

Antrag

der Abg. Daniel Karrais u. a. FDP/DVP

und

Stellungnahme

des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Zukunftssichere Rahmenbedingungen für gesicherte Kraftwerksleistung

Antrag

Der Landtag wolle beschließen,
die Landesregierung zu ersuchen
zu berichten,

1. welche Kapazitäten gesicherter (grundlastfähiger) Kraftwerksleistung ihrer Kenntnis nach bis 1. Januar 2023 jeweils in Gesamtdeutschland und in Süddeutschland (südlich von Frankfurt am Main) vom Netz gehen werden (tabellarische Angabe von Kraftwerksstandorten, Kraftwerksart, Betreibern und installierter Leistung in Megawatt);
2. wie sich ihrer Kenntnis nach dieser zu erwartende Rückgang im Verhältnis zum aktuellen Gesamtangebot an gesicherter Kraftwerksleistung in Deutschland bzw. Süddeutschland darstellt;
3. welche Erkenntnisse sie über die Kraftwerksliste des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft hat (Stand: 1. April 2019), wonach in Deutschland zwar aktuell 64 neue Kraftwerke mit gesicherter Leistung projektiert, davon aber nur zehn tatsächlich im Bau befindlich sind;
4. ob sie die Aussage des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft teilt, dass Deutschland spätestens 2023 eine Unterdeckung bei der gesicherten Leistung drohe, da die konventionelle Kraftwerkskapazität voraussichtlich von heute mehr als 88.600 Megawatt auf etwa 67.300 Megawatt absinken werde;
5. welche Erkenntnisse über die durchschnittliche Dauer eines Gaskraftwerk-Vorhabens bzw. eines Pumpspeicherkraftwerk-Vorhabens von der Projektierung bis zur Inbetriebnahme sie hat;

6. welche praktischen und verfahrenstechnischen Möglichkeiten sie sieht, um die auf Seite 68 des Abschlussberichts der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ geforderte Maßnahme „Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für neue Gaskraftwerke“ umzusetzen;
7. welche Erkenntnisse sie über den jeweiligen Projektstand und zeitlichen Realisierungshorizont derjenigen Vorhaben der Kraftwerksliste des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft hat, deren Standort in Baden-Württemberg oder in unmittelbar an Baden-Württemberg angrenzenden Stadt- und Landkreisen gelegen sind (tabellarische Auflistung mit Standort, Kraftwerksart, zu erwartender installierter Leistung, Kraft-Wärme-Kopplung, Projektstand und Realisierungshorizont);
8. welche Effekte sie auf den Strommarkt und die Versorgungssituation in Süddeutschland erwartet, wenn in den kommenden 29 Monaten die Kernkraftwerke Philippsburg II, Gundremmingen C, Isar II und Neckarwestheim II vom Netz gehen;
9. wie sich aktuell der jeweilige Sachstand und Realisierungshorizont bei den Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetz-Vorhaben „Ultranet“ und „Sued-Link“ darstellt;
10. welche Erkenntnisse sie über die kalkulierten Schwellenwerte des Europäischen Emissionshandels (ETS) hat, die zu einer Verschiebung beim Merit-Order-Effekt am Strommarkt zwischen den grundlastfähigen Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Gas und Öl bzw. zwischen entsprechenden Kraftwerkskapazitäten älterer und jüngerer Generation führen („Fuel Switches“);
11. welche Effekte diesbezüglich der inzwischen auf mehr als 29 Euro je Tonne CO₂-Äquivalent gestiegene ETS-Preis ihrer Kenntnis nach seit Jahresbeginn 2019 hatte (gegebenenfalls unter Angabe des preislich induzierten Emissionsminderungseffekts);
12. wie sich parallel die Beschaffungspreise der unter Ziffer 10 genannten Energieträger entwickelt haben;
13. welchen Änderungs- und Weiterentwicklungsbedarf sie aktuell am Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sieht, um in Süddeutschland hinsichtlich des perspektivischen Ausstiegs aus der Steinkohleverstromung zeitnahe Investitionen in Alternativen wie Biomasse oder Gas anzureizen;
14. welche weiteren Ausbaupotenziale sie in Baden-Württemberg noch bei der Holzenergienutzung in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung sieht;
15. inwiefern sie das Strommarktdesign des „Energy-Only-Markts“ als weiterhin ausreichend bewertet, oder eine abermalige Novellierung des Strommarktgesetzes als erforderlich erachtet, um beispielsweise durch einen dezentralen Leistungsmarkt Investitionen in gesicherte Kraftwerksleistung anzureizen und eine zukunftssichere Alternative zu Instrumenten wie der Netzreserve, der Kapazitätsreserve und netztechnischen Betriebsmitteln zu entwickeln.

17.07.2019

Karrais, Reich-Gutjahr, Dr. Timm Kern, Haußmann,
Brauer, Keck, Hoher, Dr. Schweickert FDP/DVP

Begründung

Unter anderen warnt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft vor einer perspektivischen Unterversorgung Deutschlands mit gesicherter Kraftwerksleistung. Dies gilt insbesondere für Süddeutschland.

