

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Luksic, Sandra Weeser, Michael Theurer, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP
– Drucksache 19/23886 –**

Redispatch im Saarland

Vorbemerkung der Fragesteller

Der schrittweise Ausstieg aus der Kernenergie, die Einspeisung volatilen Stroms aus erneuerbaren Energien sowie der verzögerte Netzausbau führen nach Ansicht der Fragesteller zu vermehrten Redispatch-Maßnahmen im deutschen Stromnetz. Als Redispatch werden Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken bezeichnet, um Leitungsabschnitte vor Überlastung zu schützen. Zudem muss die Kompensation fehlender Blindleistung sichergestellt werden. Wie die Antwort der Bundesregierung auf eine Einzelfrage im September 2020 zeigte, gab es auch im Saarland Eingriffe in den Betrieb saarländischer Kraftwerke. Der im Saarland tätige Übertragungsnetzbetreiber Amprion hat zum Zwecke von Redispatch-Maßnahmen die saarländischen Kraftwerke Bexbach und Weiher im Jahre 2017 als systemrelevant eingestuft und damals die beantragte Stilllegung dieser Kraftwerke verhindert. Laut Amprion wäre mit einer Stilllegung eine „nicht unerhebliche Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ zu erwarten (https://www.saarbruecker-zeitung.de/nachrichten/wirtschaft/saar-kraftwerke-bleiben-am-netz_aid-1783977).

1. Wie viele Redispatch-Eingriffe in den Betrieb saarländischer Kraftwerke gab es nach Kenntnis der Bundesregierung seit 2017 (bitte nach betroffenen Kraftwerken mit Zeitpunkt und Dauer des Abrufs aufschlüsseln)?
 - a) Wie viele Eingriffe gab es aufgrund fehlender Netzspannung (bitte nach betroffenen Kraftwerken mit Zeitpunkt und Dauer des Abrufs aufschlüsseln)?
 - b) Wie viele Eingriffe gab es aufgrund fehlender Netzfrequenz (bitte nach betroffenen Kraftwerken mit Zeitpunkt und Dauer des Abrufs aufschlüsseln)?

- c) Wie viele Eingriffe gab es aufgrund anderer Gründe (bitte nach Grund sowie betroffenen Kraftwerken mit Zeitpunkt und Dauer des Abrufs aufschlüsseln)?

Die Fragen 1 bis 1c werden gemeinsam beantwortet.

Der nachstehenden Tabelle können die Redispatcheinsätze im Saarland aufgeschlüsselt nach Jahren und Gründen entnommen werden. Eine detaillierte Listung aller Einsätze nach Kraftwerken, Zeitpunkt und Dauer findet sich unter www.netztransparenz.de.

Quelle: www.netztransparenz.de
 Datenstand: 13.11.2020

Zeilenbeschriftungen	Spannungsbedingter Redispatch	Strom- und Spannungsbedingter RD	Strombedingter Redispatch	Gesamtergebnis
2017		1	174	175
2018			69	69
2019	3		50	53
2020	17		49	66
Gesamtergebnis	20	1	342	363

Es gibt keine Redispatchmaßnahmen aufgrund fehlender Netzfrequenz. Frequenzabweichungen werden über den Einsatz von Regelarbeit ausgeglichen.

2. Welche konkreten Ursachen hatten diese Eingriffe nach Kenntnis der Bundesregierung jeweils (bitte einzeln nach betroffenen Kraftwerken mit Zeitpunkt und Dauer des Abrufs aufschlüsseln)?

Welche konkreten Ursachen hinter signifikanten Veränderungen bei der Anzahl der Eingriffe?

In der nachstehenden Tabelle sind die der Bundesnetzagentur gemeldeten Ursachen aufgeführt, die unter anderem zu Redispatch-Kraftwerkseinsätzen im Saarland geführt haben. Gestiegen sind, wie in allen Regelzonen, die spannungsbedingten Redispatch-Maßnahmen in der Amprion Regelzone im zweiten Quartal 2020 aufgrund der Corona-bedingt niedrigen Last. Weitere Informationen dazu finden sich unter www.bundesnetzagentur.de/systemstudie.

