

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Johanna Voß, Ralph Lenkert, Eva Bulling-Schröter, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE.
– Drucksache 17/13644 –**

Stromnetzausbau für konventionelle Kraftwerke und europäischen Stromhandel

Vorbemerkung der Fragesteller

Neben der Integration erneuerbarer Energien werden im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) der Einspeisebedarf neuer konventioneller Kraftwerke und der europäische Stromhandel als Haupttreiber des Netzausbaus benannt. Was die konventionelle Erzeugung anbelangt, hat in Deutschland zuletzt die Kohleverstromung stark zugenommen. Laut dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (vgl. Süddeutsche Zeitung, 18. April 2013) wurden im ersten Quartal 2013 aus Braunkohle zwei Terawattstunden (TWh) und aus Steinkohle fast sieben TWh mehr Strom gewonnen als im Vorjahresquartal. Die zusätzliche Energie wurde im Inland aber nicht benötigt und hat die deutschen Stromexporte weiter ansteigen lassen. Bis März 2013 sind netto bereits 16 TWh exportiert worden, im gesamten Jahr 2012 waren es noch 23 TWh, 2011 nur etwa sechs TWh. Die wachsende regenerative Erzeugung hat die Großhandelspreise an der deutschen Strombörse sinken lassen und bei niedrigen Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen wird deshalb Kohlestrom auch verstärkt fürs Ausland produziert.

Auch der Netzentwicklungsplan (NEP) 2013 trägt dieser Entwicklung Rechnung. Er ist eine wichtige Grundlage für den regelmäßig zu prüfenden Anpassungsbedarf des BBPIG an aktuelle Entwicklungen. Die Volllaststunden für Braunkohlekraftwerke sind hier gemessen an den historischen Daten im Leitszenario B 2023 mit 7 371 Stunden pro Jahr (h/Jahr) hoch angesetzt, im Langfristszenario bis 2033 wurden sie sogar von 4 906 (NEP 2012) auf 7 020 h/Jahr angehoben. Auch die Volllaststunden von Steinkohlekraftwerken sind signifikant gestiegen, etwa im Leitszenario B 2023 von 3 953 h/Jahr (NEP 2012) auf 5 839 h/Jahr.

Ein Netzausbau, der neben dem Einbezug der erneuerbaren Energien auch die uneingeschränkte Einspeisung von Strom aus Kohlekraftwerken ermöglicht, konterkariert die Ziele der Energiewende. Der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien bleibt so zwar auf dem Papier bestehen, faktisch kann er aber umgangen werden.

1. Liegen der Bundesregierung Einschätzungen darüber vor, welche Anteile am gesamten, im BBPIG vorgesehenen Netzausbau jeweils auf die Ziele
 - a) Integration erneuerbarer Energien,
 - b) Einbezug neuer konventioneller Kraftwerke und
 - c) europäischer Stromhandel entfallen?

Wenn nein, warum nicht – insbesondere da solche Angaben (ausgedrückt in Leitungskilometer pro Ausbauziel) auf europäischer Ebene vorliegen (vgl. Ten-year Network Development Plan 2010–2020, ENTSO-E 2010, S. 15)?

Nein. Der Netzausbaubedarf ergibt sich aus der Wechselwirkung verschiedener Aspekte. Eine isolierte Zuordnung zu einem einzelnen Treiber ist seriös nicht möglich. Auch nach Aussage von ENTSO-E ist ein einziger Treiber oftmals nicht die alleinige Begründung für eine Maßnahme: „a single project may respond to several needs at once.“ (TYNDP 2010, S. 25).

2. Da beim Netzausbau auf europäischer Ebene laut ENTSO-E dem europäischen Stromhandel vor der Integration erneuerbarer Energien und anderer Ausbauziele Priorität eingeräumt wird, welches der genannten Ziele in Frage 1a, 1b und 1c hat nach Auffassung der Bundesregierung bei dem im BBPIG vorgesehenen Netzausbau Priorität, und warum?
3. Wie schlägt sich die in Frage 2 angesprochene Priorisierung konkret in der Ausbauplanung nieder?

Die Fragen 2 und 3 werden gemeinsam beantwortet.

