



Bericht

an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

nach § 88 Abs. 2 BHO

zur Prüfung von Maßnahmen zum Netzausbau für die
Energiewende

Dieser Bericht enthält das vom Bundesrechnungshof abschließend im Sinne des § 96 Abs. 4 Satz 1 BHO festgestellte Prüfungsergebnis. Er ist auf der Internetseite des Bundesrechnungshofes veröffentlicht (www.bundesrechnungshof.de).

Inhaltsverzeichnis

0	Zusammenfassung	4
1	Einleitung	8
1.1	Energiewende und Netzausbau	8
1.2	Stand des Netzausbaus	10
2	Wirkung der Erzeugung auf das Stromnetz	13
2.1	Ausreichend ausgebautes Stromnetz ist bislang keine Voraussetzung für Erzeugung	13
2.2	Synchronisierungsdefizit zwischen Erzeugung und Netz(-Ausbau) erkennbar	16
2.3	Auswirkungen von Erzeugungsentscheidungen auf das Netz angemessen berücksichtigen	18
2.4	Stellungnahme der Bundesregierung	18
2.5	Abschließende Würdigung und Empfehlung	19
3	Synchronisierung der Erzeugung mit realistischen Netzanpassungen notwendig	21
3.1	Netzausbau ist Engpass und verursacht viele Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen	21
3.2	Probleme im Stromnetz haben sich verschärft	26
3.3	Wirksame Synchronisierung sicherstellen	28
3.4	Stellungnahme der Bundesregierung	29
3.5	Abschließende Würdigung und Empfehlung	29
4	Anreize für kostensparenden und schnellen Netzausbau	30
4.1	Regulierungsversuche des natürlichen Monopols	30
4.2	Derzeitiges Entgeltsystem bietet kaum Anreize zum beschleunigten Netzausbau	33
4.3	Wirksame Beschleunigungsimpulse setzen	33
4.4	Stellungnahme der Bundesregierung	33
4.5	Abschließende Würdigung und Empfehlung	34

5	Anreize gegenüber den Erzeugern	34
5.1	Steuerung des Ausbaus von EE-Anlagen durch die BNetzA über ein „Netzausbaugebiet“	34
5.2	Kostenbeteiligung der Erzeuger am Netzausbau	38
5.3	Rahmenbedingungen mit Lenkungswirkung statt kleinteiliger Ge- und Verbote prüfen	40
5.4	Steuerung durch verursachungsgerechtere Kostenverteilung	42
5.5	Stellungnahme der Bundesregierung	42
5.6	Abschließende Würdigung und Empfehlung	43
6	Eigentumssituation an den Übertragungsnetzen	43
6.1	„Deutsche Netze AG“ mit Bundesbeteiligung	43
6.2	Bund hat auf wesentlichen Einfluss verzichtet	45
6.3	Neubewertung zur Verbesserung der Einflussmöglichkeiten des Bundes	45
6.4	Stellungnahme der Bundesregierung	45
6.5	Abschließende Würdigung und Empfehlung	46
7	Zusammenfassende Würdigung und Empfehlungen	46

0 Zusammenfassung

Der Bundesrechnungshof hat die Maßnahmen zum Ausbau des Stromnetzes (Übertragungsnetz) für die Energiewende untersucht. Dabei stellte er fest:

- 0.1 Das Stromnetz stellt die Verbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch von Strom her. Erzeuger wählen den Standort ihrer Anlage für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Anlage) bisher vor allem nach den Ertragsmöglichkeiten aus Sonnenstunden oder Windreichtum. Weil die Erzeuger für die Einspeisung und den Transport des Stroms zu den Verbrauchsstellen finanziell nicht herangezogen werden, spielen die Belastung des Netzes und ein entstehender Netzausbaubedarf bei ihren Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen keine Rolle.

Die Bundesregierung hält es gesamtwirtschaftlich für vorteilhaft, wenn sich das Stromnetz stets an Übertragungsbedarfe anpasst. Ertragreiche Standorte zu nutzen und das Netz auszubauen sei günstiger als schwächere Standorte zu erschließen, für die ein geringerer Netzausbau erforderlich wäre.

Vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Auftrag gegebene Langfristszenarien sehen bis zum Jahr 2050 im Übertragungsnetz Maßnahmen zum Netzausbau und zur Netzverstärkung von 36 500 km vor. Aktuelle Berechnungen gehen bis zum Jahr 2030 von einem Finanzbedarf von 70 Mrd. Euro, bis zum Jahr 2035 von bis zu 85 Mrd. Euro aus.

Untersuchungen der Monopolkommission zu einer lastnahen und dafür ertragsärmeren Ansiedlung von EE-Anlagen ergaben im Jahr 2017, dass solche system-optimalen Standorte den Leitungsausbau im Übertragungsnetz halbieren können. Dies würde zu Wohlfahrtsgewinnen von 2,7 Mrd. Euro pro Jahr führen und Einsparungen von etwa 9,4 % der Kosten des Gesamtsystems möglich machen.

Weil der Ausbau des Netzes mit dem Ausbau der EE-Anlagen – insbesondere durch ungünstige Standorte für das Stromnetz – nicht Schritt gehalten hat, wurden erhebliche netzstabilisierende Eingriffe nötig. In

den Jahren 2017 und 2018 mussten die Stromverbrauchenden dafür jeweils rund 2 Mrd. Euro zahlen.

Nach den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ sollte das BMWi die Folgen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung für das Stromnetz umfassend untersuchen. In der Zukunft das „richtige“ Netz zu haben, bedeutet, verzichtbare Ausbauten zu vermeiden.

Aus Sicht des Bundesrechnungshofes besteht das Risiko, dass es der Bundesregierung nicht gelingt, den weiteren Netzausbaubedarf wegen des Ausbaus von EE-Anlagen rechtzeitig und wirtschaftlich zu erfüllen.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi, den Netzausbaubedarf als Bestandteil anderer Entscheidungen – insbesondere zur Erzeugung von Strom – planerisch zu berücksichtigen. Zudem sollte es die Veränderungen durch den Kohleausstieg umfassend in die Netzausbauplanungen einbeziehen (Nummern 1 bis 3).

- 0.2 Das BMWi hat erkannt, dass der Ausbau des Übertragungsnetzes weit hinter dem Bedarf aus dem Ausbau der erneuerbaren Energien zurückgeblieben ist. Es hat im August 2018 daher den „Aktionsplan Stromnetz“ vorgestellt. Mit ihm soll der Ausbau der erneuerbaren Energien zukünftig stärker mit dem Netzausbau synchronisiert werden. Mit neuen Technologien und Betriebskonzepten sollen die Bestandsnetze optimiert und zugleich der Netzausbau beschleunigt werden. Insgesamt soll der Ausbaubedarf so gering wie möglich gehalten werden, bereits geplante Vorhaben seien aber unverzichtbar.

Der Bundesrechnungshof befürwortet es, wenn die Bundesregierung den Netzausbau künftig so synchronisiert, dass sie vor dem Ausbau von EE-Anlagen die Folgen für das Netz berücksichtigt und daraus ein zeitlich und sachlich abgestimmtes Handeln aller Beteiligten ableitet. Dies kann die Bundesregierung entweder erreichen mit einem entsprechend detaillierten Umsetzungsplan oder mit einem Rechtsrahmen, der Anreize zum zielgerichteten, aber weitgehend „selbstgesteuerten“ Handeln der Akteure setzt. Im Ergebnis muss die Bundesregierung zu-

nächst die bisherigen Zeitverluste aufholen und zugleich das Übertragungsnetz für hinzukommende EE-Anlagen ertüchtigen. Dabei käme neben einer Beschleunigung der Ausbaufahrer z. B. die vorrangige Ansiedlung von EE-Anlagen in solchen Regionen in Betracht, die bereits günstige Bedingungen für den Anschluss an das Übertragungsnetz aufweisen. Außerdem könnte eine stärkere Berücksichtigung einzelner Netzausbauvorhaben zur Behebung von Engpässen oder ein Moratorium beim Ausbau von EE-Anlagen in Frage kommen (Nummer 3).

- 0.3 Entscheidet sich die Bundesregierung für eine Koordinierung mittels Rechtsrahmen und Anreize zum zielgerichteten Handeln der Akteure, sollte sie nach Einschätzung des Bundesrechnungshofes Folgendes beachten:

Das derzeitige Entgeltmodell der Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der Marktsimulation setzt keine hinreichenden Anreize, das Netz schnell auszubauen: Die Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber werden sicher von den garantierten Erlösen gedeckt. Damit entsteht derzeit kein Impuls, diese Kosten durch eine Beschleunigung des Netzausbaus möglichst gering zu halten.

Die Liberalisierung des Strommarkts sah auch die Entflechtung von Netzbetreibern vor. Wegen der entsprechender Einflussmöglichkeiten und Synergiepotenziale wurde in diesem Zusammenhang auch die Schaffung einer „Deutschen Netze AG“ mit oder ohne Beteiligung des Bundes diskutiert. Mit dem Verzicht auf diese Möglichkeit verfügt die Bundesregierung nicht über einen vergleichbaren Einfluss auf die Netzbetreiber, wie er in anderen europäischen Ländern besteht.

Die Bundesregierung teilt diese Einschätzungen grundsätzlich.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi, wirksame Beschleunigungsimpulse gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu setzen. Dazu könnte sie beispielsweise die Erlösobergrenze so gestalten, dass nicht mehr alle Netzsicherheitsmaßnahmen davon umfasst wären, oder sie könnte Prämien für frühzeitig fertiggestellte Netze zahlen. Soweit notwendig, sollte das BMWi stärkere Einflussmöglichkeiten u. a. durch

veränderte Besitz- oder Eigentumsverhältnisse prüfen (Nummern 4 und 6).

Einen weiteren Anreiz könnte die Bundesregierung setzen, indem sie dafür sorgt, die Erzeuger an den Netzausbaukosten zu beteiligen. Dies würde die externen Kosten der Standortwahl internalisieren. Damit ließen sich auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimale Standorte von EE-Anlagen finden. So könnten beispielsweise in Regionen mit hoher Netzauslastung die Erzeuger mit einem Entgelt belastet werden; in Regionen mit niedriger Netzauslastung könnten Erzeuger für die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen Zahlungen erhalten. Derartige Entgelte werden bereits von anderen europäischen Staaten angewandt und auch in der Fachdiskussion in Deutschland empfohlen.

Die Bundesregierung teilt diese Einschätzung grundsätzlich; das BMWi hält es „für erwägenswert“, die Erzeuger in überspeisten Netzen dadurch am Ausbau zu beteiligen, dass sie ihnen eine einmalige Zuschusszahlung abverlangt.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi, die Erzeuger von Strom an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen, z. B. über erzeugerseitige Netzentgelte (Nummer 5).

- 0.4 Zusammengefasst empfiehlt der Bundesrechnungshof dem BMWi,
- den Netzausbaubedarf schon als Bestandteil anderer Entscheidungen planerisch zu berücksichtigen,
 - die Veränderungen durch den Kohleausstieg umfassend in die Netzausbauplanungen einzubeziehen,
 - wirksame Beschleunigungsimpulse gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu setzen und wenn notwendig, auch stärkere Einflussmöglichkeiten des Bundes zu prüfen,
 - die Erzeuger von Strom an den Kosten des Netzausbaus zu beteiligen.

1 Einleitung

1.1 Energiewende und Netzausbau

Die Bundesregierung verfolgt mit der Energiewende eine umfassende Veränderung der Energieversorgung und Energienutzung. Deutschland will die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Basisjahr 1990 mindern. Das ursprüngliche Ziel, bis zum Jahr 2020 die Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % abzusenken, hat die Bundesregierung zwischenzeitlich als unrealistisch aufgegeben. Für das Jahr 2017 hat sie eine Minderung von 27,3 % ermittelt. Um diese Ziele bei der Verringerung der Treibhausgasemissionen zu erreichen, wurde insbesondere die Energieerzeugung mittels Windkraft in Norddeutschland ausgebaut. Der Strom muss daher über weite Entfernung insbesondere zu den großen Stromverbrauchern in Süd- und Westdeutschland transportiert werden. Zudem sind Engpässe in der Stromversorgung zu beheben, und grenzüberschreitender Stromhandel soll ermöglicht werden. Daraus resultiert aus Sicht der Bundesregierung vor allem für das Übertragungsnetz ein Bedarf zum Ausbau des Stromnetzes.¹ Nach dem Beschluss zur Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke im Herbst 2010 folgte im Sommer 2011 der Entschluss zum Ausstieg aus der Energiegewinnung aus Kernkraft bis Ende 2022. Dies löste weiteren Netzausbaubedarf aus. Ergänzend zum schon vorher erlassenen Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG)² brachte die Bundesregierung daher Entwürfe für ein Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)³ und ein Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG)⁴ ein.⁵

¹ Siehe z. B. Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Zweiten Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze, Bundestagsdrucksache 17/12638 vom 6. März 2013, Seite 1.

² Energieleitungsausbaugesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

³ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 13 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

⁴ Bundesbedarfsplangesetz vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786) geändert worden ist.

⁵ Siehe Fn. 1 und auch Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum sechsten Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Juni 2018, Ziffer 233, Seite 107.

Der Bundesrechnungshof hat sich in einem Sonderbericht nach § 99 BHO mit der Koordination und Steuerung der Energiewende beschäftigt.⁶ Er hat dabei grundlegende Mängel und daraus resultierenden dringenden Handlungsbedarf festgestellt. Die Bundesregierung hält dagegen die Umsetzung der Energiewende für kaum weiter optimierbar.⁷

Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) hat beim Ausbau der deutschen Höchstspannungsnetze nach dem Bundesbedarfsplan verschiedene Aufgaben erhalten. So genehmigt die BNetzA u. a. den Szenariorahmen⁸, bestätigt die Netzentwicklungspläne und übermittelt der Bundesregierung den Netzentwicklungsplan als Entwurf eines Bundesbedarfsplans. Als Grundlage für die Anpassung des Übertragungsnetzes dient der aktuelle von der BNetzA genehmigte Netzentwicklungsplan und die Vorhabenliste des EnLAG sowie der Bundesbedarfsplan. Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen die Anpassungen des Netzes nach dem Prinzip der Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau (NOVA-Prinzip) wahr. Letztlich werden die Kosten dieser Investitionen über die Netzentgelte dem Strompreis an den Endverbrauchsstellen zugeschlagen.⁹

Der Bundesrechnungshof hat die Maßnahmen zum Netzausbau für die Energiewende untersucht. Der vorliegende Bericht bezieht sich auf die Anpassung des Übertragungsnetzes. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat zum Entwurf dieses Berichts umfassend Stellung genommen. Seine Stellungnahme haben wir berücksichtigt.

