

Kleine Anfrage

der Abgeordneten Ralph Lenkert, Dr. Gesine Löttsch, Klaus Ernst, Christian Görke, Susanne Hennig-Wellsow, Ina Latendorf, Caren Lay, Christian Leye, Thomas Lutze, Pascal Meiser, Victor Perli, Bernd Riexinger, Alexander Ulrich, Dr. Sahra Wagenknecht, Janine Wissler und der Fraktion DIE LINKE.

Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung und Anpassung des Strommarktdesigns

Zur Stabilisierung der Netzentgelte hat die Bundesregierung im Rahmen der Energiepreisbremsen Mehrkosten für Redispatchmaßnahmen in Milliardenhöhe übernommen. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netzengpassmanagementmaßnahmen lagen laut Bundesnetzagentur im Gesamtjahr 2022 bei rund 4,2 Mrd. Euro und somit weit über dem Vorjahresniveau (Gesamtjahr 2021: 2,3 Mrd. Euro) (www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html, hier insbesondere www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3). Nach Meinung von Expertinnen und Experten könnten sich die Kosten für das erste Halbjahr 2023 nochmals deutlich erhöhen, denn immer mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen abgeregelt werden. Auch Offshore-Windparks im Norden Deutschlands sind aufgrund von Netzengpässen zunehmend davon betroffen.

Als Überschussregionen werden im Folgenden diejenigen Landesteile bezeichnet, in denen es heute bei bestimmten Wettersituationen zu Liefereinschränkungen für Wind- oder Solarenergie kommt, weil in diesen Regionen nach den Anmeldungen der Stromhändler zum einen weniger Strom verbraucht wird und zum anderen der erzeugte Strom aufgrund von Netzengpässen nicht abtransportiert werden kann.

Nach Ansicht der Fragesteller gibt es zwei plausible Einflussfaktoren, wonach die durchschnittlichen Marktpreise für Strom bei einer Trennung des deutschen Strommarktes in mehrere Gebotszonen niedriger wären: a) Derzeit bilden sich die gesamten Marktpreise nach den Erzeugungskosten in fossilen Kraftwerken. Künftig wäre das in StromÜberschussregionen nicht mehr der Fall, in den übrigen Regionen hingegen wären nur geringe Preisänderungen zu erwarten; b) Das effektiv erhöhte Angebot mit weniger Abschaltungen wirkt preissenkend. Dabei sind auch Kraftwerke zu berücksichtigen, die derzeit vom regulären Markt ferngehalten werden (müssen), weil sie genutzt werden, um den sogenannten Redispatch, den Ausgleich der v. a. in Süddeutschland fehlenden Energiemengen, zu gewährleisten. Dies würde bei geteilten Märkten weniger benötigt werden.

Wir fragen die Bundesregierung:

