

Kleine Anfrage

der Abgeordneten Ingrid Nestle, Oliver Krischer, Dr. Julia Verlinden, Lisa Badum, Annalena Baerbock, Dr. Bettina Hoffmann, Sylvia Kotting-Uhl, Steffi Lemke und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

Neuordnung des Redispatches nach §13 EnWG

Zukünftig wird der bisherige Einspeisemanagement-Prozess, verankert im EEG (= Erneuerbare-Energien-Gesetz), in den Redispatch-Prozess, verankert im EnWG (= Energiewirtschaftsgesetz), überführt werden. Laut Begründung im NABEG (= Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz) soll die Änderung in §13 EnWG ermöglichen, dass erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie konventionelle Kraftwerke zukünftig in einem einheitlichen Regime zur Behebung von Netzengpässen durch die Netzbetreiber herangezogen werden. Netzbetreiber sollen zukünftig Netzengpassmanagement-Maßnahmen möglichst geplant und auf Basis von eigenen Prognosen durchführen. Dieses neue Netzengpassmanagement-Verfahren erfordert eine Umstellung der gängigen Betriebsführung bei Netzbetreibern und Stromhändlern, beispielsweise in der Netzsystemführung und Abrechnung von Bilanzierungskreisen. Eine effiziente Gewährleistung der Systemsicherheit und eine Reduzierung fossiler Stromerzeugung sind beim Engpassmanagement für ein Gelingen der Energiewende erfolgskritisch.

Die Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen in den präventiven Redispatch kann laut einer Studie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Kosten spürbar reduzieren (Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz vom 27. April 2018, www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistun-der-systemsicherheit.html). Mit diesem Schritt fällt den Verteilnetzbetreibern jedoch eine entscheidende Rolle bei der Umsetzung der geplanten Maßnahmen zu, da über 95 Prozent der Erneuerbare-Energien-Anlagen an das Verteilnetz angeschlossen sind. Dies hat Auswirkung auf die Erlösobergrenze der Verteilnetzbetreiber und auf die Netzentgelte im Verteilnetzbereich. Es ist daher davon auszugehen, dass Verteilnetzbetreiber in bevölkerungsarmen Gebieten mit hohen Anteilen von Erneuerbare-Energien-Anlagen stärker von der neuen Regelung betroffen sind.

Wir fragen die Bundesregierung:

1. Ist das Ziel der Gesetzesänderung die Verringerung von volkswirtschaftlichen Kosten oder das Einsparen von CO₂?
2. Warum wurde die Einbeziehung von Erneuerbare Energie- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in das Redispatch-Verfahren im Energiesammelgesetz gestrichen und erneut im Entwurf des NABEG ohne Änderungen aufgenommen?

3. Wird mit dem optimierten Redispatch-Verfahren das Must-run-Niveau von fossilen Kraftwerken, im Verhältnis zur gängigen Praxis, reduziert, und wenn nein, warum nicht?
4. Welche weiteren Maßnahmen werden von der Bundesregierung getroffen, die zu einer Reduzierung der konventionellen Must-run-Kapazitäten führen?
5. Wird im optimierten Redispatch-Verfahren der Bundesnetzagentur eine weitreichende Befugnis eingeräumt die Must-run-Gründe nachzuvollziehen, und werden diese Daten im jährlichen Redispatch-Bericht zusammen mit der neuen Redispatch-Merit-Order transparent dargestellt werden, und wenn nein, warum nicht?
6. Wird die Berechnung der kalkulatorischen Kosten öffentlich zugänglich gemacht werden, beispielsweise auf der Seite www.netztransparenz.de?
7. Reicht aus Sicht der Bundesregierung der in dem Zielkorridor zwischen dem fünf- und dem fünfzehnfachen festgelegte Mindestfaktor aus, um einen sinnvollen Einspeisevorrang von erneuerbaren Energien sicherzustellen, und wenn ja, mit welcher Begründung?
8. Würde die national geplante Einbeziehung von Anlagen ab 100 kW in den regulatorischen Redispatch den Vorgaben der kürzlich verabschiedeten EU-Strombinnenmarkt-Verordnung und den dort genannten Grundsätzen einer marktbasierter Beschaffung entsprechen?
9. Spricht aus Sicht der Bundesregierung etwas dagegen, das neue und optimierte Redispatch-Verfahren auch grenzüberschreitend durchzusetzen?
10. Wie bewertet die Bundesregierung die Auswirkung auf die Netzentgelte unterteilt in das Übertragungs- und das Verteilnetz?
11. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die Netzentgelte in Verteilnetzgebieten mit hohem Anteil erneuerbarer Energien steigen werden?
12. Kann die Bundesregierung ausschließen, dass durch das neue Verfahren Kosten in die Verteilnetzebene verlagert werden, die vorher beim Übertragungsnetzbetreiber angefallen sind und zukünftig in die Erlösbergrenze der Verteilnetzbetreiber einfließen?
13. Plant die Bundesregierung eine Kostenanerkennung vor allem für die Netzbetreiber, die eine besondere Verantwortung für die Energiewende tragen sowie von der neuen Regelung betroffen sind, und wurde eine Anerkennung der entstehenden Kosten in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten in der ARegV (= Anreizregulierungsverordnung) angedacht, und wenn nein, warum nicht?
14. Geht die Bundesregierung davon aus, dass die Umstellung der Verteilnetzbetreiber im Vergleich zur heutigen Praxis vor eine signifikante Herausforderung stellt, und dass der Aufbau von notwendigen neuen Organisationsstrukturen bis Oktober 2020 von allen Verteilnetzbetreibern abgeschlossen werden kann?
15. Wie wird die Bundesregierung sicherstellen, dass die Vorhersageprognosen der Verteilnetzbetreiber für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien-Anlagen, als Referenzwert zum bilanziellen Ausgleich des Bilanzkreisverantwortlichen, fair und einheitlich bestimmt wird?
16. Wurde von der Bundesnetzagentur bereits ein Konzept oder Leitfaden erarbeitet zur Bestimmung der tatsächlich entstandenen Ausgleichsenergiemengen durch die Redispatch-Maßnahmen?

17. Wird der im Jahr 2018 erstellte Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0 der Bundesnetzagentur als Grundlage im Entschädigungsprozess zwischen Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Netzbetreibern bis Oktober 2020 weiterhin gültig bleiben?
18. Wie wird sich die Umstellung auf den Regelenenergiebedarf auswirken?

Berlin, den 15. Januar 2019

Katrin Göring-Eckardt, Dr. Anton Hofreiter und Fraktion