Stellungnahme

Mit Schreiben vom 14. August 2019 Nr. 6-4500.0/831 nimmt das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft im Einvernehmen mit dem Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Wohnungsbau zu dem Antrag wie folgt Stellung:

*Der Landtag wolle beschließen,
die Landesregierung zu ersuchen
zu berichten,*

- 1. welche Kapazitäten gesicherter (grundlastfähiger) Kraftwerksleistung ihrer Kenntnis nach bis 1. Januar 2023 jeweils in Gesamtdeutschland und in Süddeutschland (südlich von Frankfurt am Main) vom Netz gehen werden (tabellarische Angabe von Kraftwerksstandorten, Kraftwerksart, Betreibern und installierter Leistung in Megawatt);*
- 2. wie sich ihrer Kenntnis nach dieser zu erwartende Rückgang im Verhältnis zum aktuellen Gesamtangebot an gesicherter Kraftwerksleistung in Deutschland bzw. Süddeutschland darstellt;*

Die Fragen 1 und 2 werden aufgrund ihres Sachzusammenhangs zusammen beantwortet.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlicht basierend auf jährlichen Monitoringerhebungen Informationen zu Standorten und Kenndaten einzelner Kraftwerke sowie zu geplanten Kraftwerkszu- und -rückbauten. Die zum Zeitpunkt der Anfertigung dieser Antwort gültige Fassung der Kraftwerksliste ist datiert vom 7. März 2019.

Danach sind derzeit in Deutschland rund 111 GW an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung installiert. Dargebotsunabhängige Energieträger sind nach der von der BNetzA gebrauchten Definition alle Energieträger mit Ausnahme der erneuerbaren Energieträger wie Lauf- und Speicherwasser, Photovoltaik und Wind. Hinzu kommen knapp 110 GW an erneuerbaren Energien.

Gegenwärtig liegen der BNetzA Anzeigen für endgültige Stilllegungen in Deutschland in Höhe von 1,8 GW bis 2022 vor. Hinzu kommt die Stilllegung von Kernkraftwerken mit einer installierten Leistung von 9,5 GW im Rahmen des Kernenergieausstiegs. Die Summe der angezeigten endgültigen Stilllegungen in der Bundesrepublik Deutschland im Zeitraum 2019 bis 2022 beträgt somit 11,3 GW.

Darüber hinaus liegen der BNetzA Anzeigen für vorläufige Stilllegungen bis zum Jahr 2022 in Höhe von 910 MW vor. Zusätzlich sollen Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 757 MW in die Braunkohlesicherheitsbereitschaft gemäß § 13 g EnWG überführt werden.

Über die Stilllegungsanzeigen hinaus wurden der BNetzA weitere geplante Stilllegungen in Höhe von 1,4 GW mitgeteilt.

Eine Übersicht der in Deutschland erwarteten Stilllegungen von dargebotsunabhängigen Kapazitäten ist *Tabelle 1* zu entnehmen.

In Süddeutschland (südlich von Frankfurt am Main) beträgt die Summe der angezeigten endgültigen Stilllegungen 2019 bis 2022 inklusive der im Rahmen des Atomausstiegs vom Netz gehenden Kernkraftwerke insgesamt 5,77 GW. Eine Übersicht der in Süddeutschland erwarteten Stilllegungen von dargebotsunabhängigen Kapazitäten ist *Tabelle 2* zu entnehmen.

Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass endgültige Stilllegungen von fossil befeuerten Kraftwerken mit einer Nennleistung ab 50 MW nach § 13 b Abs. 5 EnWG verboten sind, solange und soweit der systemverantwortliche Betreiber des Übertragungsnetzes die Anlage als systemrelevant ausweist, die Ausweisung durch die BNetzA genehmigt worden ist und ein Weiterbetrieb der Anlage technisch und rechtlich möglich ist. Diese Kraftwerke werden Teil der Netzreserve, die die Betreiber von Übertragungsnetzen zum Zweck der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorhalten.

Derzeit werden in Baden-Württemberg rund 1,7 GW an Erzeugungsleistung in der Netzreserve vorgehalten. Eine Auflistung der Netzreservekraftwerke in Baden-Württemberg ist der Stellungnahme der Landesregierung zur Drucksache 16/6658 zu entnehmen.

3. welche Erkenntnisse sie über die Kraftwerksliste des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft hat (Stand: 1. April 2019), wonach in Deutschland zwar aktuell 64 neue Kraftwerke mit gesicherter Leistung projektiert, davon aber nur zehn tatsächlich im Bau befindlich sind;

Die Kraftwerksliste des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ist der Landesregierung bekannt.

Zu den einzelnen dort aufgeführten Projekten in Deutschland liegen keine weiteren Erkenntnisse vor. Generell lässt sich sagen, dass Kraftwerksprojekte nur dann in die Umsetzung gelangen, wenn die Rahmenbedingungen entsprechende Anreize setzen und die Wirtschaftlichkeit der Projekte gesichert ist.