⁶ Siehe Unterrichtung durch den Bundesrechnungshof, Bericht nach § 99 der Bundeshaushaltsordnung über die Koordination und Steuerung zur Umsetzung der Energiewende durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundestagsdrucksache 19/4550 vom 28. September 2018.

⁷ Siehe Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der FDP – Drucksache 19/5557 –, Bundestagsdrucksache 19/6024 vom 27. November 2018 und Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Fraktion der FDP – Drucksache 19/5558 –, Bundestagsdrucksache 19/6241 vom 3. Dezember 2018, darin hat die Bundesregierung aber z. B. für den Monitoring-Prozess Fortentwicklungen in Aussicht gestellt.

⁸ Der Szenariorahmen ist die Grundlage für die Erarbeitung des Netzentwicklungsplans nach § 12b und des Offshore-Netzentwicklungsplans nach § 17b. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken (siehe § 12a EnWG).

⁹ Siehe zu diesen Zuständigkeiten <https://www.netzausbau.de/wissenswertes/akteure/de.html>, abgerufen am 9. April 2019.

1.2 Stand des Netzausbaus

Die BNetzA veröffentlicht ihre Monitoringberichte gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB und berichtet damit regelmäßig über den Stand des Ausbaus nach dem EnLAG und dem BBPIG.¹⁰ Bei den Ausbauvorhaben nach dem EnLAG¹¹ waren zum Ende des vierten Quartals 2018

- von den geplanten rund 1 800 Leitungskilometern rund 1 200 Kilometer genehmigt und
- rund 800 Kilometer realisiert (45 %).

Außerdem

- rechneten die Übertragungsnetzbetreiber mit der Fertigstellung von 50 % der im EnLAG enthaltenen Leitungskilometer bis zum Jahr 2019¹²;
- sei noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken vollständig in Betrieb;
- laufe der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.¹³

Für die Vorhaben nach dem EnLAG liegt die Zuständigkeit für den Netzausbau bei den entsprechenden Landesbehörden.

Bei den Ausbauvorhaben nach dem BBPIG waren zum Ende des vierten Quartals 2018 von den geplanten 5 900 km Leitungskilometern 600 km genehmigt und rund 250 km realisiert (4 %).¹⁴ Von den insgesamt 43 Vorhaben des BBPIG fallen 16 Vorhaben mit rund 3 600 km in die Zuständigkeit der BNetzA. Die übrigen 27 Vorhaben mit rund 2 200 km des Übertragungsnetzes fallen in die Zuständigkeit von Landesbehörden.

Zusammengefasst zeigt Diagramm 1 die Entwicklung des Stromnetzausbaus seit dem Jahr 2013. Die Darstellung bezieht sich auf fertig gestellte Leitungskilometer, die Leitungen sind nicht zwingend schon in Betrieb.

¹⁰ Siehe <https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Gesamtbericht.html>, abgerufen am 9. April 2019.

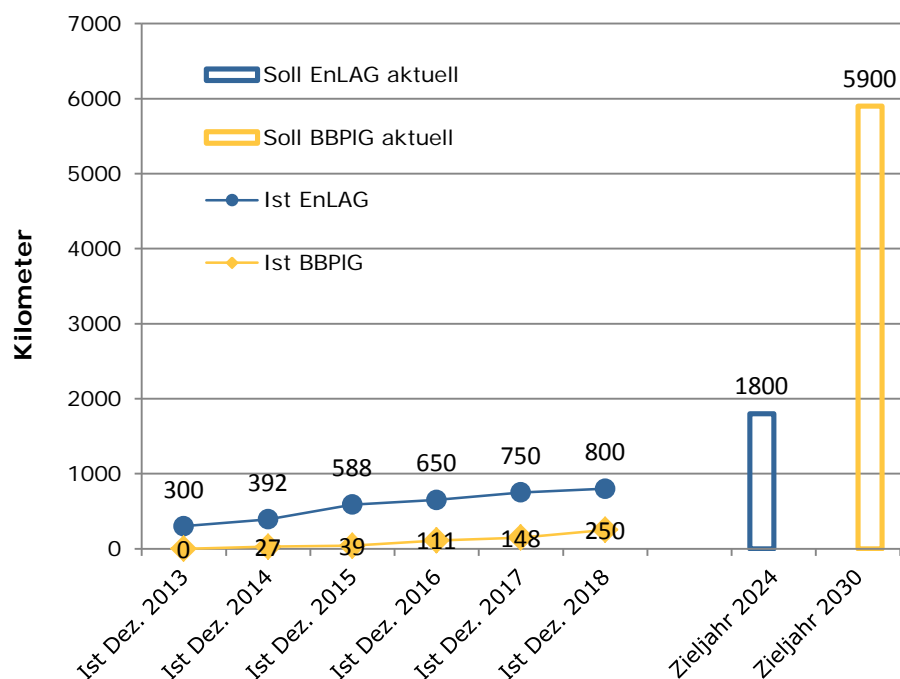
¹¹ Die BNetzA dokumentiert hier lediglich den Stand der Planungs- und Bauvorhaben.

¹² Bericht nach § 3 EnLAG (Bundestagsdrucksache 19/4675).

¹³ Monitoring des Stromnetzausbaus EnLAG / BBPIG / Netzoptimierungsmonitoring / Offshore-Anbindungen Viertes Quartal 2018, Seite 9.

¹⁴ Monitoring des Stromnetzausbaus EnLAG / BBPIG / Netzoptimierungsmonitoring / Offshore-Anbindungen Viertes Quartal 2018, Seite 61.

Diagramm 1



Quelle: BNetzA, EnLAG-Monitoring und BBPIG-Monitoring, Stand des Stromnetzausbaus [jeweils zum angegebenen Zeitpunkt]; eigene Zusammenstellung.

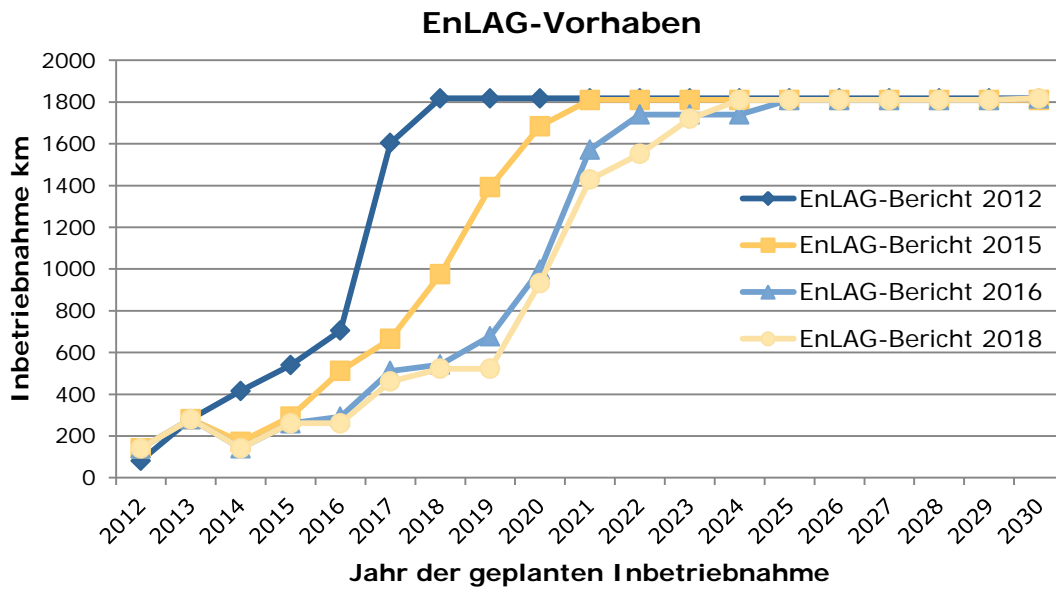
Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 sieht in Szenario B 2030 weitere 2 900 km an Netzverstärkungen im Bestand und 1 600 km Neu- baumaßnahmen (Drehstrom und Gleichstrom) als erforderlich an, die noch nicht Bestandteil des Bundesbedarfsplans sind.¹⁵

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, in welchem Jahr die nach EnLAG und BBPIG zu erstellenden Leitungen voraussichtlich in Betrieb genommen werden können. Die BNetzA berichtet über den Ausbaustand in ihren Monitoringberichten und teilweise an den Deutschen Bundestag. Die voraussichtliche Inbetriebnahme hat sich grundsätzlich auf spätere Termine verschoben. Neben massiven Bürgerprotesten gegen die Stromtrassen haben auch die Umstellung auf Erdkabel und von den Übertragungsnetzbetreibern verursachte Verzögerungen den Netzausbau verlangsamt. Die Diagramme 2 und 3 zeigen den Stand der Vorausschau für die EnLAG- bzw. die BBPIG-Vorhaben – zusammen-

¹⁵ Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf Zahlen-Daten-Fakten, Seite 8.

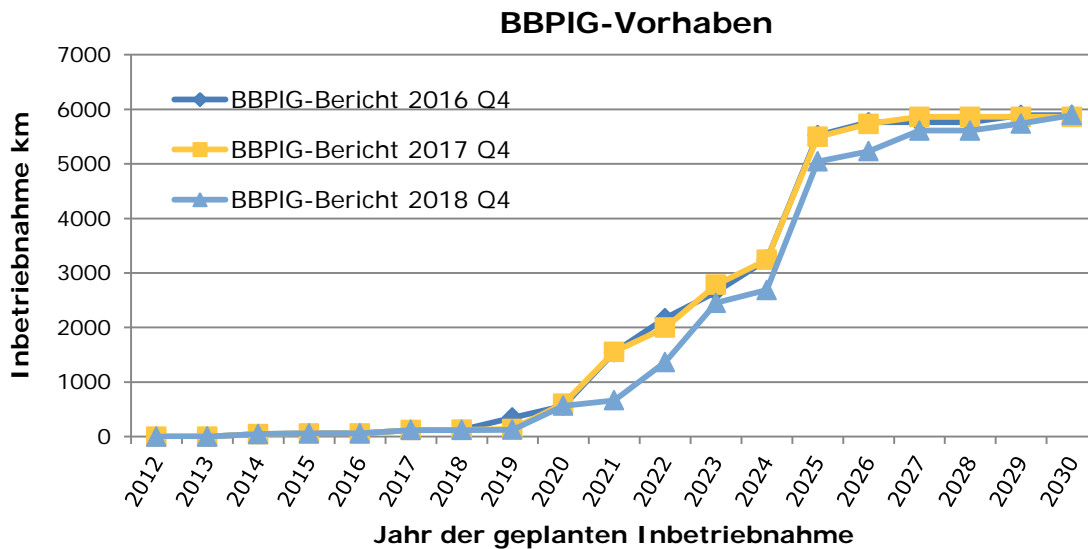
gefasst als Summe in km – zu einzelnen Berichtsterminen mit den vorgesehenen Inbetriebnahmedaten.

Diagramm 2



Quelle: EnLAG-Monitoring, Bundestagsdrucksache 17/11871, Bundestagsdrucksache 18/6270, Bundestagsdrucksache 18/9855, Bundestagsdrucksache 19/4675; eigene Zusammenstellung.

Diagramm 3



Quelle: BNetzA, BBPIG-Monitoring, Stand des Stromnetzausbaus [jeweils zum angegebenen Zeitpunkt]; eigene Zusammenstellung.

Zusätzlich zu den EnLAG- und BBPIG-Vorhaben werden in der Nord- und Ostsee die Anbindungsleitungen ausgebaut. Diese verbinden die Offshore-

Windparks mit dem Übertragungsnetz auf dem Festland. Ihr Ausbaubedarf wurde bislang im Offshore-Netzentwicklungsplan festgelegt. Das Monitoring zum Netzausbau weist aus, dass zum 4. Quartal 2018 von den geplanten 3 619 Offshore-Anbindungs-km auf See und an Land 2 158 km (60 %) genehmigt und 1 804 km (50 %) „realisiert“ wurden.¹⁶

2 Wirkung der Erzeugung auf das Stromnetz

2.1 Ausreichend ausgebautes Stromnetz ist bislang keine Voraussetzung für Erzeugung

Das Stromnetz dient dem Transport elektrischer Energie von den Erzeugungsanlagen zu den Verbrauchsstellen, auch solchen außerhalb Deutschlands.

Für die Netzbetreiber besteht grundsätzlich die Pflicht, Erstellern von Kraftwerken mit einer Nennleistung ab 100 Megawatt eine Anschlusszusage zu erteilen.¹⁷ Für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas bestehen vorrangige Anschlusspflichten.¹⁸ Die Entscheidung über den Ort und die Kapazität der Kraftwerke treffen die Erzeuger – unter Beachtung des geltenden Rechts – grundsätzlich nach eigenwirtschaftlichen Erwägungen. Sie wählen also z. B. den Standort ihrer Anlage für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE-Anlage) unter Berücksichtigung von Einschränkungen wie Verfügbarkeit der Fläche und Einhaltung des notwendigen Abstands vor allem nach den Sonnenstunden oder dem Windreichtum.¹⁹ Für die Einspeisung und den Transport des Stroms zu den Verbrauchsstellen werden die Erzeuger finanziell bislang nicht herangezogen. Die Belastung des Netzes und ein eventuell durch die Einspeisung entstehender oder sich verstärkender Netzausbaube-

¹⁶ Der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen wird zukünftig auch im Netzentwicklungsplan bestimmt, dabei werden die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zugrunde gelegt, siehe Monitoring des Stromnetzausbaus EnLAG / BBPIG / Netzoptimierungsmonitoring / Offshore-Anbindungen Viertes Quartal 2018, Seite 209. Darin bleibt unklar, ob die „Realisierung“ auch bereits die Inbetriebnahme umfasst.

¹⁷ Siehe § 4 Absatz 1 i. V. m. § 1 Absatz 1 Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV).

¹⁸ Siehe § 3 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG) und § 8 Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017).

¹⁹ Siehe auch „Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden“, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2017, Seite 93.

darf spielen bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Erzeuger für einen bestimmten Standort bislang keine Rolle.