Nach den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Netzbetreiber verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz zu betreiben und bedarfsgerecht auszubauen. Im Vordergrund beim Netzausbau steht dabei der Transportbedarf der Netzkunden und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Integration erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke sowie Entwicklungen beim internationalen Stromhandel sind einzelne Einflussfaktoren, die es bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen gilt, ohne dass hier eine Abstufung oder Priorisierung vorgenommen wird.

4. Welche gesicherte Leistung von regenerativen Erzeugungsanlagen (nach Erzeugungsart) wurde dem NEP 2012 und dem NEP 2013 zugrunde gelegt?

Entsprechen diese Annahmen nach Auffassung der Bundesregierung dem jeweiligen Stand der Technik bestehender und künftiger Anlagen sowie der verbesserten Qualität der Wetterprognose?

Nach § 12 EnWG sind keine expliziten Annahmen zur gesicherten Leistung der regenerativen Erzeugungsanlagen in dem dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegenden Szenariorahmen zu treffen. Eine implizite Berücksichtigung der gesicherten Leistung der erneuerbaren Energien ergibt sich aus den Einspeiszeitreihen der erneuerbaren Energien der Marktmodellierung. Die gewählte Form der Modellierung entspricht dabei grundsätzlich dem Stand der Technik. Maßgeblich sind die bei den dargebotsabhängigen Energien zugrunde liegenden historischen Wetterzeitreihen.

5. Der Einspeisebedarf von wie vielen neuen Kohlekraftwerken (im Bau oder in Planung) ist im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und im BBPIG berücksichtigt worden?
6. An welchen Standorten befinden sich die berücksichtigten Kohlekraftwerke?
Hält die Bundesregierung die Realisierung aller eingeplanten Kraftwerke für realistisch?

Die Fragen 5 und 6 werden zusammen beantwortet.

Die der Ausbauplanung zugrunde gelegten konventionellen Kraftwerke sind in der dem Szenariorahmen beigefügten Kraftwerksliste enthalten. Diese wird im Rahmen einer Konsultation der Öffentlichkeit zur Diskussion gestellt und abschließend von der Bundesnetzagentur genehmigt (nähere Informationen sind unter www.netzausbau.de abrufbar).

Im Leitszenario B, das dem Bundesbedarfsplangesetz zugrunde liegt, sind keine Kohlekraftwerke berücksichtigt, die sich noch im Planungsstadium befinden.

7. Ist die aktuelle Rechtslage nach Auffassung der Bundesregierung so zu interpretieren, dass Kohle- und Kernkraftwerksbetreiber bei ausreichender Netzkapazität einen Anspruch auf uneingeschränkte Einspeisung der von ihnen erzeugten Energie haben?
Auf welche Regelungen stützt sich diese Einschätzung?

Nach § 20 EnWG haben Netzbetreiber jedermann einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten.

8. Ist die aktuelle Rechtslage nach Auffassung der Bundesregierung so zu interpretieren, dass Kohle- und Atomkraftwerksbetreiber bei netzbedingter Abregelung ihrer Anlagen generell einen Anspruch auf Netzausbau zur Beseitigung des Engpasses haben?
 - a) Wenn ja, wie will die Bundesregierung einen überdimensionierten Netzausbau verhindern, der dann darauf ausgerichtet sein muss, auch bei hoher regenerativer Erzeugung gleichzeitig den ungedrosselten Weiterbetrieb aller konventionellen Kraftwerke zu ermöglichen?
Wie ist eine uneingeschränkte Einspeisung von konventionellem Strom mit den Zielen des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vereinbar, dessen Zweck es nach § 1 Absatz 1 EEG u. a. ist, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern und fossile Energieressourcen zu schonen (bitte im Einzelnen begründen)?
 - b) Wenn nein, wie verhält sich diese Auffassung zu der Aussage der Übertragungsnetzbetreiber, das Netz so auszubauen, dass eine gleichzeitige hohe Windeinspeisung und eine hohe Einspeisung aus Kohlekraftwerken ermöglicht wird (NEP 2013, S. 46)?