4. ob sie die Aussage des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft teilt, dass Deutschland spätestens 2023 eine Unterdeckung bei der gesicherten Leistung drohe, da die konventionelle Kraftwerkskapazität voraussichtlich von heute mehr als 88.600 Megawatt auf etwa 67.300 Megawatt absinken werde;

Der BDEW hat mit Pressemitteilung vom 1. April 2019 seine aktuelle Kraftwerksliste veröffentlicht und festgestellt, dass insbesondere der geplante Zubau konventioneller Kraftwerksleistung nicht ausreiche, die über den Kernenergieausstieg und den schrittweisen Kohleausstieg wegfallende gesicherte Leistung zu ersetzen.

Auch die vom Umweltministerium in Auftrag gegebene und 2018 publizierte Versorgungssicherheitsstudie („Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis 2025 – sichere Nachfragedeckung auch in Extremsituationen?“) kommt zu dem Schluss, dass bis 2025 das Defizit für Gesamtdeutschland im Fall eines beschleunigten Kohleausstiegs auf 17,9 GW steigt. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass Versorgungssicherheit in einem europäischen Binnenmarkt für Elektrizität auch grenzüberschreitend zu bewerten ist. Der Rückgang an gesicherter Leistung in Deutschland kann aufgrund von angenommenen Nettotransferkapazitäten in Höhe von 30,7 GW grundsätzlich durch Importe aus dem benachbarten Ausland abgedeckt werden. Auch der im Juli veröffentlichte Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) hält fest, dass eine verstärkte europäische Interaktion über Netzkuppelstellen zu einer hohen Versorgungssicherheit beiträgt und eine rein nationale Betrachtung nicht zielführend ist. Dennoch seien weitere Vorbereitungen auf die künftig stärkere Rolle des grenzüberschreitenden Stromhandels zu treffen.

Zur Gewährleistung einer gesicherten Leistungsbilanz tragen außerdem die Kraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft sowie in der aufzubauenden Kapazitätsreserve in Deutschland bei. Mit Voranschreiten des Kohleausstiegs bedarf es außerdem zusätzlicher Gaskraftwerkskapazitäten, um der erneuerbaren Stromerzeugung ausreichende Back-up-Kapazitäten zur Seite zu stellen.

5. *welche Erkenntnisse über die durchschnittliche Dauer eines Gaskraftwerk-Vorhabens bzw. eines Pumpspeicherkraftwerk-Vorhabens von der Projektierung bis zur Inbetriebnahme sie hat;*

Eine pauschale Aussage dazu ist nicht möglich, da die projektspezifischen Gegebenheiten einen maßgeblichen Einfluss auf die Dauer der Vorhaben haben.

Bei Pumpspeicherkraftwerks-Vorhaben ist insbesondere das Genehmigungsverfahren terminlich nur sehr schwer abzuschätzen. Aber auch die geologischen Voraussetzungen in Verbindung mit dem tatsächlichen Umfang des Vorhabens haben einen großen Einfluss auf die Dauer. Es wird davon ausgegangen, dass zwischen Beginn der Projektierung bis zur Inbetriebnahme zehn bis 15 Jahre liegen können.

Bei Gaskraftwerks-Vorhaben spielen insbesondere die technische Ausführung (Gasturbinenkraftwerk, Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, etc.) sowie die standortspezifischen Gegebenheiten (bauleitplanerische Voraussetzungen, Anschluss an das Gasnetz, Stromableitung, etc.) eine maßgebliche Rolle. In der Regel dürfen von Beginn der Projektierung bis zur Inbetriebnahme mindestens fünf Jahre einzuplanen sein.

6. *welche praktischen und verfahrenstechnischen Möglichkeiten sie sieht, um die auf Seite 68 des Abschlussberichts der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ geforderte Maßnahme „Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für neue Gaskraftwerke“ umzusetzen;*

Die Errichtung und der Betrieb eines Gaskraftwerkes bedarf einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. Abhängig von der Feuerungswärmeleistung und den Einsatzstoffen des Gaskraftwerkes handelt es sich entweder um ein Verfahren, an dem die Öffentlichkeit zu beteiligen ist (förmliches Verfahren), oder um ein Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung (vereinfachtes Verfahren). Die Verfahrensart richtet sich dabei nach der Nummer 1 des Anhangs 1 der Vierten Verordnung des Bundes über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV).

Liegen die Antragsunterlagen in einem prüffähigen Zustand und vollständig vor, gelten für das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren gesetzliche Fristen. § 10 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes regelt, dass Verfahren zur Neugenehmigung eines Gaskraftwerkes im förmlichen Verfahren grundsätzlich innerhalb von sieben Monaten und im nicht-förmlichen Verfahren innerhalb von drei Monaten abgeschlossen sein müssen.

Durch eine Vielzahl europarechtlicher Vorgaben, erleichterte Klagemöglichkeiten für Umwelt- und Naturschutzverbände und eine interessierte Öffentlichkeit gestalten sich die Verfahren für Industrie, Planer und Genehmigungsbehörden zunehmend komplexer. Eine sorgfältige Vorbereitung durch Planer, Betreiber und Behördenvertreterinnen und -vertreter ist erforderlich, um einen reibungslosen und fristgerechten Verfahrensablauf sicherzustellen.