Aus Sicht der Bundesregierung soll ein ausreichend ausgebautes Netz grundsätzlich nicht als Voraussetzung für die Frage, wo Strom erzeugt wird, berücksichtigt werden. Das Stromnetz habe sich vielmehr an die aus diesen Entscheidungen folgenden Übertragungsbedarfe anzupassen. Die Bundesregierung sieht dieses Ursache-Folge-Prinzip als gesamtwirtschaftlich vorteilhaft an. Als Beleg dafür verwies das BMWi bei den Erhebungen auf die von ihm in Auftrag gegebenen Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.²⁰ Das dabei entwickelte Basisszenario soll eine Situation beschreiben, bei dem langfristig alle wesentlichen energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung bei geringstmöglichen Kosten erreicht werden.²¹ Bis zum Jahr 2050 seien demnach im Übertragungsnetz Maßnahmen zum Netzausbau und zur Netzverstärkung von 36 500 km erforderlich,²² was nach damaliger Einschätzung einem Investitionsvolumen von etwa 67 Mrd. Euro für das Übertragungsnetz an Land entsprach.²³ Mit Blick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien sei es „auch unter Berücksichtigung des erforderlichen Netzausbaus [...] im Basisszenario günstiger, Standorte mit hohen Volllaststunden zu nutzen, als schwächere Standorte zu erschließen, für die ein geringerer Netzausbau erforderlich wäre.“²⁴ Ein alternativ untersuchtes Szenario komme zu dem Ergebnis, dass ein weniger stark im Norden konzentrierter Windenergieausbau ab dem Betrachtungsjahr 2040 höhere Gesamtkosten des Stromsystems ergebe, als das Basisszenario.²⁵ In einem weiteren Szenario sollte untersucht werden, wie sich ein deutlich geringerer Übertragungsnetzausbau gegenüber dem Basisszenario (und auch ohne den ermittelten zusätzlichen Bedarf) auswirken würde. Weil sich aus Sicht der Gutachter einzelne

²⁰ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.

²¹ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario, Tz 1.2.2.

²² Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario, Tz 9.8.

²³ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario, Abb. 117.

²⁴ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“, Tz 1.

²⁵ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 5: Szenario „Alternative regionale EE-Verteilung“, Tz 1, Tz 4.2 sowie Tabelle 14.

Kostenentwicklungen nicht hinreichend bewerten ließen, hielten sie einen Kostenvergleich für unmöglich.²⁶

Das in den Langfristprognosen geschätzte Investitionsvolumen von 67 Mrd. Euro bis zum Jahr 2050 enthält den Finanzbedarf für die Offshore-Anbindung nicht. Wird dieser einbezogen, liegt das Investitionsvolumen nach aktuellen Erkenntnisse der BNetzA aus dem 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 bis zum Jahr 2030 bereits höher, nämlich bei mindestens 70 Mrd. Euro. Die Übertragungsnetzbetreiber schätzen darin den Gesamtinvestitionsbedarf für den Ausbau des Übertragungsnetzes an Land auf 52 Mrd. Euro bis 2030 und auf 58 Mrd. Euro bis 2035. Für die Offshore-Netzanbindungen schätzen die Übertragungsnetzbetreiber das Investitionsvolumen auf 18 bis 24 Mrd. Euro bis 2030 und auf 27 Mrd. Euro bis 2035.²⁷

Die Monopolkommission sieht in einem Sondergutachten Anhaltspunkte, dass es gesamtwirtschaftlich vorteilhaft ist, auch ertragsarme EE-Anlagen lastnah anzusiedeln und so den Bedarf an einem Leitungsausbau im Übertragungsnetz zu verringern. So zeigten die Modellrechnungen, dass sich der notwendige Netzausbau von 15 auf sieben Leitungen reduziere, wenn Anlagen an den systemoptimalen Standorten zugebaut würden. Den damit einhergehenden Wohlfahrtsgewinn beziffert das Gutachten auf 2,7 Mrd. Euro pro Jahr, was in Bezug auf die Kosten des Gesamtsystems ein erhebliches Einsparpotenzial von etwa 9,4 % darstelle.²⁸

Die Bundesregierung sieht die den Ergebnissen der Monopolkommission zugrunde liegenden Berechnungen kritisch und verweist auf einzelne, aus Sicht der Bundesregierung zu stark vereinfachende Annahmen.²⁹

²⁶ Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 4: Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“, Tz 4.2 sowie Tabelle 13.

²⁷ Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 1. Entwurf Zahlen-Daten-Fakten, Seite 10 und 17.

²⁸ „Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden“, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2017, Tz 307, Seite 119 f.

²⁹ Stellungnahme der Bundesregierung gemäß § 62 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zum Sondergutachten 77 der Monopolkommission, Nummer 3 Buchstabe c, Bundestagsdrucksache 19/6222, Seite 11. Stark vereinfachende Annahmen sieht die Bundesregierung dabei z. B. bei den Wirkungszusammenhängen im Austausch mit dem Ausland und der Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes. Hinsichtlich der Bewertung der Standortqualitäten von Zubauregionen seien nicht nachvollziehbare, stark vereinfachende Annahmen getroffen, etwa in Bezug auf das Zubaupotenzial in den Bundesländern.

Auch das BMWi hat erkannt, dass in den letzten Jahren insbesondere der Ausbau der (überregionalen) Übertragungsnetze weit hinter dem Ausbau der erneuerbaren Energien zurückgeblieben ist. Es hat im August 2018 daher den „Aktionsplan Stromnetz“ vorgestellt. Mit ihm soll der Ausbau der erneuerbaren Energien zukünftig stärker mit dem Ausbau der Netze „synchronisiert“ werden. Über eine Doppelstrategie sollen mit neuen Technologien und Betriebskonzepten die Bestandsnetze optimiert, höher ausgelastet und zugleich der Netzausbau beschleunigt werden. Dazu sollen nicht ausgeschöpfte Kapazitätsreserven gehoben werden. Ein vorausschauendes Controlling des Netzausbaus mit allen Beteiligten (BMWi, BNetzA, Länder und Netzbetreiber) soll die Ausbauvorhaben voranbringen. Auch eine Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren durch Verfahrenserleichterungen soll dazu gehören. Insgesamt soll der Netzausbaubedarf so gering wie möglich gehalten werden. Allerdings seien die bereits geplanten Netzausbauvorhaben unverzichtbar. Die Optimierungsmaßnahmen sollten also geplante Projekte nicht überflüssig machen, sondern einen weiteren, über die bisherige Netzplanung hinausgehenden Ausbaubedarf verringern.³⁰

2.2 Synchronisierungsdefizit zwischen Erzeugung und Netz(-Ausbau) erkennbar

Sowohl die Umsetzung der Entscheidungen zum Ausbau der (überregionalen) Übertragungsnetze als auch die Umsetzung der Entscheidungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien liegen wesentlich in der Verantwortung des BMWi. Da das Stromnetz die Verbindung zwischen Erzeugung und Verbrauch von Strom herstellt, kommt es darauf an, die Umsetzung der Entscheidungen zum Ausbau der Übertragungsnetze auf die Umsetzung der Entscheidungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien zeitlich und räumlich abzustimmen. Mit dem Ausbau an EE-Anlagen in den letzten Jahren hat der Ausbau des Netzes aber nicht Schritt gehalten. Dies deutet auf ein Koordinationsdefizit hin, das sich in fehlender Synchronisierung des Handelns aller Beteiligten – das sind im Wesentlichen Bund, Länder sowie die Stromerzeuger und die Betreiber der Übertragungsnetze – niederschlägt. Dadurch ist der Transport des erzeugten

³⁰ Siehe dazu Aktionsplan Stromnetz, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8, abgerufen am 9. April 2019.

Stroms zu den Verbrauchsstellen beeinträchtigt. Das Stromnetz stellt somit bei der Umsetzung der Energiewende eine erfolgskritische Größe dar.

Durch seine Grundsatzentscheidung, nach der sich das Stromnetz stets an die sonstigen Gegebenheiten im Strommarkt anzupassen hat, nimmt sich die Bundesregierung Handlungsoptionen für die Koordinierung. Die Bundesregierung hat beispielsweise im letzten Jahrzehnt kaum Einfluss auf die räumliche Anordnung der Erzeugung oder der Verbrauchsstellen genommen. Sie vertraut vor allem darauf, dass die aus anderen Entscheidungen resultierenden Anpassungen des Netzes stets die volkswirtschaftlich vorteilhafte Lösung darstellen. Dabei ist ihre Betrachtung nicht zwingend, was insbesondere die von der Monopolkommission ermittelte gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit anderer Ansätze zeigt.

Eine solche Offenheit gegenüber anderen Ansätzen der Ansiedelung von Energieerzeugungsanlagen ist auch unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Langfristszenarien geboten. Der von den Gutachtern der Bundesregierung bis zum Jahr 2050 prognostizierte Ausbaubedarf im Übertragungsnetz von 36 500 km lässt erhebliche Widerstände in den dafür vorgesehenen Regionen erwarten. Dabei ist die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende eine der wesentlichen Voraussetzungen für ihr Gelingen. Zudem wird dieser Ausbau weitere erhebliche Kosten nach sich ziehen, die bislang ausschließlich von den Stromverbrauchenden gezahlt werden. Der 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 geht dafür von einem Finanzbedarf von bis zu 85 Mrd. Euro bis zum Jahr 2035 aus.

Bei der Bundesregierung wird die Bereitschaft zu einer vorsichtigen Neubewertung ihres bisherigen Vorgehens sichtbar. Der Bundesrechnungshof erkennt an, dass das BMWi mit dem „Aktionsplan Stromnetz“ in Ansätzen das genannte Koordinationsdefizit durch Synchronisierung verringern will. Er sieht aber das Risiko, dass es der Bundesregierung trotzdem nicht gelingt, den Rückstand beim Ausbau der Übertragungsnetze aufzuholen und zugleich einen weiteren Netzausbaubedarf wegen des ungebremsten Ausbaus von EE-Anlagen rechtzeitig zu erfüllen. Damit könnte der Engpass, der in einem unzureichend oder unpassend ausgebauten Übertragungsnetz besteht, trotz erheblichen Einsatzes von Finanzmitteln auf lange Zeit fortbestehen. Es ist anzunehmen, dass sich dies nachteilig auf die energiepolitischen Ziele der Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit auswirkt.

2.3 Auswirkungen von Erzeugungsentscheidungen auf das Netz angemessen berücksichtigen

Der Bundesrechnungshof hat der Bundesregierung empfohlen, den Netzausbau künftig nicht mehr allein als Folge aller übrigen Entwicklungen des Strommarkts anzusehen. Vielmehr sollte sie bereits als Bestandteil anderer Entscheidungen – insbesondere zur Erzeugung – den dadurch ausgelösten Netzausbaubedarf planerisch berücksichtigen. Damit würde die Bundesregierung auch den Zielen der Versorgungssicherheit und der Bezahlbarkeit stärker Rechnung tragen. Der Bundesrechnungshof hat Möglichkeiten aufgezeigt, wie die Bundesregierung den Netzausbau besser mit der Erzeugung erneuerbarer Energie und dem Stromverbrauch abstimmen kann.

2.4 Stellungnahme der Bundesregierung

Zur Umsetzung des „Aktionsplans Stromnetz“ arbeitet das BMWi aktuell an verschiedenen Maßnahmen, von denen es sich politische (Netzausbaureisen, Controlling), rechtliche (NABEG) und ökonomische (Anreizregulierung) Beschleunigungseffekte verspricht. Dabei sieht es verschiedene Möglichkeiten, Empfehlungen des Bundesrechnungshofes zu berücksichtigen.

Aus Sicht der Bundesregierung bleibt der Netzausbau dennoch langfristig die günstigste Lösung zur Umsetzung der Energiewende. Der Bundesrechnungshof setze den notwendigen Netzausbaubedarf durch seine Betrachtung bis zum Jahr 2050 sehr hoch an.

Außerdem könnte der Zusammenhang zwischen Netzengpässen und EE-Zubau weniger eng sein als der Bundesrechnungshof annimmt. So führten auch grenzüberschreitende Transporte, trotz der ökonomischen Vorteile, in manchen Stunden des Jahres zu einem erhöhten Auftreten von Engpässen. Durch die künftig europarechtlich vorgegebene Ausweitung der grenzüberschreitenden Kapazitäten könne es zu einem weiteren Anwachsen der internen Netzengpässe kommen. Hierauf hätte eine bessere Koordination zwischen Netz und Erzeugung keinen Einfluss.

Netzengpässe seien im Übrigen Kosten der Umsetzung der Energiewende, die nicht per se ineffizient sein müssten. Weil der Bundesrechnungshof selbst keine Abwägung zwischen den Erzeugungskosten und den Kosten des Netzausbaus treffe, blieben seine Aussagen in Bezug auf eine notwendige Koordination

rein qualitativ. Dadurch würden die Einsparungspotenziale eines synchronisierten Ausbaus der Netze und der Erzeugung möglicherweise überschätzt.

Schließlich sind aus Sicht der Bundesregierung die derzeit auftretenden Engpässe kein dauerhaftes Problem. Der Netzausbau sei zwar langsam, werde aber nach seiner Realisierung zu einer Minimierung der derzeitigen Netzengpässe führen. Ein Risiko, „dass es der Bundesregierung trotzdem nicht gelingt, den Rückstand beim Ausbau der Übertragungsnetze aufzuholen und zugleich einen weiteren Netzausbaubedarf wegen des ungebremsen Ausbaus von EE-Anlagen rechtzeitig zu erfüllen“, werde in dieser Schärfe daher nicht geteilt. Die Bundesregierung bezweifelt auch, dass die Versorgungssicherheit durch Netzengpässe beeinträchtigt wird. Selbst bei zunehmenden Netzengpässen könnten die Übertragungsnetzbetreiber einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten.

2.5 Abschließende Würdigung und Empfehlung

Der Bundesrechnungshof befürwortet die Initiative des BMWi zur Verbesserung des Netzausbaus. Er bewertet es als günstig für die weitere Entwicklung, dass das BMWi Möglichkeiten sieht, die Empfehlungen des Bundesrechnungshofes bei der Umsetzung des „Aktionsplans Stromnetz“ einfließen zu lassen.

Die Betrachtung des Netzausbaubedarfs über das Jahr 2030 hinaus hat der Bundesrechnungshof u. a. deshalb gewählt, weil auch der Kohleausstieg erst jenseits des Jahres 2030 vollendet sein wird. Geht es um die volkswirtschaftlich sinnvolle Alternative, bietet sich eine langfristige Perspektive an, wie sie das BMWi in seinen Studien selbst auch gewählt hat. Schon bis zum Jahr 2035 werden dabei erhebliche Ausbaukosten von bis zu 85 Mrd. Euro entstehen. Dies bestärkt den Bundesrechnungshof in seiner Sicht, dass der Netzausbau nicht automatisch als die wirtschaftlich vorteilhafte Lösung angesehen werden kann. Eine Abwägung der Erzeugungskosten und der Kosten des Netzausbaus trifft die erwähnte Studie der Monopolkommission. Dieses Ergebnis beruht auf entsprechenden Annahmen; der Bundesrechnungshof hat auf das daraus resultierende Einsparpotenzial hingewiesen. Er erwartet von der Bundesregierung, die wirtschaftlich vorteilhafte Lösung zu wählen.