Nach der geltenden Rechtslage haben Betreiber von Kohle- oder Kernkraftwerken – im Gegensatz beispielsweise zu Betreibern von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach § 9 EEG – keinen individuellen Netzausbauanspruch. Die allgemeine Netzausbauplanung dient der Sicherstellung eines volkswirtschaftlich sinnvollen und bedarfsgerechten Netzausbaus. Die Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Entwurf des NEP 2013 bezie-

hen sich auf eine Situation hoher Stromnachfrage, die entsprechend der Marktergebnisse zu befriedigen ist.

9. Hat die Bundesregierung Kenntnis von den Einschätzungen von Experten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung e. V. (DIW Berlin), dass die aktuelle Netzausbauplanung „Standorte mit traditioneller fossiler Kraftwerksstruktur bevorzugt“, insbesondere die HGÜ-Leitungen (HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung in den Korridoren A und D „nicht für die Energiewende notwendig sind und deshalb auch nicht weiter verfolgt werden sollten“ (vgl. Prof. Dr. Christian von Hirschhausen, DIW Wochenbericht Nr. 20+21, 2013)?

Welche Schlussfolgerungen und Konsequenzen zieht die Bundesregierung aus diesen Einschätzungen (bitte im Einzelnen begründen)?

Bei der Netzausbauplanung erfolgt keine Bevorzugung einzelner Standorte mit bestimmter Erzeugungsstruktur. Die Erzeugungsstruktur ist eine Eingangsgröße, die es bei der Netzausbauplanung zu berücksichtigen gilt. Die Netzausbauplanung hat sich am Transportbedarf der Netzkunden zu orientieren und soll die Versorgungssicherheit und die Zuverlässigkeit des Energiesystems gewährleisten. Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitungen des Netzentwicklungsplans einschließlich der Korridore A und D wurde von den Übertragungsnetzbetreibern berechnet und von der Bundesnetzagentur unter Beiziehung externer Gutachter überprüft und bestätigt.

10. Welchen Anteil hat nach Auffassung der Bundesregierung die zunehmende Kohleverstromung daran, dass die deutschen CO₂-Emissionen 2012 erstmals seit 1990 wieder gestiegen sind?

Wie bewertet die Bundesregierung dies?

Die Nachfrage, die nicht durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann, wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Der Einsatz konventioneller Kraftwerke wird durch Marktmechanismen bestimmt. Zentral sind dabei die Einsatzkosten für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate (Merit-Order). Bedingt durch die Abschaltung mehrerer Kernkraftwerke kommen nach der Merit Order neben den Erneuerbaren Energien bei heutigen Brennstoff- und CO₂-Preisen verstärkt relativ kostengünstige Kohlekraftwerke zum Einsatz. Dies führt zu einem Anstieg der deutschen CO₂-Emissionen innerhalb des Stromsektors. Dessen ungeachtet, werden mit der im von der Bundesnetzagentur bestätigten Leitszenario B des BEP angenommenen Entwicklung der Erzeugungsstrukturen nach übereinstimmender Berechnung aller Experten die Ziele des Energiekonzeptes der Bundesregierung erreicht.

11. Wie gedenkt die Bundesregierung ihren Beitrag zu den deutschen und europäischen CO₂-Minderungszielen für den Fall sicherzustellen, dass sich die aktuelle Entwicklung fortsetzt, also niedrige Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise und das Absinken der Stromgroßhandelspreise infolge der Zunahme erneuerbarer Energien (bei in der Tendenz stabiler bleibenden Preisen in den Nachbarländern) die Konkurrenzfähigkeit deutscher Kohlekraftwerke weiter erhöhen?

In dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Leitszenario B, das dem Netzausbau des Bundesbedarfsplans zugrunde liegt, werden nach übereinstimmender Berechnung aller Experten die Ziele des Energiekonzeptes der Bundesregierung erreicht.

12. Ist die aktuelle Rechtslage nach Auffassung der Bundesregierung so zu interpretieren, dass Kohle- und Atomkraftwerksbetreiber bei netzbedingter Abregelung ihrer Anlagen infolge eines starken Aufkommens der mit Vorrang einzuspeisenden erneuerbaren Energien einen Anspruch auf Entschädigung haben, etwa durch Redispatching?

