

Antwort

der Bundesregierung

auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Lukas Köhler, Frank Sitta, Grigorios Aggelidis, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/30055 –

Gewährleistung der Flexibilität der Energieversorgung

Vorbemerkung der Fragesteller

Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, muss zu jedem Zeitpunkt ein Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch erfolgen. Dies soll über den Strommarkt sichergestellt werden, indem jeder Bilanzkreisverantwortliche Einspeisung und Verbrauch im Gleichgewicht halten muss. Im Zuge des Ausbaus der erneuerbaren Energie geht die Residuallast an vielen Tagen und in vielen Stunden gegen null und erhöht sich danach in kurzer Zeit deutlich. Damit die Versorgungssicherheit trotz dessen gewährleistet werden kann, ist nach Ansicht der Fragesteller eine Flexibilisierung der Akteure im System notwendig. Unter Flexibilisierung versteht man dabei laut Bundesnetzagentur „die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“ (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netze/ntwicklungundSmartGrid/Flexibilitaet/Flexibilitaet_node.html).

Eine nach Ansicht der Fragesteller vielversprechende Möglichkeit bei der Ausgestaltung sind wettbewerbliche Lösungen als Antwort auf Preissignale. Mit ihnen einher geht eine explizite Absage an spezielle Förderungen für einzelne Akteure und Technologien. Eine marktbasierete Beschaffung der Flexibilität mit dem Ziel, verbleibende Netzengpässe auszubalancieren, entspricht dem Leitbild einer Wettbewerbsordnung. Sie bietet die Möglichkeit, Flexibilitätspotenziale, insbesondere auf Lastseite, besser wahrzunehmen und Innovation anzureizen. In der Praxis wird dabei die Vergütung zwischen dem Flexibilitätsanbieter und dem Netzbetreiber weitgehend frei ausgehandelt. Über regionale Flexibilitätsmärkte werden die kostengünstigsten Angebote ausgewählt. Dieses Vorgehen führt nach Ansicht der Fragesteller zu potenziell geringeren Kosten, indem zusätzliche Flexibilitätsangebote und Innovationen geschaffen werden. Des Weiteren entstehen Anreize für die Angebotsseite, z. B. in Form von gewerblichen oder industriellen Verbrauchern, hinsichtlich der Bereitstellung flexibler Lasten. Um die Gefahr von großer Marktmacht einzelner Akteure und einer Kostensteigerung durch strategisches Bieterverhalten zu umgehen, ist eine regulatorische Kontrolle von Strom- und Flexibilitätsmärkten sinnvoll. Die marktbasierete Beschaffung kann dazu beitragen, das Angebot an Flexibilität auszuweiten und Innovationspotenzial freizusetzen. Jedoch bleibt diese Option bis dato ungenutzt, obwohl bereits heute viele Unternehmen in

der Lage wären, Flexibilität als Dienstleistung am Markt anzubieten (<https://www.acatech.de/publikation/netzengpaesse-als-herausforderung-fuer-das-strom-versorgungssystem/>). Denkbar ist auch eine höhere Anreizsetzung bei der nichtmarktbasierten Beschaffung von Flexibilität. Hierbei könnte Flexibilität über Interessenbekundungsverfahren beschafft werden. Die Vergütung würde sich dabei an den anfallenden Kosten, ergänzt um einen finanziellen Anreiz für die Anbieter der Flexibilitäten, orientieren.

Dass das Potenzial nicht genutzt wird, liegt nach Ansicht der Fragesteller an einer Vielzahl von aktuell bestehenden Hürden. So werden Investitionen durch eine hohe Dynamik der energiepolitischen Rahmenbedingungen sowie unzureichende Planungshorizonte erschwert. Die eingangs angesprochenen Investitionsanreize, um lastseitige Flexibilität rechtzeitig zu mobilisieren, fehlen. Problematisch sind auch regulatorische Hürden z. B. in der Netzentgeltssystematik, die Flexibilität erschwert, oder in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), die negative Systemdienstleistungsbeiträge behindert. Darüber hinaus wird lastseitige Flexibilität durch bestehende Fördermechanismen diskriminiert (siehe auch H. Hauck – Industrielle Lastflexibilität als wertvoller Beitrag zur Umsetzung der Energiewende). Die effektive Nutzung von Flexibilitäten aus der Industrie als wichtiger Beitrag zur Umsetzung der Energiewende erfordert nach Ansicht der Fragesteller dementsprechend unter anderem eine Anpassung der Stromnetzentgeltverordnung.

