Deutscher Bundestag **Drucksache 21/7804**

21. Wahlperiode 31.08.2026

Antwort

der Bundesregierung

auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Alaa Alhamwi, Katrin Uhlig, Michael Kellner, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 21/7643 –

Redispatch-Vorbehalt und Netzentwicklungsplan 2025

Vorbemerkung der Fragesteller

Nach dem Leak des ersten Entwurfs zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG-Novelle) im Januar – konkret zum Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens („Netzanschlusspaket“) – hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) am 20. März 2026 erstmals öffentlich Stellung genommen (siehe www.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/7007958/e4ddd6b0dd946c407acbfed8d008bf7b/netzanschlusspaket-data.pdf). Auch nach diesen Ausführungen wird weiter am Instrument des sogenannten Redispatch-Vorbehalts festgehalten. Dieser sieht in sogenannten kapazitätslimitierten Netzgebieten den Verzicht auf die Redispatch-Ausgleichszahlung vor, sollten erneuerbare Erzeugungsanlagen trotz der Kapazitätslimitierung einen Anschluss bei dem zuständigen Netzbetreiber verlangen. Dieser Zahlungsverzicht soll für bis zu zehn Jahre gelten. Die Definition von sogenannten kapazitätslimitierten Netzgebieten ergibt sich laut BMWE aus den Redispatch-Mengen aus den beiden Vorjahren. Hier wird ein Grenzwert von 3 Prozent vorgeschlagen.

Währenddessen zeigen Prognosen, wie beispielsweise die im Auftrag von Amprion erstellte Studie „Versorgungssicherheit in Deutschland“ (www.amprion.net/Publikationen/Versorgungssicherheitsstudie/2025/), dass bereits in einem Szenario ohne zusätzliche Rechtsänderung mit einem deutlichen Sinken der Redispatch-Kosten in den nächsten Jahren zu rechnen ist.

Aus der Branche kommen neben übereinstimmender Kritik auch immer wieder konstruktive Vorschläge zu Alternativen zum Redispatch-Vorbehalt. Aus Sicht der Fragestellenden ist es entscheidend, ein Netzanschlusspaket zu entwickeln, das die Synchronisierung von Netzausbau und beschleunigtem Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglicht und aktiv vorantreibt.

Die bisher bekannten Maßnahmen deuten jedoch auf einen Paradigmenwechsel in der Energieinfrastrukturentwicklung hin: Statt sich an den Anforderungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu orientieren, soll der Ausbau der erneuerbaren Energien nunmehr am Status des Netzausbaus ausgerichtet und stark gedrosselt werden – was de facto einer starken Schwächung des Ausbaus und der Energiewende bedeuten würde.

Die Antwort wurde namens der Bundesregierung mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 31. August 2026 übermittelt.

Die Drucksache enthält zusätzlich – in kleinerer Schrifttype – den Fragetext.

Aufgrund der aktuellen kontroversen Debatten um das „Netzanschlusspaket“ und dessen Auswirkung auf die weitere Energieinfrastrukturentwicklung gibt es in unterschiedlichen Bereichen noch erheblichen Klärungsbedarf.

1. Wie hoch waren 2024 und 2025 die Kosten für das Netzengpassmanagement, aufgeschlüsselt in

   a) Redispatch-Kosten aufgrund abgeregelter erneuerbarer Energien (Redispatch mit erneuerbaren Energien)?

   b) Redispatch-Kosten aufgrund des Einsatzes konventioneller Kraftwerke?

   c) Vorhalte- und einsatzunabhängige Kosten der Netzreserve?

   d) Kosten für Countertrading?

2. Wie begründet die Bundesregierung, unter Berücksichtigung der Antwort zu Frage 1, folgende Aussage der Bundesministerin für Wirtschaft und Energie Katherina Reiche: „[…] jedes Jahr wird Strom für drei Milliarden Euro einfach weggeworfen“ (vgl. www.linkedin.com/posts/bmwe-bund_hohe-preise-zu-viele-regeln-wenig-planbarkeit-activity-7434922880255254528--F2f?utm_source=share&utm_medium=member_desktop&rcm=ACoAAAB7EzUBlwQDO0t5n9KivilosEJHDa1DE_c)?

