

# N&R

## Netzwirtschaften & Recht

Energie, Telekommunikation,  
Verkehr und andere Netzwirtschaften

3&4/2021

S. 129 – 192

18. Jahrgang

Herausgegeben von  
Achim Berg  
Wilhelm Eschweiler  
Peter Franke  
Andrees Gentzsch  
Martin Henke  
Jochen Homann  
Alexander Kirschall  
Wolfgang Kopf  
Stephan Korehnke  
Matthias Kurth  
Jochen Mohr  
Andreas Mundt  
Birgit Ortlieb  
Stefan Richter  
Franz Jürgen Säcker  
Christian Seyfert  
Geschäftsführender  
Herausgeber  
Christian Koenig  
Schriftleitung  
Institut für das Recht  
der Netzwirtschaften,  
Informations- und  
Kommunikations-  
technologie (IRNIK)  
www.nundr.net

- |   |     |
|---|-----|
| ■ <i>Andreas Pinkwart</i><br>Ambitionierte Ziele, innovative Ansätze:<br>auf dem Weg zum flächendeckenden Gigabit- und<br>Mobilfunkausbau | 129 |
| ■ <i>Carsten von Gneisenau</i><br>Zuschaltbare Lasten im System der Anreizregulierung   | 130 |
| ■ <i>Liv Hagmann</i><br>Förderung des Zubaus von Stromspeichern<br>durch Regulierungsrecht  | 135 |
| ■ <i>Hartmut Weyer</i><br>EU-Strommarktdesign:<br>Rechtsfragen von Knotenpreisen  | 142 |
| ■ <i>Benedikt Freese</i><br>Die neue Frequenzordnung des TKG  | 149 |
| ■ <i>Danielle Herrmann</i><br>Das Telekommunikationsrecht im Jahr 2020  | 156 |
| ■ <i>Thomas Höppner/Maximilian Volmar/<br/>Philipp Westerhoff</i><br>Vergleichsmarktmethode in der Postentgeltregulierung                 | 167 |
| ■ <i>Thilo Richter</i><br>Anmerkung zum Beschluss des BGH:<br>genereller sektoraler Produktivitätsfaktor                                  | 186 |
| ■ <i>Carina Panek</i><br>Anmerkung zum Beschluss des BVerwG:<br>Genehmigung der Entgelte für Verbindungsleistungen                        | 191 |
| N&R-Beilage 1/2021  |     |
| <i>Jörg Meinzenbach/Rebecca Klein/Dirk Uwer</i><br>Grenzenlose Unabhängigkeit<br>der nationalen Regulierungsbehörde?                      | 1   |
| <i>Paul David Rieger</i><br>Die „Xgen“-Entscheidung des BGH: Unabhängigkeit<br>der Bundesnetzagentur bei der Methodenanwendung?           | 10  |

Prof. Dr. Hartmut Weyer\*

## EU-Strommarktdesign: Rechtsfragen von Knotenpreisen

*Der europäische Elektrizitätsbinnenmarkt folgt derzeit einem zonalen Strommarktdesign, das für die Zwecke des Stromgroßhandels in der Regel einen engpassfreien Stromtransport innerhalb jeder Stromgebotszone zugrunde legt. Als eine mögliche Alternative wird zunehmend die Einführung eines Knotenpreissystems („nodal pricing“) mit räumlich differenzierten Stromgroßhandelspreisen diskutiert. Im Folgenden werden erste Überlegungen zu den rechtlichen Implikationen einer solchen Änderung des Strommarktdesigns angestellt. Im Ergebnis erscheint es möglich, Knotenpreissysteme innerhalb von Gebotszonen zu implementieren. Allerdings würde dies weitreichende Folgeänderungen des derzeitigen Strommarktdesigns erfordern.*

### I. Einleitung

Die Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 legt ein zonales Strommarktdesign zugrunde. Hierbei wird der Elektrizitätsbinnenmarkt in Stromgebotszonen aufgeteilt, innerhalb derer Stromhandelsgeschäfte ohne Kapazitätsvergabe möglich sind, ungeachtet etwaiger Netzengpässe. In der Regel bilden sich damit einheitliche, d. h. räumlich nicht differenzierte Stromgroßhandelspreise innerhalb der jeweiligen Gebotszone. Dies hat Vorteile für den Stromhandel, führt aber zu gesteigerten Anforderungen an den Netzbetrieb und erhöhten Netzkosten aufgrund des erforderlichen Engpassmanagements. Demgegenüber wird die Übertragungskapazität zwischen den Gebotszonen beschränkt, wobei allerdings spätestens ab Ende 2025 eine gebotszonenübergreifende Mindesthandelskapazität i. H. v. 70 % der technisch verfügbaren Übertragungskapazität bereitgestellt werden muss.

Angesichts umfangreicher Netzengpässe wird die Eignung dieses zonalen Marktdesigns unter den Gesichtspunkten der Effizienz und der Versorgungssicherheit in Frage gestellt. Verbesserungen werden nicht nur innerhalb des bestehenden Marktdesigns durch einen Neuzuschnitt der Gebotszonen in Betracht gezogen, sondern auch durch Änderung des Marktdesigns. Zunehmend diskutiert wird die Einführung von Knotenpreissystemen („nodal pricing“) mit räumlich differenzierten Stromgroßhandelspreisen.<sup>1</sup> Der folgende Beitrag stellt daher zunächst das (derzeitige) zonale Strommarktdesign (sogleich, unter II.) und das Konzept der Knotenpreise (unten, unter III.) dar. Auf dieser Basis wird untersucht, inwieweit ein Knotenpreissystem mit einem zonalen Strommarktdesign vereinbar wäre und welche Rechtsänderungen ggf. erforderlich wären (unten, unter IV.). Die Ergebnisse werden abschließend zusammengefasst (unten, unter V.).

### II. Zonales Strommarktdesign

#### 1. Konzept der Elektrizitätsverordnung

Die am 1. Januar 2020 in Kraft getretene Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 legt ein Strommarktdesign zugrunde, in dem der unionsweite Elektrizitätsbinnenmarkt in Gebotszonen aufgeteilt ist. Hierbei bezeichnet eine „Gebotszone“ gemäß Art. 2 Nr. 65 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 das größte geographische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können. Den Gebotszonenengrenzen müssen nach Art. 14 Abs. 1 der Verordnung langfristige, strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen zugrunde liegen. Gemäß diesem Konzept weisen Gebotszonen

an den Außengrenzen strukturelle Engpässe auf, während innerhalb der Gebotszonen grundsätzlich<sup>2</sup> keine strukturellen Engpässe bestehen dürfen. Damit die Gebotszonen optimal konfiguriert sind, sieht Art. 14 Abs. 3 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 eine Überprüfung der Gebotszonen vor, die alle strukturellen Engpässe ermittelt und eine koordinierte Analyse der einzelnen Gebotszonenkonfigurationen gemäß der Engpassmanagementverordnung (EU) 2015/1222<sup>3</sup> umfasst. Hierbei sollen die aktuellen Gebotszonen danach bewertet werden, ob mit ihnen ein verlässliches Marktumfeld, auch für flexible Erzeugungs- und Lastkapazitäten, geschaffen werden kann, damit Netzengpässe verhindert, Elektrizitätsangebot und -nachfrage im Gleichgewicht gehalten und die langfristige Sicherheit von Investitionen in die Netzinfrastruktur sichergestellt werden können. Die derzeit bestehenden Gebotszonen sind zumeist deckungsgleich mit den Staatsgebieten der Mitgliedstaaten.<sup>4</sup>

An den Gebotszonenengrenzen wird den Marktteilnehmern gemäß Art. 16 Abs. 4 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 (nur) die unter Einhaltung der Sicherheitsnormen maximal verfügbare Kapazität zur Verfügung gestellt. Zur Kapazitätsberechnung können entweder der Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität („Net Transfer Capacity“, NTC) nach Art. 2 Nr. 8 der Engpassmanagementverordnung (EU) 2015/1222 oder der lastflussbasierte Ansatz nach Art. 2 Nr. 9 der Engpassmanagementverordnung (EU) 2015/1222 Anwendung finden. Im Fall von Engpässen an den Gebotszonenengrenzen können nicht alle gewünschten Stromhandelsgeschäfte ausgeführt werden, womit sich abweichende Stromgroßhandelspreise in unterschiedlichen Gebotszonen ergeben können. Eine Kapazitätsbeschränkung für den gebotszonenübergreifenden Handel ist gemäß Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 allerdings nicht zulässig, um einen Engpass in der eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Diese Anforderung gilt als erfüllt, wenn für den zonenübergreifenden Handel eine Mindestkapazität von 70 % der koordinierten Nettoübertragungskapazität beziehungsweise der bei lastflussgestützten

\* Der vorliegende Beitrag knüpft an die Ergebnisse der vom Verfasser gemeinsam mit Prof. Dr. Felix Müsgens geleiteten Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“ im ESYs-Projekt der Wissenschaftsakademien an, vgl. Weyer u. a., Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem, 2020, sowie die Stellungnahme von acatech/Leopoldina/Akademienunion, Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem, 2020.

