

## **Antwort**

### **der Bundesregierung**

#### **auf die Kleine Anfrage der Fraktion der CDU/CSU – Drucksache 20/10346 –**

### **Kraftwerksstrategie**

#### Vorbemerkung der Fragesteller

Am 1. August 2023 verkündete das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) eine Einigung mit der EU-Kommission zur beihilferechtlichen Genehmigung für die sogenannten Kraftwerksstrategie. Am 5. Februar 2024 gab das BMWK bekannt, dass sich Bundeskanzler Olaf Scholz, der Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz, Dr. Robert Habeck, und der Bundesminister der Finanzen, Christian Lindner, über die wesentlichen Elemente einer Kraftwerksstrategie sowie Festlegungen zu weiteren Vorhaben geeinigt haben. Die Bundesregierung hatte vor ihrer jüngsten Einigung zuletzt im Rahmen der Antwort auf eine Kleine Anfrage auf Bundestagsdrucksache 20/8718 zur Kraftwerksstrategie Stellung bezogen.

1. In welchen Punkten unterscheidet sich die koalitionsinterne Einigung zur Kraftwerksstrategie vom 5. Februar 2024 von der durch das BMWK verkündeten Einigung vom 1. August 2023 ([www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html))?

Bundeskanzler Olaf Scholz, Bundeswirtschaftsminister Dr. Robert Habeck und Bundesfinanzminister Christian Lindner haben die wesentlichen Elemente einer Kraftwerksstrategie vereinbart.

Es wurde vereinbart, dass in einem ersten Schritt 10 Gigawatt Kraftwerksleistung bis 2026 ausgeschrieben werden können und umgehend Arbeiten an dem zukünftigen Strommarktdesign weiter vorangebracht und insbesondere Konzepte für einen marktlichen, technologieneutralen Kapazitätsmechanismus erarbeitet werden, der bis spätestens 2028 operativ sein soll.

Um eine No-regret-Menge an Kraftwerken schnell zu realisieren, haben sich der Bundeskanzler, der Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz und der Bundesfinanzminister darauf geeinigt, dass neue Kraftwerkskapazitäten im Umfang zu 10 Gigawatt (4 mal 2,5 Gigawatt) als H2-ready-Gaskraftwerke im Rahmen der Kraftwerksstrategie kurzfristig ausgeschrieben werden. Die Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie werden so ausgestaltet, dass

die neuen Kraftwerke in den zukünftigen Kapazitätsmechanismus integriert werden können

In dieser Einigung umfassen die Ausschreibungen für H2-ready-Kraftwerke nur noch Neuanlagen. Das Umstellungsdatum und die verwendbaren Farben für den Betrieb mit Wasserstoff sind flexibilisiert worden. Darüber hinaus wurde die Anzahl der förderfähigen Vollbenutzungsstunden bei H2-ready-Kraftwerken von 1.000 Stunden pro Jahr auf 800 Stunden pro Jahr reduziert und die Förderdauer auf den Zeitraum bis 2040 begrenzt. Die Förderung für Kraftwerke, die bereits ab Inbetriebnahme mit Wasserstoff laufen, wurde auf 500 Megawatt reduziert und es ist ein bivalenter Betrieb mit Wasserstoff und Erdgas vorgesehen. Zudem wurde ein technologieoffenes Programm für Langzeitstromspeicher angekündigt.

2. Wie unterscheiden sich die Kostenberechnungen der Bundesregierung zwischen den Einigungen vom 1. August 2023 und vom 5. Februar 2024?
3. Wieso wurde von der Einigung vom 1. August 2023 abgewichen?

Die Fragen 2 und 3 werden gemeinsam beantwortet.

Die Vereinbarung der Bundesregierung dient dem Ziel einer sicheren, bezahlbaren und klimaneutralen Stromversorgung. Die Vereinbarung nutzt insbesondere den Spielraum für eine kosteneffiziente Kraftwerksstrategie. Dazu trägt unter anderem bei, dass Wasserstoff aller Farben genutzt werden kann, die förderfähigen Vollbenutzungsstunden bei H2-ready-Kraftwerken auf 800 Stunden pro Jahr festgelegt werden und der bivalente Betrieb bei Wasserstoffsprinterkraftwerken möglich sein soll. Weitere Gespräche mit der Europäischen Kommission dazu folgen. Belastbare Kostenberechnungen sind erst mit der Ausarbeitung und Umsetzung der weiteren Details der Kraftwerksstrategie möglich.

4. Wieso weicht der Gesamtumfang der auszuschreibenden Kapazitäten der jetzigen Einigung (10 Gigawatt) erheblich vom Gesamtumfang der vorgesehenen Ausschreibungen laut Einigung vom 1. August 2023 ab (23,8 GW)?

Es wird auf die Antworten zu den Fragen 3 und 6 verwiesen.

5. Wieso hat die Bundesregierung von dem Plan Abstand genommen, dass bereits ab 2028 Kraftwerke zu 100 Prozent mit Wasserstoff betrieben werden (vgl. Antwort zu Frage 35 auf Bundestagdrucksache 20/8718)?

Kraftwerke, die bereits ab Inbetriebnahme mit Wasserstoff laufen müssen, sind nach wie vor vorgesehen im Umfang von 500 Megawatt. Dazu und im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 3 verwiesen.

6. Wie begründet sich der Umfang der nunmehr vorgesehenen Ausschreibung von insgesamt bis zu 10 GW?

Die Bestimmung der auszuschreibenden Gesamtmenge für H2-ready-Kraftwerke ist in der Vereinbarung zwischen dem Bundeskanzler, dem Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz und dem Bundesminister der Finanzierung erfolgt. Um eine No-regret-Menge an Kraftwerken schnell zu realisieren, wird

mit der Kraftwerksstrategie unverzüglich ein vorgezogener Zubau von Kraftwerken angereizt.

7. Welche Berechnungen wurden angestellt, um den Ausschreibungsbedarf von viermal 2,5 GW herzuleiten?

Die insgesamt zur Ausschreibung gestellte Menge wurde auf mehrere Ausschreibungstermine verteilt, um einer ansonsten unter Umständen drohenden Unterzeichnung mit den damit einhergehenden nachteiligen Auswirkungen auf Wettbewerb und Kosten entgegenzuwirken.

8. Sind die Ausschreibungskapazitäten so zu verstehen, dass die Bundesregierung bis zu vier Standorte mit maximal 2,5 GW anzielt (vgl. Aussagen von Staatssekretär Steffen Hebestreit und vom Sprecher des BMWK, Korbinian Wagner, [www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/pressekonferenzen/regierungspressekonferenz-vom-5-februar-2024-2257922](http://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/pressekonferenzen/regierungspressekonferenz-vom-5-februar-2024-2257922))?