Das Umweltministerium hat für die Immissionsschutzbehörden im Land einen Leitfaden für die Durchführung von immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren herausgegeben. Der Leitfaden unterstützt die Immissionsschutzbehörden sowie die Antragsteller und gibt Hilfestellungen, damit die Verfahren zügig und rechtssicherer abgeschlossen werden können.

7. *welche Erkenntnisse sie über den jeweiligen Projektstand und zeitlichen Realisierungshorizont derjenigen Vorhaben der Kraftwerksliste des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft hat, deren Standort in Baden-Württemberg oder in unmittelbar an Baden-Württemberg angrenzenden Stadt- und Landkreisen gelegen sind (tabellarische Auflistung mit Standort, Kraftwerksart, zu erwartender installierter Leistung, Kraft-Wärme-Kopplung, Projektstand und Realisierungshorizont);*

Der jeweilige Projektstand und der zeitliche Realisierungshorizont der in Baden-Württemberg befindlichen Kraftwerke sind *Tabelle 3* zu entnehmen. Zu den an Baden-Württemberg angrenzenden Stadt- und Landkreisen liegen der Landesregierung keine Erkenntnisse vor.

8. *welche Effekte sie auf den Strommarkt und die Versorgungssituation in Süddeutschland erwartet, wenn in den kommenden 29 Monaten die Kernkraftwerke Philippsburg II, Gundremmingen C, Isar II und Neckarwestheim II vom Netz gehen;*

Die zukünftige Entwicklung der Strommärkte hängt von vielen Gegebenheiten ab. Zu den möglichen Entwicklungen an den Strommärkten bis zum Jahr 2030 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Juli 2019 im Rahmen des o. g. Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit ein umfangreiches Gutachten von Consentec, R2B Energy Consulting, Fraunhofer ISI und TEP veröffentlicht. Das Gutachten kommt unter anderem zu folgenden Ergebnissen:

- Die Verbraucherinnen und Verbraucher können jederzeit sicher versorgt werden. Die Stromnachfrage in Deutschland kann in allen untersuchten Szenarien bis 2030 zu 100 Prozent gedeckt werden. Dies gilt auch für ein Szenario, welches einen verstärkten Rückgang der Kohleverstromung in Deutschland berücksichtigt, um das Klimaschutzziel der Energiewirtschaft für 2030 zu erreichen.
- Das europäische Stromversorgungssystem weist weiterhin deutliche Überkapazitäten auf. Konventionelle Kraftwerke im Umfang von 80 bis 90 Gigawatt können bis 2030 nach und nach reduziert werden, ohne dass das Niveau der Versorgungssicherheit im europäischen Stromsystem beeinträchtigt wird. Aus Gründen fehlender Wirtschaftlichkeit werden diese Überkapazitäten in Zukunft nach und nach abgebaut.
- Länderübergreifende Ausgleichseffekte bei der Einspeisung erneuerbarer Energien, dem Stromverbrauch und der Verfügbarkeit von Kraftwerken helfen, die Verbraucherinnen und Verbraucher in Europa zu geringeren Kosten mit Strom zu versorgen. Diese Ausgleichseffekte belaufen sich auf rund 50 bis 60 Gigawatt in 2030. Wenn jedes Land für sich alleine sein Stromsystem aufbauen würde, müssten mehr als 50 bis 60 Gigawatt an konventionellen Kraftwerken zusätzlich errichtet werden.

Die Versorgung Baden-Württembergs mit Strom ist auch nach dem Kernenergieausstieg gewährleistet. Sowohl die vom Umweltministerium in Auftrag gegebene Versorgungssicherheitsstudie (siehe Stellungnahme zu Frage 4) als auch der Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität des BMWi kommen zu dem Schluss, dass die Stromnachfrage in Deutschland auch zukünftig vollumfänglich gedeckt werden kann. Um dies weiterhin zu gewährleisten, sind zukünftig insbesondere der Ausbau erneuerbarer Energien, der Stromnetze, der Netzkuppelstellen sowie eine ausreichende Höhe von Reservekapazitäten bzw. von neuen Gaskraftwerken notwendig.

9. *wie sich aktuell der jeweilige Sachstand und Realisierungshorizont bei den Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsnetz-Vorhaben „Ultranet“ und „Sued-Link“ darstellt;*

Die Energieministerinnen und -minister des Bundes und der Länder, die Bundesnetzagentur sowie die Geschäftsführer der Übertragungsnetzbetreiber haben am 24. Mai 2019 für die Netzausbauvorhaben im Übertragungsnetz konkrete Zeitpläne mit Meilensteinen für die einzelnen Verfahrensschritte verabredet (siehe <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Meldung/2019/20190524-energieminister-machen-tempo-beim-netzausbau.html>). Danach soll beim „BBPIG-Nr. 2 Vorhaben Osterath–Philippsburg (Ultranet)“ das letzte Teilstück 2024 in Betrieb genommen werden. Für das Vorhaben „BBPIG-Nr. 3 Brunsbüttel–Großgartach (Sued-Link)“ ist die Inbetriebnahme für 2026 geplant.