Auf welche Regelung stützt sich die Bundesregierung in ihrer Auffassung?

Bei einer netzbedingten Abregelung von konventionellen Erzeugungsanlagen hat der Betreiber der Erzeugungsanlage keinen Anspruch auf eine Entschädigung.

13. Welche Kosten sind den Stromkundinnen und Stromkunden durch Redispatch-Maßnahmen in den Jahren 2010, 2011 und 2012 jeweils entstanden (bitte nach Zahlungen an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Kohlekraftwerken und Atomkraftwerken aufschlüsseln)?

Die Kosten für Redispatch betragen im Jahr 2010 bundesweit ca. 40 Mio. Euro und im Jahr 2011 ca. 125 Mio. Euro. Für das Jahr 2012 liegen noch keine belastbaren Daten vor. Eine Unterteilung in die verschiedenen Kraftwerkstypen liegt nicht vor.

14. Hat die Bundesregierung Kenntnis von Fällen, in denen die fehlende Drosselung konventioneller Kraftwerke (ausgenommen jene, die für die langfristige Systemstabilität notwendig sind) zu einer Gefährdung der Netze und somit der Versorgungssicherheit in Deutschland geführt hat?

Wenn ja, von welchen Fällen?

Wie will die Bundesregierung Abhilfe schaffen?

Konkrete Fälle, in denen es durch eine fehlende Drosselung konventioneller Kraftwerke zu einer Gefährdung der Systemsicherheit gekommen ist, sind der Bundesregierung nicht bekannt.

15. Welchen Anteil hatte nach Auffassung der Bundesregierung die hohe Einspeisung konventioneller Kraftwerke am 23. Februar 2012 an der Netzüberlastung in der Regelzone von 50 Hertz?

Bei der im betreffenden Zeitraum von Überlastung betroffenen Netzelementen handelte es sich im Wesentlichen um die Leitung Remptendorf–Redwitz. Diese transportiert wegen des Vorrangs erneuerbarer Energien primär die ostdeutsche Winderzeugung ab. Daneben wird konventioneller Strom nur in dem Maße abtransportiert, der aus dem Betrieb der netztechnisch erforderlichen Must-Run-Kapazitäten resultiert. Eine detaillierte Auswertung der Ursachen der Belastungssituation ist der Bundesregierung nicht bekannt.

16. Inwiefern haben nach Kenntnis der Bundesregierung die gestiegenen Stromexporte der vergangenen Jahre zu einer Gefährdung der Netzstabilität in Deutschland beigetragen?

Steigende Stromexporte können zu einer Erhöhung, aber auch zu einer Verringerung der Belastung der Transportnetze beitragen. Pauschale Aussagen hierzu sind nicht möglich; der Effekt von Exporten auf die Transportnetze hängt von der konkreten Netzsituation und der jeweiligen Grenze ab. Die Übertragungsnetzbetreiber ergreifen eine Vielzahl von Maßnahmen, damit die Lage in den Netzen beherrschbar und die Netzstabilität gewährleistet bleibt.

17. Hat die Bundesregierung Kenntnis von Fällen, in denen spekulatives Verhalten von Stromhändlern über Ländergrenzen hinweg zur Gefährdung der Netzstabilität in Deutschland beigetragen hat?

Wenn ja, von welchen Fällen?

Wie will die Bundesregierung Abhilfe schaffen?

Die Bundesregierung hat keine Kenntnis von derartigen Fällen.

18. Wie beurteilt die Bundesregierung die Haltung der Bundesnetzagentur, die einen Zusammenhang zwischen Spekulation und Netzgefährdung sieht (THE WALL STREET JOURNAL Deutschland, 16. Februar 2012)?

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Netzbericht nicht von Spekulation gesprochen. Eine nach Vorliegen der Abrechnungsdaten vorgenommene eingehende Analyse des Winters 2011/2012 durch die Bundesnetzagentur hat gezeigt, dass eine wesentliche Ursache für die zeitweiligen Unterspeisungen der temperaturbedingte erhebliche Mehrverbrauch der Standardlastprofilkunden und die mangelhafte Bewirtschaftung dieser Fehlmengen durch die Verteilnetzbetreiber war.