2017	2018
4-ÜNB Gesamtoptimierung	4-ÜNB Gesamtoptimierung
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)
Großkrotzenburg - Dettingen/Urberach	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)
Ville Ost, Walberberg West	Borken/Gießen
Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	Sechtem (Sechtem-Paffendorf-Oberzier)
Borken/Gießen	Mecklar - Dipperz
Gebiet Daxlanden	Stromkreis Bechterdissen - Gütersloh
Sechtem (Sechtem-Paffendorf-Oberzier)	
Hoheneck-Pulverdingen	
Dipperz - Großkrotzenburg	
Frankfurt / Karben-Kriftel	
Mecklar-Borken	

2019	Q1 - Q2 2020
4-ÜNB Gesamtoptimierung	4-ÜNB Gesamtoptimierung
Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)	Spannungsbedingter RD Amprion
Leitung Ensдорf-Vigy	Bürstadt-Lamsheim
Mecklar - Dipperz	Mittelbexbach
Spannungsbedingter RD Amprion	Dörpen (Dörpen-Niederlangen-Meppen-Hanekenfähr)
Ovenstädt-Bechterdissen (Ovenstädt-Eickum-Bechterdissen)	Leitung Ensдорf-Vigy
Paffendorf	Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)
Dollern-Sottrum	Leitung Helmstedt - Wolmirstedt
Landesbergen (Landesbergen-Wechold-Sottrum)	Leitung Vöhringen-Dellmensingen
Borken/Gießen	Dipperz - Großkrotzenburg
	Stromkreis Lehrte - Mehrum
	Stromkreis Lehrte - Wahle

Meldung der Netzbetreiber an die BNetzA. Wenn als Grund eine konkrete Leitung angegeben ist, so war eine Überlastung dieser Leitung ursächlich für den Redispatch.

3. Wie definiert die Bundesregierung bzw. die Bundesnetzagentur Versorgungssicherheit, insbesondere im Hinblick auf Redispatch-Eingriffe?

Unter dem Begriff der Versorgungssicherheit wird die angemessene Deckung des Strombedarfs sowohl markt- als auch netzseitig verstanden. Dies umfasst auch den Transport des Stroms. Redispatch und Einspeisemanagement erfolgen in Situationen, in denen der Transportbedarf des Handelsergebnisses am Strommarkt die vorhandene Transportkapazität der Netze übersteigt, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Das Vorhandensein ausreichender Redispatchpotenziale, insbesondere im Süden Deutschlands, wird über die Netzreserve und die Analysen zu ihrer Dimensionierung (sog. Bedarfsanalysen nach Netzreserveverordnung) sichergestellt. Die angemessene Stromerzeugung marktseitig wird aktuell u. a. durch einen fortlaufenden Monitoringprozess des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie überwacht. Im Rahmen dieses Monitoringprozesses wurde die Kenngröße Lastausgleichswahrscheinlichkeit als Indikator für die Beurteilung der angemessenen Stromerzeugung am Strommarkt definiert. Gleichmaßen wurde auch ein effizientes Niveau für die Lastausgleichswahrscheinlichkeit als Referenzwert festgelegt, anhand dessen die Beurteilung der angemessenen Stromerzeugung am Strommarkt erfolgt.

4. Auf welcher Grundlage werden Aussagen über die Versorgungssicherheit in Deutschland und im Saarland getroffen?
 - a) Findet eine Einschätzung allein aufgrund von statistischen Daten statt, oder wird ein dynamisches Modell verwendet?
 - b) Fließt der regionale Blindleistungsbedarf, als Beispiel für Systemdienstleistungen, in die Versorgungssicherheitsbewertung ein?

Die Fragen 4 bis 4b werden gemeinsam beantwortet.

