

**Würzburger Studien zum
Umweltenergierecht**

**Die Vorschläge zur Neuregelung des
Vorrangs erneuerbarer Energien im
Energie-Winterpaket der
Europäischen Kommission**

***Mögliche Auswirkungen auf die Rechtslage in
Deutschland***

erstellt von

Dr. Markus Kahles

Dr. Hartmut Kahl, LL.M. (Duke)

Fabian Pause, LL.M. Eur.

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:

Eine neue EU-Architektur für die Energiewende
(EU-ArchE)

Gefördert durch:

STIFTUNG
MERCATOR

5

Mai 2017

Zitiervorschlag: *Markus Kahles/Hartmut Kahl/Fabian Pause*, Die Vorschläge zur Neuregelung des Vorrangs erneuerbarer Energien im Energie-Winterpaket der Europäischen Kommission, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 5, Mai 2017.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail kahles@stiftung-umweltenergierecht.de

kahl@stiftung-umweltenergierecht.de

pause@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg

IBAN DE16790500000046743183, BIC BYLADEM1SWU790

Inhaltsverzeichnis

A. Zusammenfassung und Fazit	1
B. Abstract	7
C. Einleitung und Überblick	10
D. Derzeitige Verankerung des Vorrangprinzips im europäischen und deutschen Recht. 11	
I. Vorrangiger oder diskriminierungsfreier Netzanschluss	11
1. Kein zwingender vorrangiger Netzanschluss auf EU-Ebene	11
2. Pflicht zum vorrangigen Netzanschluss nach § 8 EEG 2017.....	14
II. Netzausbau zur Gewährleistung des Netzanschlusses	14
1. Netzausbaupflicht nach EE-RL und Elektrizitätsbinnenmarkt-RL.....	14
2. Netzausbaupflicht nach §§ 8 Abs. 4, 12 EEG 2017.....	16
III. Vorrangiger oder garantierter Netzzugang/Abnahme	16
1. Vorrangiger oder garantierter Netzzugang nach Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL.....	16
2. Vorrangige physikalische Abnahme nach § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017.....	17
IV. Übertragung und Verteilung	19
1. Übertragung und Verteilung nach Art. 16 Abs. 2 lit. a) EE-RL.....	19
2. Vorrangige Übertragung und Verteilung nach § 11 EEG 2017	19
V. Beschränkung der Einspeisung	20
1. Möglichst geringe Beschränkung nach Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL.....	20
2. Einspeisemanagement nach §§ 13 EnWG, 14 EEG 2017	22
VI. Entschädigung nach § 15 EEG 2017	23
VII. Zwischenergebnis.....	24
E. Die Vorschläge zur Neuordnung des Vorrangs erneuerbarer Energien im Energie- Winterpaket der EU-Kommission	26
I. Diskriminierungsfreier Netzanschluss.....	26
II. Netzausbaupflicht	28
III. Vorrangiges Dispatch nach Art. 11, 2 Abs. 2 lit. s) Entwurf- Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.....	29
1. Grundsätze für vorrangigen Dispatch und Laststeuerung.....	29
2. Vorrangiges Dispatch nur für kleine Anlagen sowie Volumenbegrenzung und Schwellenwerte.....	32
3. Schutz für Bestandsanlagen und Ausnahmen vom Bestandsschutz	33

4. Grenzen des vorrangigen Dispatch	34
IV. Redispatch und Einschränkung der Erzeugung nach Art. 12 Entwurf- Elektrizitätsbinnenmarkt-VO.....	34
1. Begrifflichkeiten: Abgrenzung von Redispatch und Einschränkung der Erzeugung?	35
2. Grundsatz: Objektiv, transparent, diskriminierungsfrei	36
3. Vorrang marktbasierter Mechanismen vor nicht marktbasierten Mechanismen.....	37
4. Verpflichtung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zu möglichst geringem Abregelungsvolumen	37
5. EE-Vorrang bei nicht marktbasierten Mechanismen durch Festlegung einer genauen Abschaltreihenfolge	39
6. Berichtspflicht der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber	39
7. Entschädigung bei Redispatch und Einschränkung von EE-Anlagen	40
V. Zwischenergebnis.....	40
F. Auswirkungen auf die Rechtslage in Deutschland	43
I. Unmittelbare Geltung	43
II. Vorrangiger Netzanschluss kann erhalten bleiben	44
III. Pflicht zum Netzausbau kann unangetastet bleiben	45
IV. Netzzugang: Kein allgemeiner vermarktungs- und leistungsunabhängiger Einspeisevorrang mehr	46
V. Faktische Beibehaltung des Status quo beim Netzzugang für Anlagen in der Direktvermarktung.....	47
VI. Pflicht zu vorrangigem Dispatch für Anlagen bis 500 kW?	47
VII. Keine Ausfallvergütung mehr möglich, da kein garantierter Netzzugang für Anlagen mit über 500 kW	48
VIII. Zweiklassen-Regime für Kleinanlagen beim Netzzugang?.....	49
IX. Abschaltreihenfolge	50
X. Beibehaltung der nahezu vollkompensatorischen Entschädigungshöhe ist möglich	50
XI. Zwischenergebnis.....	52

Tabelle 1: Derzeitige EU-Vorgaben zum EE-Vorrang und Ausgestaltung im deutschen Recht.....	25
Tabelle 2: Derzeitige EU-Vorgaben, Ausgestaltung im deutschen Recht und Vorschläge im Winterpaket.....	42
Tabelle 3: Derzeitige EU-Vorgaben, Ausgestaltung im deutschen Recht, Vorschläge im Winterpaket und mögliche Auswirkungen auf die deutsche Rechtslage	54

A. Zusammenfassung und Fazit

- Der Legislativvorschlag der Kommission schreibt für EE-Anlagen größer 500 kW, ab 2026 größer 250 kW¹ nicht mehr explizit einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang fest. Allerdings enthält er den Grundsatz, dass die Netzbetreiber ein Netz vorhalten, das gewährleistet, Strom aus erneuerbaren Energiequellen mit „möglichst geringer Einschränkung bzw. möglichst geringem Redispatch“ zu übertragen.
- Dieser Gedanke schlägt sich auch in der Ausgestaltung der Abschaltreihenfolge im Falle von Netzengpässen wieder, die nicht durch eine marktliche Bewirtschaftung behoben werden können. EE-Anlagen sollen danach erst nachrangig zu konventionellen Anlagen und auch nachrangig zu KWK-Anlagen dem „abwärts gerichteten Redispatch“ oder einer Einschränkung der Einspeisung unterworfen werden.
- EE-Anlagen, die von solchen Maßnahmen betroffen sind, sollen eine Entschädigung von „mindestens“ 90% der entgangenen Einnahmen erhalten, zu denen auch eine etwaig verlorene Förderung zählt.
- Im Einzelnen bestehen zwar noch Unklarheiten in einzelnen Formulierungen und Abgrenzungsschwierigkeiten, bezüglich der teilweise befürchteten gänzlichen „Abschaffung des Einspeisevorrangs“ kann hinsichtlich der neuen Rechtslage ab 2020 jedoch grundsätzlich Entwarnung gegeben werden. Allerdings wird sich in der künftigen praktischen Handhabung der Vorschläge noch zeigen müssen, ob diese geeignet sind, dem Einspeisevorrang in Engpassituationen auch tatsächlich Geltung zu verschaffen.
- Eingeschränkt werden könnte der Einspeisevorrang zukünftig allerdings dennoch dadurch, dass von der nachrangigen Inanspruchnahme der erneuerbaren Energien beim Redispatch oder der Einschränkung der Einspeisung aus wirtschaftlichen Erwägungen abgewichen werden kann, „wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen“.
- Während in der öffentlichen Wahrnehmung hauptsächlich die befürchtete Abschaffung des Einspeisevorrangs diskutiert wurde, zeigt sich, dass die Vorschläge vor allem beim Netzanschluss deutlich weniger Vorgaben zugunsten von EE-Anlagen beinhalten. Hiervon sind auch diejenigen Regelungen betroffen, aus denen sich die Pflicht der Netzbetreiber ableiten lässt, ihr Netz speziell aufgrund konkreter Netzanschlussbegehren von EE-Anlagenbetreibern zu verstärken.
- Wichtig ist, dass es sich bei den Vorschlägen zur neuen Binnenmarkt-VO um einen Rechtsakt mit unmittelbarer Geltung im deutschen Recht handelt, der, anders als im Falle einer Richtlinie, keiner Umsetzung durch den deutschen Gesetzgeber mehr bedarf.
- Die Vorschläge scheinen allerdings nach ihrer derzeitigen Ausgestaltung Spielräume zu gewährleisten, die eine weitgehende Beibehaltung der deutschen Vorrangregelungen zugunsten von Strom aus erneuerbaren Energien ermöglichen.

¹ In Abhängigkeit vom zukünftigen Zubau können sich diese Schwellenwerte auch halbieren.

Die EU-Kommission hat im Rahmen ihres Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ u.a. eine vollkommene Neuordnung der bislang geltenden „Vorrangregelungen“ für Strom aus erneuerbaren Energien vorgeschlagen. Das vorliegende Papier analysiert die Neuanschläge für die Bereiche des **Netzanschlusses, des Netzausbaus, des Netzzugangs, der Übertragung und Verteilung sowie der Beschränkung der Einspeisung** im Hinblick auf ihre Bedeutung für die Gewährleistung des Vorrangs für Strom aus erneuerbaren Energien im deutschen Recht.