Die Fragen 1a bis 2 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die Bundesministerin Katherina Reiche nimmt mit ihrer Aussage Bezug auf die sogenannten Kosten des Netzengpassmanagements, die im letzten Jahr bei rund 3,1 Mrd. Euro lagen. Die Daten werden auf der Transparenzplattform SMARD der Bundesnetzagentur veröffentlicht:

www.smard.de/page/home/topic-article/211972/217842/entwicklung-des-netzengpassmanagements.

Um Netzengpässe zu beheben, müssen die Netzbetreiber Stromerzeugung vor dem Engpass herunterregeln und hinter dem Engpass zusätzliche Erzeuger anweisen, Strom zu produzieren. Beides verursacht Kosten. Für das Herunterregeln weist die Kostenstatistik den Posten „Redispatch mit Erneuerbare-Energien-Anlagen“ aus (siehe Tabelle unten). Damit ist die entgangene Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Erneuerbare-Energien-Anlagen gemeint, die sie – sofern sie im Rahmen des Netzengpassmanagements heruntergeregelt werden – ersetzt bekommen. Die Kosten dafür werden über die Netzentgelte gewälzt und machten im Jahr 2025 einen Anteil von 435 Mio. Euro an den 3,1 Mrd. Euro Gesamtkosten des Netzengpassmanagements aus. Im Redispatch muss jedoch – sofern eine (Erneuerbare Energien-)Anlage heruntergeregelt wird – gewissermaßen als Gegenstück eine andere Anlage hochgeregelt werden, um die Systembilanz ausgeglichen zu halten. Auch das verursacht Kosten, die sich in den Posten „Redispatch mit konventionellen Marktkraftwerken“, „Redispatch mit Reservekraftwerken“ und „Countertrading“ wiederfinden. Die genauen Zahlen für die Jahre 2024 und 2025 sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

Kosten in Millionen Euro	**2024**	**2025**
Finanzieller Ausgleich an die Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber	554	435
Kosten für Redispatch mit konventionellen Marktkraftwerken	1.233	1.178
Vorhaltekosten der Reservekraftwerke	696	955
Abrufkosten der Reservekraftwerke	372	412

Kosten in Millionen Euro	**2024**	**2025**
Saldierte Kosten für Countertrading	98	96
Gesamtkosten des Netzengpassmanagements	2.954	3.076

3. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung der in der Vorbemerkung der Fragestellenden zitierten Amprion-Studie, dass die Redispatch-Kosten sich in den kommenden Jahren deutlich rückläufig entwickeln werden, und wenn nein, welche eigenen Prognosen oder Szenarien liegen der Bundesregierung vor?

Der Netzausbau und insbesondere die Inbetriebnahme der großen Gleichstromübertragungs-(HGÜ)-Leitungen werden zur Senkung der Redispatchkosten beitragen. Ebenso kann eine Synchronisierung des Erneuerbaren-Energien-Zubaus mit dem Netzausbau den Anstieg der Redispatchkosten begrenzen. Die System- und Langfristanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen eine hohe Abhängigkeit der Redispatchmengen und -kosten vom Netzausbauzustand, aber auch der Entwicklung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, des Stromverbrauchs, der Wetterjahre und anderer energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen im In- und Ausland. Eine belastbare Prognose ist daher nur schwer möglich.

4. Welche konkreten Fortschritte, Hemmnisse und Kosteneffekte sind seit 2019 beim grenzüberschreitend optimierten Redispatch festzustellen, vor dem Hintergrund der damaligen Erwartung der Bundesregierung, dass dieser eine sehr wichtige Rolle spielen und Redispatch-Kosten senken werde (vgl. Bundestagsdrucksache 19/1680)?

Der Aktionsplan Gebotszone 2025 vom 15. Dezember 2025 enthält in Abschnitt 2.2.1 einen Überblick zum aktuellen Stand der Umsetzung des grenzüberschreitend optimierten Redispatches (ROSC). Daraus geht hervor, dass aktuell aufgrund der technischen Komplexität und weiterer Verzögerungen in der Umsetzung nicht mit einer Implementierung der ROSC-Methode vor 2029 gerechnet werden kann.

Jedoch werden bis dahin über die national zur Verfügung stehenden Redispatchpotenziale hinaus bestehende Bedarfe weiterhin im Rahmen der etablierten Redispatch-Kooperationen mit Österreich sowie diverser weiterer Kooperationsformate der Übertragungsnetzbetreiber und Ausschreibungen im Ausland gesichert.