- 1 Als weitere Alternative kommt insbesondere die Einführung auslastungsorientierter Netzentgelte in Betracht, vgl. etwa Consentec/Fraunhofer ISI, Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende, 2018, S. 83 ff., 130 f.; Verband der europäischen Regulierungsbehörden (Council of European Energy Regulators, CEER), CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition, 2020, S. 15 ff.; Weyer u. a., Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem, 2020, S. 68 ff.
- 2 Ausnahmen bestehen, wenn interne strukturelle Engpässe keine Auswirkungen auf benachbarte Gebotszonen haben oder die Auswirkungen (vorübergehend) durch Entlastungsmaßnahmen gemindert werden und sie keine Verringerung der zonenübergreifenden Handelskapazität entsprechend Art. 16 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 bewirken.
- 3 Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.
- 4 Lediglich Dänemark, Italien und Schweden sowie Norwegen als Mitgliedstaat des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR) haben ihre Staatsgebiete derzeit in mehrere Stromgebotszonen aufgeteilt.

Ansätzen gesetzten Grenze bereitgestellt wird.<sup>5</sup> In diesem Rahmen wird also dem gebotszonenübergreifenden Stromhandel Vorrang eingeräumt.

Werden in einem Mitgliedstaat interne strukturelle Engpässe festgestellt, so hat der betreffende Mitgliedstaat gemäß Art. 14 Abs. 7 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 die Möglichkeit, entweder seine Gebotszonenkonfiguration zu überprüfen und anzupassen oder aber nationale oder multinationale Aktionspläne gemäß Art. 15 der Verordnung festzulegen. Im Falle der Annahme eines Aktionsplans muss der Mitgliedstaat spätestens bis zum 31. Dezember 2025 die Mindestübertragungskapazität von 70 % gemäß Art. 16 Abs. 8 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 erreichen und hierzu eine lineare Verlaufskurve einhalten (vgl. Art. 15 Abs. 2 der Verordnung [EU] 2019/943). Doch kann eine Aufteilung der Gebotszone auch nach 2025 verhindert werden, wenn der Mitgliedstaat auf eigene Kosten entsprechende Entlastungsmaßnahmen ergreift, um die Mindesthandelskapazität zu gewährleisten (vgl. Art. 15 Abs. 6 sowie Erwägungsgrund 31 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943). Nicht weiter konkretisierte zeitliche Einschränkungen der Zulässigkeit einer solchen Abweichung könnten sich aus Art. 14 Abs. 1 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 ergeben, wonach die Einhaltung der Anforderungen an die zonenübergreifende Handelskapazität nur eine „vorübergehende“ Ausnahme zulässt.

Soweit einzelne Stromhandelsgeschäfte innerhalb einer Gebotszone aufgrund fehlender Stromtransportkapazitäten nicht mittels der von den Marktteilnehmern geplanten Einspeisungen und Entnahmen ausgeführt werden können, müssen die Netzbetreiber im Wege des Engpassmanagements eingreifen, um die Versorgung der Stromverbraucher unter Wahrung der Systemsicherheit sicherzustellen. Dazu dienen neben netzbezogenen Maßnahmen (z. B. Netzschaltungen) das „Countertrading“ und der „Redispatch“. „Countertrading“ bezeichnet einen zonenübergreifenden Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird (vgl. Art. 2 Nr. 27 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943). Hierzu können insbesondere gegenläufige Handelsgeschäfte am Folgetages-/„Day-ahead“- oder Tages-/„Intraday“-Markt veranlasst werden.<sup>6</sup> Im Falle des „Redispatch“ werden das Erzeugungs- oder Lastmuster oder beide verändert, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen (vgl. Art. 2 Nr. 26 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943). „Redispatch“-Leistungen müssen gemäß Art. 13 Abs. 2 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 grundsätzlich marktbasierend beschafft werden, doch ist ein nicht marktbasierter „Redispatch“ ausnahmsweise zulässig, insbesondere bei Gefahr marktmächtiger Stellungen oder strategischen Bietverhaltens der Flexibilitätsanbieter (vgl. Art. 13 Abs. 3 lit. c und d der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943).<sup>7</sup> Bei Beteiligung mehrerer Übertragungsnetzbetreiber an „Countertrading“ oder „Redispatch“ ist gemäß Art. 16 Abs. 4 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943, Art. 74 der Engpassmanagementverordnung (EU) 2015/1222 eine Methode zur Kostenteilung zu erarbeiten.

## 2. Insbesondere deutsch-luxemburgische Gebotszone

Deutschland bildet derzeit mit Luxemburg eine gemeinsame Gebotszone. Dagegen wurde die gemeinsame Gebotszone mit Österreich aufgrund der hohen Engpassmanagementkosten und der entstehenden Ringflüsse über die Nachbarstaaten zum 1. Oktober 2018 aufgegeben und nur noch eine langfristige grenzüberschreitende Mindesthandelskapazität i. H. v. 4900 Megawatt (MW) garantiert.<sup>8</sup> Für den deutschen Teil<sup>9</sup> der Gebotszone verpflichtet § 3a StromNZV die Übertragungsnetzbetreiber explizit, Handelstransaktionen innerhalb des

Gebiets der Bundesrepublik Deutschland ohne Kapazitätsvergabe in der Weise zu ermöglichen, dass das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland eine einheitliche Stromgebotszone bildet. Sie dürfen insbesondere nicht einseitig eine Kapazitätsvergabe einführen, die zu einer einseitigen Aufteilung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone führen würde. Vielmehr sollen die Übertragungsnetzbetreiber durch Maßnahmen des Netzausbaus sowie durch technische oder marktliche Maßnahmen wie „Redispatch“ und „Countertrading“ sicherstellen, dass Handelstransaktionen innerhalb Deutschlands uneingeschränkt möglich sind.<sup>10</sup> Gemäß der Regierungsbegründung sollen damit insbesondere uneinheitliche Großhandelsstrompreise in Deutschland vermieden werden. Unabhängig von den unterschiedlichen Einschätzungen zu den Auswirkungen einer Aufteilung habe eine solche Entwicklung unstreitig Verteilungs- und Preiseffekte mit gesamtgesellschaftlicher Relevanz zur Folge. Das könne sich möglicherweise auf die Zubauraten und die Rentabilität von Erneuerbare-Energien-Anlagen auswirken und in der Folge auch die Grundlagen des bisher geplanten Netzausbaus in Frage stellen.<sup>11</sup> Über eine Aufteilung der Gebotszone solle daher nicht ohne Beteiligung der Bundesregierung entschieden werden, ohne damit allerdings die unionsrechtlichen Vorgaben zum Gebotszonenzuschnitt in Frage zu stellen.<sup>12</sup> Deutschland hat inzwischen deutlich gemacht, dass es auch weiterhin an der einheitlichen deutschen Stromgebotszone festhalten will.<sup>13</sup>

Innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone kommt ein System des sog. portfoliobasierten „Self-Dispatch“ zur Anwendung. Grundsätzlich können die Marktteilnehmer damit unabhängig von den verfügbaren Transportkapazitäten entscheiden, welche Stromhandelsgeschäfte sie abschließen und mittels welcher Anlagen sie Strom in das Netz einspeisen bzw. aus dem Netz entnehmen wollen.<sup>14</sup> Der Stromgroßhandelspreis ist innerhalb der Gebotszone räumlich nicht differenziert. Etwaige Netzengpässe müssen durch Engpassmanagementmaßnahmen bewältigt werden. Diese erfolgen in Deutschland überwiegend im Wege des nicht marktbasierenden (kostenbasierten) „Redispatch“ nach § 13a EnWG.<sup>15</sup> Zur Begründung des kostenbasierten Ansatzes verweist Deutschland auf die Gefahren durch marktmächtige Stellungen und strategisches Bietverhaltens der Flexibilitätsanbieter, die sich aus den räumlichen Anforderungen an die eingesetzten Anlagen ergeben und zu erheblichen Kostensteigerungen sowie einer Steigerung des Flexibilitätsbedarfs führen könnten.<sup>16</sup> Die Kosten des Engpassmanagements in Deutschland betragen

5 Zur Umsetzung der Mindestübertragungskapazität von 70% vgl. Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER), Empfehlung Nr. 1/2019 v. 8.8.2019.

6 Vgl. Weyer u. a. (Fn. 1), S. 20, 41 f. Im Falle Deutschlands kommen neben gebotszonenübergreifenden Handelsgeschäften ähnlich auch gegenläufige regelzonenübergreifende Handelsgeschäfte innerhalb der Gebotszone in Betracht.

7 Auf die damit verbundenen Fragen kann hier nicht näher eingegangen werden, vgl. dazu etwa Weyer/Iversen, RdE 2019, 485.