Vorgeschlagene Änderungen der europäischen Rechtslage

- Während in der öffentlichen Wahrnehmung hauptsächlich die befürchtete Abschaffung des Einspeisevorrangs diskutiert wurde, zeigt sich, dass die Vorschläge vor allem beim Netzanschluss deutlich weniger Vorgaben zugunsten von EE-Anlagen beinhalten. So würden im Rahmen des Netzanschlusses von EE-Anlagen vor allem die bislang nach Art. 16 Abs. 5 EE-RL 2009/28/EG bestehenden Verfahrenspflichten der Netzbetreiber entfallen, die bislang ein Mindestmaß an Information und Transparenz vorgeben. Damit sind vor allem auch diejenigen Regelungen entfallen, aus denen sich die Pflicht der Netzbetreiber ableiten lässt, ihr Netz speziell aufgrund konkreter Netzanschlussbegehren von EE-Anlagenbetreibern zu verstärken.
- Das neu vorgeschlagene Konzept des **vorrangigen Dispatch** nach Art. 2 Abs. 2 lit. s), 11 Entwurf-Binnenmarkt-VO ersetzt den bislang für die Mitgliedstaaten verpflichtend vorgesehenen **vorrangigen oder garantierten Netzzugang**. Obwohl die vorgeschlagene Regelung im Hinblick auf Klarheit und Verständlichkeit noch stark verbesserungswürdig erscheint, kann sie sinnvollerweise nur wie folgt verstanden werden: in einem „*self-dispatch*“-System, wie in Deutschland, sollen grundsätzlich alle Stromerzeugungsanlagen nach den Grundsätzen des Strommarkts zum Zuge kommen („*merit-order dispatch*“).
 - **Ausnahmen** hiervon sollen nach Ansicht der Kommission allerdings für EE-Anlagen mit einer installierten Leistung unterhalb bestimmter Schwellenwerte (500 kW, ggf. 250 kW bei hohem EE-Zubau bzw. 250 kW ab 2026, ggf. 125 kW bei hohem EE-Zubau), Demonstrationsprojekte und vor allem für **Bestandsanlagen** bestehen, die auch bislang dem vorrangigen oder garantierten Netzzugang nach der EE-RL unterfallen. Das Konzept des vorrangigen *Dispatch* nach Art. 11 regelt dem Wortlaut nach nur den **netzseitigen Dispatch**.
 - Ohne dass dies ausdrücklich angesprochen wäre, scheinen die Vorschläge allerdings auch **Auswirkungen auf förderrechtliche Aspekte** zu haben. So laufen die Vorschläge wohl darauf hinaus, dass EE-Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten und über den genannten Schwellenwerten liegen, keinen vorrangigen oder garantierten Netzzugang mehr genießen würden, da deren Einsatz auf der Basis wirtschaftlicher Gebote erfolgt. Diese Anlagen profitie-

ren aber, außer in Engpasssituationen, ohnehin nicht von einer etwaigen Vorrangregelung, da sie ihren Strom nicht immer einspeisen, wenn die Energiequelle verfügbar ist, sondern nur, wenn sie hierfür auch einen Abnehmer auf dem Strommarkt gefunden haben. Insofern scheint das vorgeschlagene Konzept des vorrangigen *Dispatches* förderseitig implizit auf EE-Anlagen zugeschnitten, die **mittels fester Einspeisetarife gefördert** werden und somit darauf angewiesen sind, immer einspeisen zu können, wenn die Energiequelle verfügbar ist. Dies würde auch die Wahl des zunächst geltenden Schwellenwerts von 500 kW nach Art. 11 Abs. 2 lit. a) des Entwurfs erklären, der insofern in Übereinstimmung mit dem Schwellenwert nach Rn. 125 UEBLL stünde, wonach Ausnahmen von der Direktvermarktungspflicht bis zu dieser Schwelle möglich sind.

- Von großer Bedeutung für EE-Anlagen, die nach den Vorschlägen nicht von einem vorrangigen *Dispatch* profitieren würden, ist Art. 12 des Entwurfs der Binnenmarktverordnung, welcher das **Redispatch und die Einschränkung der Erzeugungsleistung von Stromerzeugungsanlagen** regelt. Denn erst in Engpasssituationen entfaltet der Vorrang von EE-Anlagen seine hauptsächliche Bedeutung.
 - Diesbezüglich wird in den Vorschlägen zwar nicht mehr explizit von einem vorrangigen oder garantierten Netzzugang für EE-Anlagen gesprochen, allerdings schreibt Art. 12 Abs. 4 lit. a) den Netzbetreibern vor, dass ihr Netz in der Lage sein muss, Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder aus hocheffizienten KWK-Anlagen **mit „möglichst geringer Einschränkung bzw. möglichst geringem Redispatch“** zu übertragen. Im Rahmen der Regelung des Art. 12 kann also durchaus von einer Beibehaltung des „Einspeisevorrangs“ für EE-Strom gesprochen werden. Dies schlägt sich auch in der Ausgestaltung der **Abschaltreihenfolge** nach Art. 12 Abs. 5 nieder, wonach **EE-Anlagen erst nachrangig zu konventionellen Anlagen und sogar nachrangig zu KWK-Anlagen** dem Redispatch oder einer Beschränkung der Einspeisung unterworfen werden sollen.
 - Wichtig ist in dieser Hinsicht auch, dass EE-Anlagen, die von solchen Maßnahmen betroffen werden, eine **Entschädigung von „mindestens“ 90% der entgangenen Einnahmen** erhalten sollen, zu denen auch eine etwaige verlorene Förderung zählt. Obwohl im Einzelnen noch Unschärfen in einzelnen Formulierungen und Abgrenzungsschwierigkeiten bestehen, kann somit bezüglich einer teilweise befürchteten „*Abschaffung des Einspeisevorrangs*“ hinsichtlich der rechtlichen Ausgangslage Entwarnung gegeben werden. Allerdings wird sich in der künftigen praktischen Handhabung der Vorschläge noch zeigen müssen, ob diese geeignet sind, dem Einspeisevorrang in Engpasssituationen auch tatsächlich Geltung zu verschaffen.

- Für die Rechtsanwender und Normadressaten (Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, Regulierungsbehörden) scheint die Norm aufgrund verschiedener unklarer Begriffe und Abgrenzungsschwierigkeiten **noch nicht rechtssicher handhabbar**. Ein Beispiel dafür ist die Formulierung „wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßigen Kosten führen“. Hier besteht im weiteren Gesetzgebungsverfahren noch Nachbesserungsbedarf. Alternativ könnte sich hier allerdings auch Raum für konkretisierende Durchführungsbestimmungen der Mitgliedstaaten ergeben.

Auswirkungen auf die deutsche Rechtslage

- Was die potentiellen Auswirkungen der Vorschläge auf die bestehenden Vorrangregelungen für EE-Strom im deutschen Recht angeht, fällt die Bewertung differenziert aus. Zunächst ist im Blick zu behalten, dass es sich bei den Vorschlägen zur neuen Binnenmarkt-VO um einen Rechtsakt mit **unmittelbarer Geltung im deutschen Recht** handelt, der, anders als im Falle einer Richtlinie, keiner Umsetzung durch den deutschen Gesetzgeber mehr bedarf. Im Anwendungsbereich der Verordnung beschränkt sich der Handlungsspielraum mitgliedstaatlicher Rechtsetzung auf die Fälle, in denen weitere Durchführungsmaßnahmen erforderlich sind. Auch können Regelungsbereiche, die die Verordnung nicht regelt, weiterhin durch den nationalen Gesetzgeber ausgefüllt werden. **Entgegenstehendes nationales Recht** ist allerdings zu beseitigen. Auch nationale Bestimmungen, die den Inhalt der Verordnung nur wiederholen und somit deren europarechtlichen Ursprung verschleiern, sind europarechtswidrig. Allerdings scheinen die Vorschläge nach ihrer derzeitigen Ausgestaltung Spielräume zu gewährleisten, die eine weitgehende Beibehaltung der deutschen Vorrangregelungen zugunsten von Strom aus erneuerbaren Energien ermöglichen.
 - Trotz der deutlich erkennbaren Tendenz der Kommissionsvorschläge, für EE-Anlagen keine besonderen Regelungen mehr zu treffen, sondern diese wie alle übrigen Stromerzeugungsanlagen diskriminierungsfrei zu behandeln, scheinen einige deutsche Regelungen bestehen bleiben zu können. Die Regelungen zum **vorrangigen Netzanschluss** (§ 8 EEG 2017) oder der **Netzausbaupflicht der Netzbetreiber** (§ 8 Abs. 4 i.V.m. § 12 EEG 2017) scheinen weiterhin im Hinblick auf das EE-Ausbauziel der EU sachlich gerechtfertigt.
 - Die vorrangige **Abnahme, Übertragung und Verteilung von EE-Strom** nach Art. 11 Abs. 1 EEG 2017 dürfte allerdings künftig nur noch für neue EE-Anlagen unterhalb der Schwellenwerte des Art. 11 des Entwurfs der Binnenmarkt-VO (zunächst 500 kW) gelten. Die praktischen Auswirkungen dieser Einschränkung dürften sich aber in Grenzen halten, da hiervon ausschließlich direkt vermarktende Anlagen betroffen sind, welche auch bislang nur in Eng-

passsituationen auf den physikalischen Einspeisevorrang angewiesen sind. Dieser wird nun durch Art. 12 Entwurf E-Binnenmarkt-VO abgedeckt. **Bestandsanlagen**, die auch bislang von einer Vorrangregelung profitieren, wären nach den Vorschlägen ohnehin nicht von der Neuregelung betroffen.