Bei Ultranet befinden sich inzwischen die ersten Teilabschnitte im Planfeststellungsverfahren nach Abschnitt 3 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG). Der Sachstand der beiden Baden-Württemberg betreffenden Trassenabschnitte ist wie folgt: Zum Abschnitt A (Riedstadt–Mannheim–Wallstadt) fand am 25. Juni 2019 die Antragskonferenz nach § 20 NABEG statt. Für den Abschnitt B (Mannheim–Wallstadt–Philippsburg) erfolgte der Abschluss der Bundesfachplanung durch Entscheidung der Bundesnetzagentur vom 24. April 2019 mit der Festlegung eines Trassenkorridors. Die Entscheidungsunterlagen lagen bis 17. Juli 2019 öffentlich aus.

Bei SuedLink fanden zu dem Baden-Württemberg betreffenden Abschnitt E (Arnstein-Großgartach) am 16. und 17. Juli 2019 in Künzelsau sowie am 23. und 24. Juli 2019 in Würzburg Erörterungstermine gemäß § 10 NABEG zu den vom Vorhabenträger vorgelegten Unterlagen (raumordnerische Beurteilung und strategische Umweltplanung der untersuchten Trassenkorridore) statt.

10. welche Erkenntnisse sie über die kalkulierten Schwellenwerte des Europäischen Emissionshandels (ETS) hat, die zu einer Verschiebung beim Merit-Order-Effekt am Strommarkt zwischen den grundlastfähigen Energieträgern Braunkohle, Steinkohle, Gas und Öl bzw. zwischen entsprechenden Kraftwerkskapazitäten älterer und jüngerer Generation führen („Fuel Switches“);

11. welche Effekte diesbezüglich der inzwischen auf mehr als 29 Euro je Tonne CO₂-Äquivalent gestiegene ETS-Preis ihrer Kenntnis nach seit Jahresbeginn 2019 hatte (gegebenenfalls unter Angabe des preislich induzierten Emissionsminderungseffekts);

Die Fragen 10 und 11 werden aufgrund ihres Sachzusammenhangs zusammen beantwortet.

Der Grenzkostenpreis des zuletzt zugeschalteten Kraftwerks in der Merit-Order hängt von zahlreichen Faktoren wie den spezifischen Energieträgerkosten, dem Börsenstrompreis, dem CO₂-Preis, dem Wirkungsgrad der jeweiligen Anlage oder dem Dargebot anderweitiger Kraftwerksleistungen ab, sodass eine allgemeingültige Aussage zu Effekten in der Merit-Order aufgrund eines sich verändernden CO₂-Preises mit Unsicherheit behaftet ist.

Das Öko-Institut kommt in der Studie „Dem Ziel verpflichtet – CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland“ (2018) zu dem Schluss, dass es ab einem CO₂-Preis von 25 Euro/t CO₂ zu Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken kommen kann, da mittelfristig die vermeidbaren Fixkosten durch Investitionen in Tagebauerweiterungen steigen und anschließend nicht mehr amortisiert werden können.

Diese Aussage korreliert mit den Beobachtungen und Schlussfolgerungen des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) am deutschen Strommarkt im Juni dieses Jahres (<https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2019/33-prozent-weniger-co2-emissionen-durch-brennstoffwechsel-von-kohle-auf-gas.html>; abgerufen am 8. August 2019). Zu diesem Zeitpunkt emittierten fossile Kraftwerke in Deutschland 33 % weniger CO₂ als im Vorjahresmonat. Das Fraunhofer ISE Institut führt dies auf gestiegene CO₂-Zertifikatspreise, niedrigere Börsenstrompreise und einen geringeren Stromverbrauch zurück. In Kombination mit einer hohen Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien und niedrigeren Gaspreisen wurde ein Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas auf der Erzeugerseite vollzogen.

Durch den Brennstoffwechsel von Braunkohle und Steinkohle zu Gas sank die Nettostromerzeugung aus Braunkohle um 38 % von 11,3 TWh im Juni 2018 auf 7 TWh im Juni 2019. Die Erzeugung aus Steinkohle sank um 41 % von 4,4 TWh im Juni 2018 auf 2,6 TWh im Juni 2019. Gaskraftwerke konnten ihre Produktion aufgrund der geringeren Brennstoff- und Zertifikatskosten um 62 % von 2,3 TWh im Juni 2018 auf 3,7 TWh im Juni 2019 steigern.

12. wie sich parallel die Beschaffungspreise der unter Ziffer 10 genannten Energieträger entwickelt haben;

Eine Übersicht über die Entwicklung verschiedener Rohstoffpreise im zeitlichen Verlauf findet sich in *Abbildung 1* im Anhang.

Weiterführende Informationen finden sich auch beim Statistischen Bundesamt. Dieses veröffentlicht regelmäßig die Entwicklung der verschiedenen Rohstoffpreise. Die Publikation „Preise – Daten zur Energiepreisentwicklung“ ist unter folgendem Link abrufbar: https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Publikationen/Energiepreise/energiepreisentwicklung-pdf-5619001.pdf?__blob=publicationFile. Die entsprechenden Informationen zu der Preisentwicklung einzelner Rohstoffarten sind ab Seite 16 zu finden.