8 Vgl. Bundesnetzagentur, Pressemitteilung v. 15.5.2017. Die Entscheidung des EuG, ECLI:EU:T:2019:761 (Urt. v. 24.10.2019 – Rs. T-332/17) – E-Control/ACER, lässt die Rechtmäßigkeit der Gebotszonen-trennung offen.

9 Vgl. dazu auch die Verordnungsbegründung, BR-Drs. 719/17, 3.

10 Verordnungsbegründung, BR-Drs. 719/17, 3, 8.

11 Hierzu und zum Vorstehenden: Verordnungsbegründung, BR-Drs. 719/17, 3, 3 f., 7 f.

12 Vgl. die Verordnungsbegründung, BR-Drs. 719/17, 3, 5 f., 8.

13 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Aktionsplan Gebotszone, 2019, S. 3.

14 Vgl. Weyer u. a. (Fn. 1), S. 30 f.

15 Ab dem 1.10.2021 umfasst der weiterentwickelte „Redispatch 2.0“ auch das ehemalige Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG 2017 bzw. EEG 2021 a. F., vgl. näher Weyer/Iversen, RdE 2021, 1.

16 Vgl. BMWi (Fn. 13), S. 21 f.

für das Jahr 2019 ca. 1,28 Milliarden Euro.<sup>17</sup> Sie werden über die Netzentgelte auf die Netznutzer umgelegt. Hierbei ist die Kostenverteilung nach der geltenden Netzentgeltsystematik weitgehend unabhängig von dem Beitrag des jeweiligen Netznutzers zur Entstehung von Netzengpässen.<sup>18</sup> Die Netzentgelte entfalten daher grundsätzlich ebenso wenig eine Lenkungswirkung zur Vermeidung von Netzengpässen wie die Stromgroßhandelspreise.

Für Deutschland stellt sich die Frage nach dem Umgang mit internen strukturellen Engpässen. Diskutiert wird vor allem das Vorliegen struktureller Engpässe zwischen Nord- und Süddeutschland.<sup>19</sup> Das Bundeswirtschaftsministerium geht auf Grundlage einer Analyse der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber davon aus, dass zumindest die unmittelbare Anwendung der gebotszonenübergreifenden Mindesthandelskapazität von 70 % zu strukturellen Engpässen führen würde. Diese wären über das gesamte deutsche Übertragungsnetz verteilt und würden keinen eindeutigen Weg für den Verlauf einer Gebotszonenteilung vorzeichnen.<sup>20</sup> Deutschland hat daher Ende 2019 einen Aktionsplan gemäß Art. 15 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 vorgelegt.<sup>21</sup> Allerdings könnten auch Ende des Jahres 2025 weiterhin innerdeutsche Engpässe in erheblichem Umfang vorliegen.<sup>22</sup>

### 3. Vor- und Nachteile des zonalen Strommarktdesigns

Das zonale Strommarktdesign zielt darauf, bei der Festlegung der Gebotszonen Stromhandel und Transportkapazitäten gemeinsam in den Blick zu nehmen. Die Gebotszonen müssen nach Art. 14 Abs. 1 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 so gestaltet sein, dass größtmögliche wirtschaftliche Effizienz sichergestellt ist und sich gemäß Art. 16 der Verordnung möglichst viele Möglichkeiten zum zonenübergreifenden Handel ergeben, während gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhalten bleibt. Hierbei lässt die Bildung von Gebotszonen auch bei einer Gebotszonenteilung grundsätzlich weiter liquide Stromgroßhandelsmärkte erwarten.<sup>23</sup> Auch die Gefahr marktbeherrschender Stellungen auf den Stromgroßhandelsmärkten ist aufgrund der zonalen Struktur eingeschränkt. Zugleich kann den Gefahren marktmachtbedingt überhöhter Beschaffungskosten für „Redispatch“ und steigenden „Redispatch“-Bedarfs infolge von strategischem Bietverhalten begegnet werden, indem ausnahmsweise ein nicht marktbasierter (kostenbasierter) „Redispatch“ erfolgt.

Die Ausrichtung an strukturellen Engpässen, verbunden mit der Vorgabe gebotszonenübergreifender Mindesthandelskapazitäten, wirft dennoch Fragen hinsichtlich Effizienz und Versorgungssicherheit auf. Ein „struktureller Engpass“ bezeichnet gemäß Art. 2 Nr. 6 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 einen Engpass im Übertragungsnetz, der eindeutig festgestellt werden kann, vorhersehbar ist, geographisch über längere Zeit stabil bleibt und unter normalen Bedingungen des Stromsystems häufig wiederauftritt. Damit werden Engpässe im Übertragungsnetz nicht berücksichtigt, wenn sie nur sporadisch auftreten oder geographisch häufig wechseln. Dies ist umso problematischer, wenn sich die Lastflüsse im Übertragungsnetz aufgrund eines umfangreichen Zubaus neuer Erzeugungskapazitäten, deren hoher Witterungsabhängigkeit und veränderten Verbrauchsverhaltens (etwa aufgrund zunehmender Sektorenkopplung) schnell verändern. Außerdem werden Engpässe im Stromverteilernetz, die stark an Bedeutung gewinnen, allenfalls mittelbar berücksichtigt. Zudem erscheint unklar, inwieweit die 70 %-Schwelle für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel den Zielen von wirtschaftlicher Effizienz und Versorgungssicherheit entspricht. Der Unionsgesetzgeber will hiermit eindeutige Mindestwerte für die verfügbare Kapazität für den zonenübergreifenden Handel festlegen, um die Auswirkungen von Ringflüssen und internen Engpässen auf den

zonenübergreifenden Handel zu verringern und um den Marktteilnehmern einen vorhersehbaren Kapazitätswert zu geben.<sup>24</sup> Doch wird nicht deutlich, ob die Vorteile für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel mit den Nachteilen des erforderlichen Engpassmanagements abgewogen wurden. Vielmehr spricht Erwägungsgrund 31 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 von „voneinander abweichenden Grundsätzen der Optimierung der Gebotszonen“, was unterschiedliche Einschätzungen andeutet.<sup>25</sup> Die Folgenabschätzung („Impact Assessment“) zur Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 enthielt keine Prüfung, weil eine gebotszonenübergreifende Mindesthandelskapazität zunächst nicht vorgesehen war.<sup>26</sup>

Weitere Fragen wirft die bisherige Entscheidung Deutschlands für eine einheitliche deutsche (und luxemburgische) Gebotszone auf. Sie räumt den Erleichterungen des innerzonalen Stromhandels generell Vorrang gegenüber den Nachteilen des Engpassmanagements ein und soll insbesondere einen einheitlichen Stromgroßhandelspreis sicherstellen. Umfangreiche Netzengpässe werden damit auch für längere Zeit in Kauf genommen. An den Grenzkuppelstellen zu den Nachbarstaaten (außer Luxemburg) wird dagegen umgekehrt der Begrenzung des Engpassmanagements Vorrang gegenüber dem grenzüberschreitenden Stromhandel eingeräumt. Dieser Ansatz wird nunmehr allerdings durch die unionsrechtlichen Anforderungen an die Verfügbarkeit gebotszonenübergreifender Mindesthandelskapazitäten beschränkt.<sup>27</sup> Eine verlässliche Analyse der Vor- und Nachteile der Entscheidung für eine einheitliche deutsche Gebotszone mit räumlich nicht differenzierten Stromgroßhandelspreisen ist problematisch. Die Verordnungsbegründung zu § 3a StromNZV stellte insoweit lediglich fest, die Auswirkungen einer Aufteilung der Stromgebotszone würden unterschiedlich eingeschätzt.<sup>28</sup> Der Aktionsplan Gebotszone sieht die Vorteile der einheitlichen Gebotszone in einer Senkung der Strombeschaffungskosten aufgrund des Einsatzes der gebotszonenweit kostengünstigsten Erzeugungstechnologien und in der hohen Liquidität des Strommarktes, welche die Marktmacht von großen Anbietern reduziere und innovativen Akteuren den Markteintritt ermögliche. Zudem sei ein gewisses Maß an „Redispatch“ innerhalb einer Gebotszone effizient. Im Ergebnis überwiegen die gesamtwirtschaftlichen Vorteile einer einheitlichen Gebotszone.<sup>29</sup>

17 Bundesnetzagentur/BKartA, Monitoringbericht 2020, S. 132.

18 Näher Weyer u. a. (Fn. 1), S. 37 f.

19 Vgl. etwa Monopolkommission, 3. Sektorgutachten Energie, BT-Drs. 17/7181, 1, 107 f. Tz. 388 ff.; *Marjanovic* u. a., et 6/2019, 79.

20 BMWi (Fn. 13), S. 2. Eine erhebliche Zunahme des Engpassmanagements („Countertrading“) wurde auch aufgrund der stark erhöhten Mindesthandelskapazitäten an der Grenze Deutschland und Dänemark-West festgestellt, vgl. Bundesnetzagentur/BKartA (Fn. 17), S. 136 f., 145 f.