Die Analyse der Versorgungssicherheit am Strommarkt und in den Stromnetzen ist hochkomplex, deshalb bedarf es hierfür stets mehrerer Untersuchungen und ineinandergreifender Arbeitsprozesse. Gleichwohl finden auch übergreifende und gesamtheitliche Betrachtungen zur Versorgungssicherheit statt. Neben verschiedenen inhaltlichen Fragestellungen muss oft auch zeitlich differenziert werden. So nehmen beispielsweise mit Blick auf die Netze der Netzentwicklungsplan oder die langfristige Netzanalyse der Übertragungsnetzbetreiber nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) eine eher mittel- bis langfristige Perspektive ein und leiten hierfür notwendige Maßnahmen ab. Die Analysen zur Netz- und Kapazitätsreserve adressieren hingegen eine kurzfristigere Perspektive unter Berücksichtigung der jeweils aktuellen Markt- und Netzsituation. Die verschiedenen Analysen ergänzen sich insoweit, um ein Gesamtbild zur Versorgungssicherheit zu ermöglichen.

Das Monitoring der Versorgungssicherheit wird dabei kontinuierlich weiterentwickelt, wodurch neue Herausforderungen frühzeitig erkannt werden können. So wurde u. a. durch das KVBG die Gesamtmethodik zur Versorgungssicherheit ausgebaut und es wurden die Teilbereiche noch stärker miteinander verzahnt, um die besonderen Herausforderungen des Kohleausstiegs angemessen abzubilden.

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) gibt vor, dass die angemessene Stromerzeugung länderübergreifend im europäischen Kontext mit Auswirkungen auf

die Bundesrepublik Deutschland betrachtet werden muss. Anhand wahrscheinlichkeitbasierter Analysen erfolgt eine Betrachtung der Stromerzeugung auf den europäischen Strommärkten. Hierzu wird mit einem Investitionsmodell eine Prognose hinsichtlich des in den nächsten Jahren zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks berechnet. Darauf aufbauend wird anhand eines (europäischen) Strommarktmodells untersucht, ob die Deckung der Stromnachfrage marktseitig stets gedeckt werden kann. In diese Berechnungen fließen verschiedene Parameter ein. Unter Berücksichtigung historischer Werte bzw. Eintrittswahrscheinlichkeiten von Kraftwerksausfällen, Wetter- und Lastjahren und der Einspeisung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen werden die Wahrscheinlichkeiten prognostiziert.

Der aktuelle Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i. V. m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität ist unter folgendem Link verfügbar:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18.

Ab 2021 ist die Bundesnetzagentur für das fortlaufende Monitoring der Versorgungssicherheit gemäß § 51 EnWG zuständig. Die Bundesnetzagentur wird zu diesem Zweck fortlaufend eigene Analysen durchführen und erstmalig zum 31. Oktober 2021 einen Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit mit Blick auf Markt und Netze veröffentlichen.

In der Netzentwicklungsplanung werden lastflussbedingte Netzausbaumaßnahmen ermittelt. Somit werden mögliche Netzengpässe mit Relevanz für einzelne Regionen wie das Saarland rechtzeitig erkannt. Weiterhin erfolgen sowohl in den Systemanalysen als auch in der Netzentwicklungsplanung Betrachtungen auf regionaler Ebene, ob und wie der Bedarf an Blindleistung gedeckt wird.

5. Wer ist für das Monitoring der Versorgungssicherheit des Saarlandes zuständig?

Gibt es grenzübergreifende Kooperationen diesbezüglich, und wenn ja, welche (bitte nach Ländern aufgeschlüsselt)?

