

Kleine Anfrage

der Fraktion der CDU/CSU

Umsetzung der Kraftwerksstrategie

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-kraftwerks-sicherheitsgesetz.html).

Die Kraftwerksstrategie, oder inzwischen genauer das Kraftwerkssicherheitsgesetz, sieht vor, dass in einer ersten Säule zeitnah zunächst 5 Gigawatt (GW) an neuen H₂-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 H₂-Ready-Gaskraftwerke sowie die modernisierten Bestandskraftwerke sollen ab dem achten Jahr nach ihrer Inbetriebnahme bzw. Modernisierung auf grünen oder blauen Wasserstoff (H₂) 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 Genehmigung 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.“

Wir fragen die Bundesregierung:

1. Wann soll das geplante Kraftwerkssicherheitsgesetz vom Kabinett beschlossen werden, und für wann plant die Bundesregierung das Inkrafttreten?
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?
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)?
4. Welche Rolle spielen die „Reservekraftwerke“ in Deutschland bei der Einigung mit der EU-Kommission?
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)?
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?
7. Sind im Laufe der Ausschreibungen erneute Abstimmungen über Mengen oder Mechanismen mit der EU-Kommission erforderlich?
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?
9. Wie viele Ausschreibungsrunden sind vorgesehen?
10. Wer übernimmt die Ausschreibung konkret und technisch auf welcher rechtlichen Grundlage?
11. Wie lange soll die OPEX-Förderung der ersten Säule gewährt werden?
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?

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

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?
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“?
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?
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?
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?
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 H₂-Kraftwerkes?
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?
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?
32. Warum soll nicht eine Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke adressiert werden?

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-bekraftwerksausschreibungen>), und ist diese Option vor Erstellung der Konsultationsunterlagen von der Bundesregierung geprüft worden?
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 H₂-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?
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?
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?
40. Wie bewertet die Bundesregierung dem Umstand, dass durch die Senkung des H₂-Preises durch einen H₂-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?
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?
42. Welche Risiken wurden in dem Konzept den Investoren und welche der Bundesregierung bzw. den Leitungsnetzbetreibern zugeordnet (bitte umfassend darstellen und bewerten)?
43. Können schon im Jahr 2025 Wasserstoffmengen und Wasserstoffpreise gesichert werden, sodass ein belastbares Gebot abzugeben ist?
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?
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?
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?
48. Wie wurde die Sicherheitsleistung in Höhe von 200 Euro/kW abgeleitet und inhaltlich begründet, und welche Beispiele gibt es für solche Sicherheitsleistungen?
49. Wie unterscheiden sich die Anforderungen bei Sicherheitsleistungen bei Off-shore und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)?
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?
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?
52. Warum wurden die VDE-Normen aufgeführt, und sollen diese auch in das Kraftwerkssicherheitsgesetz oder in die Ausschreibungsbedingungen übernommen werden?
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?
54. Durch welche konkreten Maßnahmen werden die laut Pressemitteilung genannten Verfahren („Die Planungs- und Genehmigungsverfahren für die in der Kraftwerksstrategie enthaltenen Kraftwerke werden substanziell beschleunigt.“, – 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_x-Anlagen in einem späteren Verfahren die Stickstoffeinträge aus den ggf. höheren NO_x-Emissionen bzw. den Ammoniakschlupf nochmals gesondert zu prüfen, und wie wird eine später erkannte Nichtgenehmigungsfähigkeit ausgeschlossen?

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)?
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?

Berlin, den 18. Oktober 2024

Friedrich Merz, Alexander Dobrindt und Fraktion

