

Die neuen gesetzlichen Instrumente für Versorgungssicherheit im deutschen Stromnetz

Sarah Schweizer und Marcus Mattis

Die Gewährleistung von Versorgungssicherheit wird bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix zur zunehmenden Herausforderung. Derzeit wird im parlamentarischen Verfahren das Strommarktgesetz beraten, das bereits bestehende Mechanismen, wie die Regelleistungsmärkte oder die Netzreserve, weiterentwickeln soll. Andere, wie die Kapazitätsreserve oder die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken, sollen neu hinzukommen. Parallel hierzu wird die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) novelliert. Diese sollen künftig einem breiteren Anbieterkreis zugänglich gemacht werden. Der nachfolgende Beitrag ordnet die neuen und die fortentwickelten Instrumente zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit ein und beleuchtet das Zusammenspiel mit bereits bestehenden Mechanismen.

Die Herausforderungen im Stromsektor

In einem idealtypischen Strommarkt ordern die Verbraucher über die Börse oder außerbörslich (over the counter) genau so viel Strom, wie sie tatsächlich benötigen und die Erzeuger liefern in jeder Sekunde genau so viel Strom, wie zuvor vertraglich zugesagt wurde. Transportiert wird der Strom über eine riesige Kupferplatte, die keine Engpässe oder Überlastungen kennt.

Tatsächlich sind wir von einem solchen Zustand weit entfernt. Zum einen sinkt mit dem volatilen Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms (und den damit verbundenen Prognoseschwierigkeiten) die Berechenbarkeit der Stromproduktion. Darüber hinaus sind die Transportkapazitäten beschränkt und reichen nicht aus, um die großen Entfernungen zwischen den küstennahen und ländlichen Schwerpunkten der Stromerzeugung aus PV- und Windanlagen zu den Verbrauchszentren zu überbrücken. Trotz dieser Herausforderungen ist die Versorgungssicherheit im Stromsektor jederzeit zu gewährleisten.

Versorgungssicherheit: eine Annäherung an die Begrifflichkeiten

Eine einheitliche Definition von Versorgungssicherheit gibt es nicht [1]. Für die Darstellung der in diesem Beitrag ausgewählten Instrumente erscheint jedoch eine Annäherung anhand einer zeitlichen Komponente hilfreich: Demnach ist zwischen Versorgungsqualität einerseits und Versorgungssicherheit andererseits zu unterscheiden. Unter Versorgungsqualität ist die Vermeidung von Spannungseinbrüchen und Schwankungen sowie Kurzzeitunterbrechungen von unter drei Minuten zu verstehen [2]. Relevanz für die Versorgungssicherheit hat hingegen eine Unterbrechung von über drei Minuten. Es ist jedoch der Physik der Stromversorgung geschuldet, dass diese Unterscheidung nicht trennscharf ist und die Übergänge fließend sind. Gleichwohl wird dadurch deutlich, welchen starken Einfluss die zeitliche Dimension auf die Auswahl der zur Störungsbeseitigung notwendigen Maßnahmen hat.

Zur Gewährleistung von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit stehen den Netzbetreibern sog. Systemdienstleistungen zur Verfügung, die dann zum Einsatz kommen, wenn eine Gefähr-

dung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone vorliegt. Von einer solchen Gefährdung oder Störung ist nach § 13 Abs. 4 EnWG-E dann auszugehen, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität des Netzes gefährdet ist [3].

Verantwortlich für die Systemstabilität und die Netzsicherheit sind derzeit vornehmlich die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Den Verteilnetzbetreibern (VNB) kommt insoweit gem. § 14 EnWG eine nachrangige Rolle zu. Vor dem Hintergrund ansteigender dezentraler Erzeugung und der bidirektionalen Funktion des Verteilnetzes wird sich dies jedoch künftig so nicht aufrechterhalten lassen. Insoweit ist zu begrüßen, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Rollenverteilung zwischen ÜNB und VNB bei der Durchführung von Systemdienstleistungen auf den Prüfstand stellt [4].

Gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E hat der ÜNB bei einer Gefährdung der Sicherheit oder der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf einer ersten Stufe zunächst netzbezogene Maßnahmen zu ergreifen. Hierzu gehören solche Maßnahmen, die ausschließlich den technischen Netzbetrieb betreffen, ohne die Rechte und Pflichten der Netznutzer einzuschränken, wie z. B. Netzschaltungen [5]. Auf einer zweiten Stufe kann der ÜNB gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E marktbezogene Maßnahmen einleiten. Im Unterschied zu den netzbezogenen Maßnahmen werden die Netznutzer bei den marktbezogenen Maßnahmen gegen eine Vergütung zu einem netzdienlichen Verhalten verpflichtet [6]. Hierunter fällt z. B. der Einsatz von Regelenergie, die Durchführung von Redispatch, die Aktivierung systemrelevanter Anlagen, die zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, der Abruf von abschaltbaren Lasten oder das Management von Netzengpässen.

War die Aktivierung von Reserven bisher ebenfalls den marktbezogenen Maßnahmen zugeordnet, soll sich dies mit dem Strommarktgesetz künftig ändern: mit dem neu geschaffenen § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG-E werden die Reserven einer dritten Einsatzstufe zugeordnet, die erst nachrangig zu den marktbezogenen Maßnahmen zum Einsatz kommen soll [7]. Als Beispiel werden die bereits bestehende und nun weiterentwickelte Netzreserve sowie die neu geschaffene

Kapazitätsreserve genannt. Reichen die vorgenannten Maßnahmen nicht aus, um die Versorgungssicherheit wiederherzustellen, kann der Netzbetreiber in einer vierten Stufe gem. § 13 Abs. 2 EnWG-E sog. Notfallmaßnahmen, wie die Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen, einleiten. Notfallmaßnahmen greifen am intensivsten in die Rechte Betroffener ein, da sie ohne Entschädigungs- oder Vergütungszahlungen und auch gegen den Willen der Netznutzer erfolgen können [8]. Dabei ist allen nach § 13 Abs. 1 oder Abs. 2 EnWG-E getroffenen Maßnahmen gemein, dass der Einspeisevorrang von EEG und KWKG geförderten Anlagen gem. § 13 Abs. EnWG-E zu beachten ist.

Auf fünfter Stufe rangiert künftig die im Strommarktgesetz vorgesehene Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken, die lediglich als Ultima Ratio zur Sicherstellung des „lebenswichtigen Bedarfs“ eingesetzt werden soll, vgl. §§ 13 Abs. 8, 13g Abs. 2 EnWG-E i. V. m. § 1 Abs. 6 der Verordnung zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung in einer Versorgungskrise (Elektrizitätssicherungsverordnung, EltSV).

Welche Systemdienstleistung der Netzbetreiber innerhalb einer Stufe ergreift, hängt ganz maßgeblich davon ab, um welche Gefährdung oder Störung es sich handelt. So sind für die Aufrechterhaltung der notwendigen Spannung bspw. andere Maßnahmen zu ergreifen als für die Frequenzhaltung oder die Beseitigung von Netzengpässen (siehe Abb.).

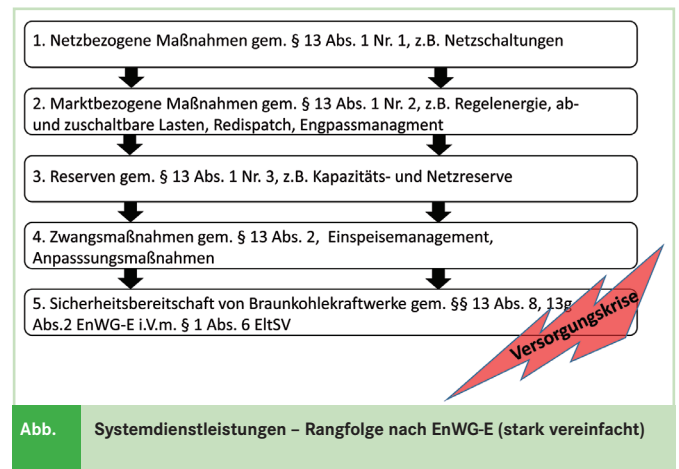
Eine Darstellung des Zusammenspiels aller Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Stromnetzes würde aufgrund der diesem Thema innewohnenden Komplexität diesen Beitrag sprengen. Insofern wird die nachfolgende Darstellung auf folgende Punkte beschränkt:

1. Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit durch Regelleistung und abschaltbare Lasten nach der AbLaV;
2. Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit bei Netzengpässen;
3. Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit durch Reserven.