Durch den Zugriff des Netzbetreibers auf Flexibilität aus Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen Dritter können Netzengpässe nach Ansicht der Fragesteller behoben werden. Es gibt jedoch auch Möglichkeiten, um sie präventiv zu vermeiden. Eine Möglichkeit wäre der Umstieg auf ein sogenanntes Knotenpreissystem. Dabei werden Strompreise für jeden Einspeise- und Entnahmepunkt (Netzknoten) gebildet und mögliche Netzengpässe somit eingepreist. Konkret werden bei der Preisbildung zum einen Marktteilnehmergebote und zum anderen die Transportkapazitäten für den entsprechenden Zeitraum sowie gegebenenfalls andere Parameter einbezogen. Der Knotenpreis entspricht somit den Grenzkosten der zusätzlichen Entnahme an einem bestimmten Netzknoten unter Beachtung der Transportkapazitäten. Dieser Ansatz kann im Idealfall die Gefahr von Netzengpässen vollständig eindämmen und zusätzliche Eingriffe in den Anlageneinsatz wären nicht bzw. nur sehr eingeschränkt notwendig (<https://www.acatech.de/publikation/netzengpaesse-als-herausforderung-fuer-das-stromversorgungssystem/>). Eine weitere Handlungsoption zur Weiterentwicklung des Marktdesigns wäre ein Neuzuschnitt der bislang einheitlichen deutschen Stromgebotszone. Dieser würde eine Berücksichtigung der Transportkapazitäten bereits beim Stromhandel ermöglichen. Da die Transportkapazitäten insbesondere zwischen Nord- und Süddeutschland beschränkt sind, steht aktuell die Aufteilung der Gebotszonen in einen südlichen und nördlichen Teil im Fokus der Diskussion. Denkbar ist nach Ansicht der Fragesteller auch eine Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte. Höhere Netzentgelte würden dementsprechend im Fall einer kritischen Netzauslastung anfallen. Dadurch könnte ein Anreiz geschaffen werden, die Nutzung des Netzes an die Strom- und Spannungsgrenzwerte anzupassen, sodass in der Folge die Gefahr von Netzengpässen eingedämmt wird. Ein auslastungsunabhängiger Anteil bei den Netzentgelten würde erhalten bleiben, um z. B. die Kosten für die Unterhaltung des Netzanschlusses und der Netznutzungsabrechnung zu decken (https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/Stellungnahme_Netzengpassmanagement.pdf).

Aktuell werden Engpässe ausschließlich über diesen sogenannten Redispatch ausgeglichen, indem z. B. ein Kraftwerk vor dem Netzengpass herunter- und eines dahinter hochgefahren wird. Das derzeitige Redispatch-Regime steht aufgrund steigender Mengen und intransparenter Kosten immer wieder in der Kritik (<https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/vorteile-nachteile-redispatch-markt>).

1. Wie hoch beziffert die Bundesregierung die Anzahl der Tage im Jahr 2020, an denen Netzengpässe durch Netzbetreiber beseitigt werden mussten?

Im Jahr 2020 wurden Redispatch an 357 Tagen und Einspeisemanagement an 364 Tagen durchgeführt. Es gab keine Tage, an denen nur Redispatch durchgeführt wurde. Diese Zahlen zeigen, dass regelmäßig Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen durchgeführt werden, um Netzengpässe zu vermeiden.

Nach Auffassung der Bundesregierung besitzt die Kennziffer „Anzahl der Tage mit Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen“ keine Aussagekraft für die Bewertung des Stromsystems, weil sie keine Auskunft über Umfang, Eingriffshäufigkeit oder Koordinationsaufwand für die Netzbetriebsführung gibt. Auch besitzt sie keine Aussagekraft zur Frage, zu welchem Anteil das vorhandene Redispatch- bzw. Einspeisemanagementpotenzial ausgeschöpft wurde bzw. wie viel Potenzial ungenutzt blieb.

2. Welche Prognose hat die Bundesregierung über die Entwicklung von Netzengpässen in den nächsten fünf und zehn Jahren?

Die aktuellsten der Bundesregierung vorliegenden Prognosen des Volumens von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen sind die der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gemäß § 13 Absatz 10 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Sie sind in der folgenden Tabelle übersichtsartig zusammengestellt. Die Werte basieren auf modellgestützten und szenariobasierten Schätzungen, d. h. unter der Annahme bestimmter Eingangsparameter und mithilfe von energiewirtschaftlichen Markt- und Netzmodellen. Der Umfang von Maßnahmen des Netzengpassmanagements wurde in der Systemanalyse 2020 für die Jahre 2021 und 2025 ermittelt. Die Werte für die Jahre 2022 bis 2024 resultieren aus einer linearen Interpolation. Für den Betrachtungszeitraum 2027/2028 haben die ÜNB im Jahr 2020 einmalig eine sogenannte „Langfristige Netzanalyse“ durchgeführt. Alle Angaben schließen Redispatch, Einspeisemanagement sowie die Vorhaltung und den Einsatz der Netzreserve ein. Es sei darauf hingewiesen, dass die Prognosen der ÜNB die Inbetriebnahme der Netzausbauvorhaben zum geplanten Zeitpunkt unterstellen. Insofern hängen die Ergebnisse u. a. auch vom planmäßigen Fortschritt des Netzausbaus ab.