Grenz- bzw. zonenübergreifend koordinierter Redispatch ist für einen zuverlässigen und effizienten Stromhandel zwingend erforderlich. Ansonsten drohen höhere Redispatchvolumina und höhere Kosten. Die Umsetzung der ROSC-Methode sollte daher höchste Priorität in der CORE-Region bekommen. Die Bundesregierung setzt sich vor diesem Hintergrund für einen verlässlichen, eindeutigen, diskriminierungsfreien Rechtsrahmen ein.

5. Welche Kriterien legt das BMWE der Ausweisung von kapazitätslimitierten Abschnitten im Zuge eines Redispatch-Vorbehalts zugrunde (z. B. Abregelungshäufigkeit, Abregelungsleistung, Abregelungskapazität oder weitere technische, wirtschaftliche oder netzseitige Parameter), wie sie im Papier des BMWE („Das Netzanschlusspaket – die Synchronisierung von Netzausbau und Anlagenbau senkt Kosten und erhöht Versorgungssicherheit“) beschrieben werden?

Der am 29. Juli 2026 vom Bundeskabinett beschlossene Regierungsentwurf des Netzanschlusspakets sieht vor, dass Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen

Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte als kapazitätslimitiert ausweisen können, wenn die Wirkleistungserzeugung der unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen im vorangegangenen Kalenderjahr um insgesamt mehr als 5 Prozent reduziert wurde.

6. Liegen der Bundesregierung Beispiele und Erkenntnisse zur Anwendung eines Redispatch-Vorbehalts aus den europäischen Nachbarländern vor?

Nein.

7. Mit welcher Granularität sollen sogenannte kapazitätslimitierte Netzgebiete ausgewiesen werden (z. B. auf Ebene einzelner Umspannwerke, Gemeinden oder größerer kommunaler Gebietskörperschaften)?

8. Bei einem Auslösekriterium für kapazitätslimitierte Gebiete von z. B. 3 Prozent, 5 Prozent, 10 Prozent und 15 Prozent, wie viel Prozent wären als „kapazitätslimitierte Gebiete“ ausgewiesen und dementsprechend von einem etwaigen Redispatch-Vorbehalt betroffen, bezogen auf:

   a) die Fläche (aufgeschlüsselt nach Bundesländern),

   b) die genehmigten und in Genehmigungsverfahren befindlichen erneuerbaren Erzeugungsanlagen (aufgeschlüsselt nach Technologien und Bundesländern),

   c) die genehmigten und in Genehmigungsverfahren befindlichen erneuerbaren Erzeugungsanlagen nach Megawatt (aufgeschlüsselt nach Technologien und Bundesländern)?

9. Wie entwickeln sich nach Auffassung der Bundesregierung die kapazitätslimitierten Gebiete und deren Auswirkungen in diesem Zeitraum?

Die Fragen 7 bis 9 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Mit gutachterlicher Unterstützung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) für die Jahre 2024 und 2025 ermittelt, welcher Anteil der Umspannwerke bei dem Auslösekriterium von 5 Prozent deutschlandweit als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden würden. Die Ausweisung ist entsprechend der Vorgaben im Regierungsentwurf technologiespezifisch nach Wind und Photovoltaik (PV) vorzunehmen. Ergebnis der gutachterlichen Berechnung ist, dass etwa 5 Prozent (Wind) bzw. 4 Prozent (PV) der Umspannwerke in Deutschland im Jahr 2024 kapazitätslimitiert gewesen wären. Diese Analysen zeigen zudem, dass es zwischen den Jahren 2024 und 2025 keine sprunghafte Änderung der betroffenen Umspannwerke gibt.

10. Wie bewertet die Bundesregierung die Auswirkungen kapazitätslimitierter Gebiete und eines Redispatch-Vorbehalts in Bezug auf den Ausbau standortgebundener Anlagen, wie z. B. Onshore-Windenergieanlagen in Windvorranggebieten?

11. Welche Netzbetreiber auf Ebene der Verteilnetze wären davon in welchem Umfang betroffen (gereiht nach Fläche des Netzgebiets in Prozent, jeweils für ein Auslösekriterium von 3 Prozent, 5 Prozent, 10 Prozent und 15 Prozent)?