Aufrechterhaltung von Versorgungsqualität und -sicherheit durch Regelleistung und abschaltbare Lasten

Für die im deutschen Stromnetz erforderliche Frequenz von 50 Hertz (mit minimalen Schwankungen) müssen die Stromeinspeisung und die Entnahme aus dem Stromnetz zu jeder Zeit physikalisch deckungsgleich sein. Kommt es zu größeren Schwankungen, bspw. aufgrund von kurzfristigen Bezugsänderungen oder -ausfällen, Prognosefehlern oder Wetterschwankungen, können die ÜNB als kurzfristige Maßnahme durch Abruf von Regelleistung oder abschaltbarer Lasten nach der AbLaV gegensteuern.

Die Regelleistung wird nach unterschiedlichen Aktivierungszeiten und der abzudeckenden Zeiträume zwischen Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserveleistung unterschieden [9]. Die abzudeckenden Zeiträume reichen dabei von maximal fünf Minuten bis



zu mehreren Stunden. Insofern wird deutlich, dass bereits innerhalb eines Instruments die Übergänge von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit fließend sind. Die Regelleistung wird von den ÜNB in gesonderten Auktionen ausgeschrieben und sowohl als positive als auch als negative Regelleistung vorgehalten.

Bislang waren die Anbieter von Regelleistung ganz überwiegend konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Mit dem Strommarktgesetz sollen sich hier Erneuerbare-Energien-Anlagen und flexible Anbieter künftig verstärkt einbringen können. So soll durch eine Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) Anbietern von Lastmanagement der Zugang zur Sekundärregelenergie erleichtert werden. Zugleich wird von der Bundesnetzagentur (BNetzA) ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen von Sekundärregelung und Minutenreserve durchgeführt, um flexiblen Erzeugern, steuerbaren Verbrauchern (z. B. über Demand-Side-Management) und Speichern den Zugang zu den Regelleistungsmärkten zu erleichtern [10].

Neben der Regelleistung können zur Stützung der Systembilanz auch abschaltbare Lasten nach der jüngst verlängerten AbLaV herangezogen werden [11]. Diese werden je nach dem, wie schnell eine Abschaltung erfolgen kann, zwischen sofort abschaltbaren (innerhalb einer Sekunde) und schnell abschaltbaren Lasten (innerhalb 15 Minuten) unterschieden, vgl. § 5 AbLaV. Darüber hinaus werden die von den ÜNB kontrahierten abschaltbaren Lasten v. a. auch zur Engpassbewirtschaftung im Rahmen von Redispatch eingesetzt (dazu unten). Mit der derzeitigen Novellierung soll das Anbieten von abschaltbaren Lasten künftig einem breiteren Anbieterkreis geöffnet werden – geplant ist u. a. die Mindestabschaltleistung von 50 auf 10 MW sowie die Anschlussspannung von 110 kV auf 20 kV zu senken und den Ausschreibungszeitraum von einem Monat auf eine Woche zu verkürzen [12]. Darüber hinaus sieht die novellierte AbLaV konkretisierte Regelungen im Verhältnis zu den Regelleistungsmärkten und dem Spotmarkt vor (§ 7 AbLaV-E). Zuvor hatte die BNetzA in ihrem Bericht zur AbLaV die hohen Kosten, den geringen Anbieterwettbewerb innerhalb der AbLaV sowie Kannibalisierungseffekte mit den Regelleistungsmärkten bemängelt [13]. Neben der vorgebrachten Kritik ist zu hoffen, dass die Weiterentwicklung der AbLaV zumindest dazu beiträgt, für Industrieunternehmen zusätz-

liche Anreize zu schaffen, um die mittelfristig notwendige Flexibilisierung der Nachfrage – entsprechend dem wachsenden Anteil der volatilen Erzeugung – voranzutreiben und damit die derzeit noch fehlende Lenkungswirkung des Strompreises zu kompensieren.