- Des Weiteren wäre wohl die **Ausfallvergütung** nicht in ihrer derzeitigen Ausgestaltung aufrechtzuerhalten. Denn diese ermöglicht auch Anlagen über den in Art. 11 des Entwurfs der Binnenmarkt-VO genannten Schwellenwerten die Einspeisung in Abweichung der wirtschaftlichen Kriterien des Strommarkts, indem sie den Anlagen (wenn auch nur vorübergehend) eine Einspeisevergütung zugesteht.
- Sollten die Neuregelungen, wie vorgeschlagen in Kraft treten, wäre im Detail zu untersuchen, inwiefern die bestehenden Regelungen, insbesondere die **§§ 13 EnWG, 14 EEG 2017** abzuändern wären, um zu verhindern, dass die unmittelbare Geltung der Vorgaben im Rahmen der Binnenmarkt-VO verschleiert wird. Eine **zusammenfassende Übersicht** über die vorgeschlagenen Neuregelungen hinsichtlich des EE-Vorrangs und ihrer potentiellen Auswirkungen auf das deutsche Recht ermöglicht nachfolgende Tabelle:

	Netzanschluss	Netzausbau	Netzzugang/Abnahme	Übertragung und Verteilung	Beschränkung der Einspeisung
Derzeitige Rechtslage EU	Erw.gr. 61 EE-RL: MS können zur Beschleunigung der Netzanschlussverfahren die Möglichkeit des vorrangigen „Netzzugangs“ (engl. Version „ <i>connection</i> “), vorsehen. Art. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Pflicht zur objektiven und diskriminierungsfreien Anwendung technischer Vorschriften bzgl. des Netzanschlusses. (Vgl. auch Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631)	Art. 16 EE-RL/Art. 12 lit. a), 25 I Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Grdstl. Pflicht der Netzbetreiber EE-Anlagen an das Netz anzuschließen, die einen Netzanschluss begehren und damit, zumindest implizit, auch bei Bedarf das Netz entsprechend auszubauen. Art. 16 I EE-RL: MS müssen geeignete Schritte ergreifen, um Netzinfrastruktur auszubauen, die der Weiterentwicklung des EE-Ausbaus Rechnung trägt.	Art. 16 II b), Erw.gr. 61 EE-RL: Vorrangiger oder garantierter Netzzugang für alle EE-Anlagen	Art. 16 II a) EE-RL: Pflicht der ÜNB und VNB, Übertragung und Verteilung von EE-Strom zu gewährleisten.	Art. 16 II c) S. 2 EE-RL: MS stellen sicher, dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung von EE-Strom möglichst gering zu halten.
Derzeitige Rechtslage DE	§ 8 EEG 2017: Pflicht der NB zum vorrangigen Netzanschluss.	§§ 8 IV, 12 EEG 2017: Netzanschlusspflicht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, Verstärkung, oder den Ausbau des Netzes möglich wird.	§ 11 I 1 EEG 2017: Vorrangige physikalische Abnahmepflicht	§ 11 I 1 EEG 2017: Vorrangige Übertragung und Verteilung	§§ 14, 15 EEG 2017, 13 III EnWG: Einspeisemanagement unter Beachtung des EE-Vorrangs und Entschädigung.
Vorschläge im Winterpaket	Keine expliziten Vorgaben zum Netzanschluss mehr. Ermächtigung der KOM zu Verordnungen über Netzkodizes zum Netzanschluss nach Art. 55 Abs. 1 lit. b) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (vgl. insofern weiterhin Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631). Keine Privilegierung von EE-Anlagen in der konkreten Netzanschlusssituation mehr (Transparenz- und Informationspflichten der Netzbetreiber nach Art. 16 III-VI EE-RL gestrichen).	Art. 16 EE-RL gestrichen. Allgemeine und langfristige Netzausbauverpflichtung der Netzbetreiber nach Art. 31 Abs. 1, Art. 40 Abs. 1 lit. a) Entwurf Binnenmarkt-RL. Art. 16 Abs. 4 lit. a) Entwurf Binnenmarkt-VO als Netzausbauverpflichtung zugunsten von EE?	Art. 11 II-IV Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Vorrangiger Dispatch für Bestandsanlagen, neue Anlagen (<500 kW/250 kW/125kW) oder Demonstrationsprojekte.	Art. 11 II-IV Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Vorrangiger Dispatch für Bestandsanlagen, neue Anlagen (<500 kW/250 kW/125kW) oder Demonstrationsprojekte.	Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Redispatch und Einschränkung der Erzeugung nach marktbasierter oder nicht-marktbasierter Mechanismen unter möglichst geringer Einschränkung der EE- oder KWK-Stromerzeugung. Führen marktbasierter Maßnahmen nicht zur Beseitigung des Engpasses greifen nicht-marktbasierter Mechanismen. Die dafür vorgesehene Abschaltreihenfolge enthält einen allerdings zukünftig auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eingeschränkten EE-Vorrang und Entschädigungsansprüche.
Mögliche Auswirkungen auf die deutsche Rechtslage?	Pflicht zum vorrangigen Netzanschluss für EE-Anlagen kann im Ergebnis beibehalten werden, wenn auch mit einem anderen Begründungsansatz.	Pflicht zum vorrangigen Netzausbau bei Netzanschlussbegehren von EE-Anlagen kann im Ergebnis beibehalten werden, wenn auch mit einem anderen Begründungsansatz.	Die vorrangige jederzeitige physikalische Abnahme kann für EE-Anlagen > 500 kW/250 kW/125kW nicht beibehalten werden. Im Ergebnis aber folgenlos, weil das Vorrangprinzip nur dann von Bedeutung, wenn Beschränkungen der Einspeisung erforderlich sind. Dann gilt aber Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, dazu sogleich in der rechten Spalte.	Die vorrangige jederzeitige Übertragung/Verteilung von Strom aus EE-Anlagen >500 kW/250 kW/125kW kann nicht beibehalten werden. Im Ergebnis aber folgenlos, weil das Vorrangprinzip nur dann von Bedeutung, wenn Beschränkungen der Übertragung/Verteilung erforderlich sind. Dann gilt aber Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, dazu sogleich in der rechten Spalte.	EE-Anlagen sind gegenüber konventionellen und KWK-Anlagen erst nachrangig abzuregulieren. Die Entschädigungshöhe für abregelungsbedingte Erzeugungsausfälle kann beibehalten werden.

B. Abstract

- With its package „Clean Energy for all Europeans“ the European Commission has suggested inter alia a completely revised framework of the current provisions covering the priority of electricity from renewable energy sources by the new Electricity Market Regulation. This paper therefore addresses the Commissions suggestions on grid connection, grid expansion, grid access, transmission, distribution and curtailment and sheds light on its relevance for German legislation.
- Whereas public attention primarily focused on the feared removal of priority dispatch, it should not be neglected that also the provisions governing the grid connection of RES-installations are reduced substantially. This concerns the provisions regarding the minimum requirements for the grid connection procedure according to the current RES-Directive. By this also the provisions will be removed upon which the individually requested grid expansion could be based on.
- The Commissions suggested new (and narrowed) concept of priority dispatch replaces the principle of priority/guaranteed grid access which is obligatory for the member states under the current legal framework. Even though this new concept seems to be in need of improvement in terms of clarity and comprehensibility it can be interpreted logically only in the following way: In self dispatch systems like Germany the feed-in of installations essentially is subject to market rules (merit-order dispatch).
 - Derogations from the rules of merit-order dispatch are made for small installations within a certain threshold (500 kW, later 250 and 125 kW) and existing installations which yet today are covered by the priority/guaranteed grid access. Noteworthy is however, that this (narrowed) concept of priority dispatch is applicable just to the dispatch in respect of the grid access and does not contain any statement on the kind of marketing e.g. via a feed-in tariff.
 - However, without explicitly mentioning this, the suggested provisions seem to have an impact on financial support aspects. Indeed, the proposals lead to the conclusion that renewable installations exceeding the thresholds and have to sell their electricity directly in the market are not entitled to invoke priority/guaranteed grid access since their production is based on merit-order signals. That leads to the conclusion that the suggested concept of priority dispatch is tailored for small installations which are entitled to get financial support via feed-in tariffs and therefore depend on the possibility to produce and feed in their electricity whenever their source of energy is available. It is certainly not a coincidence that the threshold level for priority dispatch matches with that one of the Commissions state aid guidelines for obligatory direct marketing.

- For all installations exceeding the threshold and thus not entitled to invoke priority dispatch the suggested provisions governing redispatch and curtailment are of utmost importance. This is so because, after all, the issue of (missing) priority for renewables becomes crucial primarily at times of grid congestions.
- Even though the respective provision do not explicitly speak of priority/guaranteed grid access, it sets out the principle that the system operators guarantee the capability of transmission and distribution networks to transmit electricity produced from renewable energy sources or high-efficiency cogeneration with minimum possible curtailment or redispatching. In that sense it is not farfetched to assume that the principle of priority for renewables is maintained, though differently and less explicitly framed. This is also reflected in the order for redispatching and curtailment which places conventional installations first, combined heat and power plants second and renewable installations respectively thereafter.
 - Important is further, that renewable installations covered by redispatching or curtailment are entitled to a compensation of at least 90% of the net revenues from the sale of electricity including also lost financial support. Even though there might still be difficulties in the precise understanding of the respective provisions and the way of its practical implementation, one can hardly argue that the priority dispatch is abolished by the Commissions suggestion as often worried. Still, the test if the new provisions effectively guarantee the priority for renewables in situations of congestion management and work as intended remains to be seen.
 - Thus, it is even more important to improve the clarity of the provisions in a manner that enable grid operators, installation operators and regulators to handle them in a uniform and sound manner and without unpredictable legal risks.
- As to the potential consequences of the Commissions suggestions for the legal framework in Germany, it is clear that any national provisions that would impede or disguise the direct applicability of the Electricity Market Regulation must be removed. It is the more important therefore that the provisions of the Electricity Market Regulation are specific enough to handle redispatch and curtailment in a reliable way and allow to effectively favor RES-installation with respect to conventional installations.
- If the Commission proposals will be implemented, a further and detailed assessment will have to take place to determine how the current legal framework governing priority rules in Germany has to be adapted in order to guarantee the direct applicability of the Electricity Market Regulation. However, a preliminary assessment shows, that the content of most of the German provisions granting priority to renewables,

can in the end be uphold, even if it might be less easy to literally originate their founding in European law.

C. Einleitung und Überblick

Der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) gilt als einer der wesentlichen Eckpfeiler der Erneuerbare-Energien-Förderung in Deutschland seit seiner Einführung durch das EEG 2000.² Dabei beschränkt sich dieser Vorrang nicht nur auf die Phase der Einspeisung im Sinne des oftmals herangezogenen Schlagworts des „Einspeisevorrangs“, sondern gilt nach dem EEG 2017³ in verschiedenen Phasen: Zunächst im Falle des vorrangigen Netzan schlusses der Anlage, dann im Falle der vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sowie schließlich im Fall der nachrangigen Abregelung der Einspeisung von EE-Strom bei Netzengpässen. Zudem resultiert aus der Verankerung dieses Vorrangs schlussendlich auch die Pflicht der Netzbetreiber, ihr Netz bei Bedarf auszubauen, um die Abnahme des EE-Stroms zu ermöglichen.