Betrachtungsjahr	Redispatch-Arbeit (in Terawattstunden)	Redispatch-Leistung (in Gigawatt)	Quelle
2021	11,3	13,4	ÜNB Prognose des Umfangs und der Kosten der Maßnahmen für Engpassmanagement nach § 13 Absatz 10 EnWG (Stand: Juni 2020)
2022	9,8	-	
2023	8,3	-	
2024	6,8	-	
2025	5,3	11,1	
2027/28	2,4	7,9	ÜNB Langfristige Netzanalyse 2020 t+8 („Netzsensitivität“)

3. Welche Flexibilitätspotenziale in Megawatt sieht die Bundesregierung in der Industrie (nach Möglichkeit bitte nach folgenden Branchen aufschlüsseln:
- Eisen und Stahl,
 - NE-Metalle,
 - Zement,
 - Glas,
 - Grundstoffchemie,
 - Papier,
 - Nahrungsmittel,
 - Automobil)?

Es gibt mehrere Untersuchungen zu den Flexibilitätspotenzialen industrieller Verbraucher und einzelner Industriezweige. Die Ergebnisse unterscheiden sich danach, unter welchen Voraussetzungen und Bedingungen die Potenziale ermittelt werden. Teilweise wird allein die technische Möglichkeit zu Mehr- oder Minderverbrauch eines Produktionsprozesses betrachtet (technisches Potential), teilweise werden weitergehende Bedingungen wie die tatsächlichen Nachfragebedingungen nach Flexibilität auf den unterschiedlichen Märkten (z. B. Regelenergiemärkte), Opportunitätskosten und rechtliche Rahmenbedingungen betrachtet (wirtschaftliches Potential).

Die Bundesregierung untersucht gegenwärtig Lastmanagement-Potentiale im Rahmen des Lastmanagement-Monitorings nach § 51a EnWG mit Blick auf die Versorgungssicherheit. Der Bericht mit der Ausweisung der Potentiale auch für einzelne Branchen soll noch diesen Sommer vorgelegt werden.

Bereits heute können sich (industrielle) Verbraucher im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) zur Verbrauchsreduktion durch die Übertragungsnetzbetreiber gegen die Zahlung von Leistungs- und Arbeitspreisen verpflichten. Gegenwärtig sind industrielle Verbraucher im Umfang von rund 1.600 Megawatt präqualifiziert und können an den Ausschreibungen teilnehmen. Die präqualifizierten Verbraucher lassen sich wie folgt zuordnen:

Nichteisenmetalle	Circa 900 Megawatt
Grundstoffchemie	Circa 400 Megawatt
Papier	Circa 300 Megawatt

Wichtig ist aber, dass die genannten Werte sich dabei nur auf die bereits im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) präqualifizierten Verbraucher beziehen. Wie oben dargestellt, lässt sich daraus keine Aussage zum Flexibilitätspotential von (industriellen) Verbrauchern unter anderen, also von der AbLaV abweichenden technischen und wirtschaftlichen Bedingungen, ableiten.

4. Welche Möglichkeiten sieht die Bundesregierung, um das Flexibilitätspotenzial von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Stromverbrauchern zu heben?
- Welche konkreten Maßnahmen plant sie dazu?

In einem zunehmend auf erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem gibt es einen erhöhten Bedarf an Flexibilität. Diese kann grundsätzlich durch alle Erzeuger, Verbraucher und Speicher bereitgestellt werden, wobei der Netzaus-

bau sicherstellt, dass großflächig und technologieoffen der jeweils günstigste Anbieter von Flexibilität zum Einsatz kommt.

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes soll mit mehreren Instrumenten das Flexibilitätspotential von Stromverbrauchern aktiviert werden.

- Mit § 41a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetz-Entwurfs (EnWG-E) sollen größere Stromlieferanten zum Angebot eines Stromlieferungsvertrags mit dynamischen Tarifen für Kunden mit einem intelligenten Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verpflichtet werden.
- In § 3 Nummer 31b EnWG-E wird erstmalig ein Stromliefervertrag mit dynamischem Tarif legal definiert. Ein solcher muss Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und Intraday-Märkte, in 15-Minuten-Intervallen widerspiegeln.
- Zudem sollen die §§ 41d und 41e EnWG-E Letztverbrauchern ermöglichen, ihren Mehr- oder Minderverbrauch als Dienstleistung gegenüber Dritten und unabhängig von ihrem Lieferanten zu vermarkten.
- Schließlich erhalten Verteilnetzbetreiber nach § 14c EnWG-E die Möglichkeit Flexibilitätsdienstleistungen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern.