Aufrechterhaltung von Versorgungsqualität und -sicherheit bei Netzengpässen

Durch den Transformationsprozess in der deutschen Energiewirtschaft verlagert sich die bisher stark verbrauchsnahe geprägte Stromerzeugung, vor allem durch den Zubau von Wind- (On- und Offshore) sowie PV-Anlagen, zunehmend in den Norden und in ländliche Gebiete. Es ist davon auszugehen, dass dadurch die mittlere Transportdistanz jeder erzeugten kWh von derzeit etwa 50 km auf 80 bis 100 km steigt [14]. Der Netzausbau bildet dies weder auf der Übertragungsebene noch auf der Verteilnetzebene bislang hinreichend ab, so dass es zunehmend zu Netzengpässen kommt. Bereits 2009 wurde mit dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLaG) ein vordringlicher Bedarf von rund 1.800 Leitungskilometern auf ÜNB-Ebene festgestellt, von denen bis Ende 2015 lediglich ca. 600 km realisiert wurden.

Zur Beschleunigung sollen nun das Ende letzten Jahres in Kraft getretene Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus beitragen, das u. a. einen Vorrang für Erdverkabelung beim Bau neuer Gleichstromleitungen vorsieht [15]. Maßnahmen, die zu einem zügigeren Ausbau der Verteilnetze führen – im Jahr 2014 waren über 40 % der Abregelung von EEG-geförderten Strom im Verteilnetz begründet [16] – bleibt der Gesetzgeber hingegen noch schuldig. Hinzu kommt, dass die Verteilnetze eine völlig neue Funktion übernehmen müssen und von der Einbahn- zur Zweibahnstraße werden. Auch dies ist im derzeitigen Regulierungssystem bei weitem noch nicht hinreichend abgebildet. Zu hoffen ist, dass die anstehende Novelle der Anreizregulierungsverordnung insoweit die notwendigen Fortschritte bringen wird.

Infolge des schleppenden Netzausbaus kommt es immer häufiger zu Netzengpässen. Die Engpassbewirtschaftung auf der ÜNB-Ebene erfolgt in erster Linie durch die Durchführung von strombedingtem Redispatch oder unter Heranziehung abschaltbarer Lasten nach der AbLaV. Dies geschah im Jahr 2014 nahezu täglich [17].

Unter Redispatch wird die präventive oder kurative Anpassung der Wirkleistung- oder Blindleistung von Erzeugungsanlagen verstanden, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen oder zu beheben [18]. Unterschieden wird zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch: Der strombedingte Redispatch dient der Verhinderung oder Beseitigung kurzfristiger Netzengpässe durch die Einspeisung von Wirkleistung, der spannungsbedingte Redispatch der Aufrechterhaltung der Spannung durch die Bereitstellung von Blindleistung [19].

Um Netzengpässe zu beseitigen, wird beim strombedingten Redispatch räumlich vor dem Engpass ein Kraftwerk heruntergefahren und hinter dem Engpass ein Kraftwerk hochgefahren, so dass die Systembilanz insgesamt nicht beeinträchtigt wird. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass hinter dem Engpass auch ausreichend Kapazitäten vorhanden sind. Dies soll insbesondere durch die Netz-

reserve sichergestellt werden (s. u.). Während die ÜNB mit den am Redispatch beteiligten Kraftwerken in der Vergangenheit vertragliche Vereinbarungen getroffen haben, können Kraftwerksbetreiber mit einer Nennleistung ab 10 MW nach derzeitiger Rechtslage im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses durch die ÜNB verpflichtet werden, gegen eine angemessene Vergütung ihre Wirk- und Blindleistungseinspeisung anzupassen [20].

Hinsichtlich der Voraussetzungen, der Art und Weise eines Eingriffs und der Vergütung von Redispatchmaßnahmen hat das OLG Düsseldorf in einem Beschluss vom 28.4.2015 die von der BNetzA erlassene Festlegungen für rechtswidrig erklärt [21]. Das OLG hielt den von der BNetzA dem Kraftwerksbetreiber als Vergütung für den Redispatch zugebilligten Aufwendungsersatz (z. B. Ersatz der Brennstoffkosten) für zu restriktiv.