Die Fragen 10 und 11 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Wie in der Antwort zu Frage 8 dargestellt erfolgt die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete technologiespezifisch. Nach den gutachterlichen Analysen liegen rund fünf Prozent aller Windvorrangflächen an Umspannwerken, die auf Grundlage der Daten aus dem Jahr 2024 als kapazitätslimitiert für die Einspeisung von Windenergie hätten ausgewiesen werden können. Der größere Teil dieser betroffenen Windvorrangflächen war in 2024 bereits mit Windenergieanlagen bebaut. Nach diesen Analysen wäre in 2024 nur ein Anteil von 2 Prozent der bislang unbebauten Windvorrangflächen von einer Kapazitätslimitierung betroffen gewesen.

Die für Windenergieanlagen relevanten kapazitätslimitierten Umspannwerke befinden sich insbesondere in Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt.

12. Welche volkswirtschaftlichen Auswirkungen – insbesondere auf den Strompreis – sind bei einer Umsetzung des Redispatch-Vorbehalts zu erwarten?

Das temporäre regionale Steuerungsinstrument im Regierungsentwurf des Netzanschlusspakets dient der Senkung der Systemkosten, indem neue Anlagen vorrangig an nicht-kapazitätslimitierte Umspannwerke angeschlossen und hierdurch Redispatchkosten gespart werden. Diese Redispatchkosten würden ansonsten die Stromverbraucher über die Netzentgelte bezahlen.

13. Welche Auswirkungen sind bei der Umsetzung des Redispatch-Vorbehalts in Bezug auf die Erreichung der Ausbauziele und des Strommengenpfads aus erneuerbaren Energien zu erwarten?

14. Wird durch die Umsetzung des Redispatch-Vorbehalts eine Auswirkung auf die durch den Bund zu zahlende Förderung für erneuerbare Energien erwartet, wenn ja, in welcher Höhe, und wenn nein, warum sieht die Bundesregierung keine Auswirkungen?

Die Fragen 13 und 14 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Das BMWE geht davon aus, dass die Regelungen zur temporären Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete im Netzanschlusspaket aufgrund der hohen Genehmigungszahlen und der Wettbewerbssituation bei Windenergie an Land und Photovoltaik das Erreichen der Ausbauziele nicht gefährden und keine substanziellen Auswirkungen auf die durch den Bund zu zahlende Förderung für erneuerbare Energien haben. Förderzahlungen aus dem EEG werden wie bisher weiterhin nach Maßgabe des Energiefinanzierungsgesetzes durch Mittel des Bundes finanziert.

Mit dem Monitoringbericht wurde zudem festgestellt, dass der Anstieg des Bruttostromverbrauchs systematisch überschätzt wurde, genauso wie die erwarteten Erneuerbaren-Energien-Strommengen in § 4a EEG 2023. Die bisherige Regelung des Strommengenpfads hat eine Scheingenauigkeit vorgetäuscht, die so nicht mit der Entwicklung der Energiewende im Stromsektor korrespondiert. Der konkret in § 4a EEG 2023 hinterlegte Strommengenpfad ist damit aus den genannten Gründen überholt und wird mit dem Regierungsentwurf zur EEG-Novelle gestrichen.

15. Welche konkreten Maßnahmen plant das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, um Hemmnisse beim Netzausbau zu beseitigen und den Netzausbau zu beschleunigen, und welche Zeitpläne sind dafür vorgesehen?

Das BMWE befindet sich im steten Austausch mit den Netzbetreibern und zuständigen Genehmigungsbehörden zur frühzeitigen Identifikation von aufkommenden Hemmnissen und Umsetzung von Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus. Ziel ist insbesondere, mit den notwendigen gesetzlichen Änderungen den Prüfumfang und die Prüftiefe im Planungs- und Genehmigungsverfahren zu reduzieren und dadurch die Verfahrensdauern zu verkürzen und Hemmnisse in der Bauphase zu reduzieren.

16. Welche konkreten Maßnahmen (z. B. Agenda oder Strategie) plant das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, um Flexibilitätstechnologien (z. B. Batteriespeicher, Wärmenetze, Elektrolyseure) in das Energiesystem zu integrieren, die Flexibilitätspotenziale auszuschöpfen, und welche Zeitpläne sind dafür vorgesehen?