Für das Monitoring der angemessenen Stromversorgung am Strommarkt ist aktuell das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zuständig (siehe auch die Antwort zu Frage 4). Der Monitoringprozess wird jedoch zum 1. Januar 2021 auf die Bundesnetzagentur übergehen. Das aktuelle und das zukünftige Monitoring erfolgen als gesamtdeutsche Betrachtung unter Berücksichtigung des EU-Strombinnenmarktes. Neben dem Monitoringbericht für Deutschland werden jährlich auch ein Monitoring des Verbandes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), „Mid-term Adequacy Forecast“ (https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/wp-content/uploads/2019/12/entsoe_MAF_2019.pdf), sowie ein Bericht des Pentilateralen Energieforums zur Versorgungssicherheit, „Pentalateral Energy Forum Support Group 2 – Generation Adequacy Assessment April 2020“ (https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Investor_Relations/2020_PLEF_GAA_3.0_report_FINAL.PDF), veröffentlicht. Dem sog. Pentaforum gehören die Benelux-Staaten sowie Frankreich und Deutschland an.

Aufgabe der Netzbetreiber ist es zu untersuchen, ob die Netze auf den unterschiedlichen Spannungsebenen heute und in Zukunft auch jederzeit sicher betrieben werden können. Die im Saarland verantwortlichen Netzbetreiber stehen dabei in engem Austausch mit den Netzbetreibern der angrenzenden EU-Nachbarländer.

6. Liegen detaillierte Erkenntnisse über Bedarfe nach Leistung, Systemdienstleistungen etc. der saarländischen Verbraucher auf unterschiedlichen Spannungsebenen vor?
7. Wenn ja, in welcher Form, und wie werden diese verwendet (bitte aufgeschlüsselt nach Parametern und Verwendung)?

Die Fragen 6 und 7 werden gemeinsam beantwortet.

Entsprechende Informationen liegen den jeweils zuständigen Netzbetreibern vor, da die Betriebsführung in deren Verantwortung liegt.

Der Bundesregierung liegen keine detaillierten Erkenntnisse über den aktuellen Verbraucher einzelner Bundesländer auf unterschiedlichen Spannungsebenen vor. Der Bundesnetzagentur liegen einzig (Übertragungsnetz-)knotenscharfe Approximationen des erwarteten Verbrauchs im Zieljahr des Netzentwicklungsplans (im letzten Durchgang 2030) durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie durch eigene Berechnungen vor.

Zur Bedarfsermittlung in der Netzentwicklungsplanung werden im Rahmen der sogenannten Regionalisierung regionale Lastzeitreihen, die nicht auf historischen Profilen basieren, sondern modellbasierte Prognosen darstellen, ermittelt. Hierzu wird zunächst die nationale Stromnachfrage in den Sektoren Haushalte, Industrie, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) für das Zieljahr des Netzentwicklungsplans modelliert. Diese wird mit sektoralen Verteilungsschlüsseln auf die Landkreise verteilt. In diesem Schritt werden zahlreiche landkreisscharfe Parameter wie die Anzahl der Haushalte, die regionale Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl von Beschäftigten je Region und Sektor oder klimatische Faktoren berücksichtigt. Regionale Charakteristika werden daher berücksichtigt. Um eine Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz zu ermöglichen, ist es im letzten Schritt erforderlich, die Landkreise bestimmten Netzknoten des Übertragungsnetzes zuzuordnen.

Die durch die Regionalisierung ermittelten knotenscharfen Verbrauchsdaten fließen zunächst in die sogenannte Marktmodellierung ein. Hier werden in dem für die Netzplanung angewandten Modell Stromangebot und -nachfrage für jede einzelne Stunde des Zieljahres 2030 unter den gegebenen Marktbedingungen ermittelt. Die Ergebnisse der Marktmodellierung wiederum fließen in die Berechnungen zur Bedarfsermittlung im Netzentwicklungsplan ein. Daraus ergibt sich auch der Bedarf einiger Systemdienstleistungen, wie z. B. der Blindleistungsbereitstellung. Anhand dieser Bedarfe erfolgt die Ausbauplanung im Netzentwicklungsplan.

Ein analoges Vorgehen wird im Rahmen der Systemanalysen zur Ermittlung des Netzreservebedarfs angewendet.