Nach Ansicht des OLG Düsseldorf gehöre zu einer „angemessenen Vergütung“ auch der Ersatz von entgangenen Gewinnmöglichkeiten, wie z. B. die Berücksichtigung des Intraday-Handels oder vermiedener Netzentgelte [22]. Im Lichte dieses Beschlusses sollen die Vergütungsregelungen für Redispatch in § 13a Abs. 2, 5 EnWG-E nun (rückwirkend bis zum 1.1.2013) entsprechend gesetzlich geregelt werden.

Der Argumentation des OLG Düsseldorf folgend haben die Betreiber der Gaskraftwerksblöcke Irsching 4 und Irsching 5 auf Basis eines Gutachtens des ehemaligen Verfassungsrichters Udo di Fabio kürzlich Klage vor den Landgerichten Düsseldorf und Bayreuth eingereicht: Die Vergütungsprämien des OLG Düsseldorf müssten nach ihrem Dafürhalten auch für Anlagen gelten, die aufgrund ihrer Systemrelevanz nicht stillgelegt werden dürfen [23].

Für die Engpassbewirtschaftung können darüber hinaus auch abschaltbare Lasten nach der AbLaV abgerufen werden. Tatsächlich fanden in der Vergangenheit etwa 40 % der Abrufe abschaltbarer Lasten zur Engpassbewirtschaftung und etwa 60 % zur Aufrechterhaltung der Systembilanz als Alternative zur Regelenergie statt [24]. Näheres zur Weiterentwicklung der AbLaV durch den Verordnungsgeber wurde bereits ausgeführt.

Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit durch Reserven

Wie eingangs bereits erwähnt, sollen den Netzbetreibern künftig nach Ausschöpfung der marktbezogenen Maßnahmen in einer dritten Einsatzstufe gem. § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG-E die Kapazitäts- und die Netzreserve zur Verfügung stehen sowie – in einer fünften Stufe – nach Ausschöpfung der Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG-E – die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken. Grundsätzlich bestehen diese drei Reserven unabhängig voneinander und dürfen nur sehr eingeschränkt wechselseitig eingesetzt werden.

Die Kapazitätsreserve

Dem Strommarktgesetz ging eine intensive Diskussion voraus, ob zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit ein Kapazitätsmarkt

geschaffen werden oder der bestehende Strommarkt fortentwickelt werden soll. Das BMWi hat sich für Letzteres entschieden. Dass diese Grundsatzentscheidung im laufenden Gesetzgebungsverfahren noch einmal in Frage gestellt wird, ist nicht zu erwarten. Im Ergebnis ist damit jedoch keine Entscheidung gegen die Vorhaltung von Kapazitäten, sondern vielmehr lediglich gegen die Schaffung eines neuen Marktes für Kapazitäten gefallen.

Auch ein fortentwickelter „Energy-only“-Markt braucht in jeder Sekunde ausreichende Kapazitäten, um die aktuelle Stromnachfrage und das aktuelle Stromangebot exakt zur Deckung zu bringen. Wenn dieser Ausgleich trotz freier Preisbildung an der Börse nicht gelingt, soll eine sog. Kapazitätsreserve zum Einsatz kommen (§ 13 e Abs. 1 EnWG-E). Damit soll die Kapazitätsreserve in erster Linie bei „eskalierten“ Systembilanzdefiziten zum Einsatz kommen, also insbesondere dann, wenn der Einsatz von Regelenergie nicht ausreicht, um die Systembilanz wieder herzustellen.

Die konkrete Ausgestaltung, das Verfahren zur Beschaffung und das Verhältnis der Kapazitätsreserve zu anderen Systemdienstleistungen, sollen in einer separaten Verordnung, der Kapazitätsreserververordnung (KapResV), geregelt werden [25]. Damit sich durch die Kapazitätsreserve der Umfang der vorrangigen vorzuhaltenden marktbezogenen Maßnahmen nicht verringert, soll diese auf die Beschaffung von Regelenergie oder abschaltbaren Lasten nicht angerechnet werden (§ 5 KapResV-E). Über technologieneutrale Ausschreibungen sollen in der Kapazitätsreserve Kraftwerke mit insgesamt 4,4 GW und langfristig 5 % der durchschnittlichen deutschen Jahreshöchstlast gebunden werden. Für diese Anlagen sollen ein Rückkehr- und ein Vermarktungsverbot gelten. Das bedeutet, dass Anlagen, die einmal in der Reserve gebunden sind, anschließend nicht wieder am Strommarkt teilnehmen dürfen. Gleichzeitig ist es den Anlagenbetreibern untersagt, in der Reserve gebundene Anlagen auf dem regulären Strommarkt zu vermarkten.