27. Wie bewertet die Bundesregierung das Prinzip „Netzoptimierung vor Flexibilität vor Verstärkung vor Ausbau“ (Noxva-Prinzip), und wie bewertet sie die Einführung des Redispatch-Vorbehalts vor diesem Hintergrund?

Die Fragen 16 und 27 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Ziel der Bundesregierung ist es, die Energiewende kosteneffizient zu gestalten. Dabei muss die Versorgungssicherheit gewährleistet werden, und alle Maßnahmen müssen sich am tatsächlichen Bedarf ausrichten. Zugleich spielt die Integration von Flexibilität eine zentrale Rolle.

Die Regierungsentwürfe des EEG und des Netzanschlusspakets enthalten Anreize, mehr Flexibilität insbesondere durch die Errichtung von „co-located“ Speichern hinter dem Netzanschlusspunkt zu ermöglichen und hierdurch das Stromnetz zu entlasten sowie die Systemkosten zu senken.

17. Welche konkreten Maßnahmen (z. B. Agenda oder Strategie) plant das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, um die Digitalisierung der Energieinfrastruktur (z. B. Smart Grids, intelligente Messsysteme und Smart Meter) sicherzustellen und zu beschleunigen, und welche Zeitpläne sind dafür vorgesehen?

Das BMWE bereitet derzeit eine Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes vor, die auf eine Beschleunigung der Digitalisierung abzielt.

18. Welche konkreten Maßnahmen plant das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, um einen vorausschauenden Netzausbau zu gewährleisten sowie Netzbetreibern eine vorausschauende Planung zu ermöglichen und diese auch verbindlich einzufordern?

Der Netzentwicklungsplan Strom der Übertragungsnetzbetreiber, der alle zwei Jahre erlassen wird und der auf dem Szenariorahmen Strom der Übertragungsnetzbetreiber aufbaut, sowie die Netzausbaupläne, die auf den Regionalszenarien der Verteilnetzbetreiber aufbauen, gewährleisten nach den §§ 12b, 14d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) einen vorausschauenden Netzausbau und

ermöglichen den Netzbetreibern eine vorausschauende Planung für einen Zeitraum von 10 bis 15 Jahren.

Darüber hinaus gibt es im Rahmen der Bedarfsermittlung auch eine langfristige Perspektive mit dem Zieljahr 2045, welche den Netzbetreibern eine vorausschauende Planung ermöglicht, aber auch der Öffentlichkeit den für ein Klimaneutralitätsnetz erforderlichen Netzausbau frühzeitig aufzeigt.

Die Pläne sind Grundlage für die anschließende Umsetzung, beispielsweise im Bundesbedarfsplangesetz, und das darauf basierende Netzausbau-Controlling.

Mit dem Netzanschlusspaket wird zudem die Möglichkeit geschaffen, dass Netzbetreiber den Anschluss von Wind- und PV-Anlagen künftig gebündelt und vorausschauend über so genannte Einspeisenetze planen können.

19. Wie viel Redispatch (Volumen und Kosten) sind gegenüber einem weiteren Netzausbau als effizient und volkswirtschaftlich vorteilhaft sinnvollerweise hinzunehmen, und welche Analysen liegen dazu vor?

Es wird auf § 11 EnWG verwiesen, der eine Kappung von 3 Prozent der prognostizierten Erzeugung vorsieht, um ineffizienten Netzausbau zu vermeiden.

Zudem wird auf den aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2025-2037/45 der Übertragungsnetzbetreiber verwiesen, online abrufbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025. Dieser enthält auch Analysen dazu, wie viel Redispatch gegenüber einem weiteren Netzausbau als effizient und volkswirtschaftlich sinnvoll hinzunehmen ist. Die Bundesnetzagentur wird zum Jahresende den Netzentwicklungsplan bestätigen und in der Bestätigung auch Annahmen zum Redispatch treffen.

20. Welche neuen Erkenntnisse liegen der Bundesregierung zu den Auswirkungen stärker regional differenzierter Strompreissignale auf Redispatch-Mengen, Redispatch-Kosten, Strompreise, Investitionssignale und Gesamtsystemkosten vor sowie zu der Produktion von grünem Wasserstoff, insbesondere im Kontext der Weiterentwicklung des europäischen Strommarktdesigns und der Integration erneuerbarer Energien in den europäischen Strommarkt, und welche Schlussfolgerungen zieht sie daraus?