Mit dem Markthochlauf der Elektromobilität und der Elektrifizierung des Wärmesektors verändern sich auch die bisher passiven, klassischen Verbraucher. Durch die technischen Möglichkeiten der Digitalisierung der Energiewende werden sie mit ihrem Verbrauch und ihrer Erzeugung zu aktiven Netznutzern. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen und Heimspeicher können sich dem volatilen Stromangebot aus erneuerbaren Energien ein Stück weit anpassen. Gleichzeitig kann ihre Steuerbarkeit bei Bedarf zur Netzentlastung genutzt werden. Auf diese Weise kann die Aufnahmefähigkeit der Stromnetze deutlich erhöht werden, d. h. es können lange Wartezeiten beim Netzanschluss von Ladeeinrichtungen vermieden werden. Zugleich können hierdurch erhebliche Netzausbaukosten eingespart werden, die sonst von den Stromkunden über Netzentgelte zu zahlen wären. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt mit den betroffenen Akteuren einen intensiven Austausch über die notwendigen rechtlichen Weichenstellungen für eine schnelle und verlässliche Integration der flexiblen Lasten in das Energiesystem. Dieser Austausch dauert an.

Erneuerbare-Energien-Anlagen können bereits heute am Regelenergiemarkt teilnehmen und dort alternativ zum Börsenstromhandel ihr Flexibilitätspotential anbieten. Ab Oktober 2021 mit dem Redispatch 2.0 werden Erneuerbare-Energien-Anlagen über 100 Kilowatt auf Basis kalkulatorischer Kosten in den Redispatch-Prozess eingebunden und somit ihre Flexibilität zur Beseitigung von Netzengpässen genutzt.

Für die Flexibilisierung von Biomasseanlagen wurden im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021 Verbesserungen bei den Rahmenbedingungen vorgenommen und ein neues Qualitätskriterium für die Inanspruchnahme von Flexibilitätszahlungen eingeführt. Das Qualitätskriterium sorgt dafür, dass die Anlagen einen Anspruch auf Flexibilitätszahlung nur für eine Stromeinspeisung in einer sehr begrenzten Zeit (4.000 bzw. 2.000 Viertelstunden im Jahr) für den Fall nahezu voller Auslastung der gesamten installierten Anlagenleistung haben. Dies hat zur Folge, dass in den anderen Stunden des Jahres weniger eingespeist werden darf und die Anlagen somit auch tatsächlich flexibel gefahren werden.

Ebenfalls wurde im EEG 2021 die Voraussetzung für die Teilnahme an den Innovationsausschreibungen unter Verwendung von Speichern angepasst. In den Innovationsausschreibungen können nur Gebote für Anlagenkombinationen abgegeben werden. Kombiniert werden dürfen Anlagen, die unterschiedliche erneuerbare Energien nutzen bzw. bei der Nutzung von Wind- oder Solarenergie zusätzlich einen Speicher einsetzen. Das Erfordernis, positive Regelleistung im Umfang von 25 Prozent der installierten Leistung der Anlagenkombination bei der Verwendung von Speichern zu erbringen, verlangt nun, dass die Speicherkapazität eine Einspeicherung im Umfang von zwei Stunden der Speichernennleistung umfassen muss. Dadurch wird die Flexibilität der Anlagenkombination erhöht.

5. Gibt es aus Sicht der Bundesregierung rechtliche oder wirtschaftliche Hürden, die einer Ausweitung der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität entgegenstehen?

Sofern die Frage auf marktbasierter Beschaffung von Flexibilität zum Ausgleich der Systembilanz abstellt, sei zunächst auf die sehr gut entwickelten Spot- und Regelreservemärkte verwiesen. Im liquiden Intradaysegment des Börsenhandels kann Flexibilität von Erzeugung und Verbrauch bis kurz vor Echtzeit gehandelt werden. Mit der Einführung des Regelarbeitsmarkts und den verkürzten Produktlaufzeiten und der erhöhten Ausschreibungsfrequenz bietet auch das Regelenergiemarktsegment verbesserte Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitäten. Die Antwort zu Frage 4 beschreibt überdies die Ausweitung der Vermarktungsmöglichkeiten für verbraucherseitige Flexibilitäten im Rahmen der aktuellen EnWG-Novelle. Sofern die Frage auf marktbasierter Beschaffung von Flexibilität zur Optimierung der Netzauslastung (netzdienliche Flexibilität) abstellt, wird auf die Antwort zu den Fragen 6 und 7 verwiesen.

6. Wie bewertet die Bundesregierung Konzepte für sogenannte regionale Flexibilitätsmärkte, und welche rechtlichen und energiewirtschaftlichen Herausforderungen sieht sie dabei?
7. Beabsichtigt die Bundesregierung, statt einzelnen, per Verordnung verpflichteten Stromerzeugern und Stromspeichernden, allen Unternehmen eine Teilnahme am Flexibilitätsmarkt zu ermöglichen?

Die Fragen 6 und 7 werden gemeinsam beantwortet.

Regionale Flexibilitätsmärkte in den gegenwärtig diskutierten Formen sind Redispatchmärkte mit abrufbasierter Vergütung. Es besteht das Risiko, dass solche Märkte zu Fehlanreizen im Stromsystem führen. So ist ungewünschtes strategisches Bieterverhalten (sogenanntes Increase-Decrease-Gebotsverhalten, „Inc-Dec“) nicht auszuschließen. Ein solches Verhalten würde Engpässe verschärfen und die Redispatchkosten erhöhen.