13. welchen Änderungs- und Weiterentwicklungsbedarf sieht sie aktuell am Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, um in Süddeutschland hinsichtlich des perspektivischen Ausstiegs aus der Steinkohleverstromung zeitnahe Investitionen in Alternativen wie Biomasse oder Gas anzureizen;

Die Zukunft der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird derzeit auf Bundesebene diskutiert. Dabei wird deutlich, dass die KWK für die Versorgungssicherheit mindestens mittelfristig unverzichtbar bleibt. Im aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ist ein Zuschlags-Bonus für KWK-Strom aus Anlagen beinhaltet, die bestehende KWK-Anlagen ersetzen, welche Strom auf Basis von Braun- oder Steinkohle gewinnen. Dieser Anreiz sollte erhalten bleiben. Die Einführung eines Kapazitätsbonus zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Süddeutschland, wie sie im Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Umsetzung der strukturpolitischen Empfehlungen zum Kohleausstieg vorgesehen ist, wird ausdrücklich begrüßt. Darüber hinaus sollten über das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz innovative KWK-Systeme sowie der Ausbau und die Dekarbonisierung von Wärmenetzen stärker in den Fokus genommen werden. Beim Ausstieg aus der Steinkohleverstromung ist insbesondere darauf zu achten, dass bei den Wärmenetzen die Versorgungssicherheit für die Wärme erhalten bleibt.

14. welche weiteren Ausbaupotenziale sieht sie in Baden-Württemberg noch bei der Holzenergienutzung in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung;

Aufgrund der Änderungen bei den Novellierungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) in 2014 und 2017 ist der Zubau von Biomasse-KWK-Anlagen weitgehend zum Erliegen gekommen. Seit 2015 ging nur ein Holzheizkraftwerk in Betrieb. Es handelt sich um eine Anlage in einem Sägewerk, in dem die KWK-Wärme zur Holz Trocknung verwendet wird.

Ab 2021 fallen die ersten EEG-Anlagen aus der EEG-Vergütung. Außer für Altholzanlagen besteht für Biomasseanlagen die Möglichkeit, über Teilnahme an Ausschreibungen eine zehnjährige Verlängerung zu erlangen. Allerdings reicht die ausgeschriebene Leistung im Zusammenhang mit der für einen flexiblen Betrieb vorgeschriebenen Überbauung nicht für alle wegfallenden Anlagen aus. Die Beteiligung an den bisherigen Ausschreibungsrunden war sehr verhalten. Bisher haben zwei Holzheizkraftwerke in Baden-Württemberg einen Zuschlag in den EEG-Ausschreibungen gewonnen. Beide werden ebenfalls in Sägewerken errichtet.

Da keine grundlegenden Änderungen zugunsten von Biomasse bei der nächsten Novellierung des EEGs zu erwarten sind, muss davon ausgegangen werden, dass zukünftig zum einen viele Bestandsanlagen nicht weiterbetrieben und zum anderen nur wenige Neuanlagen errichtet werden dürften. Nur für Holzheizkraftwerke mit sehr guter ganzjähriger Wärmenutzung wie z. B. in Sägewerken können die Höchstwerte in den EEG-Ausschreibungen ausreichend sein, sodass vereinzelt weitere Holz-KWK-Anlagen entstehen dürften.

Das Energieholzangebot ist in den letzten Jahren, bedingt nicht zuletzt durch Schadensfälle wie Stürme und Borkenkäferbefall, relativ hoch. Allerdings erfolgt die Nutzung eher in Heizwerken, die flexibler auf die saisonal unterschiedliche Wärmenachfrage z. B. in Wärmenetzen reagieren können.

Außerhalb des EEG besteht weiterhin das Potenzial zur Nutzung von Altholz. Die Altholzheizkraftwerke werden in den Jahren 2021 bis 2025 aus der EEG-Vergütung ausscheiden. Die Wirtschaftlichkeit muss dann neben dem Strom- und Wärmeverkauf durch günstige, teilweise wohl auch negative Einkaufspreise für den Rohstoff erzielt werden. Es wird allgemein davon ausgegangen, dass die bisherigen Erzeugungskapazitäten weiterhin erhalten bleiben.

15. inwiefern sie das Strommarktdesign des „Energy-Only-Markts“ als weiterhin ausreichend bewertet, oder eine abermalige Novellierung des Strommarktgesetzes als erforderlich erachtet, um beispielsweise durch einen dezentralen Leistungsmarkt Investitionen in gesicherte Kraftwerksleistung anzureizen und eine zukunftssichere Alternative zu Instrumenten wie der Netzreserve, der Kapazitätsreserve und netztechnischen Betriebsmitteln zu entwickeln.