Nein.

9. Wie viele Kraftwerke werden mit den vorgesehenen Kapazitäten von viermal 2,5 GW angezielt?

Eine seriöse Schätzung über die Größe der zu erwartenden Gebote und damit über die Zahl der mit der Maßnahme adressierten Kraftwerke ist im Vorfeld der Ausschreibungen nicht möglich. Sie ergibt sich im Wettbewerb am Markt im Rahmen der Ausschreibungen.

10. Ist die vorgesehene vierfache Stückelung der Ausschreibungen zeitlich zu verstehen, und wenn ja, über welchen Zeitraum sollten dann diese vier Ausschreibungsrunden erfolgen?

Ja, die Bundesregierung prüft aktuell noch die Verteilung des Ausschreibungsvolumens über mehrere Termine.

11. Wie viele Stunden Betriebszeit pro Jahr erwartet die Bundesregierung für diese Kraftwerke (Mindest- und Maximalszenario)?

Über die Betriebszeit der Kraftwerke entscheiden alleine die zukünftigen Betreiber. Die Bundesregierung geht davon aus, dass die Kraftwerke in einer begrenzten Stundenanzahl im Jahr eingesetzt werden, immer dann, wenn die Nachfrage nicht alleine durch andere verfügbare Erzeugungskapazitäten, u. a. Wind- und Solarenergie, Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen etc., gedeckt werden kann.

12. Wieso sind Wasserstoff-Sprinter-Kraftwerke sowie Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke, anders als am 1. August 2023 verkündet, nicht mehr Teil der aktuellen Einigung vom 5. Februar 2024?

Kraftwerke, die bereits ab Inbetriebnahme mit Wasserstoff laufen müssen, sind nach wie vor vorgesehen im Umfang von 500 Megawatt.

13. Hält die Bundesregierung die vorgenannten Technologien für „am teuersten“ (wie im an die Presse verteilten Hintergrundpapier „Erfolg für Technologieneutralität und Versorgungssicherheit“ vom 5. Februar 2024), und was bedeutet „teuer“ in diesem Zusammenhang?

Die Bundesregierung erwartet für die vorgenannten Kraftwerke Investitionskosten, die sich im Bereich der Kosten herkömmlicher Kraftwerke bewegen. Die kurzfristig höheren Betriebskosten der Kraftwerke werden zum einen davon beeinflusst, dass die Kraftwerke zumindest teilweise Wasserstoff einsetzen, der zumindest auf absehbare Zeit teurer sein dürfte als beispielsweise fossiles Erdgas zuzüglich des bei der Erdgasverstromung zu bezahlenden CO<sub>2</sub>-Preises. Mit ausreichender Technologieentwicklung und fortschreitendem Hochlauf und zunehmender Verfügbarkeit von Wasserstoff werden diese Kosten für Wasserstoff sinken. Zudem wird die Verstromung von Erdgas aufgrund voraussichtlich steigender CO<sub>2</sub>-Preise teurer.

14. Handelt es sich bei den 500 MW für Kraftwerke, die ausschließlich mit Wasserstoff laufen sollen und im Rahmen der Energieforschung gefördert werden, um eine einmalige Förderung, und wenn ja, über welchen Zeitraum?

Bezüglich der Förderung dieser Kraftwerke wird auf die Antwort zu Frage 67 verwiesen. Die genauen Fördermodalitäten stehen noch nicht fest.

15. Mit welchem Bedarf an grünem Wasserstoff rechnet die Bundesregierung, wenn die jetzt ausgeschriebenen Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 10 GW ab dem Jahr 2035 bis 2040 auf 100 Prozent Wasserstoff umgestellt werden sollen?

Der Bedarf an Wasserstoff hängt davon ab, in welchem Umfang die Kraftwerke eingesetzt werden, der Bedarf an grünem Wasserstoff hängt zusätzlich vom Gemischtgemisch eingesetzter zugelassener Wasserstoffarten ab.

16. Wie viel Wasserstoff wird für den späteren Betrieb der Kraftwerke mit reinem Wasserstoff pro Jahr, pro Monat (bitte Angabe des Profils über ein typisches Jahr) und in einer zweiwöchigen „kalten Dunkelflaute“ benötigt?

Für 10 Gigawatt H<sub>2</sub>-ready-Kraftwerke wird ab dem Umstiegsdatum von einem Wasserstoffbedarf in Höhe von ca. 18 Terawattstunden pro Jahr ausgegangen. Für 500 Megawatt Wasserstoffkraftwerke liegt der geschätzte Wasserstoffbedarf ab Inbetriebnahme bei ca. 1 Terawattstunde pro Jahr. Die konkreten Kosten hängen aber sehr stark von der Preisentwicklung bei Erdgas, beim CO<sub>2</sub>-Preis und bei Wasserstoff ab.

17. Mit welchen Mitteln soll die Beschaffung dieser Mengen erreicht werden, und welche Rolle spielt importierter Wasserstoff für die Wasserstoffkraftwerke, und wie trägt dies zur Energiesicherheit bei?

Die Beschaffung von Wasserstoff für den Einsatz in Kraftwerken ist Aufgabe der Betreiber. Die Bundesregierung schafft mit den in der Nationalen Wasserstoffstrategie und der zukünftigen Importstrategie verankerten Maßnahmen die notwendigen Voraussetzungen für die Verfügbarkeit von Wasserstoff.

18. Wieso wurde nach der Einigung vom 1. August 2023 nicht das angekündigte Konsultationsverfahren eröffnet?

Die Bundesregierung wird noch eine Konsultation durchführen.

19. Inwiefern berücksichtigt die Kraftwerksstrategie die neuen Vorgaben des reformierten europäischen Strommarktdesigns?

Die Bundesregierung wird die europarechtlichen Vorgaben berücksichtigen.

20. Wurde die nunmehr veröffentlichte Kraftwerksstrategie vorab bereits beihilferechtlich mit der Europäischen Kommission erörtert, wenn ja, mit welchem Ergebnis, und wenn nein, warum nicht?

Die Einigung zur Kraftwerksstrategie wird mit der Europäischen Kommission beraten. Dabei kann die Bundesregierung an die konstruktiven Gespräche mit der Europäischen Kommission im Sommer letzten Jahres anknüpfen.

21. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die beihilferechtlichen Fragen noch mit der Europäischen Kommission bis zur Europawahl geklärt werden können, und wenn nein, welche Verzögerungen sind anderenfalls zu erwarten?

Die Verfahrenshoheit liegt bei der Europäischen Kommission. Die Bundesregierung strebt eine zügige Einigung an.