21. Wie bewertet die Bundesregierung die aktuellen Ergebnisse des vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR) geförderten Ariadne-Projekts mehrerer Fraunhofer-Institute (vgl. https://ariadneprojekt.de/news-de/gebotszonenteilung-kann-den-deutschen-strommarkt-flexibler-machen/), wonach die Aufteilung in bis zu 22 Preiszonen die Netzkosten im Vergleich zum Festhalten an der deutsch-luxemburgischen Gebotszone erheblich senken könnte, sodass unter Berücksichtigung der gegenüberstehenden Kosten ein positiver Gesamteffekt entstünde?

Die Fragen 20 und 21 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Die Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag darauf verständigt, an der einheitlichen Gebotszone festzuhalten. Dementsprechend hat die Bundesregierung Ende 2025 den aktualisierten Aktionsplan Gebotszone vorgelegt, in dem sie beschließt, die deutsch-luxemburgische Gebotszone zu erhalten. Die dort genannten Gründe für den Erhalt haben nach wie vor Bestand. Aktuellere Erkenntnisse zur Auswirkung regionaler Preise liegen der Bundesregierung nicht vor. Die Ergebnisse der Ariadne Studie sind bekannt, ändern aber nicht die Ein-

schätzung der Bundesregierung, dass die Vorteile eines Erhalts der Gebotszone überwiegen.

Zur Einführung anderer regionaler Preissignale: Die Bundesnetzagentur plant im Rahmen der Reform der Netzentgeltsystematik Anreize zu setzen, die ein an den Bedürfnissen des Netzes ausgerichteten Verhalten der Netznutzer fördern. In diesem Zusammenhang handelt die Bundesnetzagentur als unabhängige Regulierungsbehörde.

22. Welche Rolle zur Senkung von Redispatch-Bedarfen misst die Bundesregierung der netzdienlichen Einbindung von Speichern zu, und mit welchen regulatorischen Änderungen plant sie, diese zu befördern?

24. Welche Weiterentwicklungen des Engpassmanagements plant die Bundesregierung, um Redispatch-Kosten zu senken, ist dabei eine Integration von Speichern und dezentralen Lasten in das Redispatch-System vorgesehen, und wenn ja, was ist der Zeitplan?

Die Fragen 22 und 24 werden aufgrund des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Stromspeicher mit einer Leistung von über 100 Kilowatt sind gemäß § 13a Absatz 1 EnWG zur Teilnahme am Redispatch verpflichtet. Stromspeicher, die Systemdienstleistungen wie Regelenergie erbringen, sind hiervon ausgenommen. Im Rahmen des kostenbasierten Redispatch sind Speicherbetreiber für Redispatchmaßnahmen durch die Netzbetreiber so finanziell zu entschädigen, dass es durch den Redispatch weder zu einer Besser- noch zu einer Schlechterstellung des Betreibers kommt.

Mit zunehmendem Anteil von Speichern im Stromsystem ist es erforderlich und zielführend, Speicher auch vermehrt im Redispatch einzusetzen. Nach Kenntnis der Bundesregierung prüfen die Netzbetreiber derzeit intensiv, welche Verbesserungen hier möglich sind.

23. Welche alternativen Maßnahmen (Alternativen zum Redispatch-Vorbehalt) oder Instrumente prüft oder setzt die Bundesregierung ein, um Redispatch-Mengen zu verringern und bisher abgeregelten Strom aus erneuerbaren Energien effizienter in das Energiesystem zu integrieren?

Wichtigste Maßnahme bleibt weiterhin der Netzausbau, des Weiteren wird auf die Maßnahmen des Aktionsplans Gebotszone 2025 verwiesen.

25. Welche Erkenntnisse liegen der Bundesregierung zur praktischen Anwendung und Wirksamkeit der Regelungen nach § 13k des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) bei der Nutzbarmachung von andernfalls abgeregelten Strommengen vor?