21 Siehe Fn. 13.

22 Vgl. *Marjanovic* u. a., et 6/2019, 79; v. *Stein* u. a., ew 2020, 1.

23 Zu den Auswirkungen der Trennung der gemeinsamen Gebotszone zwischen Deutschland/Luxemburg und Österreich vgl. ACER/CEER, Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2019, Version 1.2, 2021, S. 40 ff., wo nur ein gewisser Rückgang der Terminmarktliquidität für Österreich festgestellt wurde.

24 Erwägungsgrund 27 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943.

25 Kritisch unter Effizienz- und Versorgungssicherheitsaspekten *Teipel/Hansen*, in: Gundel/Lange, Europäisches Energierecht zwischen Klimaschutz und Binnenmarkt, 2020, S. 45, 62 ff.; *Borowski*, *Energies* 13 (2020), 4182 (doi:10.3390/en13164182), S. 9.

26 Vgl. Kommission, Impact Assessment, SWD (2016) 410.

27 Neben den Vorgaben des Art. 16 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 ergeben sich für die deutsch-dänische Grenze zudem Mindesthandelskapazitäten aus einem Missbrauchsverfahren der Kommission, vgl. Kommission, Pressemitteilung IP/18/6722 v. 7.12.2018; Bundesnetzagentur/BKartA (Fn. 17), S. 136 f., 145 f., 221.

28 Verordnungsbegründung, BR-Drs. 719/17, 3.

29 BMWi (Fn. 13), S. 2 f.

### III. Knotenpreissysteme

#### 1. Grundkonzept

Vor dem Hintergrund der Vor- und Nachteile eines zonalen Strommarktdesigns wird zunehmend die Einführung von Knotenpreisen („nodal pricing“)<sup>30</sup> diskutiert.<sup>31</sup> Hierdurch soll die Verzahnung von Stromhandel und Stromtransportkapazitäten weiter verbessert werden. In einem Knotenpreissystem werden Stromgroßhandelspreise idealerweise für jeden Netzknoten (Einspeise- oder Entnahmepunkt) auf Grundlage der Gebote der Marktteilnehmer und der verfügbaren Transportkapazitäten für den betreffenden Zeitraum gebildet.<sup>32</sup> Die Knotenpreise werden durch einen zentralen Akteur, in den Vereinigten Staaten von Amerika z. B. einen „Independent System Operator“ (ISO),<sup>33</sup> auf Grundlage eines Preisbildungsalgorithmus bestimmt. Knotenpreise geben dabei die Grenzkosten für eine zusätzliche Entnahme an dem jeweiligen Netzknoten unter Berücksichtigung der Transportkapazitäten an.<sup>34</sup> Ggf. können noch weitere Parameter in das Knotenpreissystem integriert werden wie insbesondere die Auswirkungen der Einsatzentscheidungen auf die Netzverluste.<sup>35</sup> Soweit die Transportkapazitäten einen ausreichenden Leistungsaustausch zulassen, gleichen sich die Preise der betreffenden Netzknoten an. Die Strompreisbildung wird auf zeitlich getrennten Marktstufen (zumindest Folgetages-/„Day Ahead“-Markt und Echtzeit-/„Real Time“-Markt) an den jeweils aktuellen Informationsstand angepasst. Auf dieser Grundlage trifft der zentrale Akteur dann zentral die Einsatzentscheidungen („Dispatch“) für die Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen. Im Idealfall wird die Gefahr von Netzengpässen durch ein Knotenpreissystem daher vollständig ausgeschlossen.<sup>36</sup> Als Vorteil von Knotenpreissystemen wird vielfach, neben dem Wegfall (kurzfristiger) Engpassmanagementmaßnahmen, auch das Setzen von Anreizen für (langfristige) Investitionen in Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen angesehen.<sup>37</sup>

In einem Knotenpreissystem geben Marktteilnehmer grundsätzlich knotenscharfe Gebote ab. Auf dieser Grundlage werden komplexe Lastflussberechnungen zur Ermittlung von Netzengpässen durchgeführt. Eine exakte Lastflussberechnung stößt nicht nur hinsichtlich Datenverfügbarkeit und Rechenaufwand, sondern auch hinsichtlich der Prognostizierbarkeit von Einspeisungen und Entnahmen an Grenzen. Die existierenden Knotenpreissysteme beschränken sich in der Regel auf die oberen Netzebenen. Teilweise werden auch Durchschnittspreise für mehrere Knoten umfassende Zonen gebildet und ergänzend ggf. Absicherungsgeschäfte auf Basis finanzieller Übertragungsrechte zwischen Knoten oder Zonen von mehreren Knoten abgeschlossen. In Texas, einem Stromsystem etwa von der Größe Deutschlands, werden Preise an rund 12 000 einzelnen Knoten ausgewiesen.<sup>38</sup> Mit wachsender Bedeutung der unteren Netzebenen für Einspeisungen (z. B. Windenergie und Photovoltaik) und Entnahmen (z. B. elektrische Wärmepumpen und E-Mobilität) verliert ein auf die oberen Netzebenen beschränktes Knotenpreissystem allerdings an Verlässlichkeit, da Rückspeisungen und Entnahmen der unteren Netzebenen zunehmend zu Netzengpässen auch im Übertragungsnetz führen können. Inzwischen wird daher teilweise eine Ausdehnung von Knotenpreissystemen auf untere Netzebenen in Betracht gezogen.<sup>39</sup> Auch in weiteren Aspekten können sich Knotenpreissysteme erheblich unterscheiden, etwa hinsichtlich Gebotsinhalt,<sup>40</sup> zeitlicher Aktualisierung der Knotenpreise<sup>41</sup> und Bewältigung von Marktmachtproblemen<sup>42</sup>.

Knotenpreissysteme kommen in den Mitgliedstaaten der EU derzeit nicht zur Anwendung.<sup>43</sup> Eine gewisse Nähe weisen allerdings Systeme mit zentraler Einsatzsteuerung der

(Erzeugungs-) Anlagen auf (zentraler „Dispatch“), wie sie in Griechenland, Irland (einschließlich Nordirland), Italien und Polen Anwendung finden. Auch diese bieten die Möglichkeit, bereits bei der Einsatzplanung der Anlagen die Gefahr von Netzengpässen zu berücksichtigen (näher unten, unter IV. 2. a)). Außerhalb der EU finden Knotenpreissysteme insbesondere für große U.S.-amerikanische Übertragungsnetze Anwendung.<sup>44</sup> Außerdem bestehen Knotenpreissysteme etwa in Russland, Australien, Neuseeland und Singapur.<sup>45</sup>

#### 2. Vor- und Nachteile von Knotenpreissystemen

Knotenpreise setzen aufgrund der systematischen Verknüpfung von Erzeugungskosten und Transportkapazitäten im Idealfall sehr effiziente Preissignale für den Einsatz („Dispatch“) von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen. Im Falle von Netzengpässen wird somit ggf. nicht die Erzeugungsanlage mit den geringsten Erzeugungskosten eingesetzt, sondern die nächstgünstigste Anlage, die unter Beachtung der Transportkapazitäten zur Versorgung geeignet ist. Damit werden – bei korrekter Abbildung von Erzeugungskosten und

30 Häufig wird auch von „locational marginal pricing“ gesprochen, das als Unterfall des „nodal pricing“ angesehen werden kann.

31 Vgl. etwa *Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera*, Nodal pricing in the European Internal Energy Market, JRC Technical Reports No. JRC119977, 2020; *Borowski*, *Energies* 13 (2020), 4182 (doi:10.3390/en13164182); *Weyer* u. a. (Fn. 1), S. 57 ff., sowie die Stellungnahme von *acatech/Leopoldina/Akademienunion*, Netzengpässe als Herausforderung für das Stromversorgungssystem, 2020, S. 35 ff.; *Ashour Novirdoust* u. a., *Electricity Spot Market Design 2030-2050*, 2021.

32 Vgl. zu Knotenpreissystemen insbesondere *Monitoring Analytics*, *State of the Market Report for PJM 2019, 2020*, Bd. 2, S. 517 ff.; *Consentec/Neon*, *Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich*, 2018, S. 7 ff.; *Kunz/Neuhoff/Rosellón*, *Energy Economics* 60 (2016), 176; *Neuhoff* u. a., *Energy Economics* 40 (2013), 760.

33 Der „Independent System Operator“ (ISO) nach U.S.-amerikanischem Konzept ist nicht identisch mit einem „Unabhängigen Netzbetreiber“ (häufig auch als ISO bezeichnet) i. S. v. Art. 44 der Elektrizitätsrichtlinie 2019/944.

34 Vgl. *Potomac Economics*, 2019 *State of the Market Report for the MISO Electricity Markets*, 2020, S. 55; *Wolak*, *American Economic Review* 101 (3) (2011), 247, 249; *Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera* (Fn. 31), S. 7. Ähnlich *Consentec/Neon* (Fn. 32), S. 7.