8. Wenn nein, wieso nicht, und welche Auswirkungen hat dies auf die Energieversorgung im Saarland?

Die Tatsache, dass der Bundesnetzagentur keine detaillierten Verbrauchsdaten des Saarlandes vorliegen, hat keinen Einfluss auf die Energieversorgung im Saarland. Für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs ist es ausreichend, die Verbrauchsentwicklung unter Berücksichtigung der in der Antwort zu den Fragen 6 und 7 genannten landkreisscharfen Parameter zu ermitteln.

Die kontinuierliche Versorgung mit Strom und auch die Deckung der Lasten zu jedem Zeitpunkt, auch zur Spitzenlast, werden heutzutage bereits länderübergreifend im europäischen Kontext betrachtet, wie bereits in der Antwort zu Frage 4 dargestellt. Die Versorgungsbedarfe des Saarlands werden landesgren-

zenübergreifend gedeckt. Durch die Kombination aus Netz, Handel, Erzeugung und ggf. weiteren Technologie-Optionen wird die Versorgungssicherheit im Saarland sichergestellt.

9. Welche detaillierten und konkreten Ergebnisse des Monitorings für die Sicherheit der Stromversorgung im Saarland auf den unterschiedlichen Netzebenen (110 kV, 220 kV, 380 kV) liegen der Bundesregierung vor?

Welche Ableitungen wurden konkret auch im Kohleausstiegsgesetz auf dieser Basis getroffen?

Zur Angemessenheit der Stromerzeugung liegen für Deutschland die Ergebnisse des Monitorings des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (siehe die Antwort zu Frage 3) als auch die Ergebnisse der europäischen Untersuchungen (siehe die Antwort zu Frage 5) vor. Alle genannten Berichte haben aktuell und perspektivisch keine konkreten Gefährdungen festgestellt.

Die Bedarfsanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzreserve (siehe die Antwort zu Frage 3) beschäftigen sich auch mit dem erforderlichen Bedarf an Redispatch, um die Grenzwerte für Strom und Spannung flächendeckend einzuhalten und im Ergebnis alle Verbraucher in Deutschland ausreichend mit Strom zu versorgen. Die Bedarfsanalysen und zugehörigen Festlegungen der Bundesnetzagentur sind unter folgendem Link verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html.

Im Zuge des Kohleausstiegsgesetzes wurde der Übergang des Versorgungssicherheits-Monitorings auf die Bundesnetzagentur ab 2021 und eine Weiterentwicklung der Methodik des Monitorings beschlossen. Zukünftig sollen im Monitoring noch stärker Netzaspekte Berücksichtigung finden. Außerdem wurden die Teilbereiche der Versorgungssicherheit noch stärker miteinander verzahnt und zusätzliche Analysen wie die langfristige und die begleitende Netzanalyse gesetzlich verankert, um die besonderen Herausforderungen des Kohleausstiegs angemessen abzubilden.

10. Wie kann der Netzfaktor bei den Steinkohleauktionen in Verbindung mit anderen Faktoren die Versorgung im Saarland auch perspektivisch sicherstellen, wenn sämtliche verbliebenen Steinkohlekraftwerke positiv redispatch werden?

Die „Vorab-Prüfung“ von Steinkohle- und kleinen Braunkohleanlagen gemäß § 18 Absatz 4 KVBG dient dazu, eine mögliche Systemrelevanz dieser Anlagen abzuschätzen und im Zuschlagsverfahren nach Teil 3 des KVBG entsprechend zu berücksichtigen. Dabei werden die Gebote solcher Anlagen mit dem gemäß § 18 Absatz 5 KVBG ermittelten Netzfaktor beaufschlagt und entsprechend in der Zuschlagsreihenfolge nach hinten gereiht. So sorgt der Netzfaktor dafür, dass mögliche systemrelevante Anlagen im Rahmen der Ausschreibungen gegenüber vergleichbaren Anlagen ohne Netzfaktor nachrangig bezuschlagt werden.