Mit dem Kernenergieausstieg und dem schrittweisen Kohleausstieg bis zum Jahr 2038 wird in Deutschland eine erhebliche Menge an Kraftwerksleistung abgebaut werden. Neben dem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Netzausbau ist der Zubau von gasbasierter Kraftwerksleistung zukünftig erforderlich. Dafür ist eine Weiterentwicklung des „Energy-Only-Marktes“ von Nöten. Die Landesregierung unterstützt dabei den Vorschlag der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung, systematische Investitionsanreize für gesicherte flexible Leistung in Süddeutschland zu schaffen, um die mit dem Kohleausstieg wegfallenden Kapazitäten zumindest teilweise ersetzen zu können.

In Vertretung

Meinel

Ministerialdirektor

Tabelle 1: Erwartete Stilllegungen dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten (Netto-Leistung ≥ 10 MW) (Zu- und Rückbauliste BNetzA, Stand: 7. März 2019).

Unternehmen	Kraftwerksname	PLZ (Standort Kraftwerk)	Ort (Standort Kraftwerk)	Blockname	Energieträger	Darzuständige Nettoleistung (elektrisch) in MW	Geplante endgültige Aufgabe von Nettoleistung (elektrisch) in MW	Voraussichtlich er Zeitpunkte der endgültigen Aufgabe (Jahr) gemäß Unternehmensplanung	Art der Stilllegung
RWE Generation SE	Gersteinwerk	59368	Werne	Block K2	Steinkohle	614	614	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
Vattenfall Wärme Berlin AG	Reuter	13599	Berlin	Reuter C	Steinkohle	124	124	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH	Gemeinschaftskraftwerk Kiel	24149	Kiel		Steinkohle	323	323	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
Mark-E AG / Statkraft Markets GmbH	Cuno Heizkraftwerk Hardecke	58313	Hardecke	H6	Erdgas	417	417	ab 2018	Geplante vorläufige Stilllegung (mit SIA)
Mark E-AG	Pumpspeicherwerk Röhnhäusen	57413	Finnecke	PSW	Pumpspeicher	138	138	ab 2018	Geplante vorläufige Stilllegung (mit SIA)
Vattenfall Wärme Berlin AG	Wilmersdorf	14199	Berlin	GT 3	Mineralölerzeugnisse	184	92	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
Vattenfall Wärme Berlin AG	Lichterfelde	12207	Berlin	Lichterfelde 1, 3	Erdgas	144	144	2018 bis 2020	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
Uniper Kraftwerke GmbH	FWK Ebber	45896	Gelsenkirchen		Steinkohle	760	760	2018 bis 2020	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
Ineos Manufacturing Deutschland GmbH	O10	50769	Köln	T31	Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	34	34	2020	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EZW)	Kernkraftwerk Philippsburg 2	76661	Philippsburg	KKP 2	Kernenergie	1.402	1.402	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Heizkraftwerk Stuttgart-Gaiburg	70376	Stuttgart	GA/DT 14 neu	Steinkohle	23	23	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
Vattenfall Europe Generation AG	KW Jämschwalde E	03185	Peitz	E	Braunkohle	465	465	2019	Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken gem. § 13g EnWG
RWE Power AG	Neurath	41517	Grevenbroich-Neurath	C	Braunkohle	292	292	2019	Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken gem. § 13g EnWG
LEAG AG	Ahrenfelde	16356	Ahrenfelde	GT B, GT C, GT D	Erdgas	150	150	2018 oder später	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
HKW Identifitrasse	99085	Erfurt			Erdgas	11	11	2018 bis 2020	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
RWE Generation AG	Gersteinwerk	59368	Werne	G2	Erdgas	355	355	2019	Geplante vorläufige Stilllegung (mit SIA)
RAAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH	EVA	48477	Ibbenbüren	EVA	Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	33	33	2019	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
Kraftwerk Dessau GmbH	Kraftwerk Dessau	06842	Dessau-Roßlau		Braunkohle	51	14	2020	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
RWE Power AG	Gundremmingen	89355	Gundremmingen	G	Kernenergie	1.288	1.288	2021	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
Preussen Elektra GmbH	Brokdorf	25576	Brokdorf	KBR	Kernenergie	1.410	1.410	2021	gem. Atomausstiegsgesetz
Preussen Elektra GmbH	Grohnde	31687	Emmerthal	KWG	Kernenergie	1.360	1.360	2021	gem. Atomausstiegsgesetz
SWM Service GmbH	Nord 2	85774	Unterföhring	Block 2	Steinkohle	333	333	2022	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
RWE Power AG	Emsland	49811	Lingen	IKKE	Kernenergie	1.329	1.329	2022	gem. Atomausstiegsgesetz
EnBW Energie Baden-Württemberg	Neckarwestheim II	74382	Neckarwestheim	GKN II	Kernenergie	1.310	1.310	2022	gem. Atomausstiegsgesetz
Preussen Elektra GmbH	Isar 2	84051	Essenbach	KKI 2	Kernenergie	1.410	1.410	2022	gem. Atomausstiegsgesetz
RWE Generation SE	Dormagen	41539	Dormagen	GT103 und K10	Erdgas	586	24	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SIA)
SWN Stadtwerke Neumünster	Heizkraftwerk NMS	24534	Neumünster		Sonstige Energieträger (nicht erneuerbar)	54	35	2022	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
FS-Karton	FS-Karton	41460	Neuss		Erdgas	21	21	2022	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
HKW Pforzheim GmbH	HKW Pforzheim	75175	Pforzheim	Kombiblock/Gud	Erdgas	41	41	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
HKW Pforzheim GmbH	HKW Pforzheim	75175	Pforzheim	Wirtelschichtblock	Steinkohle	27	27	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
HKW Heizkraftwerksgesellschaft Ceitbus mbH	HKW Ceitbus	03052	Ceitbus	Generator A	Braunkohle	74	30	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
Volkswagen AG	HKW Nord	38436	Walsburg	Generator A	Steinkohle	62	62	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
Volkswagen AG	HKW Nord	38436	Walsburg	Generator B	Steinkohle	62	62	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
Volkswagen AG	HKW West	38436	Walsburg	Block 1	Steinkohle	139	139	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)
Volkswagen AG	HKW West	38436	Walsburg	Block 2	Steinkohle	139	139	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SIA)