Dem Grundsatz nach ist der Vorrang für erneuerbare Energien auch auf europäischer Ebene in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG verankert. Mit ihren Vorschlägen im Rahmen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“⁴ vom 30.11.2016 hat die EU-Kommission allerdings zahlreiche Befürchtungen über die „Abschaffung des Einspeisevorrangs“ für den Zeitraum ab 2020 geweckt.⁵ Allerdings handelt es sich bei dem Begriff des Einspeisevorrangs nicht um einen Rechtsbegriff, da er weder im europäischen noch im deutschen Recht Verwendung findet. Darüber hinaus verengt der Begriff „Einspeisevorrang“ die Diskussion um den Vorrang erneuerbarer Energien allein auf die Phase der Einspeisung. Dieses Hintergrundpapier verfolgt daher das Ziel, genau abzuschichten, welche Neuregelungen vorgeschlagen werden und welche rechtlichen Änderungen sich hierfür in den verschiedenen Phasen, vom Netzan schluss über die Erzeugung bis hin zur Abregelung von EE-Strom, ergeben würden.

Hierzu wird zunächst die derzeit geltende Rechtslage für den Vorrang erneuerbarer Energien auf europäischer und deutscher Ebene dargestellt (vgl. hierzu unter Abschnitt D.) bevor im Einzelnen auf die neuen Vorschläge der Kommission (vgl. hierzu unter Abschnitt E.) und deren Folgen für die deutsche Rechtslage (vgl. hierzu unter Abschnitt F.) eingegangen wird.

² Art. 1 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes vom 29.03.2000, BGBl. I, S. 305. § 3 I EEG 2000 sprach erstmals davon, dass die Netzbetreiber verpflichtet seien, den Strom aus EE-Anlagen „vorrangig“ abzunehmen. Das Stromeinspeisungsgesetz enthielt zuvor zwar ebenfalls eine Abnahmepflicht, diese war aber nicht vorrangig ausgestaltet.

³ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106).

⁴ COM(2016) 860 final vom 30.11.2016, Saubere Energie für alle Europäer, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank.

⁵ Vgl. etwa die Pressemeldungen: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/winterpaket-eu-kommission-will-mehr-energie-effizienz-a-1123782.html>; <http://www.energate-messenger.de/news/169384/eu-kommission-will-einspeisevorrang-abschaffen>; <https://www.pv-magazine.de/2016/11/30/weitreichende-kritik-an-eu-plnen-zur-abschaffung-des-einspeisevorrangs/>.

D. Derzeitige Verankerung des Vorrangprinzips im europäischen und deutschen Recht

Der Vorrang für EE-Strom ist seit seiner Einführung nach Art. 7 Abs. 1 der damaligen Erneuerbaren-Strom-RL 2001/77/EG⁶ auf europäischer Ebene an verschiedenen Stellen mit unterschiedlichen Verpflichtungsgraden für die Mitgliedstaaten verankert. Die wesentlichen Rechtsakte sind die EE-RL 2009/28/EG⁷ sowie die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG⁸. Im Folgenden werden die europarechtlichen Vorgaben bezüglich des Vorrangs von EE-Strom im Rahmen des Netzanschlusses, des Netzausbaus, des Netzzugangs sowie im Fall von Netzengpässen beschrieben und deren Ausgestaltung im deutschen Recht skizziert.

I. Vorrangiger oder diskriminierungsfreier Netzanschluss

1. Kein zwingender vorrangiger Netzanschluss auf EU-Ebene

Ein vorrangiger Netzanschluss von EE-Anlagen ist auf europäischer Ebene rechtlich nicht vorgeschrieben. Nach Erwägungsgrund 61 EE-RL ist es allerdings den Mitgliedstaaten überlassen, ob sie einen vorrangigen Netzanschluss vorsehen wollen oder nicht:

*„Der Anschluss neuer Anlagen für erneuerbare Energie sollte in dem gemäß den Zielen dieser Richtlinie geforderten Umfang so schnell wie möglich genehmigt werden. Die Mitgliedstaaten können zur Beschleunigung der Netzanschlussverfahren die Möglichkeit des **vorrangigen Netzzugangs** oder der Reservierung von Anschlusskapazitäten für neue Anlagen, die Energie aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen, vorsehen.“*

Dabei führt die deutsche Sprachfassung leicht zur terminologischen Verwirrung, da dort von einem vorrangigen „Netzzugang“ die Rede ist. Die Frage des Netzzugangs betrifft allerdings nach der Systematik der EE-RL die Phase nach erfolgtem Netzanschluss. Der Sinnzusammenhang und ein Blick in andere Sprachfassungen, etwa die englische („*priority connection*“)

⁶ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 283 vom 27.10.2001, S. 33–40. Art. 7 I lautet: „Unbeschadet der Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes ergreifen die Mitgliedstaaten die notwendigen Maßnahmen, um sicherzustellen, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilungsnetze in ihrem Hoheitsgebiet die Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten. Sie können außerdem einen vorrangigen Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorsehen. Bei der Behandlung der Erzeugungsanlagen gewähren die Betreiber der Übertragungsnetze Erzeugungsanlagen Vorrang, die erneuerbare Energiequellen einsetzen, soweit es der Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems zulässt.“

⁷ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABl. Nr. L 140 vom 5.6.2009, S. 16–62.

⁸ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/, ABl. Nr. L 211 vom 14.8.2009, S. 55–93.

oder spanische („*prioridad de conexión*“), zeigen, dass Erwägungsgrund 61 den vorrangigen Netzanschluss betrifft. Da sich keine Entsprechung im Richtlinien-Text selbst wiederfindet, ist der vorrangige Netzanschluss damit nicht ausdrücklich rechtsverbindlich verankert, sondern findet nur im Rahmen der nicht verbindlichen Erwägungsgründe Erwähnung.⁹

Auch die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL enthält keine ausdrückliche Normierung bezüglich eines vorrangigen Netzanschlusses von EE-Anlagen, sondern legt nach Art. 12 lit. f) und Art. 25 Abs. 2 die grundsätzliche Verpflichtung für ÜNB und VNB fest,

„sich jeglicher Diskriminierung von Netzbenutzern oder Kategorien von Netzbenutzern, insbesondere zugunsten der mit ihm verbundenen Unternehmen, zu enthalten“.

Damit ist in der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL die Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit aller „*Netzbenutzer*“ verankert. Nach Art. 2 Nr. 18 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL sind „*Netzbenutzer*“ definiert als „*eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität in ein Übertragungs- oder Verteilernetz einspeisen oder daraus versorgt werden*“. Die Diskriminierungsfreiheit bezieht sich somit explizit nur auf bereits an das Netz angeschlossene Netzbenutzer und betrifft somit nicht die Situation des Netzanschlusses, sondern die Situation des Netzzugangs. Hierfür enthält Art. 32 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL noch das spezielle diskriminierungsfreie Zugangsrecht Dritter, das allerdings auch auf bereits angeschlossene Netzbenutzer zugeschnitten ist.

Nach der bisherigen Rechtsprechung des EuGH sind die Begriffe des *Netzzugangs* und des *Netzanschlusses* nicht synonym zu verwenden. Aus der Gesamtschau der bisherigen sekundärrechtlichen Rechtsvorschriften ergebe sich, dass der Begriff des Anschlusses „*die Herstellung einer physischen Verbindung zwischen einem Netz und den Anlagen der Kunden, Erzeugungsanlagen, anderen Netzen und sonstigen Einrichtungen*“ meint.¹⁰ Explizit auf den Netzzugang zugeschnittene Regelungen könnten daher nicht unmittelbar auf den Netzanschluss angewendet werden.¹¹ Da der Netzanschluss allerdings eine zwingende Voraussetzung für die Netznutzung in Form der Stromeinspeisung ist, erscheint es geboten, den Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit im Rahmen der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG im Wege der Auslegung auch auf die Phase des Netzanschlusses zu erstrecken. Der EuGH scheint dieser Ansicht zuzuneigen, wenn er formuliert, dass aus dem diskriminierungsfreien Netzzugangsrecht Dritter zu den Übertragungs- und Verteilernetzen „*indirekte Vorgaben für den Anschluss folgen, da der Anschluss an ein Netz eine Vorbedingung für die Ausübung des Zugangsrechts ist*“.¹² Die Rechtsprechung erging zwar zur Regelung des mittlerweile aufgehobenen Art. 20 Abs. 1 RL 2003/54/EG. Die Norm zum Zugang Dritter findet sich jedoch nahezu

⁹ Zur Rechtsqualität der Erwägungsgründe als Auslegungshilfe, vgl.: *Redeker/Karpenstein*, NJW 2001, 2830 sowie die Rechtsprechungspraxis, z.B.: EuGH C-97/96, Urteil vom 04.12.1997, ECLI:EU:C:1997:581 – *Daihatsu*, Rn. 22, EuGH C-42/95 vom 19.11.1996, ECLI:EU:C:1996:444, Rn. 13.

¹⁰ EuGH C-239/07 vom 12.06.2008, ECLI:EU:C:2008:344 – *Sabatauskas u.a.*, Rn. 35 f.

¹¹ EuGH C-239/07 vom 12.06.2008, ECLI:EU:C:2008:344 – *Sabatauskas u.a.*, Rn.37.

¹² EuGH C-239/07 vom 12.06.2008, ECLI:EU:C:2008:344 – *Sabatauskas u.a.*, Rn. 37.

wortgleich in Art. 32 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL, weshalb die Rechtsprechung auf die aktuelle Rechtslage übertragbar erscheint.

Darüber hinaus enthält Art. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL eine Regelung über technische Vorschriften für den Netzanschluss. Danach müssen u.a. für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, technische Vorschriften mit Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb ausgearbeitet und veröffentlicht werden. Diese technischen Vorschriften müssen „objektiv und nichtdiskriminierend“ sein. Auch hieraus lässt sich die Verankerung des Konzepts eines diskriminierungsfreien Netzanschlusses auf sekundärrechtlicher Ebene ableiten.

Damit bleibt festzuhalten, dass der vorrangige Netzanschluss für EE-Anlagen in europarechtlicher Hinsicht nur im Rahmen der Erwägungsgründe als Option für die Mitgliedstaaten Erwähnung findet, grundsätzlich aber von der Garantie eines diskriminierungsfreien Netzanschlusses nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL auszugehen ist.