22. Hat die neue Einigung der Koalition zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zur Folge, dass die mit der Europäischen Kommission im August 2023 gefundene Einigung hinfällig ist?

Die im Sommer 2023 besprochenen Rahmenbedingungen sind eine Grundlage, auf der sich konstruktiv aufbauen lässt.

23. Ist die Frage der künftigen Versorgungssicherheit für die beihilferechtliche Genehmigung relevant, und wenn ja, inwiefern?

Die Bundesregierung ist mit der Kommission gegenwärtig im Austausch über die beihilferechtlichen Voraussetzungen.

24. Wird die Bundesregierung sich in den beihilferechtlichen Verhandlungen auf die EU-Beihilfeleitlinien, Kapitel 4.1. (Abbau von Treibhausgasemissionen) bzw. 4.1.2.2 stützen?

Die Bundesregierung wird sich hierzu mit der Europäischen Kommission beraten.

25. Wird die Bundesregierung sich auf die EU-Beihilfeleitlinien, Kapitel 4.8 (Gewährleistung der Versorgungssicherheit) stützen, wenn nein, warum nicht, und wenn ja, mit welcher Begründung?

Es wird auf die Antworten zu den Fragen 23 und 24 verwiesen.

26. Warum macht die Bundesregierung keinen Gebrauch von den sogenannten Flexibilitätsförderregelungen gemäß der Strommarktverordnung?

Die Bundesregierung wird sich hierzu mit der Europäischen Kommission beraten.

27. Hat die Bundesregierung die für einen Kapazitätsmechanismus nach Strommarktverordnung erforderliche „umfassende Studie zu den möglichen Auswirkungen dieser Mechanismen auf die benachbarten Mitgliedstaaten“ sowie eine Konsultation der europäischen Nachbarn bereits begonnen, bzw. was ist der Zeitplan hierfür?

Im Rahmen der politischen Einigung zur Kraftwerksstrategie in der Bundesregierung wurde auch entschieden, dass Konzepte für einen marktlichen, technologieutralen Kapazitätsmechanismus erarbeitet werden, der bis spätestens 2028 operativ sein soll. Eine politische Einigung darüber soll innerhalb der Bundesregierung bis spätestens Sommer 2024 erzielt werden.

28. Wird sich die Bundesregierung für ein beschleunigtes Genehmigungsverfahren von Kapazitätsmärkten einsetzen?

Alle einschlägigen Gesetzgebungsprozesse in der Europäischen Union sind abgeschlossen.

29. Welches Bundesministerium wird die beihilferechtlichen Gespräche zu den Ausschreibungen sowie zum Kapazitätsmarkt mit der EU-Kommission federführend führen, und wie werden andere Bundesministerien an der Vorbereitung und Durchführung der Gespräche beteiligt?

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat die Federführung in diesem Prozess. Die Beteiligung anderer Ressorts erfolgt gemäß der Gemeinsamen Geschäftsordnung der Bundesministerien (GGO).

30. Wann rechnet die Bundesregierung mit einer Notifizierung der Ausschreibung?

Die Notifizierung wird derzeit vorbereitet und in Abstimmung mit der Europäischen Kommission eingereicht.

31. Wenn die im August 2023 verkündete Einigung mit der EU-Kommission nicht hinfällig ist, warum wird nunmehr nicht unmittelbar das Konsultationsverfahren eröffnet?

Es wird auf die Antworten zu den Fragen 1, 18 und 21 verwiesen.

32. Hat die Bundesregierung im Zuge der Neuregelung des § 13k des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beihilferechtliche Gespräche mit der Europäischen Kommission geführt, und wenn ja, auf welcher Grundlage?

Nein.

33. Hat die Bundesregierung im Zuge ihrer Einigung vom 5. Februar 2024 mit Unternehmen (der Energiewirtschaft) im Kontakt gestanden, und wenn ja, mit welchen?

Die Mitglieder der Bundesregierung, Parlamentarische Staatssekretärinnen und Parlamentarische Staatssekretäre bzw. Staatsministerinnen und Staatsminister sowie Staatssekretärinnen und Staatssekretäre pflegen in jeder Wahlperiode im Rahmen der Aufgabenwahrnehmung Kontakte mit einer Vielzahl von Akteuren aller gesellschaftlichen Gruppen. Eine Verpflichtung zur Erfassung sämtlicher geführter Gespräche bzw. deren Ergebnisse – einschließlich Telefonate – besteht nicht, und eine solche umfassende Dokumentation wurde auch nicht durchgeführt (siehe dazu die Vorbemerkung der Bundesregierung in der Antwort auf die Kleine Anfrage der Fraktion DIE LINKE. auf Bundestagsdrucksache 18/1174). Zudem werden Gesprächsinhalte nicht protokolliert. Die nachfolgenden Ausführungen bzw. aufgeführten Angaben erfolgen auf der Grundlage der vorliegenden Erkenntnisse sowie vorhandener Unterlagen und Aufzeichnungen. Sie erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Die Bundesregierung steht aufgabenbedingt mit einer Vielzahl an Unternehmen der Energiewirtschaft in regelmäßigem Kontakt und hat sich mit diesen auch zu dem genannten Thema ausgetauscht, unter anderem mit RWE, EnBW, Uniper, LEAG, Entega, 50Hertz und Siemens Energy.

34. Welche Fraktionen des Deutschen Bundestages werden von der Bundesregierung bei der politischen Einigung über das zukünftige Strommarktdesign einbezogen werden?

Die Bundesregierung wird bei der politischen Einigung über das zukünftige Strommarktdesign alle Fraktionen des Deutschen Bundestages ordnungsgemäß und zu jeweils gegebener Zeit einbinden.

35. Wurde die Kraftwerksstrategie bzw. ihr Entwurf explizit im Rahmen der Plattform klimaneutrales Stromsystem behandelt, und wenn nein, warum nicht?

Dies ist bislang nicht erfolgt.

36. Wonach, und wann wird entschieden, ob ggf. weniger (siehe „Umfang von bis zu 4 mal 2,5 GW“, [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)) als viermal 2,5 GW ausgeschrieben werden?

Es wird auf die Antwort zu Frage 10 verwiesen.

37. Welcher genaue Terminplan gilt nun für die Konsultation der Ausschreibung und die nachfolgende Ausschreibung der angekündigten Kraftwerkskapazitäten?

Der zeitliche Rahmen für die Konsultation ergibt sich aus den beihilferechtlichen Vorgaben sowie dem Ziel der Bundesregierung, erste Ausschreibungen noch in diesem Jahr durchzuführen.