19. Welche Kosten sind den Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern Anfang Februar 2012 durch den Einsatz hoher Mengen an Regelenergie infolge der Unterspeisung des Netzes entstanden?

Den Stromverbraucherinnen und -verbrauchern sind unmittelbar keine erhöhten Kosten durch den Einsatz hoher Mengen an Regelenergie entstanden. Die Kosten für die eingesetzte Ausgleichsenergie werden im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen verursachungsgerecht entsprechend ihrer Unterspeisung in Rechnung gestellt.

20. Teilt die Bundesregierung die Einschätzung von Umweltexperten (Süddeutsche Zeitung, 5. Januar 2013), dass es für eine Korrektur der Prognosefehler, die am 24. und 25. Dezember 2012 durch eine Überspeisung des Netzes zu negativen Strompreisen führten, ausreichend Zeit gegeben hätte, stattdessen aber die Leistung von Braunkohle- und Atomkraftwerken nicht gedrosselt, sondern am ersten Weihnachtsfeiertag sogar noch gesteigert worden sei, was die Netzstabilität zusätzlich gefährdet habe?

Wenn nein, warum nicht?

Die Bundesregierung teilt diese Einschätzung nicht. Negative Strompreise an der Börse entstehen durch ein großes Angebot von Strom bei gleichzeitig geringer Nachfrage. Dies kann verschiedene Ursachen haben. Allein aus dem Börsenpreis lassen sich Prognosefehler regelmäßig nicht unmittelbar ablesen. Die negativen Strompreise am 24. Dezember 2012 gingen einher mit einer extrem steilen Windflanke sowie einer aufgrund des ungewöhnlich milden Wetters sehr niedrigen Last. Da extreme Änderungen der Erzeugung erneuerbarer Energien schwierig zu prognostizieren sind, ist ein Prognosefehler als eine der Ursachen für die negativen Preise nicht auszuschließen. Die Bundesnetzagentur hat entsprechende Untersuchungen der Bilanzkreisabrechnung durch die Übertragungsnetzbetreiber angefordert. Am 25. und 26. Dezember 2012 sind ebenfalls in etlichen Stunden negative Preise an der EPEX-Spot aufgetreten. Dabei hat das Handelssystem insofern funktioniert, als die Mengen zu moderat negativen Preisen fast vollständig abgesetzt werden konnten. Diese haben jedoch nicht zu einer Gefährdung der Netzstabilität geführt.

21. Welche Rolle spielt nach Auffassung der Bundesregierung die fehlende Drosselung von Kohle- und Atomkraftwerken (ausgenommen jene, die für die langfristige Systemstabilität notwendig sind) für das Zustandekommen negativer Strompreise?

Aufgrund der begrenzten Möglichkeit, konventionelle Kraftwerke unter eine bestimmte Mindesterzeugungsleistung zu drosseln, können negative Strompreise verstärkt werden. Kernkraftwerke sind nicht darauf ausgelegt, die Produktion zu unterbrechen, bei Kohlekraftwerken kann die Unterbrechung der Produktion höhere Kosten als der Betrieb unterhalb der Grenzkosten für einige Stunden verursachen. Dies kann bei einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Verbindung mit einer niedrigen Last dazu beitragen, dass selbst unter Ausnutzung sämtlicher Exportkapazitäten ein Überangebot an elektrischer Energie und in der Folge negative Strompreise auftreten.

22. Welche Kosten sind den Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern in den Jahren 2010, 2011 und 2012 durch negative Strompreise entstanden?

Belastungen durch negative Börsenpreise sind bei den konventionellen Erzeugern zusätzliche Kosten, die einen Wettbewerbsnachteil gegenüber denjenigen Anbietern darstellen, die flexiblere Kraftwerke zur Verfügung haben. Für Stromkunden, die Strommengen kurzfristig am Spotmarkt beziehen, sind negative Preise vorteilhaft. Auf die Vermarktung der EEG-Energiemengen an der Börse durch die ÜNB und auf die Marktprämie der Direktvermarktung wirken sich negative Preise deutlich kostensteigernd aus. Mit § 8 AusglMechAV wurde die Auswirkung von extrem negativen Preise unterhalb –150 Euro/MWh auf die EEG-Umlage dadurch beschränkt, dass die Übertragungsnetzbetreiber preislimitierte Gebote abgeben dürfen. Detaillierte Informationen zu den einzelnen Limitierungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf deren Internetseiten veröffentlicht.