Das BMWi hat die Option von Redispatchmärkten in einem umfassenden Forschungsgutachten analysieren lassen. Der Endbericht „Kosten- oder marktbasierter? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland“ ist unter www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.html abrufbar. Das Gutachten kommt zu dem Ergebnis, dass Increase-Decrease-Gebotsverhalten betriebswirtschaftlich rational, aber volkswirtschaftlich nachteilig ist. Es verschärft Engpässe und erhöht Redispatchkosten. Kern des Inc-Dec-Problems ist, dass Strom in netzdienlichen Flexibilitätsmärkten neben dem zonenweiten Börsenpreis einen zweiten Preis hat, der vom Börsenpreis abweicht, sobald Engpässe auftreten. Dieser Redispatchpreis ist im

Fall von Engpässen räumlich vor dem Engpass niedriger als der Börsenstrompreis (Überschussregion), um Lasten anzureizen ihren Verbrauch zu erhöhen. Im Fall von Engpässen ist es für Lasten vor dem Engpass daher lukrativ, ihren Bedarf nicht im Börsenhandel zu decken, sondern nach Marktschluss im günstigeren lokalen Flexibilitätsmarkt. Im Ergebnis haben Lasten vor Engpässen also den Anreiz, ihre Nachfrage nach Strom an der Börse „künstlich“ zu reduzieren. Das gleiche Verhalten gilt analog umgekehrt für Lasten nach dem Engpass. Auch für Erzeuger auf beiden Seiten des Engpasses bestehen engpassverstärkende Anreize.

Aus der Branche wurden Lösungsansätze für das Inc-Dec Problem vorgeschlagen. Sie sind nach Auffassung der Bundesregierung jedoch noch nicht überzeugend, um das Inc-Dec-Problem in Redispatchmärkten mit abrufbasierter Vergütung effektiv zu vermeiden. Hier bedarf es weiterer vertiefter Prüfung und Entwicklung tragfähiger Konzepte zur volkswirtschaftlich effizienten Erschließung netzdienlicher Flexibilität.

8. Wie bewertet die Bundesregierung die Möglichkeit, erhöhte Anreize bei der nichtmarktbasierten Beschaffung von Flexibilität zu setzen, und welche rechtlichen oder wirtschaftlichen Hürden bestehen dabei aus ihrer Sicht?

Mit der Einführung des Redispatch 2.0 zum 1. Oktober 2021 wird das nichtmarktbasierte Engpassmanagement deutlich ausgeweitet und verbessert. Die Bundesregierung rechnet mit positiven Effekten auf die Effizienz von Redispatcheinsätzen und somit auch sinkenden Redispatchkosten.

Redispatch 2.0 als neues, erweitertes Redispatchregime integriert das bisherige Einspeisemanagement (§ 14 EEG) in das Redispatch-Verfahren für konventionelle Erzeuger (§§ 13, 13a EnWG neue Fassung). Die netzdienliche Abregelung von Erneuerbaren-Anlagen erfolgt künftig in einem planbaren Prozess mit bilanziellem und energetischem Ausgleich. Der Redispatch 2.0 ermöglicht ferner eine netzübergreifend optimierte Auswahlentscheidung nach der Wirksamkeit von Anlagen zur Engpassentlastung und den Kosten, die dabei zulasten der Stromkunden anfallen. Eingeschlossen sind alle Anlagen der Stromerzeugung und -speicherung ab einer installierten Kapazität von 100 Kilowatt (heute: 10 Megawatt) und darüber hinaus auch kleinere Anlagen sofern sie für den Netzbetreiber steuerbar sind. Der gestufte Einspeisevorrang zugunsten von Erneuerbare-Energien-(EE-)Strom und Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK-)Strom bleibt durch Mindestfaktoren gewahrt. Die Mindestfaktoren geben vor, um wie viel besser die Abregelung von vorrangberechtigtem EE- und KWK-Strom gegenüber der Abregelung von konventioneller Erzeugung wirken muss, um in die Fahrweise dieser vorrangberechtigten Erzeugung eingreifen zu dürfen. Die Bundesnetzagentur hat die Mindestfaktoren für Eingriffe in die Fahrweise von EE-Anlagen auf 10 und für KWK-Anlagen auf 5 festgelegt.

Die Einführung des Redispatch 2.0 wird durch Änderungen der Anreizregulierungsverordnung flankiert. Mit der Novelle der Anreizregulierungsverordnung wird vorgeschlagen, ein Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber einzuführen sowie die regulatorische Behandlung der Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber neu zu justieren.

§ 14a EnWG hängt in seiner aktuellen Ausgestaltung von einer Vereinbarung zwischen Verteilernetzbetreibern und Letztverbrauchern ab. Diese netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie beispielsweise Elektroheizungen, Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen regelt eine spezielle Netznutzung und wird mit speziellen Netzentgelten abgerechnet. Das BMWi

führt mit den von diesem Regelungsvorschlag betroffenen Akteuren einen intensiven Austausch über die notwendigen rechtlichen Weichenstellungen für eine schnelle und verlässliche Integration der flexiblen Lasten in das Energiesystem. Dieser Austausch dauert an.