38. Welche Anforderungen wird die Bundesregierung als Voraussetzung zur Beteiligung an den geplanten Ausschreibungen stellen?

Die genaue Ausgestaltung der Ausschreibung wird derzeit erarbeitet.

39. Welche über die jetzt vorgesehenen Ausschreibungen von 10 GW hinausgehenden weiteren Kapazitäten werden laut Bundesregierung erforderlich sein, um einen Kohleausstieg im Jahr 2030 umzusetzen?

Es wird auf die Antwort zu Frage 6 verwiesen.

40. Geht die Bundesregierung davon aus, dass sämtliche dieser weiteren zu schaffenden Kapazitäten (über die 10 GW hinaus) im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus bereitgestellt werden können?

Es wird auf die Antworten zu den Fragen 23 und 42 verwiesen.

41. Unter welchen Umständen geht die Bundesregierung davon aus, dass nach der nun geplanten Ausschreibung von insgesamt bis zu 10 GW Kraftwerkskapazität darüber hinaus gehende Kraftwerkskapazitäten im gleichen Ausschreibungsdesign ausgeschrieben werden müssten?

Die Bundesregierung beabsichtigt im Rahmen der Kraftwerksstrategie keine weiteren Ausschreibungen über die aktuell beschlossenen Kapazitäten hinaus anzusetzen. Die Ausschreibungen sind kein Präjudiz für die Entwicklung der Konzepte für einen Kapazitätsmechanismus. Die Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie werden so ausgestaltet, dass die neuen Kraftwerke in den zukünftigen Kapazitätsmechanismus vollständig integriert werden.

42. Geht die Bundesregierung davon aus, dass sämtliche dieser weiteren zu schaffenden Kapazitäten (über die 10 GW hinaus) bis 2030 bereitgestellt werden können, wenn der Kapazitätsmechanismus im Jahr 2028 startet?

Die Kraftwerksstrategie zielt auf den vorgezogenen Zubau von neuen Kraftwerkskapazitäten. Zudem soll bis spätesten Sommer 2024 eine politische Einigung innerhalb der Bundesregierung über die Einführung eines marktlichen, technologieoffenen Kapazitätsmechanismus erfolgen, der bis 2028 operativ soll und auf den Zubau steuerbarer Leistung in der Zeit nach 2030 ausgerichtet ist.

43. Warum soll der Kapazitätsmarkt bzw. Kapazitätsmechanismus erst 2028 eingeführt werden, und was hindert die Bundesregierung an einer früheren Einführung eines Kapazitätsmechanismus bzw. Kapazitätsmarktes?

Das BMWK erarbeitet derzeit Konzepte für einen marktlichen, technologie-neutralen Kapazitätsmechanismus. Eine politische Einigung darüber soll innerhalb der Bundesregierung bis spätestens Sommer 2024 erzielt werden. Für die Genehmigung durch die Kommission und dafür notwendige Vorarbeiten wird ein langwieriger Prozess erwartet.



44. Welche Vergütungsmodelle kommen für die Bundesregierung für den Kapazitätsmechanismus in Frage?

Das BMWK erarbeitet Konzepte für einen marktlichen, technologieutralen Kapazitätsmechanismus unter Berücksichtigung der Diskussionen in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem. In der Diskussion in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem wurden neben dem jetzigen wettbewerblichen Strommarkt u. a. die prototypischen Ansätze eines Hedgingmodells für Spitzenlastprodukte mit möglicher Mindestpreisabsicherung, eines dezentralen und eines zentralen Kapazitätsmarktes diskutiert. In der Praxis gibt es für jeden Prototypen eine Vielzahl an Ausgestaltungsvarianten und auch Mischformen sind denkbar.

45. Plant die Bundesregierung Änderungen beim Strommarktdesign, um die geplant mit 100 Prozent Wasserstoff betriebenen Gaskraftwerke kosteneffizient in den Kraftwerkspark zu integrieren?

Nein.

46. Wird die Bundesregierung am Merit-Order-System im Strommarktdesign festhalten?

Die Entscheidung über die Funktionsweise der Großhandelsmärkte für Strom obliegt der Europäischen Union. Auf europäischer Ebene wurde die Frage der Wirkmechanismen der europäischen Strommärkte in den vergangenen zwei Jahren intensiv diskutiert. Die Diskussionen haben zu der Erkenntnis geführt, dass das bisherige Design des Großhandelsmarktes der effizienteste und kostengünstigste Ansatz ist.

47. Soll der mit der Strategie eingeführte Kapazitätsmechanismus auch Bestandsanlagen berücksichtigt, und wenn ja, ist mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus auch eine Teilung der Strompreiszone verbunden?

Für den ersten Teil der Frage wird auf die Antwort zu Frage 43 verwiesen. Auch bei der Einführung eines Kapazitätsmechanismus wird die Bundesregierung prüfen, inwieweit ein Zubau gesicherter Leistung systemdienlich angereizt werden kann.

48. Wie wird die Bundesregierung die Frage des künftigen Kapazitätsmechanismus in die jetzt geplanten Ausschreibungen von 10 GW integrieren, und bedeutet die Aussage in der gemeinsamen Pressemitteilung der Bundesregierung vom 5. Februar 2024, „dass die neuen Kraftwerke in den zukünftigen Kapazitätsmechanismus vollständig integriert werden“, dass dieser Kapazitätsmechanismus vor der ersten Ausschreibung vorliegen muss, und wenn ja, wie, und wer stellt dies fest?

Aus Sicht der Bundesregierung werden über die Kraftwerksstrategie nur solche Kapazitäten angereizt, die in einem zunehmend dekarbonisierten Stromsystem auf jeden Fall langfristig sinnvoll sind. Um die im Rahmen der Kraftwerksstrategie angereizten Kapazitäten später in geeigneter Form in einen Kapazitätsmechanismus zu integrieren, muss dieser nicht vor der ersten Ausschreibung im Rahmen der Kraftwerksstrategie vorliegen.

49. Wie möchte die Bundesregierung die notwendige Investitionssicherheit erreichen, wenn das Marktdesign nach den Ausschreibungen verändert werden soll?

Die Kraftwerksstrategie ist als No-regret-Maßnahme angelegt. Die Bundesregierung wird bei der Ausgestaltung die Frage der Investitionssicherheit eingehend beachten. Mittelfristig soll ein Kapazitätsmechanismus zur Investitionssicherheit beitragen.

50. Wann rechnet die Bundesregierung mit dem Baubeginn der Kraftwerke im vorgesehenen Ausschreibungsrahmen von insgesamt bis zu 10 GW?