Zu den Netzengpässen können neben Umfang und Standorten des EE-Zubaus auch grenzüberschreitende Transporte beitragen. Das BMWi weist darauf hin, dass der deutsche Strommarkt zunehmend Teil eines europäischen Strom-

Binnenmarktes ist, in denen deutsche Übertragungsnetzbetreiber grenzüberschreitend tätig seien. Damit ergibt sich die Notwendigkeit, die Anbindung des deutschen Übertragungsnetzes an die Netze der Nachbarstaaten bei der Ausbauplanung kapazitiv und zeitlich so zu berücksichtigen, dass zusätzliche Engpässe aufgrund grenzüberschreitender Transporte möglichst vermieden werden. Dies ist nicht zuletzt auch deshalb von Bedeutung, weil Stromimporte aus Nachbarstaaten grundsätzlich – und möglicherweise mit zunehmender Bedeutung – einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland leisten können. Auch die Offshore-Anbindung könnte die Netzengpässe weiter verschärfen, sofern die Übertragungsnetze keine ausreichenden Kapazitäten haben, um den offshore erzeugten Strom in die Verbrauchszentren im Süden Deutschlands zu leiten. Hier käme allerdings auch in Frage, zunächst die norddeutschen Großstädte mit dem offshore erzeugten Strom „erzeugungsnah“ zu versorgen. Damit wird es aber umso wichtiger, den Ausbau der Erzeugung durch Windkraft mit dem Ausbau des Übertragungsnetzes zu koordinieren und dabei auch Standortfragen der Erzeugung und des Verbrauchs einzubeziehen.

Den Zusammenhang zwischen Netzengpässen, entsprechenden Netzsicherungsmaßnahmen und der Versorgungssicherheit stellt die BNetzA öffentlich dar: „Die Netzbetreiber sind gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, bestimmte Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu ergreifen.“³¹ Dann nennt die BNetzA als Maßnahmen Redispatch, Reservekraftwerke, Einspeisemanagement und Anpassungsmaßnahmen. Daraus ergibt sich bereits, dass sich Netzengpässe nachteilig auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems – also die Versorgungssicherheit – auswirken können. Anderenfalls wären Redispatch und Einspeisemanagement kaum als Abhilfemaßnahmen geeignet.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi den Netzausbaubedarf als Bestandteil anderer Entscheidungen – insbesondere zur Erzeugung von Strom – planerisch zu berücksichtigen.

³¹ Siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html, abgerufen am 9. April 2019.

3 Synchronisierung der Erzeugung mit realistischen Netz- anpassungen notwendig

3.1 Netzausbau ist Engpass und verursacht viele Netz- und Systemsicher- heitsmaßnahmen

Als Zeitraum von der Bedarfsanalyse bis zur Inbetriebnahme einer Stromlei-
tung geht die BNetzA von mindestens zehn Jahren aus. Im Verlauf der Planung
kommen regelmäßig Verzögerungen hinzu. Allein die Bauzeit eines größeren
Vorhabens des EnLAG oder Bundesbedarfsplans schätzt die BNetzA erfah-
rungsgemäß auf vier Jahre.

Einige der grundlegenden Entscheidungen der vergangenen zehn Jahre mit
Auswirkungen auf das Stromnetz zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1

Jahr	Entscheidung
2010	Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke in Deutschland (Atomkonsens I) ³²
2011	Ausstieg aus der Energiegewinnung aus Kernkraft bis Ende 2022 (Atomkonsens II) ³³
2015	Vorrang der Erdverkabelung von Gleichstromleitungen (Hochspannungs- Gleichstrom-Übertragung, HGÜ) ³⁴
2018	Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien auf 65 % im Jahr 2030 ³⁵

Quelle: Eigene Darstellung.

Bei den Erhebungen führte die BNetzA aus, dass die Übertragungsnetzbetrei-
ber bei dem letzten Netzentwicklungsplan noch mit einem Anteil erneuerbarer
Energien von 49 % kalkuliert haben. Der nun erhöhte Wert von 65 % werde in
der derzeit laufenden Aufstellung des neuen Netzentwicklungsplans 2030 be-
rücksichtigt. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen in diesem Zusammenhang
die Notwendigkeit für den Bau von zwei über den Bundesbedarfsplan hinaus-
gehenden HGÜ-Verbindungen mit einer Gesamtlänge von 1 155 km.

³² Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energiever-
sorgung vom 28. September 2010, Abschnitt C Nummer 1.

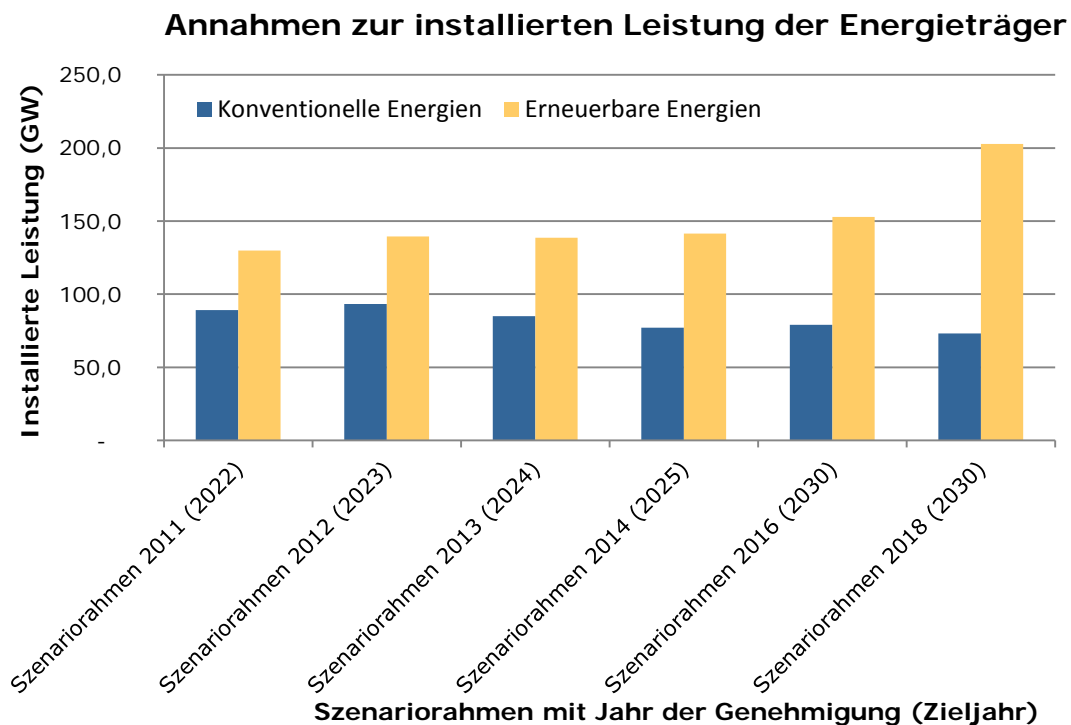
³³ Energiepolitische Beschlüsse der Bundesregierung vom 6. Juni 2011, Nummer 4.

³⁴ Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus vom
21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490), Artikel 5 Nummer 1.

³⁵ Siehe Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 19. Legislaturperiode,
Zeile 3185 ff.

Die anzunehmende installierte Leistung der Kraftwerke mit erneuerbaren Energien stieg in der (mittleren) Szenariovariante B von 130 GW im Szenariorahmen aus dem Jahr 2011 auf 203 GW im Szenariorahmen aus dem Jahr 2018. Für das Zieljahr 2030 stieg der anzunehmende Anteil an erneuerbaren Energien vom Szenariorahmen 2016 zum Szenariorahmen 2018 um 50 GW (33 %). Die Steigerung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung verändert in vielen Gebieten die Funktion der dem Übertragungsnetz nachgelagerten Verteilnetze hin zu Einspeisenetzen in das Übertragungsnetz.³⁶ So sind 97 % der erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik, Biomasse) auf der Verteilnetzebene angeschlossen und über die Verteilnetze wird (mit steigender Tendenz) fast 40 % der deutschen Stromproduktion in das Gesamtstromnetz eingespeist.³⁷ Hieraus resultiert eine zusätzliche Belastung für das Übertragungsnetz. Diagramm 4 zeigt die Anteile aus den jeweiligen Szenariorahmen:

Diagramm 4



Quelle: Genehmigungen der BNetzA der Szenariorahmen; eigene Zusammenstellung.

³⁶ Siehe dazu Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG 2017, Tz. 216, Seite 93.

³⁷ Siehe Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Beschluss vom 26. Januar 2019, Seite 28.

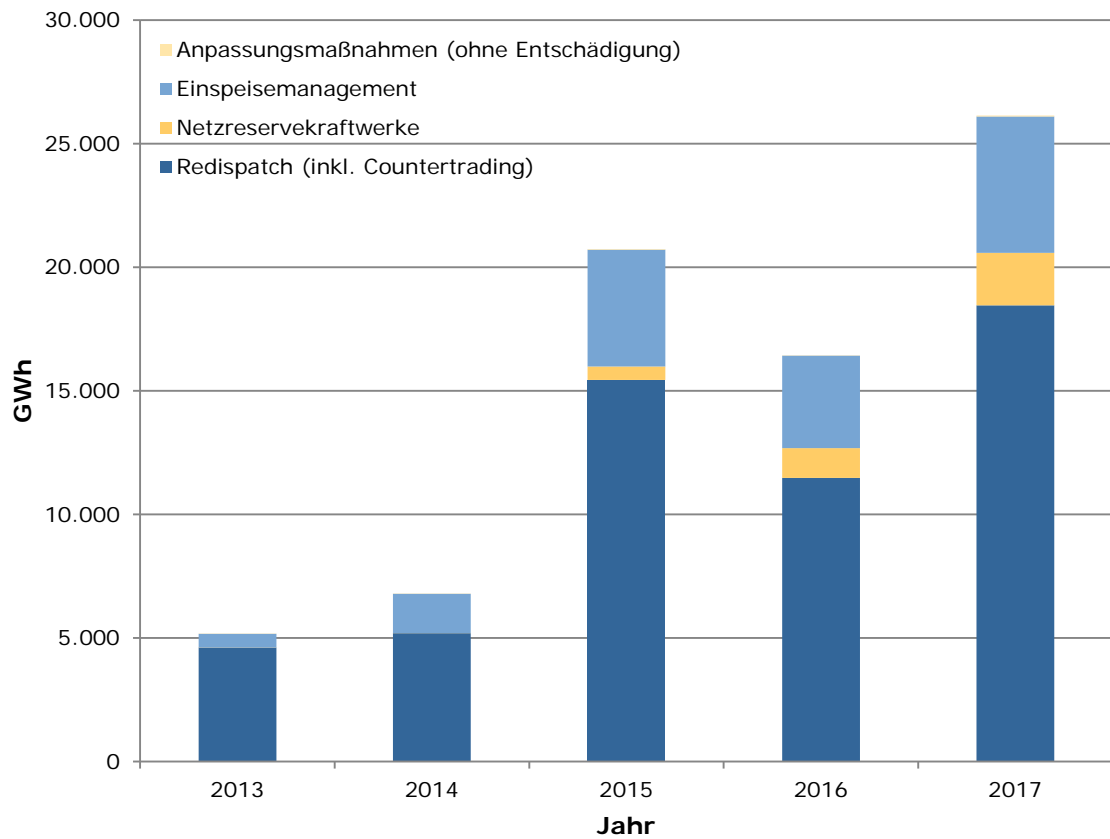
Bestehen keine ausreichenden Übertragungskapazitäten – z. B. weil der Netzausbau nicht schnell genug vorangekommen ist –, sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kurzfristige Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zu ergreifen. Dies ist notwendig, um einen plötzlichen, überregionalen und länger andauernden Stromausfall großer Stromnetze (Blackout) zu vermeiden. Im Wesentlichen bestehen diese kurzfristigen Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aus Redispatch, Einspeisemanagement und dem Einsatz von Netzreservekraftwerken. Beim Redispatch wird dem Netzengpass dadurch entgegengewirkt, dass diesseits der Engpassstelle Kraftwerke ihre Einspeisung verringern und Anlagen jenseits davon ihre Einspeisung erhöhen.³⁸ Beim Einspeisemanagement kann, wenn nicht bereits andere Maßnahmen (z. B. die Abregelung konventioneller Kraftwerke) ausreichend Wirkung zeigen, die Einspeisung aus EE- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen vorübergehend abgeregelt werden.³⁹ Unter die Rubrik Netzreservekraftwerke fallen Vorhaltung und Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.⁴⁰ Ausschließlich die Stromverbrauchenden tragen diese Kosten in vollem Umfang über die Netzentgelte. Die Jahressummen der Stromarbeit aus diesen Eingriffen haben sich in den Jahren 2013 bis 2017 entwickelt wie in Diagramm 5 gezeigt.

³⁸ Siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html, abgerufen am 9. April 2019.

³⁹ Siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html, abgerufen am 9. April 2019.

⁴⁰ Monitoringbericht 2018 von BNetzA und Bundeskartellamt vom 21. November 2018, Seite 123.

Diagramm 5



Quelle: BNetzA, Monitoringberichte 2014 und 2018 sowie ergänzende Angaben; eigene Zusammenstellung.

Mit dem „Aktionsplan Stromnetz“ will das BMWi u. a. durch eine bessere regionale Steuerung des weiteren EE-Ausbaus den Redispatchbedarf dämpfen.⁴¹

Im Jahr 2019 wird die Bundesregierung aufgrund von Vorschlägen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) eine Entscheidung zum Ausstieg aus der emissionsintensiven Verstromung von Braun- und Steinkohle treffen.⁴² Die Ergebnisse der Kohlekommission konnte die Bundesregierung im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019 – 2030 noch nicht berücksichtigen. Tabelle 2 zeigt die geplante installierte Leis-

⁴¹ Siehe dazu Aktionsplan Stromnetz, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=8, abgerufen am 9. April 2019.

⁴² Siehe Zwischenbericht zu möglichen Maßnahmen zur sozialen und strukturpolitischen Entwicklung der Braunkohleregionen, Beschluss vom 25. Oktober 2018, Zeile 86 ff.

tung aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle und stellt die verschiedenen Szenariorahmen dem Ergebnis der Kohlekommission gegenüber.

Tabelle 2

Energieträger	2017	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035	Empfehlung Kohlekommission bis 2030
Braunkohle	21,2	9,4	9,3	9,0	9,0	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	9,8	8,1	8,1	8,0
Summe	46,2	22,9	19,1	17,1	17,1	17,0

Quelle: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030, Zahlen: Installierte Leistung zur Stromerzeugung in GW, eigene Darstellung.