9. Auf welchem Stand befindet sich die Bundesregierung bei der Anpassung der Stromnetzentgeltverordnung gegenwärtig, und welche konkreten Änderungen sind bereits in Planung (vgl. Antwort der Bundesregierung auf Bundestagsdrucksache 19/16417)?

Aktuell läuft vor dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) ein Vertragsverletzungsverfahren der Europäischen Kommission gegen Deutschland. In dem Vertragsverletzungsverfahren geht es u. a. um die Frage, in welchem Umfang der nationale Gesetz- bzw. Verordnungsgeber normative Vorgaben für die Entscheidung der Regulierungsbehörde im Bereich der Regulierung von Netzentgelten und Netzzugang für Strom- und Gasnetze beschließen darf. Das Urteil hat somit Auswirkungen auf Art und Umfang etwaiger zukünftiger Änderungen in der Stromnetzentgeltverordnung und sollte deshalb abgewartet werden. Am 14. Januar 2021 hat der Generalanwalt vor dem EuGH seine Schlussanträge verlesen. Die Entscheidung des EuGHs wird für den Sommer erwartet.

10. Wie haben sich die Kosten für Redispatch-Maßnahmen nach Kenntnis der Bundesregierung in den letzten fünf Jahren entwickelt (bitte konkrete Angabe in Euro pro Jahr)?

Der aktuelle Monitoringbericht der Bundesnetzagentur weist für die Jahre 2017 bis 2020 Kostenschätzungen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen unterteilt nach Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Abruf von Netzreservekraftwerken und Einspeisemanagement (EinsMan) aus, siehe folgende Tabelle.

Elektrizität: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in Millionen Euro	2017	2018	2019	2020
Redispatch				
Kostenschätzung ^[1] Redispatch	392	388	227	221
Kostenschätzung Countertrading	29	37	64	134
Netzreservekraftwerke				
Kostenschätzung Abruf	184	137	82	88
Jährliche Vorhaltekosten ^[2]	296	279	197	195
EinsMan				
Schätzung Entschädigungen	610	635	710	761

[1] Kostenschätzung der ÜNB auf Basis von Ist-Maßnahmen einschließlich Kosten für Remedial Actions

[2] Zusätzlich weiterer abrufunabhängiger Kosten

Quelle: Monitoring der Bundesnetzagentur 2020

Bei den Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagementmaßnahmen ist zu beachten, dass ohne diese Maßnahmen die angegebenen Kosten ebenfalls angefallen wären, jedoch in Form von Einspeisevergütungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Insofern handelt es sich bei den Entschädigungszahlungen aus Systemsicht nicht um Zusatzkosten. Gleichwohl kann die Maßnah-

me zu einem Mehrbedarf an Ausgleichsenergie mit entsprechenden Kosten führen.

11. Teilt die Bundesregierung die Auffassung der Fragesteller, dass ein marktbasierter Redispatch im Hinblick auf die Kosten weitaus transparenter wäre als die aktuellen Kompensationszahlungen, deren Berechnung für Verbraucher nicht einsehbar ist (Antwort bitte begründen)?

Die Bundesregierung teilt diese Auffassung nicht. Die Kostentransparenz von Redispatchmärkten wäre weitaus geringer als die Transparenz der aktuellen Kompensationszahlungen.

Durch das in der Antwort zu den Fragen 6 und 7 beschriebene Inc-Dec-Gebotsverhalten spiegeln die in einem Redispatchmarkt anfallenden Kosten nicht die energiewirtschaftlich erforderlichen Kosten wider. Stattdessen beinhalten sie auch jene Mehrkosten für den durch den Redispatchmarkt zusätzlich ausgelösten Bedarf an netzdienlicher Flexibilität, die in einem kostenbasierten System nicht anfallen würden.

Neben diesem grob einschränkenden Effekt auf die Aussagekraft der anfallenden Kosten käme ein zweiter Effekt zum Tragen: Durch die unterschiedliche Lastflusssensitivität alternativer Anlagenstandorte sind Redispatchmärkte im Regelfall durch enge räumliche Abgrenzungen gekennzeichnet. Oftmals befinden sich nur wenige Anlagen, mitunter nur eine Anlage an denen für die Befriedigung der Netzbetreibernachfrage nach Redispatch geeigneten Netzknoten. Anders als in kompetitiven Märkten können am Redispatchmarkt teilnehmende Anlagen aufgrund der im Regelfall eingeschränkten Liquidität Kompensationen oberhalb der ihnen anfallenden Kosten erzielen. Die Höhe dieser Preisaufschläge sind ohne engmaschige kartellrechtliche Überwachung nicht zu erkennen.

12. Wie bewertet die Bundesregierung einen möglichen Umstieg auf ein Knotenpreissystem für das zukünftige Strommarktdesign, und welche rechtlichen und wirtschaftlichen Hürden sieht sie?