Die Netzreserve

Wie eingangs bereits erwähnt, handelt es sich bei der Netzreserve um kein neu geschaffenes, sondern um ein fortentwickeltes Instrument: die bisherige „Reservekapazität“. Die Netzreserve soll zur Bewirtschaftung von Netzengpässen, zur Spannungshaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus (vgl. § 13 d Abs. 1 EnWG-E) dienen. Der Einsatz der Netzreserve ist also in erster Linie „netzgetrieben“, während der Einsatz der Kapazitätsreserve bei eskalierten Defiziten in der Systembilanz eingesetzt werden soll.

Als Anlagen der Netzreserve gelten in der Netzreserververordnung gebundene Kraftwerke sowie systemrelevante Anlagen, die zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angezeigt wurden. Diesen systemrelevanten Anlagen kommt insofern ein zwitterhafter Charakter zu: zum einen gelten Sie als marktbezogene Maßnahmen der zweiten Stufe, zum anderen als Anlagen der Netzreserve auf der dritten Einsatzstufe (vgl. § 13a Abs. 1 i.V.m. § 13 b Abs. 3,4 EnWG-E). Zu der Netzreserve sollen ferner auch neu zu errichtenden Anlagen von bis zu 2 GW in Bayern und Baden-Württemberg gehören, vgl. § 13 d

Abs. 1, 2 EnWG-E. Dadurch soll vor allem sichergestellt werden, dass bis zur Fertigstellung wichtiger Netzausbauprojekte genügend Redispatch-Potenzial im Süden Deutschlands vorgehalten wird – also „hinter“ dem Engpass genügend Kapazitäten hochgefahren werden können, um die Versorgungssicherheit sicherzustellen.

Die Anlagen der Netzreserve sollen auch am Verfahren zur Beschaffung der Kapazitätsreserve teilnehmen können und – soweit es sich um neu errichtete Anlagen handelt – soll sogar ein unmittelbarer Einsatz möglich sein. Dadurch sollen diese Anlagen in ihrer 15jährigen Vertragslaufzeit (mit fester Vergütung) möglichst effizient genutzt werden.

Die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekapazitäten

Im Gegensatz zu der Kapazitäts- und der Netzreserve soll die Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken in erster Linie der Erreichung des nationalen Klimaschutzziels 2020 dienen. Für die Stromversorgung soll sie nur als letzte Absicherung in Extremsituationen herangezogen werden. Nämlich dann, wenn dies nach Ausschöpfen aller Maßnahmen – also auch der Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG-E – „zur Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Elektrizität“ notwendig ist, vgl. § 13 Abs. 8 EnWG-E i. V. m § 1 EltSV. Mithin, wenn eine Versorgungskrise vorliegt. Maßnahmen nach der EltSV dürfen erst dann getroffen werden, wenn die Bundesregierung zuvor per Rechtsverordnung den Eintritt eines solchen Krisenfalles festgestellt hat, vgl. § 6 Abs. 2 EltSV. Die rechtlichen Hürden für den Einsatz dieser Reserve sind also denkbar hoch. Aber auch rein tatsächlich sind sie für den schnellen Einsatz nicht geeignet – nach dem Gesetzentwurf müssen die Anlagen erst 11 Tage, nachdem sie angefordert wurde, vollständig angefahren werden können (§ 13g Abs. 3 EnWG-E).

