstellen soll, dass Kapazitätsbetreiber nicht überkompensiert werden bzw. keine ungerechtfertigt hohen Gewinne generieren können. Dazu sollen Erlöse aus der Veräußerung von Strom abgeschöpft werden, sobald eine bestimmte

vorab festgelegte Preisschwelle überschritten wird. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen.

48. Wie wurde die Sicherheitsleistung in Höhe von 200 Euro/kW abgeleitet und inhaltlich begründet, und welche Beispiele gibt es für solche Sicherheitsleistungen?

Zur Höhe der Sicherheitsleistung wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen.

49. Wie unterscheiden sich die Anforderungen bei Sicherheitsleistungen bei Off-shore und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)?

Sicherheitsleistungen sollen ökonomische Fehlanreize verhindern, indem sie zum Beispiel strategisches Bieterverhalten unterbinden und die tatsächliche Realisierung geplanter Projekte absichern. Die konkreten Rahmenbedingungen für die Sicherheiten hängen stark von den Rahmenbedingungen für die jeweiligen Technologien ab. Daneben erlaubt § 80 des Windenergie-auf-See-Gesetzes zusätzlich eine Sicherheitsleistung für die Beseitigung der Windenergieanlagen auf See.

50. Welchen Anteil wird diese Sicherheitsleistung in Höhe von 200 Euro/kW an den gesamten Investitionskosten inklusive Kapitalkosten haben, und warum geht die Bundesregierung davon aus, dass ohne diese Sicherheitsleistung nicht gebaut wird?

Dies lässt sich erst beantworten, wenn die Vergütungsbedingungen und alle übrigen Rahmenbedingungen feststehen. Es wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen.

51. Wie wird die Überführung der Anlagen unter dem Kraftwerkssicherheitsgesetz in den zu schaffenden Kapazitätsmechanismus sichergestellt, und welche Vorgaben hierzu hat die EU-Kommission gemacht?

Doppelförderungen müssen sowohl vor dem Hintergrund des sparsamen und effizienten Umgangs mit Haushalts- oder Umlagemitteln als auch aus beihilferechtlichen Gründen vermieden werden. Darüber hinaus hängt der Ansatz zur Berücksichtigung der Kapazitäten unter dem Kraftwerkssicherheitsgesetz im noch zu schaffenden Kapazitätsmechanismus von der noch zu treffenden Grundsatzentscheidung für ein solches Konzept ab. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen.

52. Warum wurden die VDE-Normen aufgeführt, und sollen diese auch in das Kraftwerkssicherheitsgesetz oder in die Ausschreibungsbedingungen übernommen werden?

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Systemstabilitätsbericht sowie dem Netzentwicklungsplan den Bedarf an Systemdienstleistungen, auch aus neuen Kraftwerken, dargestellt. Vor diesem Hintergrund wurden, aufbauend auf bestehenden technischen Regelwerken, die allgemein geltende technische Mindestanforderungen beschreiben, darüberhinausgehende zusätzliche technische Anforderungen im Konsultationspapier dargestellt. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen.

53. Sind Anlagen, bei denen der Nachweis verlangt wird, dass neben dem „Leistungsbetrieb auch ein Betrieb als synchroner Phasenschieber zur Erzeugung von geregelter Blindleistung ohne Wirkleistungseinspeisung gemäß DIN EN IEC 60034-3 (VDE 0530- 3):2021-07 möglich ist“, am Markt verfügbar, wenn ja, von welchen Herstellern in welchen Leistungsklassen, und wenn nein, warum wurde diese Vorgabe aufgenommen?

Das BMWK hat Gespräche mit Kraftwerksherstellern geführt und verweist auf das Positionspapier „Grid stabilisation – How gas & hydrogen power plants can support grid operators“ des europäischen Turbinenherstellerverbandes EUTurbines ([www.euturbines.eu/wp-content/uploads/2024/03/EUTurbines-Using-Power-Plants-for-Grid-Stabilisation\\_final\\_20240301.pdf](http://www.euturbines.eu/wp-content/uploads/2024/03/EUTurbines-Using-Power-Plants-for-Grid-Stabilisation_final_20240301.pdf)). Weiterhin wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen.

54. Durch welche konkreten Maßnahmen werden die laut Pressemitteilung genannten Verfahren („Die Planungs- und Genehmigungsverfahren für die in der Kraftwerksstrategie enthaltenen Kraftwerke werden substantiell beschleunigt.“, – [www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html)) genau beschleunigt, und können Entscheidungen von Genehmigungsbehörden beschleunigt werden, wenn relevante emissionsschutzrechtliche Vorgaben, wie z. B. emissionsschutzrechtliche Standards für den Wasserstoffbetrieb, nicht vorgegeben sind und diese als Einzelentscheidung durch die Genehmigungsbehörde eigenständig festgesetzt werden müssen?
55. Gibt es herstellerseitige Garantien für Emissionen bei Einsatz von höheren Anteilen an bzw. bei 100 %igem Wasserstoff, sind bei einer Nachrüstung von NO<sub>x</sub>-Anlagen in einem späteren Verfahren die Stickstoffeinträge aus den ggf. höheren NO<sub>x</sub>-Emissionen bzw. den Ammoniakslupf nochmals gesondert zu prüfen, und wie wird eine später erkannte Nichtgenehmigungsfähigkeit ausgeschlossen?

Die Fragen 54 und 55 werden gemeinsam beantwortet.

Im Hinblick auf die Abstimmung mit der Branche wird auf die Antwort zu Frage 34 verwiesen. Im Übrigen steht die Bundesregierung im Austausch mit den für die immissionsschutzrechtliche Genehmigung zuständigen Ländern und prüft zudem, inwieweit neben Leitlinien für eine bundeseinheitliche Anwendung auch Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich und möglich sind.

56. Welche genehmigungsrechtlichen Erleichterungen und Vereinheitlichungen plant die Bundesregierung für den perspektivischen Betrieb mit Wasserstoff, welche ersten Schritte wurden für verbindliche Emissionsgrenzwerte bereits eingeleitet, und wie werden diese angesichts noch zu entwickelnder Standards auf europarechtlicher Ebene abgesichert (BREF-Prozess [BREF = Best Available Techniques Reference]; bitte sonstige rechtliche Grundlagen nennen)?

Es wird auf die Antwort zu Frage 54 verwiesen. Auf europäischer Ebene begleitet die Bundesregierung zudem den Aufbau des neuen Innovationszentrums für industrielle Transformation und Emission (INCITE) und die weiteren Aktivitäten der Kommission zur Unterstützung der wirtschaftlichen Transformation über die Mittel des Immissionsschutzrechts.