Allerdings enthält die EE-RL verschiedene Transparenz- und Informationspflichten der Netzbetreiber, die der Einbindung und dem Anschluss neuer EE-Stromerzeuger dienen sollen. So sind in Art. 16 Abs. 5 EE-RL 2009/28/EG insbesondere Pflichten der Netzbetreiber enthalten,

„jedem neuen Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen, der an das Netz angeschlossen werden möchte, die gesamten erforderlichen Informationen vorzulegen, einschließlich folgender Dokumente:

- a) einen umfassenden und detaillierten Voranschlag der durch den Anschluss entstehenden Kosten,*
- b) einen angemessenen und genauen Zeitplan für die Entgegennahme und die Bearbeitung des Antrags auf Anschluss an das Netz,*
- c) einen angemessenen, indikativischen Zeitplan für jeden vorgeschlagenen Netzanschluss.“*

Somit enthält die EE-RL zwar keinen expliziten „vorrangigen“ Netzanschluss für EE-Anlagen, aber dennoch Regelungen, die gewährleisten, dass alle EE-Anlagen nach einem bestimmten Verfahren und innerhalb eines bestimmten und angemessenen Zeitraums an das Netz anzuschließen sind, die einen Netzanschluss begehren. Darüber hinaus beinhaltet Art. 16 Abs. 4 EE-RL die Möglichkeit für die Mitgliedstaaten, den Netzbetreibern die in Abs. 3 genannten Kosten („Kosten für technische Anpassungen wie Netzanschlüsse und Netzverstärkungen, verbesserter Netzbetrieb und Regeln für die nichtdiskriminierende Anwendung der Netzkodizes, die zur Einbindung neuer Produzenten, die aus erneuerbaren Energiequellen erzeugte Elektrizität in das Verbundnetz einspeisen, notwendig sind“) vollständig oder teilweise aufzuerlegen.

2. Pflicht zum vorrangigen Netzanschluss nach § 8 EEG 2017

Im deutschen Recht ist nach § 8 Abs. 1 EEG 2017 ein vorrangiger Netzanschluss vorgesehen. Danach müssen Netzbetreiber EE-Anlagen „*unverzüglich vorrangig*“ an ihr Netz anschließen. Verpflichtet hierzu ist der Netzbetreiber, der im Hinblick auf die geeignete Spannungsebene die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist. Im Wesentlichen bedeutet der vorrangige Anschluss, dass für den Fall, dass mehrere Anlagen (z.B. eine EE-Anlage und eine konventionelle Anlage) einen Netzanschluss begehren, die EE-Anlage zuerst angeschlossen werden muss.¹³ Im Verhältnis zwischen EE-Anlagen ist nicht auf den Eingang des Netzanschlussbegehrens, sondern auf die Anschlussreife der Anlage abzustellen.¹⁴ Ob EE-Anlagen im Rahmen des Netzanschlusses im Verhältnis zu hocheffizienten KWK-Anlagen¹⁵ vorrangig zu behandeln sind, ist nicht abschließend geklärt.¹⁶

Flankiert wird der Grundsatz des unverzüglichen vorrangigen Netzanschlusses durch die Netzausbaupflicht nach § 8 Abs. 4 EEG 2017 (vgl. hierzu gesondert unter Abschnitt D. II) sowie der Pflicht zur Übermittlung eines genauen Zeitplans und der für den Netzanschluss notwendigen Informationen nach den Absätzen 5 und 6. In dem Zeitplan nach Absatz 5 ist seitens des Netzbetreibers anzugeben, in welchen Arbeitsschritten das Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und welche Informationen die Einspeisewilligen den Netzbetreibern aus ihrem eigenen Verantwortungsbereich übermitteln müssen, um das Netzanschlussverfahren durchführen zu können. Nach Absatz 5 müssen die Netzbetreiber spätestens innerhalb von acht Wochen u.a. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses, alle Informationen zur Prüfung des Verknüpfungspunktes sowie einen Kostenvoranschlag übermitteln. Hierdurch wird dem Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber eine starke Stellung verschafft und das Netzanschlussverfahren beschleunigt.¹⁷

II. Netzausbau zur Gewährleistung des Netzanschlusses

1. Netzausbaupflicht nach EE-RL und Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

Notwendige Voraussetzung des Netzanschlusses für EE-Anlagen ist es auch, dass der Netzbetreiber nicht dauerhaft mit Verweis auf mangelnde Netzkapazitäten einen Anschluss verweigern kann. Eine Netzausbaupflicht zugunsten von EE-Anlagen ist allerdings in Art. 16 Abs. 2 lit. a) EE-RL, der die Pflicht der Netzbetreiber zur Übertragung und Verteilung von EE-Strom

¹³ *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2015, § 8 Rn. 25; *Altrock* in: Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 5 Rn. 48.

¹⁴ *Altrock* in: Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 5 Rn. 48.

¹⁵ Diese sind nach § 3 Abs. 1 Nr. 1 KWKG ebenfalls unverzüglich vorrangig anzuschließen.

¹⁶ Für eine Vorrangigkeit von EE-Anlagen vgl. *Altrock* in: Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 5 Rn. 48; *Schäfermeier* in: Reshöft/Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2014, § 5 Rn. 17; für eine Gleichrangigkeit vgl. *Scholz* in: Säcker (Hrsg.), EEG 2014, § 8 Rn. 17; *Cosack*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2015, § 8 Rn. 28.

¹⁷ *Altrock* in: Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 5 Rn. 13.

normiert, nicht explizit angesprochen. Es stellt sich damit die Frage, ob sich die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Übertragung und Verteilung von EE-Strom lediglich auf bereits angeschlossene Anlagen oder auch auf noch anzuschließende Anlagen bezieht. Dass der Umgang mit bereits angeschlossenen EE-Anlagen explizit in Art. 16 Abs. 2 lit. b) und c) EE-RL geregelt wird, lässt allerdings darauf schließen, dass aus der generellen Verpflichtung, die Übertragung und Verteilung von EE-Strom zu gewährleisten, zumindest auch die Pflicht der Netzbetreiber resultiert, ihre Netzkapazitäten anhand der erhöhten Einspeisung von EE-Strom auszulagern und gegebenenfalls auszubauen. Diese Schlussfolgerung wird unterstützt durch die Verpflichtung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber nach Art. 12 lit. a), Art. 25 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL

*„auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen“.*¹⁸

Danach sind die Netzbetreiber zumindest in der langfristigen Perspektive dazu verpflichtet, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Strom zu befriedigen und das Netz auszubauen. Diese Netzausbauverpflichtung ist allerdings nicht speziell zugunsten von EE-Anlagen ausgerichtet, sondern gilt für alle Stromerzeugungsanlagen.

Bezüglich der kurzfristigen und für den konkreten Netzanschluss von EE-Anlagen wohl wichtigeren Perspektive, ergibt sich nach Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009/28/EG die allgemeine Pflicht der Mitgliedstaaten, geeignete Schritte zu ergreifen, *„um die Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur (...) auszubauen, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen, während der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen Rechnung getragen wird, (...)“*. Eine Netzverstärkungspflicht, wie sie § 8 Abs. 4 i.V.m. § 12 EEG 2017¹⁹, ist hiermit zwar nicht explizit angesprochen, kann aber durchaus als ein geeigneter Schritt im Sinne des Art. 16 Abs. 1 EE-RL 2009/28/EG angesehen werden.

Daneben scheint die EE-RL in weiteren Regelungen implizit vorauszusetzen, dass die Netzbetreiber zur Gewährleistung des vorrangigen oder garantierten Netzzugangs auch zur Verstärkung des Netzes im Rahmen des Netzanschlusses verpflichtet sind. So beinhaltet Art. 16 Abs. 4 i.V.m. Abs. 3 EE-RL 2009/28/EG die Möglichkeit für die Mitgliedstaaten, den Netzbetreibern die *„Kosten für technische Anpassungen wie Netzanschlüsse und Netzverstärkungen“* vollständig oder teilweise aufzuerlegen. Die Zusammenschau der bestehenden Regelungen spricht somit dafür, dass sich aus dem derzeitigen Sekundärrecht eine Netzausbauverpflichtung der Netzbetreiber zur Gewährleistung des Netzanschlusses von EE-Anlagen als notwen-

¹⁸ Für die Verteilnetzbetreiber lautet die parallele Vorschrift nach Art. 25 Abs. 1:

„Der Verteilernetzbetreiber trägt die Verantwortung dafür, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen und in seinem Gebiet unter wirtschaftlichen Bedingungen ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes und der Energieeffizienz zu betreiben, zu warten und auszubauen.“

¹⁹ Vgl. hierzu unter sogleich unter II.

dige Vorbedingung zur Gewährleistung des vorrangigen oder garantierten Netzzugangs ergibt. Eine explizite aus einem konkreten Netzanschlussbegehren resultierende Ausbaupflicht, wie sie etwa im deutschen Recht nach § 8 Abs. 4 EEG 2017 besteht (vgl. hierzu so gleich unter Abschnitt D.II.2), besteht nach der EE-RL allerdings nicht.

2. Netzausbaupflicht nach §§ 8 Abs. 4, 12 EEG 2017

Im deutschen Recht ist die Netzausbaupflicht zugunsten von anschlusswilligen EE-Anlagen in §§ 8 Abs. 4, 12 EEG 2017 verankert. Danach besteht die Netzanschlusspflicht der Netzbetreiber gegenüber EE-Anlagen auch dann, „wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, Verstärkung, oder den Ausbau des Netzes nach § 12 möglich wird“. § 12 EEG 2017 regelt dementsprechend die näheren Voraussetzungen der Erweiterung der Netzkapazität. Nach § 12 Abs. 1 EEG 2017 müssen die Netzbetreiber „auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen“. Diese Pflicht entfällt nach § 12 Abs. 3 EEG 2017 nur, „soweit dies wirtschaftlich unzumutbar ist“. Für diese Unzumutbarkeit trägt der Netzbetreiber die Beweislast.²⁰ Unabhängig von der Frage, wann im Einzelfall eine solche wirtschaftliche Unzumutbarkeit, die von der Netzausbaupflicht entbindet, anzunehmen ist,²¹ ist die Festlegung einer grundsätzlichen Netzausbaupflicht der zentrale Baustein zur tatsächlichen Gewährleistung des vorrangigen Netzanschlusses im Fall nicht ausreichender Netzkapazität, da hierdurch verhindert wird, dass Netzbetreiber unter Verweis auf mangelnde Netzkapazitäten den Netzanschluss verwehren können.