In den „kohleverstromungsärmsten“ Szenarien C 2030 und B 2035 wird von einem Kohleanteil an der installierten Leistung von 9 GW Braunkohle und 8,1 GW Steinkohle ausgegangen. Nach Einschätzung der BNetzA würde ein – auch frühzeitiger – Ausstieg aus der Braunkohleverstromung einen vergleichsweise geringen Anpassungsbedarf im Übertragungsnetz auslösen. Sie geht davon aus, dass entfallende Einspeisemengen aus Kohlestrom an den Knotenpunkten des Übertragungsnetzes zumindest teilweise durch zusätzliche Einspeisemengen aus erneuerbaren Energien und aus dem Ausland kompensiert würden. Im Einzelfall notwendiger zusätzlicher Ausbau oder der Entfall von Leitungen müsse in nachfolgenden Netzentwicklungsplänen berücksichtigt werden. Ein konkretes Szenario habe sie bislang nicht untersucht.

Die Kohlekommission sieht neben der Empfehlung, bis 2038 aus der Kohleverstromung auszusteigen, auch vor, die Möglichkeit eines früheren Ausstiegs zu prüfen.⁴³ Dabei sei es notwendig, die „schrittweise Reduzierung der Kohleverstromung und die damit einhergehenden Maßnahmen auch in der langfristigen Netzplanung der BNetzA sowie in der Bundesbedarfsplanung“ zu berücksichtigen.⁴⁴

⁴³ Siehe Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Beschluss vom 26. Januar 2019, Seite 75.

⁴⁴ Siehe Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Beschluss vom 26. Januar 2019, Seite 80.

3.2 Probleme im Stromnetz haben sich verschärft

Die aus grundlegenden Entscheidungen der vergangenen Jahre folgenden Veränderungen des Angebots und der Last im Stromnetz sind schneller eingetreten, als das Netz angepasst werden konnte. Der kurzfristige Wechsel der Entscheidung zur Nutzung von Kernkraft zur Stromerzeugung oder die kurzfristige Erhöhung der Zielgrößen für den Ausbau der EE-Anlagen sind Beispiele hierfür. Die Schere zwischen der Anzahl und der installierten Leistung von EE-Anlagen und der Anlagen zur konventionellen Erzeugung geht immer weiter auseinander. In Verbindung mit einem für das Stromnetz ungünstigen Standort resultieren daraus erhebliche netzstabilisierende Eingriffe. Bei dem gezeigten signifikanten Anstieg der Netzeingriffe zur Vermeidung eines Blackouts, einem Verbleiben auf hohem Niveau in den letzten drei Jahren und einem bisherigen Höchststand im Jahr 2017 wird deutlich: Die Probleme im Stromnetz haben sich tendenziell verschärft. Während der Ausbau von EE nahezu ungebremst voranging, hat der dadurch notwendig gewordene Netzausbau nicht damit Schritt gehalten.⁴⁵ Bisher gab es dafür keine planvolle Synchronisierung.

Der Bundesrechnungshof befürwortet es, wenn die Bundesregierung u. a. über den „Aktionsplan Stromnetz“ diese notwendige Synchronisierung nun einleiten will. Eine Synchronisierung muss bewirken, dass vor dem Ausbau von EE-Anlagen die Folgen für das Netz berücksichtigt werden und dass daraus ein zeitlich und sachlich abgestimmtes Handeln aller Beteiligten resultiert. Für eine derart wirksame Synchronisierung sieht der Bundesrechnungshof folgende grundsätzliche Möglichkeiten des BMWi:

- Es kann selbst die Synchronisierung in die Hand nehmen, einen Umsetzungsplan erarbeiten, abstimmen und diesen realisieren.
- Es kann einen Rechtsrahmen schaffen, mit dem die Akteure angehalten werden, durch Anreize „selbststeuernd“ tätig zu werden.

Ein synchronisierter Netzausbau muss u. a. mit den Ländern abgestimmt werden, da auch sie wesentliche Zuständigkeiten beim Ausbau des Übertragungsnetzes haben. Zudem ist Eile geboten, denn weiterer EE-Ausbau ist vorgese-

⁴⁵ Auch die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ führt dies auf Gründe wie die „Standorte von Erzeugungsanlagen“, die „volatile Einspeisung“ und den „verzögerten Netzausbau“ zurück, siehe Beschluss vom 26. Januar 2019, Seite 45.

hen und wird auch vorangetrieben. Es gilt zusätzlich, Rückstände im Netzausbau aufzuholen. In der praktischen Umsetzung bieten sich folgende Richtungen:

- Die Bundesregierung bewirkt, die Verfahren zum Netzausbau erheblich zu beschleunigen, holt dadurch Zeitverluste auf und kann so dem weiter forcierten Ausbau von EE-Anlagen Rechnung tragen

oder

- die Bundesregierung bewirkt eine Verringerung der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus, eine vorrangige Ansiedlung von EE-Anlagen in solchen Regionen, die bereits günstige Bedingungen für den Anschluss an Übertragungsnetze aufweisen oder sogar ein vorübergehendes Moratorium des EE-Ausbaus, bis das Netz ausgebaut ist.

Dazwischen sind vermittelnde Lösungen denkbar. Bislang sind alle Vorhaben in ihrer Bedeutung gleichrangig eingestuft. Daher käme eine Priorisierung beim Ausbau solcher EE-Anlagen in Betracht, an deren Standort bereits günstige Voraussetzungen für den Anschluss ans Netz bestehen oder die lastnah produzieren. Auch könnten einzelne, besonders wichtige und wirksame Netzausbauvorhaben priorisiert werden, um Engpässe zu entschärfen. Insgesamt könnten EE-Anlagen schon jetzt dort verstärkt ausgebaut werden, wo dies einen günstigen Effekt auf die Belastung des Netzes hat. Mit einer Priorisierung könnten also entweder besonders überlastete Netzabschnitte entlastet oder besonders wirksame Leitungsabschnitte möglichst schnell gebaut werden.

Die bisherigen Erfahrungen zum Zeitbedarf für die Bedarfsermittlung, die Planung einschließlich der Beteiligung Betroffener sowie den Bau lassen keine durchgreifende Beschleunigung erwarten. Bis das Netz ausreichend an Erzeugung und Verbrauch angepasst ist, werden auch zukünftig erhebliche Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen notwendig und – bei unverändertem System der Umlagen – in erheblichem Umfang und mit voraussichtlich zunehmender Tendenz über die Netzentgelte von den Verbrauchern zu tragen sein.

Die Entscheidung zum Ausstieg aus der Braunkohleverstromung wird voraussichtlich deutliche Änderungen der Übertragungsnetze zur Folge haben und damit neue Rahmenbedingungen für den Netzausbau setzen. Eine umfassende Untersuchung hat nach Kenntnis des Bundesrechnungshofes bislang lediglich ein Institut mit dem Szenario „Zügiger Kohleausstieg“ vorgenommen. Dabei

hat es schon für das Jahr 2024 u. a. einen Rückgang der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken auf 6 GW und von Steinkohlekraftwerken auf 14 GW angenommen. Als Ersatz unterstellte es einen verstärkten Ausbau von EE-Anlagen und eine zusätzliche Stromerzeugung aus Erdgas. Im Ergebnis konnte das nach dem geltenden Netzentwicklungsplan vorgesehene Stromnetz die Versorgung der Verbraucher zwar sicherstellen, es kam aber zu einer Vielzahl von Netzengpässen und zu entsprechend umfangreichen Redispatchmaßnahmen. Bei einem zügigen Kohleausstieg wäre nicht mit einem geringeren, sondern eher mit einem anderen Netzausbaubedarf zu rechnen.⁴⁶

Bisher hat die BNetzA die Folgen für den Netzausbau aus dem Kohleausstieg noch nicht umfassend untersucht. Soweit bisher nur ein Institut diese Folgen betrachtet hat, legt dies die Forderung nach einer eigenen belastbaren Analyse durch die BNetzA nahe. Die BNetzA muss diese auch schnellstmöglich durchführen, um zukünftig das „richtige“ Netz zur Verfügung zu haben. In jedem Fall werden auf die Verbraucher neben den Ausbaurkosten auch zusätzliche Ausgaben für entsprechende Systemeingriffe zur Vermeidung von Blackouts zukommen, sofern das derzeitige System der Umlagen unverändert bleibt.

Die Folgen für das Stromnetz und die von den Verbrauchern über die Netzentgelte zu tragenden Ausgaben sollten den Entscheidungsträgern möglichst früh bewusst sein. Außerdem sollten die tatsächlichen und die finanziellen Auswirkungen den Stromverbrauchenden frühzeitig transparent gemacht werden, um der Zielsetzung der Bezahlbarkeit gerecht zu werden und die Akzeptanz der Energiewende insgesamt nicht zu gefährden.⁴⁷

3.3 Wirksame Synchronisierung sicherstellen

Der Bundesrechnungshof hat der Bundesregierung empfohlen, künftig den Netz- und EE-Ausbau so zu koordinieren, dass Maßnahmen zur Erzeugung und zum Transport von Strom weitgehend synchron laufen. Dies kann sie entweder

⁴⁶ Öko-Institut e. V., *Transparenz Stromnetze - Stakeholder-Diskurs und Modellierung zum Netzausbau und Alternativen*, Juli 2018, Seite 25 ff.

⁴⁷ Aus mutmaßlich diesen Gründen empfiehlt die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung einen beihilferechtlich genehmigten und im Bundeshaushalt festgeschriebenen „Zuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten oder eine wirkungsgleiche Maßnahme zur Dämpfung des durch den beschleunigten Abbau der Kohleverstromung verursachten Strompreisanstiegs“ (im Jahr 2023), siehe Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, siehe Beschluss vom 26. Januar 2019, Seite 126.

erreichen mit einem entsprechend detaillierten Umsetzungsplan oder mit einem Rechtsrahmen, der Anreize zum zielgerichteten, aber weitgehend „selbstgesteuerten“ Handeln der Akteure setzt. Im Ergebnis müssen jedenfalls Zeitverluste aufgeholt und der Planung zum Ausbau von EE-Anlagen Rechnung getragen werden. Dabei käme z. B. auch ein Moratorium beim Ausbau von EE-Anlagen oder eine über die vorgesehene Inbetriebnahme hinausgehende Priorisierung beim Ausbau von EE-Anlagen einzelner Netzausbauvorhaben in Frage. Denn es ist im Ergebnis beispielsweise zielführender, zwei neue Leitungen in drei Jahren in Betrieb zu haben als vier Leitungen in fünf Jahren nicht. Die Priorisierung könnte sich daran orientieren, wie Dringlichkeiten im Bundesverkehrswegeplan abgebildet werden.

Nach den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ gilt es, die Folgen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung für das Stromnetz umfassend zu untersuchen. Schließlich bedarf es des „richtigen“ Netzes. Durch eine künftig veränderte Energieerzeugung verzichtbare Ausbauten müssen vermieden werden.

3.4 Stellungnahme der Bundesregierung

Die Empfehlungen der Kohlekommission seien – obwohl sie im 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Version 2019) noch nicht berücksichtigt werden konnten – praktisch deckungsgleich mit den Annahmen des Szenarios C 2030. Dort werde von 17,1 GW Kohlestromerzeugung im Jahr 2030 ausgegangen. Die Auswirkungen des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038 auf die Übertragungsnetze würden zusätzlich untersucht und vollumfänglich im von der BNetzA zu bestätigenden Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) berücksichtigt.

Aus Sicht des BMWi ist die Gesamtmenge für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen seit dem Jahr 2015 zwar auf einem hohen Niveau, schwankt allerdings aufgrund verschiedener – insbesondere grenzüberschreitender und wetterbedingter – Faktoren. Die noch nicht final vorliegende Gesamtmenge für das Jahr 2018 werde unter dem Wert für das Jahr 2017 liegen.

3.5 Abschließende Würdigung und Empfehlung

Der Bundesrechnungshof befürwortet, dass die BNetzA die Auswirkungen des Kohleausstiegs bis zum Jahr 2038 auf die Übertragungsnetze zusätzlich unter-

sucht und vollumfänglich im noch zu bestätigenden Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) berücksichtigen will. Da der Plan zum Kohleausstieg das Jahr 2038 vorsieht, muss das Szenario C 2030 entsprechend weiterentwickelt werden. Auch die Option, im Jahr 2032 die Möglichkeit eines früheren Ausstiegs zum Jahr 2035 prüfen zu lassen, muss sich auf die Netzausbauplanung auswirken. Hierzu könnte es notwendig sein, ein weiteres Szenario zu untersuchen.

Auch wenn die Gesamtmenge für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2018 unter dem Spitzenwert des Jahres 2017 liegt, hat sich die Anzahl stabilisierender Eingriffe im Stromnetz im Trend der vergangenen Jahre erhöht. Dies ist für den Bundesrechnungshof ein Hinweis auf ein zunehmendes Risiko für die Versorgungssicherheit im Stromnetz. Das BMWi sollte bei der Umsetzung des „Aktionsplans Stromnetz“ dafür sorgen, dass es diesen Trend umkehrt, das Engpassmanagement verbessert und die Kosten für die Beseitigung von Netzengpässen zurückführt.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi die notwendige Synchronisierung der Erzeugung und des Transports von Strom mit einem detaillierten Umsetzungsplan oder – besser – mit einem Rechtsrahmen zu erreichen, der Anreize zum zielgerichteten Handeln der Akteure setzt. Zusätzlich muss es die Veränderungen durch den Kohleausstieg umfassend in die Netzausbauplanungen einbeziehen.

Im Folgenden zeigt der Bundesrechnungshof mit der Synchronisierung von Erzeugung und Transport von Strom zusammenhängende Aspekte auf, die Teil eines Umsetzungsplans oder eines Rechtsrahmens mit Anreizsystem sein könnten.