Tabelle 2: Südlich Frankfurt am Main erwarteter Rückbau dargebots-unabhängiger Erzeugungskapazitäten (Netto-Leistung ≥ 10 MW) (Zu- und Rückbauliste BNetzA, Stand: 7. März 2019).

Unternehmen	Kraftwerksname	PLZ (Standort Kraftwerk)	Ort (Standort Kraftwerk)	Blockname	Energieträger	Derzeitige Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW	Geplante endgültige Aufgabe von Netto-Nennleistung (elektrisch) in MW	Voraussichtlicher Zeitpunkt der endgültigen Aufgabe (Jahr) gemäß Unternehmensplan	Art der Stilllegung
EnBW Energie Baden-Württemberg AG (EZG)	Kernkraftwerk Philippsburg 2	76681 Philippsburg	Philippsburg	KKP 2	Kernenergie	1.402	1.402	2019	gem. Atomausstiegsgesetz
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	Heizkraftwerk Stuttgart-CaIsburg	70376 Stuttgart	Stuttgart	GAI DT 14 neu	Steinkohle	23	23	2019	Geplante endgültige Stilllegung (mit SA)
RWE Power AG	Gundremmingen	89355 Gundremmingen	Gundremmingen	C	Kernenergie	1.288	1.288	2021	gem. Atomausstiegsgesetz
SWM Service GmbH	Nord 2	85774 Unterföhring	Unterföhring	Block 2	Steinkohle	333	333	2022	Geplante endgültige Stilllegung (mit SA)
EnBW Energie Baden-Württemberg	Neckarwestheim II	74382 Neckarwestheim	Neckarwestheim	GKN II	Kernenergie	1.310	1.310	2022	gem. Atomausstiegsgesetz
Preussen Elektra GmbH	Isar 2	84051 Essenbach	Essenbach	IKI 2	Kernenergie	1.410	1.410	2022	gem. Atomausstiegsgesetz
Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	HKW Pforzheim	75175 Pforzheim	Pforzheim	Kombiblock/GUD	Erdgas	41	41	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SA)
Heizkraftwerk Pforzheim GmbH	HKW Pforzheim	75175 Pforzheim	Pforzheim	Wirtbesichtblock	Steinkohle	27	27	2021 bis 2023	Geplante endgültige Stilllegung (ohne SA)

Tabelle 3: Überblick über die gemäß bdew-Kraftwerksliste in Bau oder Planung befindliche Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung (Stand: 1. April 2019).

Unternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)	Energieträger	Inbetriebnahme	KWK	Status
Stw. Ulm (SWU)/ Siemens	Gud Ulm/ Flughafen Leipheim	Rd. 680	Erdgas	2022	nein	Genehmigung erteilt (mögliches besonderes netztechnisches Betriebsmittel)
EnBW	Marbach	300	Erdgas	2022	nein	in Planung (mögliches besonderes netztechnisches Betriebsmittel)
Stadwerke Pforzheim	HKW	50	Erdgas	2022	ja, 47 MWth	in Planung
Trianel	Karlsruhe/ GuD-Kraftwerk Obermei	max. 1.200	Erdgas	k. A.	ja, Wärmeaus- kopplung für Mineralölraffinerie Obermei	in Planung
EnBW	Karlsruhe/ Rheinhafen RDK 6S	465	Erdgas	k. A.	nein	Genehmigung erteilt
Stw. Heidelberg	BHKW (mehrere Gasmotoren)	20	Erdgas	k. A.	ja, 20 MWth	in Planung
EnBW	Forbach (Erweiterung)	270	Pumpspeicher	k. A.	nein	in Planung

Abbildung 1: Entwicklung der Preisindizes für die Einfuhr bzw. Erzeugung fossiler Energieträger (real), Jahresmittelwerte (Einfuhrpreisindex für Import von Erdgas und Erdöl (ohne Steuern und Abgaben), Erzeugerpreisindex für heimische Braunkohle und Steinkohle, Uran: Spotmarktpreis, Inflationsbereinigung: Preisbasis 2010) (Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2017, IE Leipzig, 2018).