1. Welche aktuellen Zahlen der netzbedingten Liefereinschränkungen liegen der Bundesregierung für das Jahr 2023 vor (bitte nach Technologien wie Wind an Land, Wind auf See und Solar und nach Möglichkeit nach Bundesländern differenzieren), wie groß sind diese im Verhältnis zur Erzeugung?
2. Hält die Bundesregierung die in der Vorbemerkung der Fragesteller formulierten Ausführungen zur Abregelung von Offshore-Windparks aufgrund von Netzengpässen für plausibel?
3. Liegen der Bundesregierung Angaben zum Umfang der Abregelungen mit Ursache im Übertragungsnetz ab 220 kV und/oder im Verteilnetz bis 115 kV vor, und wenn ja, wie lauten diese?
4. Liegen der Bundesregierung Zahlen zum Umfang der Stromerzeugung aus konventionellen Quellen und Biomasse für Zeiten von erhöhtem Einspeisemanagement und hoher Ausfallarbeit erneuerbarer Energien in den Überschussregionen vor, und wenn ja, wie sind die konkreten Zahlen zur Einspeisung bzw. Ausfallarbeit aufgeschlüsselt nach Erzeugungsarten?
5. Wie erklärt es sich nach Kenntnis der Bundesregierung, dass beim Energieträger Wind (offshore) im vierten Quartal 2022 etwa dreifach so große Absenkungsmengen wie bei Wind (onshore) zu verzeichnen waren, obwohl letztere eine weitaus höhere installierte Leistung gerade auch in den Küstenregionen aufweist (vgl. Quartals-Bericht Netzengpassmanagement Viertes Quartal 2022, S. 15)?
6. Deuten die niedrigen Absenkungsmengen bei der Solarenergie darauf hin, dass große Solarparks nahezu überall in Deutschland weitgehend netzverträglich angebunden werden können, soweit eine Anbindung an Übertragungsnetz und entsprechende Standortwahl erfolgt?
7. Nach welchen Gesichtspunkten erfolgt eine Verteilung der Minderungsanforderungen innerhalb der Erneuerbare-Energien-Träger, soweit Anlagen infolge ihrer Größe dem Redispatch unterliegen?
8. Wird bei vergleichbaren Situationen eine gleichmäßige Einschränkung der Anlagen unterschiedlicher Erneuerbare-Energien-Träger in derselben Region angestrebt?
9. Ist der Bundesregierung bekannt, dass die Leitung Dörpen (Dörpen–Niederlangen–Meppen–Hanekenfähr) gemäß des o. g. Berichts (S. 12) für 16 021 Stunden im Gesamtjahr 2022 als überlastetes Netzelement angegeben wurde, obgleich die gesamte Dauer des Jahres lediglich 8 760 Stunden betrug?
Wenn ja, wie ist dieser Umstand zu erklären?
10. Kann die Bundesregierung bestätigen, dass in der o. g. Region sowohl nördlich als auch südlich dieser Leitung fast im gesamten Jahr 2022 Redispatchmaßnahmen stattfanden, infolge derer Kraftwerke eine Entschädigung erhalten haben?
11. In wie vielen Stunden des Jahres 2022 gab es in Deutschland entweder
 - a) gar keine Netzengpassmanagementmaßnahmen oder
 - b) ausschließlich Netzengpassmanagementmaßnahmen, die durch die Leitung Dörpen–Hanekenfähr verursacht wurden?
12. Wie hoch schätzt die Bundesregierung die Kosten für etwaige Netzengpassmanagementmaßnahmen, die allein durch den Engpass an der benannten Leitung entstanden sind?

13. War es nach Kenntnis der Bundesregierung aus heutiger Sicht ein Fehler, Anbindungen von Offshore-Windparks an das Stromnetz nördlich der Leitung Dörpen vorzunehmen, statt die Kabel von den Offshore-Konvertern mindestens bis zum südlichen Ende bei Hanekenfähr/Lingen zu führen?
Wer hat diese Entscheidung hauptverantwortlich getroffen?
14. Was unternimmt die Bundesregierung, um den benannten Engpass kurzfristig aufzulösen?
15. Wie erklärt die Bundesregierung, dass gemäß dem o. g. Gesamtjahresbericht 2022 vergleichsweise hohe Kosten für Redispatchmaßnahmen der Regelzone Amprion zugeordnet werden (S. 11), obwohl im Vergleich nur wenig überlastete Netzelemente in dieser Regelzone liegen (S. 12)?
16. Wie erfolgt die Kostenzuordnung bei überlasteten Netzelementen bzw. Hochspannungsleitungen, die die Regelzonen zweier Übertragungsnetzbetreiber verbinden?
17. Liegen der Bundesregierung Berechnungen bzw. Schätzungen darüber vor, wie hoch die Redispatchleistung wäre, die durch eine Aufteilung des deutschen Strommarktes in zwei bzw. vier Gebotszonen gespart werden könnten?
18. Liegen der Bundesregierung Berechnungen bzw. Schätzungen darüber vor, wie hoch die Redispatchkosten wären, die durch eine Aufteilung des deutschen Strommarktes in zwei bzw. vier Gebotszonen gespart werden könnten?
19. Hält es die Bundesregierung für möglich, dass sich im Fall einer Aufteilung des deutschen Marktgebiets mit einem nördlichen Teilgebiet aus Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und Teilen von Niedersachsen im Tennet-Netzgebiet bis etwa Sottrum auch die Überlastungssituation auf der Leitung Dörpen–Hanekenfähr deutlich entspannen würde, und wenn ja, warum, bzw. wenn nein, warum nicht?
20. Teilt die Bundesregierung die Auffassung der Fragesteller, dass eine Aufteilung des Strommarktes in mehrere Gebotszonen unter sonst gleichen Bedingungen in der Vergangenheit zu Preissenkungen an der Strombörse geführt hätte bzw. künftig führen würde, und zwar häufiger in den derzeitigen Überschussregionen im Norden Deutschlands, und welche Konsequenzen zieht die Bundesregierung daraus?
21. Teilt die Bundesregierung die Meinung der Fragesteller, dass diese Preissenkungen dazu führen würden, dass größere Teile des Erzeugungspotentials genutzt würden und Abschaltungen seltener würden, und welche Konsequenzen zieht die Bundesregierung daraus?
22. Sieht die Bundesregierung Möglichkeiten durch geänderte Regelungen der Stromsteuer und der Konzessionsabgaben für Strom, die Reaktionen der Stromnachfrage auf derartige Preissignale zu verstärken („nutzen statt abschalten“), und wenn ja, welche?
23. Teilt die Bundesregierung die Position der Fragesteller, dass eine Aufteilung des Strommarktes in mehrere Gebotszonen unter sonst gleichen Bedingungen nur geringe Auswirkungen auf die Strompreisbildung in den Nicht-Überschussregionen hätte, weil diese in erster Linie den Brennstoffkosten nebst CO₂-Preisen sowie Kraftwerkswirkungsgraden folgen und dass diese Faktoren auch jetzt schon die Preise in diesen Regionen bestimmen, und welche Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung daraus?