4 Anreize für kostensparenden und schnellen Netzausbau

4.1 Regulierungsversuche des natürlichen Monopols

Die Bundesregierung behandelt das Stromnetz wie ein natürliches Monopol. Dies macht eine Regulierung erforderlich, da mangels Wettbewerb der Netzbetreiber die Preise sonst selbst setzen und Monopolgewinne erwirtschaften

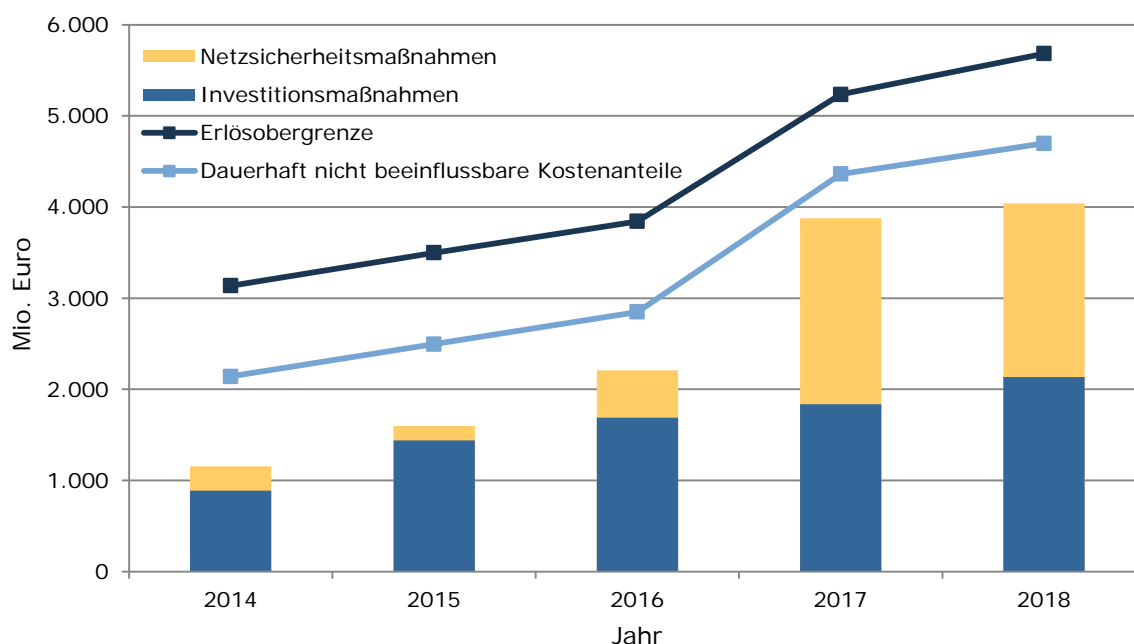
könnte.⁴⁸ Der Gesetzgeber entschied sich mit der EnWG-Novelle 2005 bei den Übertragungsnetzen für eine kostenbasierte Netzentgeltregulierung. Aufgrund von Nachteilen der kostenbasierten Regulierung und nach dem Bericht der BNetzA zur Einführung der Anreizregulierung vom 30. Juni 2006 trat am 6. November 2007 die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) in Kraft. Die Netzentgelte werden seit dem 1. Januar 2009 im Wege der Anreizregulierung bestimmt. Als Basis für die Netzentgelte dienen dabei von der BNetzA festgelegte Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber. Mit Hilfe der Anreizregulierung soll Wettbewerb auf der Netzebene simuliert werden und so Monopolgewinne verhindert werden. Es sollen „Anreize für eine effiziente Leistungserbringung“ (§ 21a EnWG) gesetzt werden. Durch die Festlegung von Erlösobergrenzen sollen Anreize für Effizienzsteigerungen bei den Netzbetreibern gesetzt werden. Die durch die gesteigerte Effizienz hervorgerufenen Kostensenkungen sollen an die Netznutzer weitergegeben werden.

Dem Netzausbau durch die Übertragungsnetzbetreiber wird in der Anreizregulierung durch Investitionsmaßnahmen Rechnung getragen, die in § 23 ARegV geregelt sind. Bei solchen Investitionsmaßnahmen kann es sich beispielsweise um „Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssysteme zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten“ handeln. Investitionsmaßnahmen zählen ebenso wie die Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie die Netzreserve (Netzsicherheitsmaßnahmen) zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Diese Kosten erhöhen die am Anfang der Regulierungsperiode festgelegte Erlösobergrenze. Diagramm 6 zeigt, dass für die Erhöhung der Erlösobergrenze in den letzten Jahren maßgeblich der Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten verantwortlich war. Der Anstieg der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten resultierte wiederum aus den

⁴⁸ Siehe dazu auch unter dem Stichwort „Anreizregulierung“ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Energielexikon/faq_Energielexikon-table.html, abgerufen am 9. April 2019.

gestiegenen Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen⁴⁹.

Diagramm 6



Quelle: BNetzA. Eigene Darstellung.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind in ihrer Entscheidung frei, wann Sie energiewirtschaftlich notwendige Vorhaben aus dem Netzentwicklungsplan beantragen.⁵⁰ Die Antragsunterlagen der Übertragungsnetzbetreiber gehen teilweise verspätet bei der BNetzA ein oder sind mangelhaft und müssen nachgebessert werden. Auch bei der Dauer der Planung und Realisierung der Vorhaben sind die Übertragungsnetzbetreiber frei. Die ARegV ist nach Auskunft der BNetzA nicht darauf ausgelegt, Anreize für einen möglichst schnellen Netzausbau zu setzen.

⁴⁹ Die Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen gehen in die Kalkulation der Netzentgelte ein. Die in der Berechnung der Netzentgelte für die Jahre 2017 und 2018 enthaltenen Kosten für das Einspeisemanagement sind deutlich höher als die in diesen Jahren tatsächlich angefallenen Kosten. Grund hierfür ist eine im Jahr 2016 geänderte Berücksichtigung des Einspeisemanagements in den Netzentgelten. Bis zum Jahr 2016 wurden die Ist-Kosten des jeweils vorletzten Jahres berücksichtigt. Ab dem Jahr 2017 werden die Plan-Kosten für das Einspeisemanagement des jeweils aktuellen Jahres in den Netzentgelten berücksichtigt. Für die Übergangsjahre 2017 und 2018 müssen zusätzlich zu den Plan-Kosten auch jeweils die Ist-Kosten des vorletzten Jahres berücksichtigt werden.

⁵⁰ Anlage „Eckpunktepapier des Maßnahmenpakets Stromnetze“ zur Ministerentscheidung betreffend Maßnahmenpaket Stromnetze: Eckpunkte und weiteres Verfahren vom 4. Juni 2018.

4.2 Derzeitiges Entgeltsystem bietet kaum Anreize zum beschleunigten Netzausbau

Da der größte Teil der Kosten für die Übertragungsnetzbetreiber als nicht beeinflussbar definiert und auf die Stromverbrauchenden abwälzbar ist, sind diese Kosten für die Übertragungsnetzbetreiber nicht entscheidungsrelevant. Hiervon entfällt wiederum der größte Anteil auf Netzsicherheitsmaßnahmen. Diese Maßnahmen sind aber insbesondere erforderlich, weil es an einem genügenden Netzausbau mangelt. Das derzeitige Entgeltmodell innerhalb der Marktsimulation setzt keine hinreichenden Anreize, das Netz schnell auszubauen. Es wirkt zum Teil sogar kontraproduktiv: Soweit die Ausgaben für Netzsicherheitsmaßnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber sicher von den garantierten Erlösen gedeckt sind, entsteht kein Impuls, die Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie der Netzreserve möglichst gering zu halten durch eine Beschleunigung des Netzausbaus.

4.3 Wirksame Beschleunigungsimpulse setzen

Der Bundesrechnungshof hat der Bundesregierung empfohlen zu überdenken, ob und in welcher Form sie für eine Beschleunigung des Netzausbaus die notwendigen Impulse gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern setzen kann. Hierbei kommen verschiedene Mechanismen in Betracht, die die Unternehmen finanziell zum Netzausbau anreizen würden. Dies könnten z. B. Prämien sein für frühzeitig fertiggestellte Netze. Es käme auch in Betracht, die Erlösobergrenze so auszugestalten, dass nicht mehr alle Netzsicherheitsmaßnahmen davon umfasst wären. Sie könnte generell abgesenkt werden oder nur in den Fällen, in denen die Verantwortung für die Netzsicherheitsmaßnahme wegen schleppenden Netzausbaus bei dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber liegt. Deren Pflicht zur Gewährleistung der Systemsicherheit des Stromnetzes müsste unabhängig davon bestehen bleiben.

4.4 Stellungnahme der Bundesregierung

Das BMWi teilt die Einschätzung des Bundesrechnungshofes, dass der aktuelle regulatorische Rahmen keine speziellen Anreize bietet, den Netzausbau zu beschleunigen oder die Engpassmanagementkosten zu senken. Es prüfe derzeit, inwieweit die Rahmenbedingungen weiterentwickelt werden könnten, um mehr Transportkapazitäten, insbesondere im Übertragungsnetz, zu schaffen. Dabei

bestehe die Möglichkeit, die Vorschläge des Bundesrechnungshofes einfließen zu lassen.

4.5 Abschließende Würdigung und Empfehlung

Auch das BMWi stellt fest, dass eine Beschleunigung des notwendigen Netzausbaus und eine Begrenzung der Kosten des Engpassmanagements erst dann zu erwarten ist, wenn dies im wirtschaftlichen Eigeninteresse der Netzbetreiber liegt. Daher sollte das BMWi den Regelungsrahmen so ausgestalten, dass sich entsprechende Anreize durch wirtschaftliche Interessen ergeben.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi, zügig wirksame Beschleunigungsimpulse gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu setzen.

5 Anreize gegenüber den Erzeugern

5.1 Steuerung des Ausbaus von EE-Anlagen durch die BNetzA über ein „Netzausbauggebiet“

Während ursprünglich wenige Großkraftwerke über die Übertragungsnetze in die Verteilnetze einspeisten, ist heute eine Vielzahl kleiner EE-Anlagen an die Verteilnetze angeschlossen. Wie schon dargestellt, spielen bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Erzeuger die Belastung des Netzes und ein durch die Einspeisung entstehender oder sich verstärkender Netzausbaubedarf bislang keine Rolle. Neben den Kosten für den Netzausbau entstehen durch die vermehrte dezentrale Einspeisung auch höhere Kosten für vermiedene Netzentgelte⁵¹. Beides führt zu einem Anstieg der Netzentgelte.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben wegen des nur langsam erfüllbaren Netzausbaubedarfs zunehmend kurzfristige Netzsicherheitsmaßnahmen ergreifen müssen. Die Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen werden ausschließlich auf die Stromverbrauchenden umgelegt. In den Jahren 2017 und 2018

⁵¹ Als der Gesetzgeber 2005 die vermiedenen Netzentgelte eingeführt hat, ging man davon aus, dass lokal erzeugter Strom bestimmte Kosten des Netzaufbaus vermeidet. Nach § 18 Abs. 1 Stromnetzentgeltverordnung erhalten Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen ein Entgelt vom Verteilnetzbetreiber, in dessen Netz sie einspeisen (vermiedene Netzentgelte). Dieses muss dem Netzentgelt entsprechen, das durch die geringere Einspeisung in eine andere Netz- oder Umspannebene nicht bezahlt werden musste. Quelle: Monitoringbericht der BNetzA.

mussten sie dafür jeweils rund 2 Mrd. Euro zahlen.⁵² Diagramm 7 zeigt die Entwicklung der Netzentgelte für Haushaltskunden⁵³ und die Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen. Die Entwicklung der Netzentgelte wird maßgeblich von den Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen bestimmt. Das durchschnittliche Netzentgelt ist im Jahr 2018 erstmalig seit dem Jahr 2011 wieder gesunken. Die BNetzA gibt als Grund hierfür insbesondere die Kostendämpfung bei den vermiedenen Netzentgelten infolge des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes an. Laut BNetzA liegen die Netzentgelte aber weiterhin auf einem hohen Niveau und machen 22,9 % des Gesamtstrompreises für Haushaltskunden aus.⁵⁴ Ab dem Jahr 2019 wird sich die Kostenbelastung für den Netznutzer aus der Summe aus Netzentgelten und Offshore-Umlage ergeben. Die BNetzA geht auf Grund von Berechnungen für die bundesregulierten Verteilnetzbetreiber für das Jahr 2019 von einer steigenden Kostenbelastung aus.⁵⁵

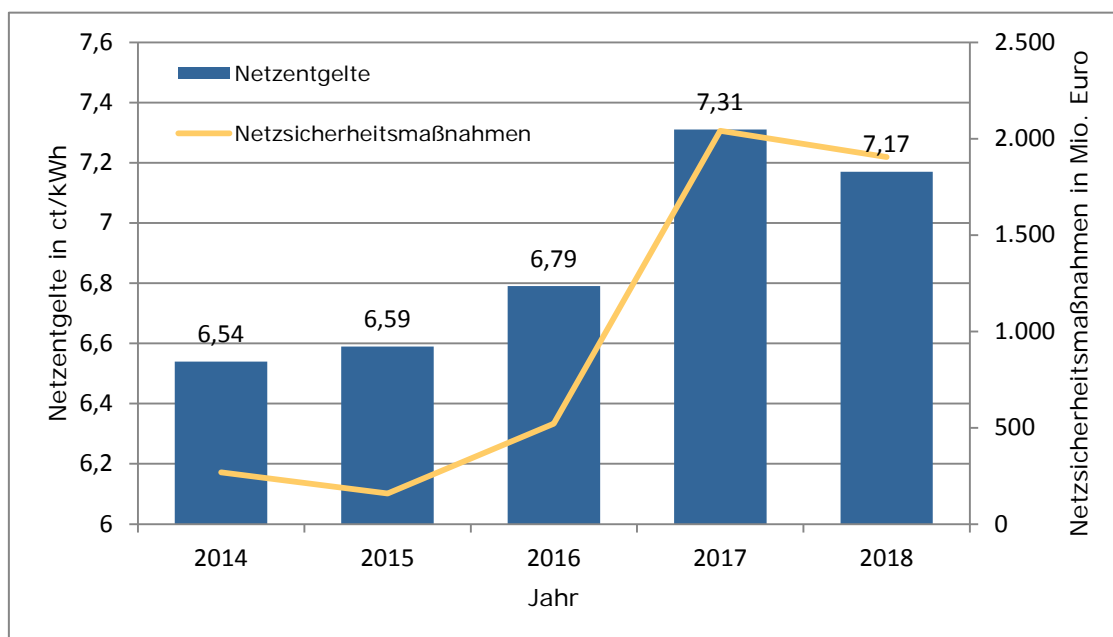
⁵² Im Bericht nach § 99 BHO über die Koordination und Steuerung zur Umsetzung der Energiewende durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie des Bundesrechnungshofes werden die Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen (ohne Vorhaltekosten von 232,8 Mio. Euro) für das Jahr 2017 mit rund 1,2 Mrd. Euro beziffert. Aktualisierte Zahlen aus dem Monitoringbericht 2018 der BNetzA beziffern die Kosten für Netzsicherheitsmaßnahmen (inklusive Vorhaltekosten) für das Jahr 2017 mit rund 1,5 Mrd. Euro. Die Abweichung zu den 2 Mrd. Euro, die in die Kalkulation der Netzentgelte für das Jahr 2017 eingeflossen sind, ergibt sich durch die geänderte Berücksichtigung der Kosten für das Einspeisemanagement (siehe Fußnote 49).