Die Netzsicherheit wird zudem durch eine Systemrelevanzprüfung gewährleistet, die nach der Erteilung der Zuschläge in den Ausschreibungen für alle bezuschlagten Anlagen durchgeführt wird. Im Rahmen dieser von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten und von der Bundesnetzagentur geprüften Untersuchung wird ermittelt, inwieweit die Stilllegung einer Anlage mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere an-

gemessene Maßnahmen beseitigt werden kann (siehe § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG). Sofern die Prüfung ergibt, dass die Anlage für die Netzsicherheit erforderlich ist, wird sie nicht endgültig stillgelegt, sondern in die Netzreserve überführt und steht dort zum Redispatch zur Verfügung.

11. Welche Auswirkungen hat die Einstufung der Kraftwerke Weiher und Bexbach als systemrelevante Kraftwerke auf den Erhalt dieser Kraftwerke?

Solange der zuständige Netzbetreiber die Kraftwerke Bexbach und Weiher als systemrelevant einstuft, ist der Kraftwerksbetreiber aufgefordert, die Kraftwerke nicht stillzulegen, sondern weiterhin betriebsbereit zu halten. Die Kosten für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft kann der Kraftwerksbetreiber geltend machen. Die Systemrelevanz wird alle zwei Jahre erneut geprüft und wurde zuletzt bis zum April 2022 verlängert. Für die Kraftwerke Bexbach und Weiher wurde eine vorläufige Stilllegung angezeigt. Da dem Kraftwerksbetreiber die Betriebsbereitschaftskosten erstattet werden, dürfen die Anlagen während der Dauer des aktuellen Zeitraums der Systemrelevanzausweisung nicht am Markt eingesetzt werden, sondern ausschließlich für Systemsicherheitsmaßnahmen auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers. Endet die Systemrelevanz der Anlage oder widerruft der Betreiber seine Stilllegungsanzeige, darf er die Anlagen wieder am Markt einsetzen.

12. Wie hoch waren die Umlagen auf die Netzentgelte durch Kosten für Redispatch-Maßnahmen seit 2017 im Saarland (bitte nach Jahren aufschlüsseln)?

Die Redispatchmaßnahmen erfolgen überwiegend auf Übertragungsnetzebene und werden über die Übertragungsnetzentgelte von den Netznutzern refinanziert. Da das Saarland keinen eigenen Übertragungsnetzbetreiber hat, dessen Regelzone mit dem Landesgebiet übereinstimmt, ist eine Aufschlüsselung, wie hoch in den vergangenen Jahren die Redispatchkosten waren, die Netznutzer aus dem Saarland getragen haben, nicht möglich. Denn die Netzentgeltssystematik beinhaltet einen Wälzungsmechanismus über verschiedene Netzebenen, bei dem die von einem Letztverbraucher zu zahlenden Netzentgelte von mehreren Faktoren abhängen. Dies sind neben seinem individuellen Strombezugsverhalten und den in der Netzebene, an die der Letztverbraucher angeschlossen ist, entstehenden Netzkosten einschließlich anteiliger Kosten der vorgelagerten Netzebene auch der Stromverbrauch im jeweiligen Netzgebiet, auf den sich die Netzkosten verteilen. Somit ist es auch nicht möglich, von den Netzentgelten im Saarland Rückschlüsse darauf zu ziehen, welchen Anteil an den Redispatchkosten des regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber von den saarländischen Netznutzern getragen wurden.

13. Welche Auswirkung auf die Systemdienstleistungen im Saarland haben nach Kenntnis der Bundesregierung die Planungen der Amprion in Uchtelfangen (Projekt P 314 nach NEP 2030)?

Der in Uchtelfangen geplante Phasenschiebertransformator wird der Steuerung der Leistungsflüsse zwischen Deutschland und Frankreich auf der Verbindung Uchtelfangen – Vigy dienen. Die Beeinflussung von Systemdienstleistungen ist hier kein primärer Einsatzzweck.