Ausschreibungsregeln sehen üblicherweise Realisierungsfristen für die Inbetriebnahme der Kraftwerke vor. Die genaue Ausgestaltung der Ausschreibungen wird derzeit erarbeitet.

51. Wann rechnet die Bundesregierung mit dem Bauabschluss und der Betriebsfähigkeit neuer Kraftwerke im Rahmen der nun geplanten Ausschreibungen?

Die Bundesregierung geht davon aus, dass Bauabschluss und Betriebsfähigkeit innerhalb etwaiger Realisierungsfristen liegen werden. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 50 verwiesen.

52. Wie, nach welchen Kriterien, und von wem werden bis wann die „systemdienlichen Standorte“ ([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)) ausgewählt?

Deutschland baut seine Übertragungsnetzkapazitäten stark aus, um die zunehmenden Erneuerbare-Energien-Strommengen aufzunehmen und zu transportieren. Dennoch wird bis dahin weiterhin eine relevante Menge an Redispatchpotential notwendig sein, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Die Standorte neuer Kraftwerke sind ein relevanter Faktor für den Redispatch und dessen Kosten. Wie die regionale Steuerung innerhalb der Kraftwerksstrategie konkret erfolgen kann, wird derzeit erarbeitet.

53. Was versteht die Bundesregierung in diesem Zusammenhang unter „systemdienlich“, und wie steht dieses Verständnis im Zusammenhang mit dem kürzlich vorgestellten „Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie“ ([www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/2023/11/22-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/2023/11/22-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=10))?

Für den ersten Teil der Frage wird auf die Antwort zu Frage 52 verwiesen. Dieses Verständnis steht im Einklang mit der Systementwicklungsstrategie.

54. Werden nach Meinung der Bundesregierung ausreichend Wasserstoffspeicher zur Verfügung stehen, um
- der vorgesehenen 10 GW Kraftwerksleistung und
  - der bis zu 100 GW Kraftwerksleistung zu entsprechen, die laut der Langfristszenarien je nach Szenario bis 2045 erforderlich sind?

Die Bundesregierung arbeitet zu dieser Frage an einer Wasserstoffspeicherstrategie, deren Veröffentlichung im Laufe dieses Jahres geplant ist.

55. Wird die Bundesregierung die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und CO<sub>2</sub>-Speicherung für Verstromungsanlagen mit gasförmigen Energieträgern erlauben?
- Wenn ja, unter welchen Bedingungen?
  - Wenn ja, wird die Zulassung für alle Verstromungsanlagen unabhängig vom jeweiligen Brennstoff gelten, und wenn nein, warum wird die Zulassung auf Verstromungsanlagen mit bestimmten Brennstoffen begrenzt?
  - Wenn ja, soll auch die Nachrüstung bestehender Anlagen erfolgen, und falls die Nachrüstung nicht erlaubt werden soll, hat die Bundesregierung Berechnungen zum Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten einerseits bei Neubau im Rahmen der Kraftwerksstrategie und andererseits bei Nachrüstung bestehender Anlagen abgestellt, und zu welchen Ergebnissen kommen diese Berechnungen?

Zur Vermeidung von Treibhausgas-Emissionen in der Stromerzeugung setzt die Bundesregierung auf den beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien sowie auf den in der Kraftwerksstrategie beschriebenen Kapazitätsmechanismus und im Vorgriff darauf auf den Neubau von Gaskraftwerken, die auf Wasserstoff umgestellt werden. Für Verstromungsanlagen mit gasförmigen Energieträgern oder Biomasse wird die Anwendung von Carbon Capture and Storage/Carbon Capture and Utilization (CCS/CCU) im Sinne eines technologieoffenen Übergangs zu einem klimaneutralen Stromsystem ermöglicht, aber jedenfalls bei fossilen Energieträgern nicht gefördert. Es bleibt beim Kohleausstieg; für Emissionen aus der Kohle-Verstromung soll der Zugang zu CO<sub>2</sub>-Pipelines ausgeschlossen sein.

56. Welche konkreten Maßnahmen wird die Bundesregierung bis wann umsetzen, um „Doppelbelastungen von Abgaben und Gebühren auf Strom zur Speicherung und Elektrolyse“ zu verhindern ([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))?

Die Bundesregierung prüft fortlaufend, welche Regelungen zum Beispiel im Energiewirtschaftsrecht als auch im Hinblick auf staatlich induzierte Strompreisbestandteile bei Voranschreiten der technischen Entwicklungen im Bereich der Speicherung und Erzeugung von Strom der Anpassung bedürfen.

Durch die Abschaffung der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage) hat die Bundesregierung bereits eine umfassende Entlastung aller Stromverbraucher erreicht. Zusätzlich wurden hinsichtlich der verbliebenen Umlagen, die auf die Netzentnahme von Strom erhoben werden können (Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG und Offshore-Netzumlage), bereits im sogenannten Osterpaket Entlastungstatbestände für Elektrolyseure vorgesehen. So profitieren stromkostenintensive Unternehmen, die Wasserstoff herstellen, nach § 36 des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) von verbesserten Bedingungen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung. Hierdurch

können die Umlagen anteilig reduziert werden. Daneben sieht § 25 EnFG eine vollständige Befreiung von den Umlagen vor, wenn Strom für die Herstellung von Grünem Wasserstoff aus dem Netz entnommen wird. Eine beihilferechtliche Genehmigung dieser Vollbefreiung durch die Europäische Kommission steht aus.

57. Welche konkreten Maßnahmen wird die Bundesregierung bis wann umsetzen, um „Planungs- und Genehmigungsverfahren für die in der Kraftwerksstrategie enthaltenen Kraftwerke [...] substantiell“ zu beschleunigen?

Konkrete Maßnahmen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren werden derzeit geprüft.

58. Plant die Bundesregierung von den Verordnungsermächtigungen nach § 39o und § 39p bzw. § 88e und § 88f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) Gebrauch zu machen, und wenn nein, warum nicht, und warum soll für die reinen Wasserstoffkraftwerke stattdessen auf das Energieforschungsprogramm zurückgegriffen werden?

Einzelheiten der rechtlichen Umsetzung der Kraftwerksstrategie werden derzeit geprüft.

59. Gibt es nach Kenntnis der Bundesregierung Änderungen an der Liste der im Bau befindlichen Kraftwerke, die die Bundesregierung mit der Antwort von Staatssekretär Dr. Philipp Nimmermann am 21. November 2023 auf die Schriftliche Frage 16 des Abgeordneten Jens Spahn auf Bundestagsdrucksache 20/9462 mitgeteilt hatte?

Nein. Am 28. November 2023 wurde allerdings seitens der Bundesnetzagentur die öffentlich zugängliche Kraftwerksliste mit Stand vom 17. November 2023 aktualisiert (vgl. [www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html)).