⁵³ Abnahmeband zwischen 2 500 kWh und 5 000 kWh Jahresverbrauch.

⁵⁴ BNetzA, Monitoringbericht 2018, Seite 30.

⁵⁵ BNetzA, Monitoringbericht 2018, Seite 152.

Diagramm 7



Quelle: BNetzA, Monitoringbericht 2018 und Zahlen der BNetzA zur Zusammensetzung der Erlösobergrenze; eigene Zusammenstellung.

Zur besseren Verzahnung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau,⁵⁶ wurde mit dem EEG 2017 für Windenergie an Land u. a. die Möglichkeit eingeführt, dass die BNetzA ein sogenanntes Netzausbaugebiet ausweist. Das Netzausbaugebiet soll räumlich zusammenhängende Flächen erfassen, wird netzgebiets- oder landkreisscharf festgelegt und darf insgesamt 20 % des Bundesgebietes nicht überschreiten. Dort ist der Ausbau der Windenergie auf 58 % der installierten Leistung begrenzt, die im Jahresdurchschnitt in den Jahren 2013 bis 2015 in diesem Gebiet in Betrieb genommen worden ist.⁵⁷ So sollen die nachteiligen Auswirkungen des Ausbaus von Windenergie auf Engpässe im Übertragungsnetz gedämpft werden.⁵⁸ Die BNetzA muss erstmalig bis zum 31. Juli 2019 die Festlegung des Netzausbaugebiets und der Obergrenze evaluieren. Die BNetzA hat am 20. Februar 2017 im Einvernehmen mit dem BMWi die Verordnung zur Einrichtung und Ausgestaltung eines Netzausbaugebiets erlassen. Zu ihm gehören der nördliche Teil Nieder-

⁵⁶ Siehe Kapitel 12.1 im sechsten Monitoringbericht zur Energiewende, Die Energie der Zukunft, Berichtsjahr 2016, Juni 2018.

⁵⁷ Siehe § 36c EEG 2017.

⁵⁸ Siehe https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiets/NetzausbauGV_node.html, abgerufen am 9. April 2019.

sachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern.⁵⁹

Die Expertenkommission stellt in ihrer Stellungnahme zum sechsten Monitoringbericht der Bundesregierung dar, aus den vier durchgeführten Ausschreibungsrunden sei der überwiegende Teil der Zuschläge dennoch auf den Nordosten Deutschlands entfallen. Südlich und damit jenseits der bekannten Netzengpässe hätten kaum Projekte Zuschläge erhalten, der gewünschte Koordinationseffekt von Übertragungsnetzausbau und Windenergie scheine also nicht eingetreten zu sein.⁶⁰

Aus Sicht der BNetzA hat die Steuerung durch das Netzausbauggebiet für EE-Anlagen schon gewirkt. Begrenzend auf die Anzahl der Angebote hätten aber auch Vorgaben wie z. B. Höhenbegrenzungen in Schleswig-Holstein gewirkt oder dass ergiebige Standorte bereits belegt gewesen seien. Möglicherweise kalkulierten Anbieter darauf, zu einem späteren Zeitpunkt höhere Zuschläge bei Ausschreibungen zu erhalten. Im Ergebnis seien bei den letzten Ausschreibungen für EE-Anlagen dennoch deutlich mehr Angebote für den Norden Deutschlands eingegangen, als für Gebiete im Süden. Diese Entwicklung sei auch politisch beeinflusst, weil im Norden viele der privilegierten Bürgerenergiegesellschaften⁶¹ ein Angebot abgegeben und im Jahr 2017 nahezu alle Ausschreibungen gewonnen hätten. Die hohe Anzahl Angebote im Norden habe zudem die verlangten Preise „abstürzen“ lassen. Seit dem Jahr 2018 seien die Sonderregeln für Bürgerenergiegesellschaften bei der Ausschreibung von Windenergieprojekten an Land bis zum 1. Juni 2020 ausgesetzt. Nach dem Wegfall dieser Sonderregeln hätten Projekte südlich der Mainlinie den Zuschlag für etwa 20 % der Windenergiemenge erhalten. Diese Quote strebe man auch in den nächsten Jahren an. Im dichter besiedelten Süden seien im Übrigen schon die Pachten für Grundstücke teurer als in den ländlichen Gebieten im Norden. Die bei den Ausschreibungen gewährte „Windausgleichskomponente“ für den Süden gleiche nicht jedoch die anderen wirtschaftlichen Nachteile aus.

⁵⁹ Siehe https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/20022017_Netzausbauggebiet.html, abgerufen am 9. April 2019.

⁶⁰ Siehe Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum sechsten Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Juni 2018, Ziffer 238, Seite 109.

⁶¹ Siehe § 36g EEG 2017, Bürgerenergiegesellschaften erhielten im EEG 2017 Privilegien. Sie konnten sich z. B. ohne bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung an Ausschreibungen beteiligen und erhielten mehr Zeit für die Realisierung der Projekte.

Da Bremen im Netzausbaubereich liegt, wird der Ausbau an Windenergie nach § 36c EEG 2017 beschränkt. Dabei hatte die Stadt Bremen die Gelegenheit zur schriftlichen Stellungnahme im Rahmen des Beteiligungsverfahrens zur Netzausbaubereichsverordnung genutzt und vorgetragen, dass strukturell keine Rückspeisung in das Übertragungsnetz erfolge. Der erzeugte EE-Strom werde in Bremen direkt verbraucht.⁶² Obwohl keine Belastung für das Übertragungsnetz vorliegt, wurde der Ausbau auch in Bremen beschränkt, weil das Netzausbaubereich räumlich zusammenhängende Flächen erfassen soll (siehe § 36c Absatz 3 Nummer 1 EEG 2017).

5.2 Kostenbeteiligung der Erzeuger am Netzausbau

Die Monopolkommission schlägt in einem Sondergutachten ökonomische Anreize in Form regionaler Preissignale als Lösung für Netzengpässe vor.⁶³ Bislang würden die Netzentgelte als sogenannte „L-Komponente“⁶⁴ nur von den Stromverbrauchenden getragen, eine sogenannte „G-Komponente“⁶⁵ würde für die Stromerzeuger die externen Kosten der Standortwahl internalisieren.⁶⁶ Mit einer G-Komponente würde eine Abwägung zwischen den Ertragsmöglichkeiten von Erzeugungsanlagen an bestimmten Standorten⁶⁷ und den mit diesen Standorten verbundenen Netzausbaukosten⁶⁸ stattfinden. Damit ließen

⁶² Siehe Stellungnahme der Stadt Bremen zum Entwurf der Netzausbaubereichsverordnung vom 28. November 2016, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/ExterneLinks/DE/Sachgebiete/Energie/Gesetze_und_Verordnungen/NAGV/Stellungnahmen_NAGV.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 9. April 2019; siehe auch „Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden“, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2017, Ziffer 243, Seite 102.

⁶³ „Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden“, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2017, Ziffer 271 Seite 109, eine solche regionale Preiskomponente könne auf verschiedenen Ebenen ansetzen, auf Ebene der Großhandelspreise oder der Netzentgelte. Auf der Ebene der Großhandelspreise käme ein Nodalpreissystem in Betracht. Bei „nodal pricing“ wird ein individueller Preis für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt des Übertragungsnetzes bestimmt, siehe Kurzstudie im Auftrag des BMWi „Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich“ vom 31. Juli 2018, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.html>, abgerufen am 9. April 2019.

⁶⁴ L für „Load“ = Last und damit die Abnahme von Strom.

⁶⁵ G für „Generation“, also die Produktion von Strom.

⁶⁶ „Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden“, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2017, Ziffer 276, Seite 110.

⁶⁷ So z. B. gute Windbedingungen und niedrigere Investitionskosten für Windenergieanlagen im Norden von Deutschland.

⁶⁸ So z. B. den Kosten, den Windstrom in die Lastzentren zu transportieren.

sich auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimale Standorte von EE-Anlagen unter Berücksichtigung des notwendigen Netzausbaus finden.⁶⁹

Auch die Expertenkommission spricht sich sowohl in ihrer Stellungnahme zum fünften⁷⁰ als auch in der zum sechsten⁷¹ Monitoringbericht der Bundesregierung dafür aus, die Erzeuger von Strom an den Netzausbaukosten zu beteiligen. Die Auslastung des Netzes werde in der jetzigen Netzentgeltsystematik nicht ausreichend berücksichtigt und fließe deshalb auch nicht in die Investitions- und Produktionsentscheidungen der Erzeuger ein.⁷² In Regionen mit hoher Netzauslastung könnten Einspeiser mit einem Entgelt für die zusätzliche Leistungsbereitstellung belastet werden; in Regionen mit niedriger Netzauslastung könnten Einspeiser Zahlungen erhalten, wenn sie Leistungen bereitstellen und dadurch zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen beitragen.⁷³

Die BNetzA hält differenzierte Einspeiseentgelte nicht für sinnvoll und praktisch fast für unmöglich. Dafür wäre ein „allwissender Regulierer“ notwendig, der bestimmen und kalkulieren müsste, wo und wie die Summe aus Netztransportaufwand und Energieerzeugungsaufwand am geringsten wäre. Das Entgeltsystem in Deutschland müsste dafür komplett umgestellt werden. Außerdem werde die Allokationswirkung solcher Einspeiseentgelte überschätzt und dennoch die Investitionsentscheidungen unsicher gemacht. Bereits der Zubau einer Leitung könne die Verhältnisse im Netz entscheidend verändern. Der BNetzA sind allerdings verschiedene Staaten bekannt, die solche erzeugerseitigen Netzentgelte erheben. Eine Umstellung des Entgeltsystems komme in Deutschland aber erst dann in Betracht, wenn der Widerstand in der Bevöl-

⁶⁹ Siehe „Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden“, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 EnWG, 2017, Ziffer 288, Seite 113 f; siehe dort auch zur Notwendigkeit, eine solche EE-Regionalkomponente der Regulierung unterfallen zu lassen und so z. B. die Höhe regelmäßig dem Zubau an EE-Anlagen und dem Fortschritt beim Netzausbau anzupassen.

⁷⁰ Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum fünften Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Dezember 2016, Ziffern 276 ff., Seite 99 f.

⁷¹ Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum sechsten Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2016, Juni 2018, Ziffern 244, Seite 111 f.

⁷² Stellungnahme zum fünften Monitoringbericht, Ziffer 272, Seite 98.

⁷³ Stellungnahme zum fünften Monitoringbericht, Ziffer 276, Seite 99 f; gemäß einer Simulation aus dem Jahr 2015 ergab sich dadurch bereits eine Reduzierung von 13 statt 14 Trassen beim notwendigen Netzausbau, obwohl nur konventionelle Kraftwerke betrachtet worden waren, siehe Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum fünften Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Dezember 2016, Ziffer 280, Seite 100.

kerung zu groß werde. Eine Steuerungswirkung könne man aber selbst dann eher im Einzelfall durch Einmalzahlungen und Baukostenzuschüsse erreichen. Aus Sicht der Bundesregierung stärkt die Einführung eines erzeugerseitigen Netzentgelts den Aspekt der Verursachungsgerechtigkeit bei der Verteilung der Netzkosten. Weil sie negative Nebenwirkungen fürchtet, hält sie aber weitere vertiefte qualitative und quantitative Analysen für erforderlich. Die Bundesregierung werde das Instrument der Erzeugerentgelte daher weiter prüfen und die weitere Diskussion hierüber aufmerksam verfolgen.⁷⁴

In verschiedenen europäischen Ländern sind die Netzentgelte nicht nur von den Netznutzern zu entrichten, sondern enthalten seit vielen Jahren auch erzeugerseitige Netzentgelte. Der Anteil der Erzeuger an den gesamten Netzentgelten lag im Jahr 2017

- in Spanien bei 10 %,
- in Österreich bei 14 %,
- in Großbritannien bei 14,8 %,
- in Norwegen bei 31 % und
- in Schweden bei 38 %.⁷⁵

5.3 Rahmenbedingungen mit Lenkungswirkung statt kleinteiliger Ge- und Verbote prüfen

Die Bundesregierung hat erkannt, dass eine angemessene und wirksame Synchronisierung des Ausbaus von EE-Anlagen mit dem Netzausbau dringend geboten ist. Allerdings setzt die Bundesregierung hierbei – ähnlich wie in der Energiewende insgesamt⁷⁶ – eher auf vielfältige Ge- und Verbote als auf Steuerungsinstrumente und Rahmenbedingungen, die eine Lenkungswirkung bei den Akteuren entfalten. Haben die gesetzten Vorgaben nicht die gewünschte Wirkung, werden sie versuchsweise durch andere kleinteilige Regelungen er-

⁷⁴ Stellungnahme der Bundesregierung zum Sonderbericht der Monopolkommission, Bundestagsdrucksache 19/6222, Seite 4 und 11.

⁷⁵ ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018, May 2018, Seite 9.

⁷⁶ Siehe Unterrichtung durch den Bundesrechnungshof, Bericht nach § 99 der Bundeshaushaltsordnung über die Koordination und Steuerung zur Umsetzung der Energiewende durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundestagsdrucksache 19/4550 vom 28. September 2018.

setzt. So hat das Privileg für Bürgerenergiegesellschaften zu einem nicht netzdienlichen EE-Anlagenausbau im Norden geführt und wurde jetzt zeitweise ausgesetzt. Das Einbeziehen der Stadt Bremen in das Netzausbaugebiet hat die grundsätzlich angestrebte und dort mögliche stärkere Nutzung von Windenergie unmöglich gemacht. Mutmaßlich wird § 36c EEG 2017 nun so geändert, dass das Gebiet nicht mehr zusammenhängen muss. Welche unbeabsichtigten Nebenwirkungen das wiederum hat, bleibt abzuwarten. Aus Sicht des Bundesrechnungshofes sind durch den Detaillierungsgrad und die schiere Anzahl dieser Regelungen die zunehmenden Wechselwirkungen kaum noch abschätzbar. Damit bestehen keine verlässlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau von EE-Anlagen, was dazu beitragen kann, dass die Ausbauziele verfehlt werden. Auch die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ mahnt in ihrem Abschlussbericht unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit verlässliche Investitionssignale und damit Planungssicherheit an. Marktteilnehmer müssten von verlässlichen politischen Entscheidungen mit adäquaten Umsetzungszeiträumen ausgehen können.⁷⁷ Falls die verschiedenen Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende nicht eng aufeinander abgestimmt sind, muss dies negative Wirkungen auf die Umsetzung insgesamt haben.