Im Gegensatz zu EEG-Anlagen, die durch die ÜNB vermarktet werden, machen Anlagen, die die gleitende Marktprämie nutzen, bei punktuell auftretenden negativen Preisen Verluste (ca. –50 Euro/MWh) und haben so einen erheblichen Anreiz, ihre Anlagen zu drosseln. Über die Weihnachtsfeiertage und Silvester wurden erstmals EEG-Anlagen aufgrund der Preise an der Strombörse abgeregelt, d. h. sie haben auf den tatsächlichen Strombedarf – wie konzeptionell beabsichtigt – reagiert. Hierdurch wurden gut 10 Mio. Euro EEG-Umlage eingespart. Es ist daher zu begrüßen, dass inzwischen fast die Hälfte der installierten erneuerbare Energien-Leistung die Marktprämie nutzt und seine Anlagen mit der notwendigen Fernsteuertechnik ausgestattet hat.

23. Welche Bedeutung misst die Bundesregierung Gaskraftwerken, die schnell regelbar sind und CO₂-armen Strom liefern, für das Gelingen der Energiewende bei?

Gaskraftwerke sind aufgrund ihrer flexiblen Fahrweise sowie CO₂-armen Stromerzeugung ein wesentlicher Baustein für das Gelingen der Energiewende.

Die Zunahme der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zukünftig zu größeren innertäglichen Lastgradienten. Zusätzlich fallen Prognosefehler bei dem Anstieg der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zunehmend stärker ins Gewicht. Die daraus relativ kurzfristig resultierenden Schwankungen der Residuallast (Last, die nicht durch erneuerbare Energien gedeckt wird) können zur Zeit am ehesten von flexiblen Gaskraftwerken aufgefangen werden.

24. Wird nach Auffassung der Bundesregierung die Umsetzung der im BBPIG festgelegten Netzausbauziele den Einsatz und Bau von Gaskraftwerken in den Verbrauchszentren im Süden Deutschland weiter zurückdrängen?
- Wenn ja, warum?
 - Wenn nein, warum nicht, wo doch Gaskraftwerke teurer produzieren als Kohlekraftwerke und nach der Realisierung der geplanten Netzbauten, Kohlestrom über beliebig weite Strecken engpassfrei in die Verbrauchszentren geliefert werden kann?

Gaskraftwerken kommt bei der Umstellung des Energiesystems eine zentrale Rolle zu. Der zunehmende Bedarf an flexiblen Kraftwerken aufgrund des ansteigenden Anteils der erneuerbaren Energien empfiehlt langfristig einen verstärkten Einsatz von Erdgaskraftwerken. Zudem erreichen in den nächsten Jahrzehnten mehrere Kohlekraftwerke ihre technische Lebensdauer und scheiden altersbedingt aus dem Markt aus, vorausgesetzt sie werden nicht für eine längere Lebensdauer ertüchtigt. In den Entwicklungsszenarien, auf denen die Netzausbauplanungen beruhen, wird der Wegfall langfristig durch einen Zubau an Erdgaskraftwerken abgedeckt. Dieser erfolgt marktgetrieben dann, wenn Gas aufgrund von Investitionskosten, Brennstoff- und CO₂-Preisen attraktiver ist als Kohle. Unter der Voraussetzung steigender CO₂-Preise ist langfristig davon auszugehen, dass zunehmend Erdgaskraftwerke zur Residuallastabdeckung beitragen werden.

25. Wie viele neue Gaskraftwerke sind mit ihrem Einspeisebedarf im EnLAG und im BBPIG berücksichtigt worden?
An welchen Standorten befinden sich diese?

Siehe die Antworten zu den Fragen 5 und 6.