60. Was bedeutet eine „No regret“-Menge an Kraftwerken im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit und der Versorgungslücke?

Es wird auf die Antworten zu den Fragen 23 und 48 verwiesen. Diese Menge an Kraftwerken wird nach Einschätzung der Bundesregierung mindestens in einem zunehmend dekarbonisiertem Stromsystem benötigt. Das Fördersystem wird so ausgestaltet werden, dass die neuen Kraftwerke in einen künftigen Kapazitätsmechanismus vollständig integriert werden können.

61. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die Versorgungssicherheit auch bei einem vollständigen Kohleausstieg 2030 und ohne zusätzliche Maßnahmen (im Rahmen der Kraftwerksstrategie) gewährleistet wäre?
- Wenn ja, wieso braucht es dann nach Ansicht der Bundesregierung die (kostenintensive) Kraftwerksstrategie?
  - Wenn ja, unter welchen Bedingungen wäre die Versorgungssicherheit auch ohne zusätzliche Maßnahmen im Rahmen der Kraftwerksstrategie gewährleistet?
  - Wenn ja, wie wäre diese Feststellung vereinbar mit den Aussagen der Bundesnetzagentur (BNetzA), dass „die sichere Versorgung mit Elektrizität gewährleistet ist“, wenn „eine Reihe von erzeugungs- und netzseitigen Entwicklungen realisiert“ werden (Bericht der Bundesnetzagentur zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Ausschussdrucksache 20(25)281, 2. Februar 2023, S. 7) und die Szenarien einen „Zubau von neuen erdgasbefeuerten Erzeugungskapazitäten je nach Modellrechnung in der Größenordnung von rund 17 GW bis 21 GW bis 2031“ unterstellen (ebd., S. 12)?
  - Unter welchen Prämissen stehen nach Auffassung der Bundesregierung die von der Bundesnetzagentur ausgewählten Szenarien, in denen die Versorgungssicherheit gewährleistet ist?
  - Wird nach Ansicht der Bundesregierung der von der Bundesnetzagentur benannte Zubau von 17 bis 21 GW auch ohne jegliche Veränderungen des Strommarktdesigns und ohne die Maßnahmen der Kraftwerksstrategie realisiert werden?
  - Welche konkreten Maßnahmen (im Umfang von wie viel GW) befinden sich nach Kenntnis der Bundesregierung bereits in der Umsetzung, „damit sie bis 2030 die gewünschte Wirkung entfalten“ ([www.welt.de/wirtschaft/plus250018424/Habecks-fragwuerdiger-Trick-fuer-seine-Kraftwerks-Subventionen.html](http://www.welt.de/wirtschaft/plus250018424/Habecks-fragwuerdiger-Trick-fuer-seine-Kraftwerks-Subventionen.html)) und der nach BNetzA benötigte Zubau von 17 bis 21 GW realisiert wird?
  - Welche Förderung in welchem finanziellen Umfang ist dafür in der Finanzplanung des Bundes vorgesehen?

Die Fragen 61 bis 61g werden gemeinsam beantwortet.

Die Annahmen und Prämissen, auf denen das Versorgungssicherheitsmonitoring der Bundesnetzagentur aufbaut, sind in dem genannten Bericht erläutert. Dies beinhaltet u. a. bestehende Förderinstrumente wie das KWKG oder das EEG sowie weitere Schritte zur Flexibilisierung des Stromsystems und zur Einbindung neuer Verbraucher- bzw. Sektorkopplungstechnologien. Um sich ändernde Bedingungen und Regulierungen angemessen abzubilden, ist die Bundesnetzagentur verpflichtet, das Versorgungssicherheitsmonitoring alle zwei Jahre durchzuführen. Die Kraftwerksstrategie sichert den notwendigen Zubau an steuerbarer Leistung zusätzlich ab.

62. Berücksichtigt die Kraftwerksstrategie auch die Planung der sogenannten Netzbetriebsmittel, der Netzreserve, der Kapazitätsreserve und der Sicherheitsbereitschaft?

Nein. Die Kraftwerksstrategie adressiert Anlagen, die im Strommarkt zum Einsatz kommen. Die in der Frage genannten Instrumente hingegen betreffen Anlagen außerhalb des Strommarktes und werden in der Kraftwerksstrategie nicht berücksichtigt.

63. Welche Kosten für die Umsetzung der Kraftwerksstrategie erwartet die Bundesregierung?

Nach vorläufigen Berechnungen ist davon auszugehen, dass mit sukzessiver Inbetriebnahme der umrüstbaren Wasserstoffkraftwerke der jährliche Förderbedarf ab 2028 einsetzt und mit der Umstellung auf Wasserstoff zwischen 2035 und 2040 ansteigt. Das BMWK schätzt den Gesamtförderbedarf auf ca. 15 bis 20 Milliarden Euro, verteilt über ca. 15 Jahre. Die Kosten für die Förderung des Betriebs der Kraftwerke sind dabei mit großer Unsicherheit behaftet und hängen stark von der zukünftigen Entwicklung insbesondere der Erdgas-, CO<sub>2</sub>- und Wasserstoffpreise ab.

64. Bestätigt die Bundesregierung, dass finanzielle Mittel in Höhe von ungefähr 16 Mrd. Euro über einen Zeitraum von 20 Jahren zur Umsetzung der Kraftwerksstrategie vorgesehen sind ([table.media/berlin/news-ber/gemischte-reaktionen-auf-kraftwerksstrategie/](https://table.media/berlin/news-ber/gemischte-reaktionen-auf-kraftwerksstrategie/))?

Es wird auf die Antwort zu Frage 63 verwiesen.

65. Sind diese Kosten bereits jetzt vollständig durch die Finanzplanung des Klima- und Transformationsfonds (KTF) abgedeckt?

Es wird auf die Antwort zu Frage 63 verwiesen. Über die Details der Finanzierung der Kraftwerksstrategie wird noch entschieden – das gilt sowohl für verbleibende Ausgestaltungsfragen der Kraftwerksstrategie und damit die genaue Höhe der Kosten als auch für die genaue haushaltstechnische Verortung.

66. Wird die Ausschreibung sowohl aus variablen Kosten als auch aus einer Investitionsförderung bestehen, und welche Deckelungen sind unter Umständen vorgesehen?