Schrittweise sollen insgesamt 2,7 GW Braunkohlekapazitäten für vier Jahre in die Sicherheitsbereitschaft überführt und anschließend endgültig stillgelegt werden. Die in der Sicherheitsbereitschaft gebundenen Anlagen dürfen nicht in der Kapazitäts- oder Netzreserve eingesetzt werden. Laut der Gesetzesbegründung soll die vorläufige Stilllegung der Kapazitäten in der Sicherheitsbereitschaft auch zu einer Marktberichtigung von Kraftwerken führen, die sich nördlich von häufig auftretenden Netzengpasssituationen befinden, und damit im Ergebnis zu einer Senkung von Redispatchkosten beitragen. Über die konkrete Auswahl der Kraftwerke und ein Konzept für die Sicherheitsbereitschaft hat sich die Bundesregierung mit den Betreibern anhand verschiedener Kriterien (u. a. Alter, Effizienz, regionale Aspekte und Beschäftigungseffekte) bereits Anfang November politisch verständigt. Eine verbindliche Vereinbarung soll nach Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens folgen.

Kostentragung durch die Netznutzer

Der ganz überwiegende Anteil der Kosten der Systemdienstleistungen wird in die Netznutzungsentgelte eingepreist und von den Stromverbrauchern getragen. Welchen Anteil diese Systemdienstleistungen mittlerweile am gesamten Netzentgeltvolumen von rund 18 Mrd. € ausmachen, kann nur geschätzt werden [26]. Die

Netzbetreiber sind insoweit nicht zur Offenlegung verpflichtet. Aktuelle Geschäftsberichte der ÜNB legen nahe, dass auf ÜNB-Ebene bis zu 60 % des Netzentgeltvolumens durch Systemdienstleistungen bedingt ist.

Allein im Jahr 2014 wurden für die Systemdienstleistungen Regelenergie, abschaltbare Lasten und Redispatch Kosten in Höhe von insgesamt rund 650 Mio. € über die Netzentgelte gewälzt [27]. Tendenz steigend: Durch die Verzögerung im Netzausbau sind die Redispatchkosten von 187 Mio. € in 2014 bereits im ersten Halbjahr 2015 auf voraussichtlich 253 Mio. € gestiegen [28]. Gleichzeitig wird die Vergütung für Redispatch – bedingt durch den Beschluss des OLG Düsseldorf – insgesamt nach oben angepasst. Hinzu kommen die Kosten für die Reserven. Der Gesetzgeber schätzt, dass durch die Kapazitätsreserve jährliche Kosten in Höhe von 130-260 Mio. €, durch die Netzreserve jährlich 122 Mio. € zzgl. 100-200 Mio. € für die neu zu errichtenden Anlagen und durch die Sicherheitsbereitschaft Kosten in Höhe von 230 Mio. € pro Jahr über sieben Jahre anfallen. Die Novellierung der AbLaV kann laut Ordnungsgeber dazu führen, dass sich die Kosten hierfür von 19 Mio. € in 2014 auf künftig bis zu ca. 160 Mio. € vervielfachen könnten – wobei diese Kosten nicht über die Netzentgelte vereinnahmt, sondern in einer separaten Umlage ausgewiesen werden.

Debatte über Verteilungsgerechtigkeit unausweichlich

Die Gewährleistung von Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit wird durch die neuen Instrumente wesentlich komplexer. Ob die Regelungen genügen oder gar schon zu weit gehen, kann ex ante nur schwer beurteilt werden und wird sich mit Blick auf das derzeit von der EU-Kommission vorbereitete Verordnungspaket zur Versorgungssicherheit im Stromsektor zeigen. Die fast vollständige Einpreisung der Systemdienstleistungen in die Netzentgelte wird diese künftig weiter steigen lassen – neben dem ohnehin zu erwartenden Anstieg aufgrund der Kosten des Netzausbaus. Die Diskussion der nächsten Jahre könnte sich daher weniger um die Höhe der EEG-Umlage, sondern vielmehr um die Höhe der Netzentgelte drehen. Vor diesem Hintergrund ist eine Debatte über die Verteilungsgerechtigkeit der Netzentgelte – auch unter Berücksichtigung von Privilegierungstatbeständen und zunehmender Entsolidarisierung in der Eigenerzeugung – unausweichlich.

Anmerkungen

[1] Theobald. In: Danner/Theobald, Energierecht, EL 78 September 2013, § 1 Rn. 15; vgl. auch Bericht für das BMWi „Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?“ vom Juli 2014, S. 25 ff., abrufbar unter: www.bmwi.de.