Vor dem Hintergrund zunehmender Engpässe in den europäischen Stromnetzen wurden in den letzten Jahren zahlreiche Vorschläge zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements gemacht. Ein vieldiskutiertes Konzept sind die sogenannten Knotenpreise (Nodal Pricing). In Knotenpreissystemen werden für alle im System eingeschlossenen Netzknoten spezifische Preise unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen gebildet. Ein Independent System Operator (ISO) weist die teilnehmenden Anlagen zur Erzeugung bzw. Verbrauch an. Je nach Granularität der Ausgestaltung kann Nodal Pricing nicht nur Netzengpässe auf der Höchstspannungsebene, sondern auch auf der Hochspannungsebene adressieren. Es ist jedoch kein praktikabler Umsetzungsvorschlag bekannt, wie ein Knotenpreissystem auch auf der Nieder- und Mittelspannungsebene eingerichtet werden kann. Entsprechend eignet sich Nodal Pricing nicht dafür, Engpässe auf diesen unteren Netzebenen zu adressieren. Praxisbeispiele für Nodal Pricing finden sich in einigen US-Bundesstaaten. Außerdem findet Nodal Pricing in Russland, Australien, Neuseeland und Singapur Anwendung. In Deutschland hingegen ist das „zonale Modell“ implementiert. Darin werden einheitliche Strompreise im Stromgroßhandel für die gesamte Gebotszone gebildet.

Das BMWi hat ein Kurzgutachten zu den Vor- und Nachteilen von Knotenpreissystemen im Vergleich zum heutigen, zonalen Modell erstellen lassen. Es ist unter folgender Internetadresse abrufbar: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.html.

Knotenpreissysteme können eine effizientere Nutzung des Netzes ermöglichen, weil sie die Netzrestriktionen automatisch in den Strompreisen abbilden. Sie sind jedoch mit einem grundlegenden Systemwechsel für Markt und Netz verbunden. In einem großen Netzgebiet wie dem der Bundesrepublik Deutschland bilden sich keine einheitlichen Preise mehr sondern, je nach Netzsituation, bis zu mehreren Hundert individuelle Preise. Da in Knotenpreissystemen an einem Netzknoten teilweise nur sehr wenige Anlagen einspeisen oder wenige Verbraucher Strom beziehen, besteht das Risiko der Ausübung von Marktmacht. Dies könnte die Gesamtkosten des Systems erheblich steigern. Auch stiege der Überwachungs- und Regulierungsbedarf, der sich ebenfalls langfristig kosten erhöhend auswirken könnte. In der Praxis wäre daher eine starke Marktmachtkontrolle einschließlich der Einführung vollkommen neuer regulatorischer Instrumente notwendig.

Ein zentraler Nachteil des Knotenpreissystems liegt nach Auffassung der Bundesregierung darin, dass das heutige System der dezentralen Bilanzkreisverantwortung als wichtigste Säule des systemweiten Ausgleichs von Strom einspeisung und -entnahme aufgegeben werden müsste. Portfoliogeote und selbständiger Bilanzausgleich durch Stromhandel bis kurz vor Echtzeit wären nicht mehr möglich. An ihre Stelle träte der ISO, der die Funktion der Strombörse übernehmen und nach Handelsschluss allen Strommarktteilnehmern Anweisungen zur Stromeinspeisung und -entnahme aussprechen würde. Die Verantwortung für den Systemausgleich, die im heutigen deutschen Stromsystem weitestgehend von Marktakteuren getragen wird, würde zum ISO übergehen.

Nach Einschätzung der Bundesregierung ist ein nationales Knotenpreissystem zudem derzeit nicht mit dem EU-Rechtsrahmen kompatibel. Eine Umstellung müsste daher zuerst auf EU-Ebene beschlossen und umgesetzt werden. Alleine für die Anpassung der aktuellen Rechtssetzung wäre dabei mit einer Dauer von mehreren Jahren zu rechnen. Hinzu käme zudem der Umsetzungszeitraum, der sich ebenfalls auf etliche Jahre belaufen dürfte, sowie hohe Transaktionskosten.

Für die nahe Zukunft sieht die Bundesregierung daher den Umstieg auf ein Knotenpreissystem als unrealistisch an.

13. Wie bewertet die Bundesregierung die Option eines Neuzuschnitts der bislang einheitlichen deutschen Stromgebotszonen, und welche rechtlichen und wirtschaftlichen Hürden sieht sie?