III. Vorrangiger oder garantierter Netzzugang/Abnahme

1. Vorrangiger oder garantierter Netzzugang nach Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL

Nach Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL müssen die Mitgliedstaaten entweder einen „vorrangigen Netzzugang oder einen garantierten Netzzugang“ für EE-Strom vorsehen.²² Diese Begriffe sind aber nicht weiter definiert. Allerdings wird zumindest in Erwägungsgrund 60 EE-RL näher ausgeführt, was hierunter zu verstehen ist:

„Der vorrangige Netzzugang gewährleistet, dass angeschlossene Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in der Lage sind, die Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen nach den Netzanschlussregeln jederzeit, wann immer die Energiequelle

²⁰ Boemke in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Ekardt (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2015, § 12 Rn. 44.

²¹ Vgl. hierzu näher: Schäfermeier in: Reshöft/Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 15 ff.; König in: Säcker (Hrsg.), EEG 2014, 3. Aufl. 2015, § 12 Rn. 80 ff.; Wustlich in: Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 9 Rn. 33 ff.

²² Zur unklaren Abgrenzbarkeit zu Art. 16 Abs. 2 lit. c) S. 1 EE-RL 2009/28/EG vgl. unter Abschnitt D.V.1.

*verfügbar ist, zu verkaufen und zu übertragen. Falls die Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen in den Spotmarkt integriert ist, gewährleistet der **garantierte Netzzugang**, dass die gesamte verkaufte und geförderte Elektrizität Zugang zum Netz erhält, wodurch an das Netz angeschlossene Anlagen eine Höchstmenge an Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen verwenden können.“*

Die EE-RL unterscheidet bei der Form der Gewährung des Netzzugangs somit danach, ob der Strom auf dem Strommarkt vermarktet wird (= garantierter Netzzugang) oder nicht (= vorrangiger Netzzugang). Damit scheint das Konzept des vorrangigen Netzzugangs auf eine Förderregelung zugeschnitten, die zumindest eine Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber vorsieht (z.B. ein System mit festen Einspeisetarifen). Dies geht zwar nicht unmittelbar aus dem Wortlaut hervor, allerdings ist der Anlagenbetreiber insbesondere in einem solchen System tatsächlich darauf angewiesen, seinen Strom jederzeit und unabhängig von Marktsignalen, wann immer die Energiequelle verfügbar ist, zu verkaufen und übertragen zu dürfen. Hingegen stellt das Konzept des garantierten Netzzugangs darauf ab, dass der Anlagenbetreiber den Strom in Abhängigkeit von Marktsignalen auf dem Spotmarkt vermarktet und passt somit begrifflich zu Förderregelungen, die im Wege der Direktvermarktung mittels Marktprämien oder unter Verwendung von Zertifikaten funktionieren.

Art. 15 Abs. 3 und Art. 25 Abs. 4 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG legen zudem in Abweichung des Grundsatzes der klarstellend fest, dass die Mitgliedstaaten die Netzbetreiber verpflichten müssen, bei der „Inanspruchnahme“ (in der englischen Sprachfassung: „*dispatching*“) EE-Anlagen im Einklang mit Art. 16 EE-RL Vorrang einzuräumen.²³ Die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL verwendet damit einen anderen Begriff und formuliert eher aus der Sicht des Netzbetreibers („*Inanspruchnahme*“/„*dispatching*“), während die EE-RL sprachlich eher die Sicht des Anlagenbetreibers einnimmt („*Netzzugang*“/„*access*“). Grundsätzlich wird jedoch trotz der unterschiedlichen Begrifflichkeiten sowohl in der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL als auch in der EE-RL festgelegt, dass die Mitgliedstaaten sicherzustellen haben, dass EE-Strom vorrangig vor konventionell erzeugtem Strom in das Netz eingespeist wird.

2. Vorrangige physikalische Abnahme nach § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017

Nach § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 muss der Strom seitens des Netzbetreibers grundsätzlich vorrangig physikalisch abgenommen werden. Der Begriff der Stromabnahme nach Abs. 1 umfasst zunächst alle physikalischen Vorgänge, die notwendig sind, um den Strom aus der Anlage in das Netz ein und über dieses fortzuleiten.²⁴ Hiervon zu unterscheiden ist die Pflicht zur kaufmännischen Abnahme nach § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2017, die, zusätzlich zur physikalischen Abnahmepflicht nach Satz 1, nur in dem Fall besteht, dass der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Einspeisevergütung nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 21 EEG 2017 hat. EE-Anlagen mit

²³ Art. 15 Abs. 2 RL 2009/72/EG geht demgegenüber dem Grundsatz nach davon aus, dass die Einspeisung von Erzeugungsanlagen u.a. nach dem Kriterium des „wirtschaftlichen Vorrangs“ zu erfolgen hat.

²⁴ *Altrock* in: *Altrock/Oschmann/Theobald* (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 8 Rn. 13.

Anspruch auf Marktprämie im Wege der Direktvermarktung nach §§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2017 haben somit „nur“ einen Anspruch auf die vorrangige physikalische Abnahme. Diese Unterscheidung liegt darin begründet, dass im Rahmen der Direktvermarktung entweder der Direktvermarkter den Strom kaufmännisch abnimmt und in einen Bilanzkreis einstellt²⁵ oder sich der Anlagenbetreiber selbst darum kümmert, dass der von ihm erzeugte Strom gekauft wird. Während § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 somit die physikalische Abnahme im Sinne der tatsächlichen Einspeisung des Stroms regelt, betrifft § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 die schuldrechtliche Pflicht zum Kauf des Stroms durch den Netzbetreiber. Letztere greift nur im Falle der Einspeisevergütung und entfällt im Rahmen der Direktvermarktung denknotwendig, da der Anlagenbetreiber in diesem Fall seinen Strom selbst vermarkten muss.

Mit der vorrangigen physikalischen Abnahme nach § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 erfüllt Deutschland somit die europarechtliche Vorgabe, einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang vorzusehen, da hierdurch sichergestellt wird, dass der Strom im Wege der tatsächlichen Einspeisung Zugang zum Netz erhält. Begrifflich scheint sich für Anlagenbetreiber mit Anspruch auf Einspeisevergütung hier eine Zuordnung zum Konzept des „*vorrangigen Netzzugangs*“ anzubieten, während für Anlagenbetreiber mit Anspruch auf die Marktprämie im Wege der Direktvermarktung eher eine begriffliche Zuordnung zum Konzept des „*garantierten Netzzugangs*“ passend erscheint.²⁶ Dem mag entgegengehalten werden, dass die Einführung eines vorrangigen oder garantierten Netzzugangs nach Erwägungsgrund 60 EE-RL ausdrücklich nicht beinhaltet, „*dass die Mitgliedstaaten verpflichtet sind, Abnahmeverpflichtungen für erneuerbare Energie zu fördern oder einzuführen*“. Eine Pflicht zur physikalischen Abnahme ist hier aber wohl nicht gemeint, wie ein Blick in andere Sprachfassungen zeigt. So spricht die englische Sprachfassung in diesem Zusammenhang von „*purchase obligation*“, womit dann wohl die kaufrechtliche Abnahme im Sinne einer Bezugspflicht gemeint sein dürfte. Die physikalische Abnahmepflicht nach § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 dient somit der Umsetzung des europarechtlich vorgegebenen Netzzugangs,²⁷ während die kaufmännische Abnahmepflicht nach § 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 nicht europarechtlich vorgegeben ist.

Das Prinzip der vorrangigen physikalischen Abnahme entfaltet seine Wirkung vor allem im Fall von Netzengpässen. Sind ausreichend Netzkapazitäten vorhanden, sind die Netzbetreiber ohnehin nach § 20 EnWG und der Vorgabe nach Art. 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL dazu verpflichtet, allen Netznutzern einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten. Im Fall von Netzengpässen ist der Strom aus erneuerbaren Energien allerdings zeitlich und sachlich vor sonstigem konventionell erzeugtem Strom abzunehmen. Dem Anlagenbetreiber kann daher nicht entgegengehalten werden, dass das Netz aufgrund anderweitig erzeugten Stroms ausgelastet sei.²⁸ Diese Pflicht zur vorrangigen physikalischen Abnahme nach § 11

²⁵ *Lehnert*, Direktvermarktung und Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2014: Gesetzliche Vorgaben und Rechtspraxis, ZUR 2015, 277, 279.

²⁶ Vgl. zur begrifflichen Unterscheidung vorstehend unter Abschnitt D.III.1

²⁷ A.A.: *Scholz*, in: Säcker (Hrsg.), EEG, 3. Aufl. 2015, § 11 Rn. 2.

²⁸ *Altrock* in: Altrock/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2013, § 8 Rn. 19.

Abs. 1 S. 1 EEG 2017 besteht allerdings nicht uneingeschränkt, sondern bereits dem Wortlaut nach nur vorbehaltlich des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017, wonach im Fall drohender Netzengpässe ausnahmsweise auch die Abregelung von EE-Anlagen möglich ist (vgl. hierzu unter Abschnitt D.V).

IV. Übertragung und Verteilung

1. Übertragung und Verteilung nach Art. 16 Abs. 2 lit. a) EE-RL

Art. 16 Abs. 2 lit. a) EE-RL sieht in diesem Zusammenhang vor, dass die Mitgliedstaaten, vorbehaltlich der zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen sowie auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien, gewährleisten,

„dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilernetze in ihrem Hoheitsgebiet die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gewährleisten“.