Sind hierbei direkte Investitionsbeihilfen vorgesehen, über die Laufzeit festgelegte Kapazitätzahlungen, oder werden auch CFDs (Contract for Difference, Differenzkontrakte) zur ausreichenden Vergütung des Kraftwerkbetriebs erwogen? Es werden sowohl CAPEX-Förderungen als auch OPEX-Förderungen z. B. in Form eines Brennstoff-CFDs erwogen. In den Ausschreibungen wird es unter anderem Höchstwerte geben, die die Förderkosten deckeln. Eine auf 800 Stunden begrenzte OPEX-Förderung z. B. in Form eines Brennstoff-CFDs wird insbesondere im Rahmen der Umstellungsverpflichtung bei H<sub>2</sub>-ready-Kraftwerken relevant.

67. Welche Mittel werden für das Energieforschungsprogramm für die Errichtung und den Betrieb der 500-MW-Wasserstoffkraftwerke vorgehalten, und sind diese Mittel im KTF oder an anderer Stelle eingestellt?

Die Ausgestaltung und Finanzierung der Förderung für die 500 Megawatt Wasserstoffkraftwerke werden derzeit geprüft.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 65 verwiesen.

68. Wie stellt sich die Bundesregierung die Einbindung der Kernfusion im Rahmen der Kraftwerksstrategie konkret vor, und werden dafür zusätzliche Mittel zur Verfügung gestellt?

Die Einzelheiten, wie Kernfusion über geeignete Instrumente gefördert werden kann, werden derzeit erarbeitet. Auf die Antwort zu Frage 65 wird verwiesen.

69. Mit wie vielen Betriebsstunden pro Jahr rechnet die Bundesregierung für diese reinen Wasserstoffkraftwerke?

Die Entscheidung über den Einsatz der Kraftwerke obliegt den Betreibern. Auf Basis von Wasserstoff werden die Kraftwerke bis zur Kostenparität von Wasserstoff und Erdgas (zuzüglich CO<sub>2</sub>-Kosten) voraussichtlich nur in den geförderten Vollbenutzungsstunden laufen.

70. Auf welcher Grundlage beruht die Berechnung von „maximal 800 Stunden pro Jahr“ als Betriebszeit der reinen Wasserstoffkraftwerke?

Bei der Menge von 800 Stunden pro Jahr handelt es sich nicht um die Betriebszeit, sondern nur um die Menge der maximal förderfähigen Betriebsstunden. Nach Berechnungen der Bundesregierung ist diese Menge erforderlich, um einen rentablen Betrieb der Kraftwerke zu ermöglichen.

71. Wie groß ist der Kostenunterschied zwischen dem Betrieb reiner Wasserstoffkraftwerke bzw. erdgasbasierter Kraftwerke bei der von der Bundesregierung angenommen erwarteten Betriebszeit?

Kraftwerke, die von Anfang an mit Wasserstoff betrieben werden, und Kraftwerke, die erst später auf den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden, unterscheiden sich nur marginal in den Investitionskosten. Jedoch sind die Kosten für die Förderung des Betriebs der Kraftwerke mit großer Unsicherheit behaftet und hängen stark von der zukünftigen Entwicklung insbesondere der Erdgas-, Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise ab. Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 13 verwiesen.

72. Mit welchen Auswirkungen auf den Strompreis rechnet die Bundesregierung durch ihre Kraftwerksstrategie (speziell den Ausbau von viermal 2,5 GW), durch den Kapazitätsmechanismus sowie den späteren Einsatz von reinen Wasserstoffkraftwerken, und welche Prämissen legt sie dafür jeweils zugrunde?

Die Wasserstoffkraftwerke sowie H<sub>2</sub>-ready-Kraftwerke ab Umstellung auf Wasserstoffbetrieb werden sich aufgrund des Förderdesigns in der Merit Order vor bestehende Gaskraftwerke einordnen, solange Gaskraftwerke preissetzend sind. Insofern werden die Strompreise durch die neuen Maßnahmen der Kraftwerksstrategie nicht erhöht. Auf Grund eines höheren Stromangebots werden die Strompreise tendenziell eher gesenkt.

Die Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen auf die Strompreise hängen von der Art des Kapazitätsmechanismus und der konkreten Ausgestaltung ab. Dazu soll eine politische Entscheidung bis spätestens Sommer 2024 getroffen werden.

73. Wie hoch soll der Anteil von grünem Wasserstoff beim Einsatz in Wasserstoffkraftwerken sein, und wie soll sich der Anteil in den kommenden Jahren entwickeln?

Es wird auf die Antwort zu Frage 15 verwiesen.

74. Welche CO<sub>2</sub>-Einsparungen strebt die Bundesregierung durch die Maßnahmen der Kraftwerksstrategie an?

Unter der Annahme, dass eine erdgasbasierte Stromerzeugung in gleicher Höhe verdrängt wird und unter Verwendung eines durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Gehalts in der erdgasbasierten Stromerzeugung von etwa 0,4 Tonnen CO<sub>2</sub> pro MWhel, können ab der Umstellung auf reinen Wasserstoffbetrieb etwa 3,2 Megatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Jahr in Deutschland eingespart werden.

Durch Wasserstoffkraftwerke können ab 2028/2029 pro Jahr darüber hinaus rund 0,2 Megatonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente in Deutschland eingespart werden.

Diese Einsparung ist als grobe Approximation zu verstehen, die nicht auf der Basis einer vollständigen Strommarktmodellierung erstellt wurde. Sie könnte niedriger ausfallen, wenn geringere Substitutionseffekte auftreten, sie könnte aber auch höher ausfallen, wenn beispielsweise auch kohlebasierte Stromerzeugung verdrängt würde.

75. Wie würde sich die Umsetzung der Kraftwerksstrategie auf den Redispatch-Bedarf und die damit verbundenen Kosten auswirken?

Bei einer systemdienlichen Verteilung der Kraftwerke in Deutschland, wie sie in der Einigung zur Kraftwerksstrategie vom 5. Februar angestrebt wird, können eine Erhöhung des Redispatchpotenzials und eine Senkung der Redispatchkosten gegenüber einer Entwicklung ohne Umsetzung der Kraftwerksstrategie erzielt werden.

76. Wie wird sich die Umsetzung der Kraftwerksstrategie nach Erwartung der Bundesregierung bis 2035 auf den Netzreservebedarf in Deutschland auswirken?

Bei einer systemdienlichen Verteilung der Kraftwerke in Deutschland, wie sie in der Einigung zur Kraftwerksstrategie vom 5. Februar angestrebt wird, ist eine Reduktion des Netzreservebedarfs gegenüber einer Entwicklung ohne Umsetzung der Kraftwerksstrategie denkbar. Die Dimensionierung und Ausweisung der Netzreserve ist jedoch Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur und ist in § 13b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und der Netzreserveverordnung geregelt.