[2] Mattis, M.: Neue Herausforderungen an die Stromversorgung, emw Heft 3, 2013.

[3] „EnWG-E“ bezeichnet die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes mit dem Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 20.1.2016, BT-Drs. 18/7317, abrufbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/dip21.web/bt>.

[4] Ausschreibung des BMWi zur Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz vom 22.2.2016, abrufbar unter: www.bmwi.de.

[5] Sötebier. In: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Auflage 2015, § 13 Rn. 25.

[6] Tüngler. In: Kment, Energiewirtschaftsgesetz 1. Auflage 2015, § 13 Rn. 22; Sötebier. In: Britz/Hellermann/Hermes (Fn [5]), § 13 Rn. 28.

[7] Strommarktgesetz (Fn.[3]), Gesetzesbegründung zu § 13 Abs. 1 (S. 80).

[8] Sötebier. In: Britz/Hellermann/Hermes, (Fn [5]), § 13 Rn. 113.

[9] Vgl. zum Ganzen BNetzA: Monitoringbericht 2015, Stand 10.11.2015, Korrektur 21.3.2016, S. 122, abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de; Sötebier. In: Britz/Hellermann/Hermes, (Fn [5]), § 13 Rn. 85 ff.

[10] Eckpunktepapier BNetzA: Festlegungsverfahren zu Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten Sekundärregelung und Minutenreserve vom 23.11.2015, S. 2, BK6-15-158, BK6-15-159, abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de.

[11] Bericht der BNetzA zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, Stand: 29.6.2015, S. 23, abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de.

[12] Entwurf der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV), Stand: 7.1.2016.

[13] Bericht der BNetzA zur Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Fn. [11]), S. 49.

[14] Vgl. Interview mit Armin Schnettler: Die Menschen müssen sich in Zukunft umstellen. Aachener Nachrichten vom 4.5.2013, abrufbar unter: <https://publications.rwth-aachen.de/record/214872>.

[15] Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Energieleitungsbaus vom 21.12.2015, BGBl. I. S.2490.

[16] EEG in Zahlen, Bericht der BNetzA für das Berichtsjahr 2014, abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de

[17] BNetzA: Monitoringbericht 2015 (Fn. [9]), S. 104.

[18] Tüngler. In: Kment (Fn. [6]), § 13 Rn. 24.

[19] BNetzA: Monitoringbericht 2015 (Fn. [9]), S. 104.

[20] Ruttloff/Kindler: Redispatch – gestern, heute und morgen, EnWZ 2015, 401 [402]; Sötebier. In: Britz/Hellermann/Hermes (Fn [5]), § 13 Rn. 36 ff.

[21] Beschluss OLG Düsseldorf vom 28.4.2015, Az. VI-3 Kart 313/12 (V), BeckRS 2015, 10282.

[22] OLG Düsseldorf (Fn. [21]), Rz. 145 ff.

[23] Vgl. Pressemitteilung der n-ergie vom 26.2.2016, abrufbar unter: www.n-ergie.de.

[24] Quartalsbericht der BNetzA zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Erstes und Zweites Quartal 2015, S. 12, 28, Stand 7.12.2015, abrufbar unter: www.bundesnetzagentur.de.

[25] Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserververordnung – KapResV), Stand: 27.10.2015, abrufbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/dip21.web/bt>.

[26] Diese Zahl bezieht sich auf das Jahr 2012, vgl. Studie im Auftrag des BMWi: Moderne Verteilernetze für Deutschland. Abschlussbericht vom 12.2014, Management Summary V, abrufbar unter: www.bmwi.de

[27] BNetzA: Monitoringbericht 2015 (Fn. [9]), S. 104.

[28] Quartalsbericht BNetzA (Fn. [24]), S. 6.

S. Schweizer, Rechtsanwältin und Partnerin Kanzlei Schweizer Legal, Berlin; Prof. Dr-Ing. Dipl.-Kfm. M. Mattis, Inhaber multi utility consulting, Stuttgart
sarah.schweizer@schweizerlegal.de
mattis@multi-utility.de