Eine Alternative zur Steuerung über Verbote könnte eine Selbststeuerung des Marktes unter Beachtung von Rahmenseetzungen und Zielgrößen mit geeigneten Anreizen sein. Diese Selbststeuerung ließe sich über eine stärker verursachergerechte Kostenzuweisung, z. B. durch Beteiligung der Stromerzeuger an den Kosten des Netzes erreichen. Einspeiser ins Netz müssten dort einen finanziellen Beitrag leisten, wo durch Ausbau und Einspeisung ein Netzausbaubedarf entsteht oder erhöht wird. Die Einführung erzeugerseitiger Netzentgelte könnte damit eine Steuerung durch ökonomische Anreize sinnvoll ergänzen. Solche Entgelte werden bereits von einigen europäischen Staaten angewandt und auch in der Fachdiskussion in Deutschland empfohlen. Wären künftig nicht nur die Stromverbrauchenden, sondern auch die Erzeuger an den Ausbaukosten beteiligt, würde dies als Nebeneffekt die verursachergerechte Kostenzuweisung stärken. Daraus kann ein Anreiz folgen, den EE-Ausbau so zu gestalten, dass der zu tragende Anteil an den Netzausbaukosten für die Erzeuger

⁷⁷ Siehe Abschlussbericht Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Beschluss vom 26. Januar 2019, Seite 46.

möglichst gering wird. Möglicherweise können auch die von der BNetzA erwo-genen, von den Erzeugern zu leistenden Einmalzahlungen oder Baukostenzu-schüsse an netzdienlichen Standorten wirksam sein. Sie sollten sich hinrei-chend verlässlich für den begrenzten Zeitraum der bestehenden Netzengpässe kalkulieren lassen. Das derzeitige System setzt dagegen keine Anreize zur Senkung des Netzausbaubedarfs, weil es die Erzeuger weder an den Netzaus-baukosten noch an den Kosten kurzfristiger Netz- und Systemsicherheits-maßnahmen beteiligt, sondern ihnen die vollen wirtschaftlichen Vorteile be-lässt.⁷⁸

5.4 Steuerung durch verursachungsgerechtere Kostenverteilung

Der Bundesrechnungshof hat der Bundesregierung empfohlen, die Beteiligung der Stromerzeuger an den Kosten des Netzes zu überdenken. Damit würde sie auch von der einseitigen Belastung der Stromverbrauchenden abrücken und eine verursachungsgerechtere Kostenverteilung erreichen. Dies hätte die „In-ternalisierung“ finanzieller Auswirkungen bei den Stromerzeugern zur Folge. Insoweit wären staatliche Eingriffe nicht mehr in dem bisherigen Umfang und Detaillierungsgrad erforderlich.

5.5 Stellungnahme der Bundesregierung

Das BMWi hat in seiner Stellungnahme mitgeteilt, dass unter den Koalitions-fraktionen des Deutschen Bundestages in der Arbeitsgruppe „Akzeptanz und Energiewende“ verschiedene Möglichkeiten zur räumlichen Steuerung der Windenergie diskutiert würden. Die Gespräche seien aber noch nicht abge-schlossen.

Die Kosten des Netzes würden tatsächlich über die Netzentgelte vollständig von den Verbraucherinnen und Verbrauchern getragen. Auf regional differen-zierte Einspeiseentgelte will die Bundesregierung aber auch künftig grundsätz-lich verzichten, damit unterschiedliche Kraftwerkstechnologien mit ihren Stromgestehungskosten möglichst unverzerrt im Wettbewerb gegeneinander antreten könnten. Die Wirkungen von wechselnden Einspeiseentgelten auf die Standortwahl von Kraftwerken werde neben den vielen anderen Einflussfakto-

⁷⁸ Siehe ausführlich dazu Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, Stellungnahme zum fünften Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Dezember 2016, Ziffer 276, Seite 99.

ren überschätzt; mögliche Umstellungsprobleme und Nebenwirkungen – die Bundesregierung nennt hier Fehlsteuerung, Unsicherheiten und Investitionshemmnisse – einer solchen Systemänderung auf die Kraftwerksbetreiber würden dagegen unterschätzt. Allerdings erwägt das BMWi, die Energieerzeuger an der Refinanzierung der Netzkosten zu beteiligen: In den betroffenen „überspeisten“ Netzen hält das BMWi es „für erwägenswert“, den Energieerzeugern z. B. einmalige Zuschusszahlungen zum Netzausbau abzuverlangen.

5.6 Abschließende Würdigung und Empfehlung

Mit seiner Empfehlung, die Stromerzeuger an den Kosten des Netzes zu beteiligen, zielt der Bundesrechnungshof auf eine Selbststeuerung des Marktes durch geeignete Anreize ab. Verschiedene EU-Staaten steuern bereits in diesem Sinne mit erzeugerseitigen Netzentgelten.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi, den Netz- und EE-Ausbau auch durch verursachungsgerechtere Kostenzuweisungsmodelle zu koordinieren.

6 Eigentumssituation an den Übertragungsnetzen

6.1 „Deutsche Netze AG“ mit Bundesbeteiligung

Die im Jahr 1996 durch die EU begonnene Liberalisierung des Strommarkts⁷⁹ wurde im Jahr 2003 durch die sogenannten Beschleunigungsrichtlinien⁸⁰ fortgesetzt. Ziel war es, allen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Zugang zu den bestehenden Stromnetzen zu ermöglichen und so einen funktionsfähigen und wettbewerbsorientierten Binnenmarkt für Energie zu schaffen.⁸¹ Die Beschleunigungsrichtlinien der EU enthielten auch Vorgaben zur Entflechtung von Stromnetzbetreibern. Damit sollten die wettbewerblichen Geschäftsbereiche wie Erzeugung und Vertrieb vom Netzbetrieb getrennt, Transparenz gewährleistet sowie eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs ermöglicht werden.⁸² Die Stromkonzerne E.ON,

⁷⁹ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.

⁸⁰ Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (ABl. 2003, Nr. L 176/37).

⁸¹ Die Beschleunigungsrichtlinien wurden mit der EnWG-Novelle 2005 in nationales Recht umgesetzt.

⁸² Durch das Dritte Energiebinnenmarktpaket der EU aus dem Jahr 2009, umgesetzt mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2011, wurden die Vorgaben zur Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber weiter verschärft. Nach den neuen Regelungen hatten

RWE, Vattenfall und EnBW begannen mit der Schaffung von eigentumsrechtlich entflochtenen Übertragungsnetzbetreibern (Vattenfall → 50Hertz Transmission GmbH; E.ON → Tennet TSO GmbH) bzw. unabhängigen Transportnetzbetreibern (RWE → Amprion GmbH; EnBW → TransnetBW GmbH).

Im Zuge der Entflechtung wurde auch die Schaffung einer Netzgesellschaft diskutiert. Die damalige Bundesregierung aus CDU, CSU und FDP wollte sich dafür einsetzen, „die deutschen Übertragungsnetze in einer unabhängigen und kapitalmarktfähigen Netzgesellschaft zusammenzuführen“.⁸³ Sowohl das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) als auch das BMWi gaben Studien zur Schaffung einer Netzgesellschaft in Auftrag. Die vom BMU in Auftrag gegebene Studie⁸⁴ sprach sich für die Gründung einer bundesweiten Deutschen Netz AG (Netzgesellschaft) mit Beteiligung des Bundes aus. Die Netzgesellschaft sollte im Wesentlichen für den Betrieb und Ausbau des Übertragungsnetzes verantwortlich sein. Nach der vom BMWi in Auftrag gegebenen Studie⁸⁵ hatte eine Netzgesellschaft für Deutschland die höchsten Synergiepotenziale.⁸⁶

Auch die BNetzA befürwortete die Zusammenlegung der vier Übertragungsnetze in einer Netzgesellschaft, wodurch sich erhebliche Effizienzpotenziale eröffnen würden.⁸⁷ Die Bundesregierung sprach sich für die Schaffung einer kapitalmarktfähigen, unabhängigen Netzgesellschaft aus, die rechtliche Ausgestaltung der Zusammenführung der Netze sollten von den beteiligten Unternehmen privatrechtlich geregelt werden.⁸⁸ Die vier Übertragungsnetzbetreiber entschieden sich gegen eine unabhängige Netzgesellschaft.

die Übertragungsnetzbetreiber die Wahl zwischen der Schaffung eines eigentumsrechtlich entflochtenen Transportnetzbetreibers, eines unabhängigen Transportnetzbetreibers oder eines unabhängigen Systembetreibers.

⁸³ Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP für die 17. Legislaturperiode.

⁸⁴ Gutachten über die freiwillige Übertragung der Energieübertragungsnetze, die Errichtung einer bundesweiten Netzgesellschaft und die regulatorischen Rahmenbedingungen, von Hogan & Hartson Raue L.L.P. und LBD Beratungsgesellschaft mbH, Mai 2009.

⁸⁵ Optionen für die zukünftige Struktur des deutschen Stromübertragungsnetzes, Frontier Economics Ltd, März 2009.

⁸⁶ Eine Beteiligung des Bundes an dieser Netzgesellschaft wurde in der Studie aber nicht untersucht.

⁸⁷ Pressemitteilung vom 7. Juli 2008 „Bundesnetzagentur fördert Option eines gemeinsamen deutschen Stromnetzes“.

⁸⁸ Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage, Bundestagsdrucksache 17/1042.

Deutschland stellt mit seinen vier Übertragungsnetzbetreibern eine Ausnahme im europäischen Vergleich dar. Von 36 Mitgliedsländern im Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber gibt es in 33 Ländern jeweils nur einen Übertragungsnetzbetreiber. Eine Studie⁸⁹ aus dem Jahr 2018 für 35 Übertragungsnetzbetreiber aus 28 europäischen Ländern zeigt, dass sich 74 % der untersuchten Übertragungsnetzbetreiber vollständig oder mehrheitlich in staatlichem Besitz oder Eigentum befinden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind zu mehr als 50 % in privatem Besitz oder Eigentum. Das BMWi hat die Besitz-/Eigentumsstruktur der Übertragungsnetzbetreiber als ein generelles Problem für den Netzausbau identifiziert, da die privaten Besitzer spezifische eigene Interessen haben.

6.2 Bund hat auf wesentlichen Einfluss verzichtet

Mit dem Verzicht auf eine Netzgesellschaft unter Beteiligung des Bundes hat sich die Bundesregierung wesentliche Einflussmöglichkeiten genommen, die in anderen europäischen Ländern bestehen. Zudem hat sich die Gesamtsituation durch den massiv notwendig gewordenen Netzausbau verschärft.

6.3 Neubewertung zur Verbesserung der Einflussmöglichkeiten des Bundes

Für den Fall, dass die in den Nummern 4 und 5 vorgeschlagenen Maßnahmen keine spürbaren Effekte auf die Synchronisierung von Erzeugung und Netzausbau haben, hat der Bundesrechnungshof der Bundesregierung empfohlen zu prüfen, welche Beschleunigungseffekte sich ergeben, wenn der Bund stärkere Einflussmöglichkeiten u. a. durch veränderte Besitz- oder Eigentumsverhältnisse hätte. Dazu sind die Vor- und Nachteile abzuwägen. Sofern notwendig und realisierbar, könnte der Gedanke einer Netzgesellschaft wieder aufgegriffen werden.

6.4 Stellungnahme der Bundesregierung

Aus Sicht der Bundesregierung wäre mit einer „Deutschen Netz AG“ nahezu zwangsläufig ein abgestimmter Planungsprozess gewährleistet, den man wegen wechselseitiger Zusammenhänge im engmaschigen Übertragungsnetz zum effizienten Netzausbau benötige. Allerdings arbeiteten auch die vier Über-

⁸⁹ Meletiou, Cambini, Masera "Regulatory and ownership determinants of unbundling regime choice for European electricity transmission utilities", Utilities Policy 50 (2018) Seite 13 ff.

tragungsnetzbetreiber in einem gemeinsamen Planungsprozess zum Netzausbau – beginnend mit dem Szenariorahmen – zusammen. Eine wirksame Beschleunigung des Netzausbaus mit Reduzierung der Engpassmanagementkosten auf ein effizientes Maß sei aber tatsächlich erst dann zu erwarten, wenn dies im wirtschaftlichen Eigeninteresse der Netzbetreiber liege. Dies sei durch die aktuelle Ausgestaltung der ARegV nicht gewährleistet. Andererseits sei die Schaffung einer „Deutschen Netz AG“ mit Staatsbeteiligung kein Garant für einen beschleunigten Netzausbau. Damit einhergehende Übergangsprobleme könnten den Netzausbau sogar weiter verzögern. Auch sei der deutsche Strommarkt zunehmend Teil des Strombinnenmarktes, zwei deutsche Übertragungsnetzbetreiber seien grenzüberschreitend tätig bzw. befänden sich im Besitz europäischer Nachbarländer.

6.5 Abschließende Würdigung und Empfehlung

Auch der Bundesrechnungshof sieht eine Netzgesellschaft nicht als Garant für einen beschleunigten Netzausbau. Sofern der Bund aber dafür stärkere Einflussmöglichkeiten braucht und diese nicht anders erlangen kann, sollte das BMWi veränderte Besitz- und Eigentumsverhältnisse im Sinne einer Handlungsoption prüfen.

7 Zusammenfassende Würdigung und Empfehlungen

Der Bundesrechnungshof bittet das BMWi, die in seiner Stellungnahme in Aussicht gestellten Verbesserungen konsequent zu verfolgen und deren Umsetzung zügig anzugehen. Dies betrifft insbesondere die ökonomischen Anreize zur Beschleunigung des Netzausbaus und zur Senkung der Kosten des Engpassmanagements sowie die Weiterentwicklung des Regelungsrahmens für den Netzausbau.

Der Bundesrechnungshof empfiehlt dem BMWi abschließend

- den Netzausbaubedarf als Bestandteil anderer Entscheidungen betreffend Stromerzeugung und Stromverbrauch planerisch zu berücksichtigen,
- die Veränderungen durch den Kohleausstieg umfassend in die Netzausbauplanungen einzubeziehen,
- den Netz- und EE-Ausbau idealerweise mittels Rechtsrahmen und Anreizen zum zielgerichteten Handeln aller Akteure zu koordinieren, z. B. durch verursachungsgerechtere Kostenzuweisungsmodelle,
- wirksame Beschleunigungsimpulse gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern zu setzen und wenn notwendig, auch stärkere Einflussmöglichkeiten durch veränderte Besitz- und Eigentumsverhältnisse zu prüfen.

Ehmann

Dr. Steuer