77. Für welche Kohlekraftwerke mit welcher Nennleistung hat die Bundesnetzagentur angeordnet, dass sie bis mindestens 2031 in Bereitschaft bleiben müssen?

Die Bundesnetzagentur hat bisher folgende Systemrelevanzausweisungen für zur Stilllegung anstehende Kohlekraftwerke bis 2031 genehmigt (mit Stand vom 28. Februar 2024).



Betreiber	Blockname	Nennleistung
Steag GmbH	Weiber	656 Megawatt
Steag GmbH	Bexbach	726 Megawatt
Steag GmbH	Fenne HKV	211 Megawatt
Steag GmbH	Fenne MKV	179 Megawatt
Uniper Kraftwerke GmbH	Scholven B	345 Megawatt
Uniper Kraftwerke GmbH	Scholven C	345 Megawatt
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 8	480 Megawatt
EnBW Kraftwerke AG	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau HKW2*	428 Megawatt

\* Umrüstung auf Gasfeuerung geplant

78. Auf welchen Annahmen fußt die Aussage, „wenn wir in dem Tempo weitermachen, dann erreichen wir die Ausbau- und die Klimaziele“ ([www.zdf.de/nachrichten-sendungen/zdf-morgenmagazin/robert-habeck-energiewende-100.html](http://www.zdf.de/nachrichten-sendungen/zdf-morgenmagazin/robert-habeck-energiewende-100.html))?

Eine Zielmarke auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität in der Stromversorgung ist der Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 mit einem Anteil von 80 Prozent am Bruttostromverbrauch. Für die Zielerreichung wurden mit dem EEG 2023 die Ausbauziele für Solar- und Windenergie deutlich angehoben. Die Bundesregierung hat darüber hinaus weitere entscheidende gesetzliche Grundlagen für die Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien gelegt. Die daraus resultierende neue Zubau- und Genehmigungsdynamik wird bei Photovoltaik (PV) und auch bereits bei Windenergie an Land sichtbar. Einige der seit Beginn der Legislaturperiode in Kraft getretenen Maßnahmen zur Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren werden wegen langer Projektzeiträume zudem erst zeitversetzt ihre volle Wirkung entfalten.

Im Jahr 2023 waren die Neuinstallationen bei PV mit mehr als 14 Gigawatt um 90 Prozent höher als im Vorjahr, die bei Windenergieanlagen an Land mit 3,6 Gigawatt um ca. 50 Prozent; bei Genehmigungen für Wind an Land waren es mit einem Leistungsvolumen von 8 Gigawatt im Jahr 2023 mehr als 80 Prozent. Mit entsprechenden Zuwachsraten werden die Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht.

Mit dem Solarpaket I hat die Bundesregierung zahlreiche weitere Maßnahmen vorgelegt, um noch bestehende Hemmnisse zu beseitigen und den Ausbau weiter zu beschleunigen.

Mit der im vergangenen Jahr erreichten Dynamik bei der Treibhausgasminde rung in der Energiewirtschaft, an der die erneuerbaren Energien einen wesentlichen Anteil haben, leistet die Energiewirtschaft einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele 2030. Im Jahr 2023 ist laut Schätzungen der Agora Energiewende voraussichtlich ein Rückgang von ca. 45 Millionen Tonnen erreicht worden. Genauere Zahlen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen im Jahr 2023 liefert das Umweltbundesamt am 15. März 2024.

79. Wann wird die Bundesregierung bzw. die Bundesnetzagentur das nächste Versorgungssicherheitsmonitoring vorlegen?

Nach § 63 Absatz 2 EnWG erstellt die Bundesnetzagentur bis zum 31. Oktober 2022 und danach alle zwei Jahre den Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Anschließend stellt das BMWK Einvernehmen in der Bundesregierung her und veröffentlicht den Bericht.

80. Wie ist in diesem Zusammenhang die Aussage in der gemeinsamen Pressemitteilung vom 5. Februar 2024 zu verstehen, dass dies „auch Szenarien mit konservativen und krisenhaften Annahmen“ einbezieht?

Die Bundesregierung wird eine zusätzliche Analyse zur Versorgungssicherheit am Strommarkt berechnen, in der Szenarien mit konservativen und krisenhaften Annahmen hinsichtlich des Ausbaus von erneuerbaren Energien, des Stromnetzes sowie von steuerbaren Lasten untersucht werden.

81. Wann legt die Bundesregierung den Evaluierungsbericht nach § 54 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) vor?

Die Evaluierung des Kohleausstiegs nach § 54 Absatz 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ist noch nicht abgeschlossen. Ein Datum für die Veröffentlichung steht noch nicht fest. Die Evaluierung soll schnellstmöglich fertig gestellt werden.

82. Sieht die Bundesregierung einen Bedarf, das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Rahmen der Kraftwerksstrategie vorzeitig zu evaluieren und zu novellieren, und wird die Bundesregierung hierzu zeitnah Eckpunkte vorlegen?

Das BMWK prüft zurzeit, ob und in welche Anpassungen des KWKG erforderlich sind. Eine Überarbeitung des KWKG muss sich in die laufenden Prozesse wie beispielsweise zum künftigen Marktdesign und zur Kraftwerksstrategie einbetten. Sobald die Prüfungen hierzu abgeschlossen sind, beabsichtigt die Bundesregierung, den Evaluierungsbericht zum KWKG mit der Öffentlichkeit zu konsultieren.

83. Welche Bedeutung misst die Kraftwerksstrategie der Fernwärme, insbesondere der KWK (Kraft-Wärme-Kopplung), zu, und inwieweit wird auf einem weiteren Fernwärmegipfel die Kraftwerksstrategie mit der Branche diskutiert, so wie Bundesminister Dr. Robert Habeck es auf dem AGFW (Arbeitsgemeinschaft Fernwärme)-Infotag, am 1. Februar 2024, angekündigt hat ([www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energie-wende-politik/aktuelles-aus-dem-bereich/newsdetail/gut-besucher-agfw-in-fotag-laeuetet-entscheidendes-jahr-fuer-die-fernwaerme-ein](http://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energie-wende-politik/aktuelles-aus-dem-bereich/newsdetail/gut-besucher-agfw-in-fotag-laeuetet-entscheidendes-jahr-fuer-die-fernwaerme-ein))?

Das KWKG ist als bestehendes Instrument Bestandteil der Kraftwerksstrategie. Auch die neuen Ausschreibungssegmente für Wasserstoffkraftwerke und wasserstofffähige Kraftwerke stehen KWK-Anlagen offen.

Die beim Fernwärmegipfel zu beratenden Themen werden entsprechend des Fortschritts in den beim ersten Fernwärmegipfel verabredeten Handlungsfeldern noch festgelegt.