35 So häufig in den U.S.-amerikanischen Knotenpreissystemen, vgl. etwa *Monitoring Analytics* (Fn. 32), S. 517.

36 Der zentrale Akteur hält jedoch Reserven zum Systemausgleich vor, vgl. für die U.S.-Knotenpreissysteme *Cramton*, *Oxford Review of Economic Policy* 33 (2017), 589, 598 f.

37 Vgl. etwa *Ashour Novirdoust* u. a. (Fn. 31), S. 32 ff.

38 *Neon/Consentec*, *Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem*, 2018, S. 50 ff.

39 Vgl. etwa *Potomac Economics*, 2019 *State of the Market Report for the New York ISO Markets*, 2020, S. 38 ff.; vgl. auch *Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera* (Fn. 31), S. 18.

40 In den Vereinigten Staaten von Amerika sind dreiteilige Gebote verbreitet (Hochfahrkosten bzw. „start-up cost“, Mindestenergiekosten bzw. „minimum-energy cost“, Energieangebotskurve bzw. „energy offer curve“ [gibt die Grenzkosten bzw. „marginal cost“ für Energie an]), vgl. *Cramton*, *Oxford Review of Economic Policy* 33 (2017), 589, 595.

41 Neben Folgetages-/„Day Ahead“-Markt und Echtzeit-/„Real Time“-Markt kommt insbesondere die Einführung von Tages-/„Intraday“-Preissignalen in Betracht, vgl. *Herrero/Rodilla/Batlle*, *Enhancing Intraday Price Signals in U.S. ISO Markets*, MIT Energy Initiative Working Paper, 2016; *Ahlqvist/Holmberg/Tangerås*, *Central- versus Self-Dispatch in Electricity Markets*, Cambridge Working Paper in Economics 1902, 2019, S. 3.

42 Vgl. z. B. zu dem „Three Pivotal Supplier“-Test des ISO PJM *Cramton*, *Oxford Review of Economic Policy* 33 (2017), 589, 597 f.

43 Polen hat angekündigt, die Einführung eines Knotenpreissystems zu prüfen. Vgl. auch *Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)*, *EU electricity market: the good, the bad and the ugly*, 2018.

44 CAISO (Kalifornien), ERCOT (Texas), ISO-NE (New England), NYISO (New York), PJM (berührt 14 U.S.-Bundesstaaten), MISO (berührt 15 U.S.-Bundesstaaten sowie die kanadische Provinz Manitoba) und SPP (Southwest Power Pool, eine „Regional Transmission Organization“ [RTO], die 17 U.S.-Bundesstaaten berührt).

45 *Consentec/Neon* (Fn. 32), S. 7.

Transportkapazitäten – die Erzeugungsanlagen eingesetzt, welche die Stromnachfrage insgesamt zu den geringsten Kosten befriedigen können.<sup>46</sup> Konzeptionell sind Knotenpreise zur Vermeidung von Netzengpässen somit ideal, da die externen Effekte der Engpässe über die Preise internalisiert werden.

Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Voraussetzungen für eine optimale Funktion eines Knotenpreissystems (keine Transaktionskosten, keine Marktmacht, teilbare Investitionen, keine politische Einflussnahme usw.) in der Realität nicht vollumfänglich erfüllt werden.<sup>47</sup> Die Einführung von Knotenpreisen ist daher erheblichen Einwänden ausgesetzt. Erforderlich wäre zum einen eine Intensivierung der Kontrolle marktmachtbedingter Preissetzungsspielräume, da die Gefahr marktbeherrschender Stellungen aufgrund kleinteiligerer räumlicher Marktabgrenzung jedenfalls im Echtzeit-/„Real Time“-Markt erheblich zunehmen würde.<sup>48</sup> Zugleich könnte möglicherweise die Liquidität der Strommärkte, insbesondere der Terminmärkte und damit der Absicherungsmöglichkeiten gegen Preisschwankungen, abnehmen.<sup>49</sup> Darüber hinaus hat die Verknüpfung von Strompreisbildung und Transportkapazitäten zur Konsequenz, dass die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer stark von Entscheidungen des zentralen Akteurs abhängen. Von großer Bedeutung sind etwa Entscheidungen über den Preisbildungsalgorithmus, die einzubeziehenden Einspeise- und Entnahmepunkte, die auf Netzengpässe zu prüfenden Netzbetriebsmittel einschließlich der zeitlichen Granularität der Prüfung und der Festlegung von Sicherheitsmargen (z. B. [n-1]-Kriterium) sowie netzbezogene Maßnahmen mit Auswirkungen auf Netzengpässe (z. B. Netzschaltungen). Hohe Relevanz haben darüber hinaus Entscheidungen über Wartung und Ausbau des Netzes. Daher gewinnt eine transparente und diskriminierungsfreie Ausübung des Netzbetriebs größere Bedeutung als in einem zonalen Preissystem, was eine engere regulatorische Kontrolle erforderlich machen könnte.<sup>50</sup> In diesem Zusammenhang ist auch nicht geklärt, ob ein Knotenpreissystem tatsächlich effiziente Investitionssignale für Erzeugungskapazitäten setzt oder umgekehrt das Investitionsverhalten der Marktteilnehmer infolge der genannten Unsicherheiten negativ beeinflussen kann. So wird darauf verwiesen, dass in den existierenden Knotenpreissystemen häufig Mechanismen zur Sicherung der Erzeugungskapazität Anwendung finden.<sup>51</sup>

Auf jeden Fall würde die Einführung eines Knotenpreissystems eine grundlegende Umgestaltung des Marktdesigns erfordern und wäre mit hohem Umsetzungsaufwand verbunden. Auf Seiten des Stromhandels würden zonenweit einheitliche, räumlich nicht differenzierte Großhandelspreise wegfallen. Bisherige Systeme des „Self-Dispatch“ würden weitgehend durch zentrale Einsatz- bzw. „Dispatch“-Entscheidungen ersetzt. Das Verfahren zur Bestimmung der Knotenpreise müsste näher ausgestaltet werden, die erforderlichen informationstechnischen Voraussetzungen müssten geschaffen werden. Je nach Anzahl der berücksichtigten Netzknoten wäre dies mit erheblichem Aufwand verbunden, zumal wenn auch die Verteilernetze zumindest teilweise einbezogen werden sollten. Insbesondere im Falle netzübergreifender Knotenpreissysteme müssten die betroffenen Netzbetreiber außerdem Kompetenzen auf den zentralen Akteur übertragen, um eine einheitliche Netzbetriebsführung zu gewährleisten. Dies könnte die Umsetzbarkeit in Frage stellen, erst recht für etwaige grenzüberschreitende Knotenpreissysteme. Daher kam etwa die ESYS-Arbeitsgruppe „Strommarktdesign“ zu dem Ergebnis, dass ein Knotenpreissystem derzeit nicht als vorrangige Handlungsoption anzusehen sei. Ein hypothetisches, optimal funktionierendes Knotenpreissystem könne aber als Vergleichsmaßstab für andere Ausgestaltungen des Engpassmanagements herangezogen werden.<sup>52</sup>

#### IV. Rechtlicher Anpassungsbedarf bei Einführung von Knotenpreisen

Trotz der geschilderten Vorbehalte liegt den Knotenpreissystemen eine theoretisch bestechende Konzeption zugrunde. Daher lohnt eine erste Prüfung der rechtlichen Implikationen bei Einführung von Knotenpreisen. Nach einem Blick auf bisherige Stellungnahmen (sogleich, unter 1.) soll zunächst erörtert werden, inwieweit die Vorgaben der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 zur Bildung von Gebotszonen der Einführung eines Knotenpreissystems entgegenstehen (unten, unter 2.). Anschließend werden einige weitere Regelungsbereiche angesprochen, in denen sich Änderungsbedarf ergeben könnte (unten, unter 3.).

##### 1. Bedenken gegen die Vereinbarkeit von Knotenpreisen mit dem zonalen Strommarktdesign

Die Vereinbarkeit eines Knotenpreissystems mit dem zonalen Strommarktdesign nach Art. 14 bis 17 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 wird bislang wenig erörtert. Überwiegend wird die Einführung eines Knotenpreissystems zumindest implizit als ausgeschlossen angesehen. Dem liegt offenbar das Verständnis zugrunde, dass Gebotszonen – wie bislang üblich und insbesondere für die deutsche Stromgebotszone als zentral erachtet (oben, unter II. 2.) – zwingend mit räumlich nicht differenzierten Stromgroßhandelspreisen verbunden seien. In diesem Sinne hatte etwa das Glossar der Folgenabschätzung zum Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“ der Kommission die Gebotszone als eine geographische Region beschrieben, die durch einheitliche Stromgroßhandelspreise gekennzeichnet ist.<sup>53</sup> Entsprechend wird teilweise angenommen, dass sich aufgrund der Möglichkeit, in einer Gebotszone Energie ohne Kapazitätsvergabe auszutauschen, ein einheitlicher Strommarktpreis bildet.<sup>54</sup> Im Gegenzug wird das Knotenpreissystem teilweise dahingehend interpretiert, dass jeder Netzknoten als eine eigene Gebotszone anzusehen sei,<sup>55</sup> womit eine knotenübergreifende Gebotszone ausgeschlossen wäre. Wie in der Folge darzustellen ist, erscheint diese Argumentation nicht zwingend. Allerdings bestehen an anderer Stelle Bedenken gegen die Vereinbarkeit eines Knotenpreissystems mit dem derzeitigen zonalen Strommarktdesign und lassen Anpassungen des Rechtsrahmens als notwendig erscheinen.