Damit ist sekundärrechtlich der Grundsatz festgelegt, dass die Netzbetreiber EE-Strom übertragen und verteilen müssen. Nach den Begriffsdefinitionen in Art. 2 Nr. 3 und Nr. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG ist damit zusammenfassend der „Transport“ des Stroms im Übertragungs- und Verteilnetz gemeint. Die Übertragung und Verteilung ist in der EE-RL allerdings nicht vorrangig ausgestaltet. Dies erscheint allerdings auch nicht unbedingt nötig, da bereits der Netzzugang entweder vorrangig oder garantiert zu gewähren ist (vgl. hierzu oben unter Abschnitt D.III). Nach erfolgter Einspeisung geschieht die weitere Verteilung und Übertragung ohnehin nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten. Ist der EE-Strom im Netz, kann zudem im Rahmen der weiteren Übertragung und Verteilung physikalisch nicht mehr zwischen EE-Strom und konventionellem Strom unterschieden werden.

2. Vorrangige Übertragung und Verteilung nach § 11 EEG 2017

Neben der vorrangigen Abnahmepflicht (hierzu unter Abschnitt D.III.2) ist in § 11 Abs. 1 EEG 2017 die Pflicht der Netzbetreiber zur vorrangigen Übertragung und Verteilung des EE-Stroms festgelegt. Der Begriff der „Übertragung“ ist nach § 3 Nr. 32 EnWG definiert als *„der Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst“*. Der Begriff der „Verteilung“ wiederum ist nach § 3 Nr. 37 EnWG definiert als *„der Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst; (...)“* Inhaltlich entsprechen diese Begrifflichkeiten den Definitionen nach Art. 2 Nr. 3 und Nr. 5 Elektrizitätsbin-

nenmarkt-RL. Die Verpflichtung nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 betrifft somit den Weitertransport des Stroms nach dessen erfolgter Abnahme über die Verteilungs- und Übertragungsnetze. Wie die Pflicht zur vorrangigen Abnahme des Stroms steht auch die Pflicht zur vorrangigen Übertragung und Verteilung unter dem Vorbehalt des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017 (hierzu unter Abschnitt D.V.2).

Mit der Pflicht zur vorrangigen Übertragung und Verteilung geht § 11 Abs. 1 EEG 2017 über die Vorgabe nach Art. 16 Abs. 2 lit. a) EE-RL hinaus, wonach keine Vorrangigkeit von EE-Strom bei der Übertragung und Verteilung vorgesehen ist. Die EE-RL unterscheidet nach Art. 16 Abs. 2 zwischen der „Übertragung und Verteilung“ (lit. a) sowie dem „Netzzugang“ (lit. b) von EE-Strom. Die Vorrangigkeit ist dabei nach Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL lediglich für die Phase des Netzzugangs normiert. Der Terminus des „Netzzugangs“ wurde vorliegend begrifflich der im deutschen Recht gebräuchlichen Terminologie der „*physikalischen Abnahme*“ zugeordnet (vgl. unter Abschnitt D.III.2.). Ob diese begriffliche Unterscheidung zwischen Netzzugang/physikalischer Abnahme, Übertragung und Verteilung im Hinblick auf die physikalischen Gegebenheiten von in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Stroms sinnvoll erscheint oder besser für den gesamten Vorgang einheitlich von Netzzugang oder Netznutzung gesprochen werden sollte,²⁹ sei vorliegend dahingestellt. Da die Einspeisung des Stroms, bildlich gesprochen, in einen „*Stromsee*“³⁰ erfolgt, kann allerdings festgehalten werden, dass ein vorrangiger Weitertransport des EE-Stroms in tatsächlicher Hinsicht nicht erfolgen kann, da dieser vom übrigen im allgemeinen Netz befindlichen Strom stofflich nicht mehr unterschieden werden kann. Die eigenständige Bedeutung der vorrangigen Pflicht zur Übertragung und Verteilung gegenüber der vorrangigen physikalischen Abnahme ist daher zwar im EEG begrifflich vorgegeben, aber in tatsächlicher Hinsicht von geringer Bedeutung.

V. Beschränkung der Einspeisung

1. Möglichst geringe Beschränkung nach Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL

Art. 16 Abs. 2 lit c) EE-RL 2009/28/EG enthält verschiedene Aspekte, die den Vorrang von EE-Strom bei der Einspeisung in das Netz betreffen. Der Begriff des „Einspeisevorrangs“ wird dabei allerdings nicht verwendet, die EE-RL spricht in diesem Zusammenhang von einem vorrangigen „*Abrufen*“ (in der englischen Sprachfassung: „*dispatch*“). Die Mitgliedstaaten müssen somit nach Art. 16 Abs. 2 lit. c) S. 1 EE-RL 2009/28/EG als grundsätzliche Verpflichtung zunächst sicherstellen,

„dass die Betreiber der Übertragungsnetze beim Abrufen von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien Erzeugungs-

²⁹ Vgl. hierzu: *Säcker/Boesche* in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, § 20 EnWG Rn. 24; *Schäfermeier* in: Reshöft/Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl. 2014, § 8 Rn. 11.

³⁰ *Säcker/Boesche* in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, § 20 EnWG Rn. 24.

anlagen Vorrang gewähren, in denen erneuerbare Energiequellen eingesetzt werden, soweit der sichere Betrieb des nationalen Elektrizitätssystems dies zulässt.

Damit normiert Art. 16 Abs. 2 lit. c) S. 1 EE-RL 2009/28/EG zunächst einmal den Grundsatz des vorrangigen Abrufs von EE-Anlagen. Unklar ist dabei, worin der Unterschied des hier verwendeten Begriffs des vorrangigen „Abrufens“ zum vorrangigen „Netzzugang“ (Art. 16 Abs. 2 lit. b) EE-RL 2009/28/EG) oder zur vorrangigen „Inanspruchnahme“ (Art. 15 Abs. 3 und Art. 25 Abs. 4 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG) bestehen soll. Letztlich scheinen aus unterschiedlichen Perspektiven alle die Phase der Einspeisung des EE-Stroms zu betreffen. Jedenfalls besteht der Grundsatz des vorrangigen Abrufens von EE-Strom nach Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL 2009/28/EG unter der einschränkenden Voraussetzung des sicheren Netzbetriebs. Zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs kann es daher nötig werden, dass die Einspeisung von EE-Strom beschränkt werden muss. Hierbei schreibt Art. 16 Abs. 2 lit. c) S. 2 EE-RL allerdings vor, dass die Mitgliedstaaten sicherstellen müssen,

„dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen möglichst gering zu halten.“

Damit gilt also auch im Falle von Einspeisebeschränkungen (engl. Sprachfassung: „*curtailment*“) seitens der Netzbetreiber ein grundsätzlicher Vorrang von EE-Strom in dem Sinne, dass die Einspeisung von EE-Strom so wenig wie möglich beschränkt werden darf. Zugleich werden nach Art. 16 Abs. 2 lit. c) S. 3 EE-RL Transparenz- und Berichtspflichten der Netzbetreiber festgelegt:

„Werden umfassende Maßnahmen zur Beschränkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen ergriffen, um die Sicherheit des nationalen Elektrizitätssystems und die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die zuständigen Netzbetreiber diese Maßnahmen der zuständigen Regelungsbehörde melden und angeben, welche Abhilfemaßnahmen sie zu treffen beabsichtigen, um unangemessene Beschränkungen zu vermeiden.“

Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL legt damit insgesamt grundsätzliche Regelungen zur Beachtung des Vorrangs von EE-Strom im Fall von netz- und versorgungssicherheitsrelevanten Einspeisebeschränkungen durch die Netzbetreiber fest. Diese Regelungen sind allerdings nicht ausdifferenziert. So werden beispielsweise keine konkreten zu ergreifenden Maßnahmen oder eine Abschaltreihenfolge normiert. Auch wird begrifflich nur der nicht näher definierte Fall der Einspeisebeschränkung (engl. Sprachfassung: „*curtailment*“) abgedeckt, was die Frage offenlässt, ob der EE-Vorrang auch im Falle des „*Redispatchings*“³¹ gilt.³²

³¹ Definition Redispatching aus Art 2 Nr. 26 VO (EU) 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates: „*„Redispatching“ bezeichnet eine Maßnahme, die von einem oder mehreren Netzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- und/oder des Lastmusters aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Übertragungsnetz zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern.“*

2. Einspeisemanagement nach §§ 13 EnWG, 14 EEG 2017

Im Vergleich zu den europarechtlichen Vorgaben nach Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL enthalten §§ 13 EnWG, 14 EEG 2017 ein ausdifferenziertes System, wie im Falle von Netzengpässen die Einspeisung von EE-Anlagen durch die Netzbetreiber beschränkt werden darf. § 13 EnWG dient der sicheren und zuverlässigen Stromversorgung und bildet insofern die Grund- und Ausgangsnorm für die Abregelung von EE-Anlagen. Damit ist sein Anwendungsbereich auch breiter als das Einspeisemanagement von EE-Anlagen nach § 14 EEG 2017, welches tatbestandlich nur speziell im Fall von Netzengpässen gilt. Die Abschaltung von EE-Anlagen kann damit außerhalb des Vorliegens von Netzengpässen (etwa bei Netzfehlern oder Frequenzschwankungen) nicht auf Grundlage von § 14 EEG 2017 erfolgen, sondern muss nach § 13 EnWG durchgeführt werden.³³ Auch in diesem Fall ist allerdings der Vorrang von EE-Strom nach § 13 Abs. 3 S. 1 EnWG i.V.m. § 11 Abs. 1 EEG 2017 zu berücksichtigen.

Für den Fall von Netzengpässen ergibt sich im Zusammenspiel zwischen § 13 EnWG und § 14 EEG 2017 folgendes Schema für die Reihenfolge von Maßnahmen, die die Netzbetreiber ergreifen müssen. Dabei kommt die nächste Stufe immer dann zum Zug, wenn die Maßnahmen auf der vorhergehenden Stufe nicht zur Verfügung stehen oder nicht ausreichend waren, um den Netzengpass zu beseitigen.³⁴

³² Der Vorschlag zur Neuregelung im Rahmen des Winterpakets nach Art. 12 E-Binnenmarkt-VO unterscheidet hingegen begrifflich zwischen „Redispatch“ und „Einschränkung“ („curtailment“) der Erzeugung, vgl. hierzu eingehend unter Abschnitt E.IV.

³³ Schumacher, Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, ZUR 2012, 17, 19.

³⁴ König in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 1, § 13 EnWG Rn. 104.