Die „Nutzen statt Abregeln“-Regelung im § 13k EnWG ist am 1. Oktober 2024 in den Probebetrieb gestartet. Ziel der Maßnahme ist, die engpassbedingte Abregelung erneuerbarer Energien zu reduzieren. Das Instrument sieht konkret vor, dass die Netzbetreiber in sogenannten Entlastungsregionen in Norddeutschland den ansonsten abzuregelnden Erneuerbare-Energien-Strom an zusätzliche Verbraucher preisvergünstigt abgeben. Bisher gibt es eine teilnehmende Last (Power-to-Heat) am Instrument. Es gibt konkrete weitere Interessenbekundungen bei den Übertragungsnetzbetreibern. Potentielle Teilnehmer und etwaige Teilnahmezeitpunkte werden laufend von der Bundesnetzagentur nachgefragt. Der weitere Prozess sieht eine Evaluierung des Instruments nach

der zweijährigen Erprobungsphase vor. Nach der Erprobungsphase werden die Abregelungsstrommengen ab Oktober 2026 in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren zugeteilt.

26. Welche Maßnahmen wird die Bundesregierung ergreifen, um die physische Direktbelieferung von Strom aus erneuerbaren Anlagen an die Industrie zu ermöglichen?

Eine physische Direktbelieferung von Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen ist bereits heute möglich.

28. Wie bewertet die Bundesregierung die Erkenntnisse der Studie des Dezernats Zukunft (siehe https://dezernatzukunft.org/stromnetzausbau-kapital-mobilisieren-netzentgelte-reduzieren/), der zufolge durch einen teilweisen Einstieg des Staates bei den Netzbetreibern eine Dämpfung der Übertragungsnetzkosten um über 2 Mrd. Euro jährlich realisiert werden könnte?

Die Berechnungen in der Studie des Dezernat Zukunft setzen einen Einstieg des Staates bei den Netzbetreibern in Höhe von 50 Prozent voraus. Für die in den Berechnungen vorausgesetzte 50-Prozent-Beteiligung des Staates an den Übertragungsnetzbetreibern sieht die Bundesregierung aktuell keinen Anlass.

29. Sind weitere Beteiligungen des deutschen Staates als Anteilseigner an Übertragungsnetzbetreibern (wie jüngst bei TenneT Germany) geplant oder vorgesehen?

Aktuell sind keine weiteren Beteiligungen an Übertragungsnetzbetreibern geplant.

30. Welche konkreten Entwicklungen des Redispatch-Bedarfs und der Redispatch-Kosten erwartet die Bundesregierung durch den aktuellen Vorschlag zum Netzentwicklungsplan (NEP25) im Vergleich zum bisherigen Szenario mit den Gleichstromvorhaben DC 40/40+ und DC 41, die nun entfallen sollen, während gleichzeitig neue Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (DC 42 plus DC 43, DC 44) vorgeschlagen werden?

Der Bundesregierung hat dazu keine Abschätzung.

31. Rechnet die Bundesregierung vor dem Hintergrund der Umsetzung der im neuen Szenario der Frage 30 beschriebenen Variante mit insgesamt steigenden oder sinkenden Kosten für den Netzausbau, und welche Annahmen legt sie dem zugrunde (z. B. Strombedarf und Erzeugung)?

Zum jetzigen Zeitpunkt sind die Kosten, die sich aus dem Netzentwicklungsplan 2025 ergeben, noch nicht abzuschätzen. Die Prüfung der Bundesnetzagentur läuft noch bis Ende des Jahres.

32. Hält die Bundesregierung am „Klimaneutralitätsnetz“ als Zielnetzentwicklung gemäß § 12a EnWG fest?

Der Netzentwicklungsplan Strom 2025–2037/2045 setzt die gesetzlichen Vorgaben um. Dabei wurden die Anforderungen an ein sogenanntes Klimaneutrali-

tätsnetz anhand von drei Szenarien für die jeweiligen Zielhorizonte 2037 und 2045 dargestellt und mit konkreten Maßnahmen unterlegt. Die Bundesnetzagentur wird mit der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Ende 2026 auch Aussagen zur Zielnetzentwicklung gemäß § 12a EnWG treffen.

Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co. KG, Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin, www.heenemann-druck.de
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlag GmbH, Postfach 10 05 34, 50445 Köln, Telefon (02 21) 97 66 83 40, Fax (02 21) 97 66 83 44, www.bundesanzeiger-verlag.de
ISSN 0722-8333