In der europäischen Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign wird auch die Frage einer Anpassung der derzeit bestehenden Gebotszonen thematisiert. Das große Marktgebiet in Form der deutsch-luxemburgischen Gebotszone ermöglicht es, geographische Ausgleichseffekte bei Erzeugung und Verbrauch zu nutzen, und die hohe Liquidität im Strommarkt hilft dabei, Angebot und Nachfrage auch bei fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien flexibel und effizient zusammenzuführen. Außerdem reduziert sie die Macht von großen Anbietern über das Marktergebnis und ermöglicht innovativen Akteuren den Markteintritt. Einheitliche Großhandelspreise sorgen zudem dafür, dass sich im Strommix die kostengünstigsten Erzeugungstechnologien unabhängig vom Standort innerhalb von Deutschland durchsetzen. Die Anlagen mit den geringsten Einsatzkosten werden überregional genutzt. Dadurch sinken die variablen Kosten des Gesamtsystems. Die einheitliche deutsch-luxemburgische Gebotszone senkt außerdem den Gesamtbedarf für Erzeugungskapazität, Lastmanagement und Speicher. Dies senkt auch die Investitions- und Instandhaltungskosten des Gesamtsystems.

Zwar lässt sich aus den Erfahrungen anderer Länder (bspw. Schweden oder Italien) schließen, dass unter bestimmten Bedingungen ein adäquater Gebotszo-

nensplit ein effektives Instrument zum Management interner Engpässe darstellen kann. Jedoch sind in Ländern wie Schweden oder Italien die Grenzen der Gebotszonen überwiegend an eindeutigen Engpässen definiert. Solche geographisch eindeutigen Trennstellen sind in Deutschland mit seinem eng vermaschten Übertragungsnetz und den räumlich weit gestreuten Engpässen vorwiegend entlang der Nord-Süd- und Ost-West-Transportrichtung nicht eindeutig zu identifizieren. Es ist unwahrscheinlich, dass ein heute gewählter Neuzuschnitt der deutschen Gebotszone langfristig effizient wäre, weil sich nicht nur Erzeugungs- und Verbrauchsmuster geografisch ändern, sondern vor allem auch der Netzausbau voranschreitet und sich dadurch Engpässe geografisch verändern. Anreize für Standortentscheidungen bei Neuinvestitionen aus Strompreisdifferenzialen zwischen (neuen) deutschen Gebotszonen dürften gering ausfallen, weil der geplante Netzausbau potenzielle Strompreisdifferenzen absehbar nivelliert. Zwar könnte eine Aufteilung der Gebotszone ein effizientes Übergangsinstrument des Netzengpassmanagements bis zur Ausweitung der Netztransportkapazität sein. Hier stellt sich jedoch die Frage nach den realen Kostenvorteilen gegenüber dem etablierten kostenbasierten Redispatch (bzw. dem verbesserten Redispatch 2.0 ab Oktober 2021) auf der einen Seite und den zu erwartenden, systemweiten Umstellungskosten auf der anderen Seite.

Die Bundesregierung setzt auf den Erhalt der deutsch-luxemburgischen Gebotszone. Um sie zu sichern hat Deutschland der Europäischen Kommission und der Agentur zur Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) am 28. Dezember 2019 den „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt. Er enthält nationale Maßnahmen und regionale Initiativen, um das Stromnetz für die gesteigerte Transportaufgabe zu stärken. Das übergreifende Ziel des Plans ist der Erhalt der einheitlichen deutschen Gebotszone und die Stärkung des grenzüberschreitenden Stromhandels. Dafür setzt Deutschland insbesondere auf die Stärkung und Höherauslastung der Übertragungsnetze.

14. Wie bewertet die Bundesregierung eine mögliche Einführung von auslastungsorientierten Netzentgelten, und welche rechtlichen und wirtschaftlichen Hürden sieht sie?

Eine auslastungsorientierte Dynamisierung der Netzentgelte könnte grundsätzlich ein netzdienliches Strombezugsverhalten anreizen und damit helfen, die Häufigkeit von Netzengpässen zu reduzieren. Allerdings würde dies für eine verursachungsgerechte Ausgestaltung zum einen auch eine Beteiligung der Einspeiser an der Finanzierung der Netzkosten voraussetzen, die zu einer Auslastung beitragen. Zum anderen ließen sich mit dem Instrument nur schwer Verschiebungen des Stromverbrauchs erreichen, die für den Netzbetreiber sicher planbar sind. Denn die Reaktion der Netznutzer hängt u. a. von ihrer Flexibilität beim Strombezug, dem Anteil der möglichen Netzentgelteinsparung an ihren Gesamt-Strombezugskosten und ihrer jeweiligen Zahlungsbereitschaft ab, die im Vorfeld nicht vollständig bekannt sind. Selbst in einem System mit einer hohen zeitlichen und örtlichen Granularität bei der Festlegung der lastvariablen Netzentgelte können daher weiterhin Netzengpässe auftreten. Für einen effektiven Einsatz lastvariabler Netzentgelte bedarf es einer flächendeckenden kleinteiligen Überwachung, Prognose und Bepreisung, für deren Umsetzung derzeit auch noch nicht die technischen Voraussetzungen vorliegen. Insgesamt ist die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte komplex und es bedarf daher einer umfassenden weiteren Prüfung, wie und wann eine solche umgesetzt werden könnte.

Ergänzend wird auf die Antwort zu Frage 9 verwiesen.

Vorabfassung - wird durch die lektorierte Version ersetzt.