14. Ist nach Kenntnis der Bundesregierung eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich oder anderen Ländern erforderlich (bitte nach Ländern, Projekten aufschlüsseln sowie begründen)?

Unabhängig von der Frage der „Erforderlichkeit“ einer Kapazitätserhöhung wird eine solche ohnehin aufgrund verbindlicher Vorgaben auf EU-Ebene erfolgen: Ein Fokus der Anfang Juli 2019 in Kraft getretenen Verordnung für den europäischen Elektrizitätsmarkt ist die Berechnung grenzüberschreitender Kapazitäten. Bis zum 31. Dezember 2025 ist dem gebotszonenübergreifenden Handel ein Mindestanteil von 70 Prozent der Übertragungskapazitäten zur Verfügung zu stellen. Deutschland beschreitet den als Möglichkeit vorgesehenen Prozess eines nationalen Aktionsplans (<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.html>). Das in der Verordnung definierte Ziel muss daher ausgehend vom Status-Quo seit 1. Januar 2020 anhand eines linearen Anstiegspfad erreicht werden. Dieser sieht eine Erhöhung jeweils zum 1. Januar eines Jahres vor.

- 1) Die Grenze DE-FR gehört der Region CWE und zukünftig der Region Core an. Für die zukünftige Core Region (CWE und PL/CZ) wurde ein Pfad ausgehend von rund 11 Prozent im Startjahr 2020 festgelegt. In CWE gilt außerdem weiterhin die Vereinbarung immer mindestens 20 Prozent der Kapazitäten dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung zu stellen.
- 2) Für die Grenze DE-DK1 wurde ein Pfad ausgehend von 428 MW im Startjahr 2020 festgelegt. Verpflichtungen aus „Commission Decision of 7.12.2018 [...] Case AT.40461 – DE/DK Interconnector“ über eine Mindestkapazität an der Grenze DE-DK1 (TenneT’s Commitment) bleiben hiervon unberührt.
- 3) Für die Grenze DE-SE4 wurde ein Pfad ausgehend von 248 MW im Startjahr 2020 festgelegt.
- 4) Für die Grenze DE-DK2 ist kein schrittweiser Anstieg erforderlich, da bereits in den letzten Jahren mindestens 70 Prozent der Kapazitäten dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung standen.

15. In welchem Verhältnis stehen Projekte zum Entwurf des Gesetzes über die marktgestützte Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen?

Der Bundesregierung ist nicht klar, auf welche Projekte sich die Frage bezieht. Soweit damit Projekte nach Frage 14 gemeint sind, hätten solche Projekte keinen Einfluss auf das Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen.

16. Sollen Systemdienstleistungen nun im Markt oder durch den Netzbetreiber bereitgestellt werden?
- a) Nach welchen Bewertungskriterien soll dies erfolgen?
 - b) Welche Wechselwirkung mit EU-Recht sieht die Bundesregierung diesbezüglich?

Die Fragen 16 bis 16b werden gemeinsam beantwortet.

Nach dem Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen sind Netzbetreiber zukünftig verpflichtet, nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen grundsätzlich in einem transparenten, diskriminierungsfreien

und marktgestützten Verfahren zu beschaffen. Die Regulierungsbehörde kann Ausnahmen von der marktgestützten Beschaffung zulassen, wenn diese wirtschaftlich nicht effizient ist.

Netzbetreiber sollen Systemdienstleistungen aus Effizienzgründen nur dann aus eigenen Netzbetriebsmitteln beschaffen, wenn dies wirtschaftlicher ist als die Erbringung durch Marktteilnehmer. Notfallmaßnahmen wie der spannungsbedingte Redispatch können weiterhin eingesetzt werden.

Mit dem Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen werden Artikel 31 Absatz 6 bis 8 und Artikel 40 Absatz 5 bis 7 i. V. m. Absatz 1 und 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 (Strommarktlinie) national umgesetzt.