##### 2. Vereinbarkeit von Knotenpreisen mit der Bildung von Gebotszonen?

###### a) Kapazitätsvergabe innerhalb eines Knotenpreissystems?

Art. 14 bis 17 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 enthalten Vorgaben zur Bildung von Gebotszonen. Fraglich ist, ob ein Knotenpreissystem innerhalb einer Gebotszone tatsächlich zwingend ausgeschlossen ist, wie die oben dargestellten Auffassungen annehmen. Da eine „Gebotszone“ nach der

46 Vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie, BT-Drs. 18/13680, 1, 110 Tz. 273; Grimm/Rückel/Sölch/Zöttl, Energy 177 (2019), 487, 496.

47 Neon/Consentec (Fn. 38), S. 35.

48 Vgl. nur Cramton, Oxford Review of Economic Policy 33 (2017), 589, 597.

49 Vgl. etwa Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera (Fn. 31), S. 13.

50 Vgl. Weyer u. a. (Fn. 1), S. 60.

51 Vgl. Neon/Consentec (Fn. 38), S. 49, 51.

52 Siehe acatech/Leopoldina/Akademienunion (Fn. 31), S. 59.

53 Kommission (Fn. 26), S. 231. Ähnlich Teipel/Hansen (Fn. 25), S. 47; Borowski, Energies 13 (2020), 4182 (doi:10.3390/en13164182), S. 8.

54 Fritzsche/Gerecht, in: Leffler/Fischerauer, EU-Netzkodizes und Kommissionsleitlinien, 2017, § 6 Rn. 37; Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera (Fn. 31), S. 15. In diesem Sinne auch die Begründung zu § 3a StromNZV, BR-Drs. 719/17, 3, 3 f., und BMWi (Fn. 13), S. 2 f.

55 Teipel/Hansen (Fn. 25), S. 48; Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera (Fn. 31), S. 15.

Legaldefinition in Art. 2 Nr. 65 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 das größte geographische Gebiet bezeichnet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können, kommt es entscheidend darauf an, ob innerhalb eines Knotenpreissystems eine solche Kapazitätsvergabe erfolgt.

Gemäß Art. 2 Nr. 66 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 bezeichnet „Kapazitätsvergabe“ die Zuweisung zonenübergreifender Kapazität, wobei „zonenübergreifende Kapazität“ gemäß Art. 2 Nr. 70 der Verordnung wiederum die Fähigkeit des Verbundnetzes bezeichnet, einen Energietransfer zwischen den Gebotszonen zu ermöglichen. Der Begriff der Kapazitätsvergabe ist daher von vornherein auf den gebotszonenübergreifenden Energietransfer beschränkt. Entsprechend bezieht sich Art. 26 Abs. 4 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943, wonach die zonenübergreifenden Fahrpläne und Stromflüsse zwischen den Mitgliedstaaten allein durch das Ergebnis der Kapazitätsvergabe nach Art. 16 der Verordnung bestimmt werden dürfen (nicht aber durch die grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen), allein auf zonenübergreifende Sachverhalte. In ähnlicher Weise erfasst auch Art. 16 Abs. 5 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 ausdrücklich (nur) die Kapazitätsvergabe auf „Verbindungsleitungen“ und spricht Art. 63 Abs. 4 UAbs. 4 der Verordnung die Kapazitätsvergabe (nur) im Zusammenhang mit „neuen Verbindungsleitungen“ an. „Verbindungsleitung“ bezeichnet gemäß Art. 2 Nr. 1 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 eine Übertragungsleitung, die eine Grenze zwischen Mitgliedstaaten überquert oder überspannt und die nationalen Übertragungsnetze der Mitgliedstaaten verbindet. In aller Regel fallen aber die Grenzen zwischen Mitgliedstaaten mit Gebotszongrenzen zusammen. Sollte dies ausnahmsweise nicht der Fall sein, wie insbesondere bei der einheitlichen Stromgebotszone von Deutschland und Luxemburg, so kann auf dieser Verbindungsleitung auch keine Kapazitätsvergabe stattfinden.

Eine Kapazitätsvergabe kommt demnach per definitionem nur für zonenübergreifende Kapazität in Betracht. Zwar werden bei der Kapazitätsberechnung auch kritische Netzelemente innerhalb der Gebotszone berücksichtigt, doch nur soweit sie den Stromaustausch zwischen den Gebotszonen beschränken (vgl. Art. 2 Nr. 69 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943). Damit stellt sich die Frage, ob die im herkömmlichen Marktdesign bestehende Gebotszone bei Einführung eines Knotenpreissystems in eine Vielzahl kleinerer Gebotszonen aufgespalten würde.<sup>56</sup> Eine Gebotszone wird gemäß Art. 14 Abs. 1 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 durch langfristige, strukturelle Engpässe in den Übertragungsnetzen abgegrenzt, d. h. sie weist an den Außengrenzen strukturelle Engpässe auf, während innerhalb der Gebotszonen grundsätzlich keine strukturelle Engpässe bestehen dürfen (oben, unter II. 1.). In einem Knotenpreissystem findet jedoch keine vorherige, zeitlich konstante Abgrenzung von Netzbereichen statt. Vielmehr wird jeweils aktuell anhand des Preisbildungsalgorithmus berechnet, welche Einspeisungen und Entnahmen innerhalb des Knotenpreissystems unter Berücksichtigung der Transportkapazitäten am kostengünstigsten ausgeführt werden können. Bereits aus diesem Grunde können die einzelnen Netzknoten nicht jeweils als eigene Gebotszonen angesehen werden. Darüber hinaus fehlt es auch an der Voraussetzung (struktureller) Engpässe zwischen den Netzknoten, d. h. einer Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann (Art. 2 Nr. 4 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943). Denn die Gebote für Stromkauf bzw. -verkauf beziehen sich in einem Knotenpreissystem in der Regel nicht auf den Austausch zwischen bestimmten Netzbereichen, sondern werden vom zentralen Akteur unter Berücksichtigung der verfügbaren

Transportkapazitäten ausgewählt. Soweit ausnahmsweise bilaterale Verträge zwischen Marktteilnehmern abgeschlossen werden, akzeptieren diese als Preisnehmer, müssen also einen Preis akzeptieren, der im Preisbildungsalgorithmus zur Berücksichtigung ihrer Gebote führt.<sup>57</sup> Daher sind auch solche bilateralen Handelsgeschäfte in einem Knotenpreissystem umsetzbar. Ein Knotenpreissystem verhindert folglich von vornherein die Entstehung von Engpässen i. S. v. Art. 2 Nr. 4 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943.

Mit diesem Ergebnis deckt es sich, dass die Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 neben „Self-Dispatch“-Systemen auch zentrale Einsatz- bzw. „Dispatch“-Systeme – wenn auch nur eingeschränkt (unten, unter 3. a)) – anerkennt und somit als vereinbar mit dem zonalen Strommarktdesign ansieht. Bei zentralen „Dispatch“-Systemen handelt es sich gemäß Art. 2 Nr. 29 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 um Fahrplanerstellungs- und „Dispatch“-Modelle, bei denen die Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne sowie die Einsatzplanung für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und regelbare Verbrauchsanlagen von einem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des integrierten Fahrplanerstellungsverfahrens bestimmt werden. Ein „integriertes Fahrplanerstellungsverfahren“ bezeichnet gemäß Art. 2 Nr. 19 der Systemausgleichsverordnung (EU) 2017/2195<sup>58</sup> ein iteratives Verfahren, bei dem zumindest Gebote für das integrierte Fahrplanerstellungsverfahren berücksichtigt werden, die gewerbliche Daten und komplexe technische Daten einzelner Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung oder Verbrauchsanlagen enthalten, wobei die Anfahrigenschaften, die neueste Leistungsbilanzanalyse für die Regelzone sowie die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte explizit als Eingabewerte verwendet werden. Damit können insbesondere auch Netzengpässe aufgrund Überschreitung der betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte berücksichtigt werden (vgl. auch Art. 2 Nr. 20 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943: „Netzbeschränkungen“). Die Berücksichtigung der verfügbaren Transportkapazitäten bei der Fahrplanerstellung stellt insoweit keine Kapazitätsvergabe i. S. v. Art. 2 Nr. 66 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 dar.