24. Teilt die Bundesregierung die Meinung der Fragesteller, dass bei einer Teilung des Strommarktes daher die Preissenkungen in den Überschussregionen, gewichtet mit dem Stromverbrauch, größer wären als Preisanstiege in den übrigen Regionen, und welche Schlussfolgerungen zieht die Bundesregierung daraus?
25. Welche Auffassung vertritt die Bundesregierung, wie sich bei Aufteilung des deutschen Strommarktes in mehrere Gebotszonen
 - a) die mittleren Strompreise entwickeln würden,
 - b) die Strompreise in den Zeiten mit Stromüberschüssen im Norden Deutschlands (bei einer Zweiteilung des Strommarktes) bzw. im Nordosten und Nordwesten Deutschlands (bei einer Vierteilung des Strommarktes) entwickeln würden,
 - c) die Netzentgelte in den unter Buchstabe b genannten Regionen jeweils entwickeln würden,
 - d) die Netzentgelte in den nicht unter Buchstabe b genannten Regionen jeweils entwickeln würden,
 - e) die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken, die zuvor für Redispatchmaßnahmen zum Einsatz kommen, verändern würde?
26. In welchem Zeitraum ist die Stabilisierung der Netzentgelte durch Übernahme der Redispatchkosten seitens der Bundesregierung auch zukünftig geplant?
27. Rechnet die Bundesregierung mit Steigerungen der Übertragungsnetzentgelte nach Auslaufen der Übernahme der Redispatchkosten im Rahmen der Entlastungsmaßnahmen (Preisbremsen), und wenn ja, mit welchen (bitte getrennt für Privatkunden [Standardkunden] und Kunden mit Sonderverträgen [individuelles Netzentgelt] bewerten)?
28. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die Aussicht auf niedrigere Strompreise bei einer Teilung des Strommarktes die Motivation zur Ausweisung von Eignungsgebieten für Solar- und Windparks vergrößern würde?
29. Hat die Bundesregierung bereits Überlegungen bzw. Vorkehrungen für den Fall einer Aufteilung des Marktes in mehrere Gebotszonen getroffen, weil dann bis dato bestehende Terminkontrakte auf die künftigen Teilgebiete aufgeteilt werden müssten, und wenn ja, welche?
30. Wie schnell ließe sich nach Kenntnis der Bundesregierung ein getrennter Handel in einem geteilten Strommarkt nach einem entsprechenden Beschluss etablieren?
31. Stellt die Bundesregierung Überlegungen an für eine beschleunigte Einführung getrennter Strom-Teilmärkte, ggf. übergangsweise mit einem vereinfachten Preismodell, z. B. mit festen Stufen für Preisabstände zwischen nord- und süddeutschen Teilmärkten, und wenn ja, welche?

Berlin, den 8. September 2023

Amira Mohamed Ali, Dr. Dietmar Bartsch und Fraktion