#### b) Zulässigkeit räumlich differenzierter Stromgroßhandelspreise?

Gebotszonen werden vielfach mit räumlich nicht differenzierten Stromgroßhandelspreisen gleichgesetzt (oben, unter 1.). Doch lässt sich dem Rechtsinstitut der Gebotszone eine solche Vorgabe nicht entnehmen. Festzuhalten ist zunächst, dass die Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 konsequent von „Gebotszonen“ und nicht (mehr) von „Preiszone“ spricht.<sup>59</sup> Zudem lässt sich aus der Anforderung des Energieaustauschs ohne Kapazitätsvergabe (Art. 2 Nr. 65 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943) nicht entnehmen, dass die verfügbaren Transportkapazitäten bei der Bildung des Stromgroßhandelspreises nicht berücksichtigt werden dürfen und zur Bildung getrennter Gebotszonen führen (oben, unter a)). Schließlich gelten Gebote in einem Knotenpreissystem grundsätzlich auch für das gesamte Knotenpreissystem und nicht etwa nur für den betreffenden Netzknoten. Der zentrale Akteur (z. B. ein ISO) entscheidet anhand eines Algorithmus, welche Stromhandelsgeschäfte in

56 So das Verständnis, wonach jeder Netzknoten eine eigene Gebotszone bilde, vgl. *Teipel/Hansen* (Fn. 25), S. 48; *Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera* (Fn. 31), S. 15.

57 Vgl. zur Möglichkeit bilateraler Verträge *Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera* (Fn. 31), S. 11; *Borowski*, *Energies* 13 (2020), 4182 (doi:10.3390/en13164182), S. 11.

58 Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem.

59 Uneinheitlich noch der Entwurf der Verordnung, vgl. Kommission, Vorschlag für eine Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt, COM (2016) 861 final, S. 3, 6; beide Begriffe noch gleichgesetzt in der Folgenabschätzung, vgl. Kommission (Fn. 26), S. 5 und öfter.

dem Knotenpreissystem ausgeführt werden. Dementsprechend gleichen sich die Stromgroßhandelspreise zwischen Netzknoten an, soweit die verfügbaren Transportkapazitäten nicht überschritten werden.

Die Nutzung wirtschaftlicher Signale u. a. zur Steigerung der Effizienz, der Versorgungssicherheit und der Flexibilität entspricht im Übrigen dem Ziel der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 gemäß ihrem Art. 1 lit. a. Standortbezogene wirtschaftliche Signale zur Bewältigung von Engpässen sollen insbesondere durch die Festlegung der Gebotszonengrenzen nach Art. 14 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 gesetzt werden (oben, unter II. 1.).<sup>60</sup> Es ist daher nicht ersichtlich, dass standortbezogene Strompreissignale innerhalb der Gebotszone unzulässig sein sollten, zumal die Mitgliedstaaten gemäß Art. 14 Abs. 1 S. 1 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 „alle zum Angehen von Engpässen geeigneten Maßnahmen“ ergreifen müssen, was ihnen erhebliche Freiheit bei der Wahl der Instrumente lässt.<sup>61</sup> Zudem sind räumlich differenzierte Netzentgelte innerhalb einer Gebotszone gemäß Art. 18 Abs. 3 und Abs. 7 S. 3 der Verordnung ausdrücklich zulässig und können selbst bei räumlich nicht differenzierten Stromgroßhandelspreisen in Summe zu räumlich differenzierten Preissignalen führen. In Schweden und Norwegen gelten bereits seit längerem innerhalb der Gebotszonen räumlich differenzierte Netzentgelte für Erzeuger, die bei Einspeisung an einem besonders netzdienlichen Punkt sogar negativ ausfallen, also zu einer Zahlung an den Erzeuger führen können.<sup>62</sup> Räumlich differenzierte Stromgroßhandelspreise stehen daher nach hiesigem Verständnis in Einklang mit den Grundprinzipien der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 zur Nutzung von Preissignalen.

### c) Zwischenergebnis

Auf Grundlage der vorstehenden Überlegungen schließt die Definition der Gebotszone die Einführung von Knotenpreisen innerhalb einer Gebotszone nicht aus. Weder ist mit einem Knotenpreissystem eine Kapazitätsvergabe i. S. v. Art. 2 Nr. 66 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 verbunden, noch setzt die Definition der Gebotszone zwingend räumlich einheitliche Stromgroßhandelspreise voraus. Möglich ist daher auch die Zusammenlegung bislang getrennter Gebotszonen zu einer größeren Gebotszone mit Knotenpreissystem.

Aus deutscher Sicht müsste bei Übergang zu einem Knotenpreissystem allerdings das Verständnis der „einheitlichen deutschen Gebotszone“ als einer einheitlichen Preiszone aufgegeben werden, da nunmehr räumlich differenzierte Stromgroßhandelspreise möglich wären.<sup>63</sup> In der Konsequenz wäre u. a. zu prüfen, ob daneben weiterhin zusätzliche Investitionssignale für Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen erforderlich wären, wie sie derzeit z. B. in Form von Sonderregelungen für die Südregion bestehen.<sup>64</sup>

## 3. Folgeanpassungen

Die vorstehenden Überlegungen schließen nicht aus, dass Knotenpreise mit anderen Regelungen des derzeitigen Marktdesigns unvereinbar sein und daher Anpassungen des Rechtsrahmens erfordern könnten. In der Folge werden drei ausgewählte Aspekte behandelt: der Grundsatz des „Self-Dispatch“, die Ausgestaltung der Strom- und Flexibilitätsmärkte sowie die Rolle des zentralen Akteurs.

### a) Grundsatz des „Self-Dispatch“

In einem Knotenpreissystem bestimmt in der Regel der zentrale Akteur (z. B. ein ISO), welche Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen zum Einsatz kommen. Dies stellt eine Abkehr von dem bislang in den meisten Mitgliedstaaten einschließlich Deutschlands angewendeten System des „Self-Dispatch“ dar. Ob die grundsätzliche Übertragung der Einsatz- bzw. „Dispatch“-Entscheidungen auf den zentralen Akteur mit den

unionsrechtlichen Vorgaben vereinbar ist, erscheint problematisch.

Gemäß Art. 14 Abs. 2 der Systemausgleichsverordnung (EU) 2017/2195 wendet jeder Übertragungsnetzbetreiber ein dezentrales „Dispatch“-Modell zur Festlegung der Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne an. Dabei handelt es sich um ein Fahrplanerstellungs- und „Dispatch“-Modell, bei dem die Erzeugungs- und Verbrauchsfahrpläne sowie die Einsatzplanung für Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und Verbrauchsanlagen von den „Scheduling Agents“ dieser Einrichtungen bzw. Anlagen selbst festgelegt werden (vgl. Art. 2 Nr. 17 der Systemausgleichsverordnung [EU] 2017/2195). Diese Definition deckt sich mit der des „Self-Dispatch“ nach Art. 2 Nr. 30 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943. Hiermit wäre ein Knotenpreissystem nicht vereinbar, da der „Dispatch“ weitgehend durch den Preisbildungsalgorithmus des zentralen Akteurs gesteuert würde. Dem steht nicht entgegen, dass ein Knotenpreissystem einen „Self-Dispatch“ nicht prinzipiell ausschließt.<sup>65</sup> Denn Fälle des „Self-Dispatch“ sind in einem Knotenpreissystem aufgrund des Preisbildungsalgorithmus jedenfalls nur in Ausnahmefällen zu erwarten. Eine Abweichung vom „Self-Dispatch“ sieht Art. 14 Abs. 2 S. 2 und 3 der Systemausgleichsverordnung (EU) 2017/2195 aber nur für solche Übertragungsnetzbetreiber vor, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Systemausgleichsverordnung (EU) 2017/2195 ein zentrales Einsatz- bzw. „Dispatch“-Modell anwendeten und sofern die Aufgaben und Zuständigkeiten des Übertragungsnetzbetreibers den Anforderungen des Art. 2 Nr. 18 der Verordnung (insbesondere integriertes Fahrplanerstellungsverfahren) entsprechen. Ein zentrales „Dispatch“-Modell findet jedoch nur in Griechenland, Irland (einschließlich Nordirland), Italien und Polen Anwendung. Für die übrigen Mitgliedstaaten, insbesondere auch Deutschland, greift diese Ausnahme daher nicht ein. Mithin ist davon auszugehen, dass die Einführung eines Knotenpreissystems jedenfalls für solche Mitgliedstaaten, die derzeit ein „Self-Dispatch“-Modell anwenden, gegen Art. 14 der Systemausgleichsverordnung (EU) 2017/2195 verstoßen würde. Allerdings handelt es sich bei der Verordnung (nur) um Tertiärrecht der Europäischen Kommission, das einfacher geändert werden könnte als Sekundärrecht wie etwa die Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943.

### b) Strommärkte und Flexibilitätsbeschaffung

In einem Knotenpreissystem werden die verfügbaren Transportkapazitäten bereits bei der Bildung der Stromgroßhandelspreise berücksichtigt. Zugleich stellt der zentrale Akteur auf Grundlage der verfügbaren Daten den Ausgleich der Systembilanz sicher. Dabei erfolgt eine Preisbildung in den U.S.-amerikanischen Knotenpreissystemen jedenfalls am Folgetages-/„Day Ahead“- und am Echtzeit-/„Real Time“-Markt, denkbar ist außerdem die Möglichkeit einer Tages-/„Intraday“-Preisbildung.<sup>66</sup>

Ein Knotenpreissystem weicht damit grundlegend von dem derzeitigen EU-Marktdesign ab, das zwischen dem Stromgroßhandel durch die Marktteilnehmer einerseits und der Flexibilitätsbeschaffung durch die Netzbetreiber für

60 Vgl. auch Erwägungsgrund 30 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943.

61 Vgl. auch Erwägungsgrund 22 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943.

62 Vgl. Consentec/Neon (Fn. 32), S. 10.

63 Von einem räumlich nicht differenzierten Stromgroßhandelspreis ausgehend insbesondere die Begründung zu § 3a StromNZV, BT-Drs. 719/17, 3, 3 f., und BMWi (Fn. 13), S. 2 f.

64 Vgl. etwa § 36d EEG 2021 (Windenergieanlagen an Land), § 39d EEG 2021 (Biomasseanlagen) sowie §§ 28b, 39j ff. EEG 2021 (Biomethananlagen).

65 Vgl. dazu *Cramton*, Oxford Review of Economic Policy 33 (2017), 589, 597, 609; *Antonopoulos/Vitiello/Fulli/Masera* (Fn. 31), S. 11, 17.

66 Vgl. dazu *Herrero/Rodilla/Batlle* (Fn. 41); *Ahlqvist/Holmberg/Tangerås* (Fn. 41), S. 3.

Engpassmanagement und Systemausgleich andererseits unterscheidet. In der Konsequenz könnte die Einsatzreihenfolge („Merit Order“) der Folgetages-/„Day Ahead“- und Tages-/„Intraday“-Märkte nicht mehr allein an den Strompreisgeboten ausgerichtet werden, sondern müsste die verfügbaren Transportkapazitäten einbeziehen. Zugleich würde die Notwendigkeit für „Redispatch“ oder „Countertrading“ entfallen. Außerdem würde das Bilanzkreissystem, in dem die bilanzkreiszugehörigen Marktteilnehmer ihre Einspeisungen und Entnahmen zum Ausgleich bringen müssen (vgl. Art. 5 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943), seine Funktion verlieren, da der Ausgleich durch den zentralen Akteur sichergestellt würde. Auch die Beschaffung von Flexibilität außerhalb der Strommärkte für den Systemausgleich würde zurückgehen, wenn die Gebote im Echtzeit-/„Real Time“-Markt möglichst nahe Echtzeit abgegeben werden und ein entsprechender „Dispatch“ durch den zentralen Akteur erfolgt, da Bilanzabweichungen nur noch in geringerem Umfang zu erwarten wären. Allerdings halten auch die ISOs in den U.S.-Knotenpreissystemen noch Reserven zum Systemausgleich vor.<sup>67</sup>

#### c) Rolle des zentralen Akteurs

Die Funktion von Knotenpreissystemen erfordert die Rolle eines zentralen Akteurs. Dieser bestimmt die Knotenpreise auf Grundlage der Gebote unter Berücksichtigung der verfügbaren Transportkapazitäten und entscheidet über den Einsatz von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen („Dispatch“) an den relevanten Netzknoten. Im Unterschied zu Netzbetreibern im derzeitigen Rechtsrahmen liegt die Aufgabe des zentralen Akteurs damit nicht nur in der netzseitigen Unterstützung der Stromhandelsgeschäfte. Vielmehr übernimmt er innerhalb des Knotenpreissystems teilweise Aufgaben, die derzeit den Strombörsen bzw. den nominierten Strommarktbetreibern („Nominated Electricity Market Operator“, NEMOs, vgl. Art. 2 Nr. 8 der Elektrizitätsverordnung [EU] 2019/943) zufallen.

Offen ist, ob der zentrale Akteur alle Aufgaben der bisherigen Netzbetreiberrolle übernehmen würde. Denkbar erscheint auch eine Beschränkung auf die spezifischen Aufgaben im Zusammenhang mit der Bestimmung der Knotenpreise und dem „Dispatch“. In diesem Fall würde neben der Rolle des zentralen Akteurs weiterhin die Rolle des Netzbetreibers fortbestehen. Doch würde zumindest ein Teil von dessen Aufgaben auf den zentralen Akteur übergehen. Wie bereits dargestellt könnte aufgrund der Bedeutung seiner Entscheidungen für die Ertragsmöglichkeiten der Marktteilnehmer zudem eine verstärkte regulatorische Kontrolle des zentralen Akteurs erforderlich werden (oben, unter III. 2.).

## V. Fazit

Das derzeitige zonale Strommarktdesign mit räumlich nicht differenzierten Stromgroßhandelspreisen und weitgehend auslastungsunabhängigen Stromnetzentgelten wirft Fragen hinsichtlich wirtschaftlicher Effizienz und Versorgungssicherheit auf. Daher wird zunehmend die Einführung eines Knotenpreissystems diskutiert, das aufgrund der systematischen Verknüpfung von Stromhandel und Transportkapazitäten konzeptionelle Vorteile aufweist. In diesem Beitrag wird daher, ungeachtet wichtiger Vorbehalte gegen Knotenpreissysteme, eine erste Prüfung der rechtlichen Implikationen von Knotenpreissystemen vorgenommen.

Nach hiesigem Verständnis können Knotenpreissysteme innerhalb einer Gebotszone i. S. v. Art. 2 Nr. 65 der Elektrizitätsverordnung (EU) 2019/943 bestehen. Weder erfolgt innerhalb eines solchen Knotenpreissystems eine Kapazitätsvergabe i. S. v. Art. 2 Nr. 66 der Verordnung, noch schließt eine Gebotszone räumlich differenzierte Stromgroßhandelspreise zwingend aus. Möglich wäre auch die Zusammenlegung bislang getrennter Gebotszonen zu einer größeren Gebotszone mit Knotenpreissystem.

Aus deutscher Sicht müsste bei Übergang zu einem Knotenpreissystem das Verständnis der einheitlichen deutschen Gebotszone als einer einheitlichen Preiszone aufgegeben werden. In der Konsequenz wäre u. a. zu prüfen, ob daneben weiterhin zusätzliche Investitionssignale für Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen erforderlich wären, wie sie derzeit z. B. in Form von Sonderregelungen für die Südregion bestehen.

Demgegenüber sind Knotenpreissysteme mit anderen Regelungen des derzeitigen Strommarktdesigns nicht vereinbar, ihre Einführung würde daher erheblichen rechtlichen Anpassungsbedarf hervorrufen. Untersucht wurden drei Aspekte: Ein Knotenpreissystem widerspricht dem von der Systemausgleichsverordnung (EU) 2017/2195 grundsätzlich geforderten „Self-Dispatch“-Modell. Die Strommärkte sowie die Flexibilitätsbeschaffung für Zwecke des Engpassmanagements und des Systemausgleichs müssten weitreichend umgestaltet werden. Schließlich müsste die Rolle eines zentralen Akteurs eingeführt werden, der die Knotenpreise und den „Dispatch“ der Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen bestimmt.

<sup>67</sup> Vgl. z. B. *Cramton*, Oxford Review of Economic Policy 33 (2017), 589, 598 f.

Benedikt Freese\*

## Die neue Frequenzordnung des TKG

### Ein Blick in die Werkstatt des Regulierungsrechts

*Im Zuge der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/1972 (Kommunikationskodex) stand eine grundlegende Überarbeitung des Telekommunikationsrechts an. Diese Gelegenheit wird der deutsche Gesetzgeber voraussichtlich nutzen, um umfangreiche Änderungen an der Frequenzordnung vorzunehmen. Hierbei steht auch die Ermöglichung hochmoderner Technologien wie des autonomen Fahrens im Fokus. Nach derzeitigem Stand will der Gesetzgeber diese Technologien ermöglichen, indem er die Frequenzordnung modernisiert und europäisiert sowie die*

*Eingriffsbefugnisse der Bundesnetzagentur erweitert. Der nachfolgende Beitrag skizziert die für die neue Frequenzordnung (§§ 86 bis 106 TKG-RegE) vorgesehenen Maßnahmen.*

\* Der Autor dankt Jan Christopher Kalbhenn für wertvolle Diskussionen. Der Beitrag ist auf dem Stand des Gesetzentwurfs der Bundesregierung, BR-Drs. 29/21. Nach Manuskriptschluss hat das Gesetz Bundestag und Bundesrat passiert. Durch die dabei erfolgten Änderungen hat sich die Nummerierung der Vorschriften zur Frequenzordnung gegenüber dem hier zitierten Entwurf um eins erhöht.