I. Netzbezogene Maßnahmen

- Vorbeugende Maßnahmen ohne Abregelung von Anlagen, insb. Netzschaltungen, § 13 I Nr. 1 EnWG.

II. Marktbezogene Maßnahmen (Konventionelle Anlagen)

- Räumliche Verlagerung der Einspeisung (Redispatch), Abschaltungen, Zuschaltungen
- Im Rahmen vertraglicher Vereinbarungen, § 13 I Nr. 2 EnWG
- Anlagen ab 10 MW zur Mitwirkung verpflichtet, § 13a I EnWG.

III. Marktbezogene Maßnahmen (EE- und KWK-Anlagen)

- Räumliche Verlagerung der Einspeisung (Redispatch), Abschaltungen, Zuschaltungen
- Im Rahmen vertraglicher Vereinbarungen nach Ausschöpfung der Stufe II und wenn vertragliche Abweichung vom EE-Vorrang ausnahmsweise erlaubt, § 13 I Nr. 2, III S. 2 EnWG i.V.m. § 8 III EEG 2017.

IV. Zusätzliche Reserven

- Netzreserve nach §§ 13 I Nr. 3, 13d EnWG
- Kapazitätsreserve nach §§ 13 I Nr. 3, 13e EnWG

V. Notfallmaßnahmen (konventionelle Anlagen)

- Regelung konventioneller Erzeugungsanlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG
- Ohne vertragliche Grundlage i.R.d. gesetzlichen Eingriffsrechts nach § 13 Abs. 2 EnWG

VI. Notfallmaßnahmen (EE- und KWK-Anlagen)

- Regelung von EE- und KWK-Anlagen nach § 13 II, III S. 1 EnWG nach Ausschöpfen der Stufe V, es sei denn Ausnahme nach § 13 II S. 4, 5 EnWG (insb. must-run).
- Ohne vertragliche Grundlage i.R.d. gesetzlichen Eingriffsrechts nach § 13 Abs. 2 EnWG
- Im Fall einer Überlastung der Netzkapazität (Netzengpasses) erfolgt Eingriff auf Grundlage der §§ 13 II S. 3 EnWG, 14 EEG 2017 i.R.d. Einspeisemanagements mit rudimentärer Binnenreihenfolge (PV-Anlagen mit höchstens 100 kW zuletzt, §§ 14 I S. 2, 9 II EEG 2017) und Berichtspflichten.

VI. Entschädigung nach § 15 EEG 2017

Zu einer etwaigen Entschädigung abgeregelter EE-Anlagen gibt es im geltenden EU-Recht keine Vorgaben. Im deutschen Recht ist die Entschädigungspflicht der Netzbetreiber gegenüber EE-, Grubengas und KWK-Anlagen im Rahmen der Härtefallregelung nach § 15 EEG 2017 normiert. Wird die Einspeisung von Strom aus EE- Grubengas und KWK-Anlagen wegen eines Netzengpasses nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die betroffenen Anlagenbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen (zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen) entschädigen. Übersteigen die entgangenen Einnahmen in einem

Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres, ist ab diesem Zeitpunkt eine Entschädigung in Höhe von 100 % zu leisten.³⁵

VII. Zwischenergebnis

Die EE-RL verankert den Vorrang von EE-Strom an verschiedenen Stellen. Der im deutschen Recht vorgesehene vorrangige Netzanschluss ist dabei allerdings nicht zwingend vorgeschrieben, sondern lediglich als eine Option der Mitgliedstaaten im Rahmen der Erwägungsgründe der EE-RL angesprochen. Grundsätzlich ist daher nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL von der Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzanschlusses auszugehen. Die deutsche Vorrangregelung im Rahmen des Netzanschlusses nach § 8 EEG 2017 geht somit über die europarechtlichen Vorgaben hinaus. Daneben lässt sich aus der EE-RL die grundsätzliche Pflicht der Netzbetreiber zum Netzausbau zugunsten von EE-Anlagenbetreibern ableiten, welches im deutschen Recht allerdings deutlich expliziter verankert ist.

Im Rahmen des Netzzugangs unterscheidet die EE-RL begrifflich zwischen dem vorrangigen oder garantierten Netzzugang und verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, eine der beiden Varianten vorzusehen. Die im deutschen Recht verankerte vorrangige Abnahme von EE-Strom kann dabei je nachdem, ob die Anlage eine Einspeisevergütung oder eine Marktprämie erhält, begrifflich einer der beiden europarechtlichen Varianten zugeordnet werden. Die Übertragung und Verteilung nach erfolgter Abnahme des Stroms ist im deutschen Recht im Gegensatz zu den europäischen Vorgaben vorrangig gewährleistet, wobei diesem Unterschied nach bereits erfolgter vorrangiger Abnahme wohl kaum praktische Bedeutung zukommt. Die Regelungen zum Einspeisemanagement gewährleisten den hierfür auch europarechtlich verpflichtend vorgesehenen EE-Vorrang, und gehen im Detaillierungsgrad weit über die grundsätzlichen Erfordernisse der EE-RL hinaus. Für die im deutschen Recht normierte Entschädigungspflicht für abgeregelte EE-Anlagen bestehen keine europarechtlichen Vorgaben.

Folgende Tabelle veranschaulicht die bestehenden europarechtlichen Vorgaben zum EE-Vorrang und ihre Verankerung im deutschen Recht:

³⁵ Vgl. hierzu näher *Bundesnetzagentur*, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 2.1, Stand: 07.03.2014, S. 6 ff.

Tabelle 1: Derzeitige EU-Vorgaben zum EE-Vorrang und Ausgestaltung im deutschen Recht

	Netzanschluss	Netzausbau	Netzzugang/Abnahme	Übertragung und Verteilung	Beschränkung der Einspeisung
Derzeitige Rechtslage EU	<p>Erw.gr. 61 EE-RL: MS können zur Beschleunigung der Netzanschlussverfahren die Möglichkeit des vorrangigen „Netzzugangs“ (engl. Version „<i>connection</i>“), vorsehen.</p> <p>Art. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Pflicht zur objektiven und diskriminierungsfreien Anwendung technischer Vorschriften bzgl. des Netzanschlusses. (Vgl. auch Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631)</p>	<p>Art. 16 EE-RL/Art. 12 lit. a), 25 I Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Grdstl. Pflicht der Netzbetreiber EE-Anlagen an das Netz anzuschließen, die einen Netzanschluss begehren und damit, zumindest implizit, auch bei Bedarf das Netz entsprechend auszubauen.</p> <p>Art. 16 I EE-RL: MS müssen geeignete Schritte ergreifen, um Netzinfrastruktur auszubauen, die der Weiterentwicklung des EE-Ausbaus Rechnung trägt.</p>	<p>Art. 16 II b), Erw.gr. 61 EE-RL: Vorrangiger oder garantierter Netzzugang</p>	<p>Art. 16 II a) EE-RL: Pflicht der ÜNB und VNB, Übertragung und Verteilung von EE-Strom zu gewährleisten.</p>	<p>Art. 16 II c) S. 2 EE-RL: MS stellen sicher, dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung von EE-Strom möglichst gering zu halten.</p>
Derzeitige Rechtslage DE	<p>§ 8 EEG 2017: Pflicht der NB zum vorrangigen Netzanschluss.</p>	<p>§§ 8 IV, 12 EEG 2017: Netzanschlusspflicht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, Verstärkung, oder den Ausbau des Netzes möglich wird.</p>	<p>§ 11 I 1 EEG 2017: Vorrangige physikalische Abnahmepflicht</p>	<p>§ 11 I 1 EEG 2017: Vorrangige Übertragung und Verteilung</p>	<p>§§ 14, 15 EEG 2017, 13 III EnWG: Einspeisemanagement unter Beachtung des EE-Vorrangs und Entschädigung.</p>

E. Die Vorschläge zur Neuordnung des Vorrangs erneuerbarer Energien im Energie-Winterpaket der EU-Kommission

Der derzeit geltende EU-Rechtsrahmen zum Vorrang erneuerbarer Energien wird durch die Kommissionsvorschläge im Rahmen des Winterpakets „*Clean Energy for all Europeans*“ vollkommen neu geordnet. Nach den Kommissionsvorschlägen würden sich die maßgeblichen Regelungen zum EE-Vorrang nunmehr nicht mehr in der EE-RL, sondern in der neu vorgeschlagenen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung³⁶ (im Folgenden: Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO) finden. Im Zentrum stehen dabei die Vorschläge zu Art. 11 und Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, die den vorrangigen *Dispatch* bestimmter EE-Anlagen sowie den Vorrang von EE-Anlagen im Rahmen des *Redispatch* und der Einschränkung der Erzeugung (engl. Sprachfassung: „*Curtailment*“) betreffen. Daneben würden sich durch die Vorschläge zudem relevante Änderungen im Rahmen des Netzanschlusses und der Netzausbaupflicht ergeben.

I. Diskriminierungsfreier Netzanschluss

Entgegen der geltenden Rechtslage, nach der der vorrangige Netzanschluss zumindest als Option der Mitgliedstaaten nach Erwägungsgrund 61 EE-RL angesprochen ist, finden sich in den Kommissionsvorschlägen keine Ausführungen zum vorrangigen Netzanschluss für EE-Anlagen mehr.³⁷ Damit könnte im Rahmen des Netzanschlusses für EE-Anlagen das grundsätzliche Diskriminierungsverbot nach Art. 31 Abs. 2 und Art. 40 Abs. 1 lit. f) des Kommissionsentwurfs der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie³⁸ (im Folgenden: Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-RL) gelten, wonach die ÜNB und VNB sich jeglicher Diskriminierung von Netzbenutzern enthalten müssen. Das Diskriminierungsverbot nach Art. 31 Abs. 2 und Art. 40 Abs. 1 lit. f) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-RL scheint somit nicht explizit auf die Situation eines Netzanschlussbegehrenden zugeschnitten, da es bereits einen Netzanschluss voraussetzt. Denn Netzbenutzer sind nach Art. 2 Nr. 30 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-RL definiert als „*eine natürliche oder juristische Person, die Elektrizität in ein Übertragungs- oder Verteilernetz einspeisen oder daraus versorgt werden*“. Dasselbe gilt im Rahmen des Art. 6 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-RL, der den diskriminierungsfreien Zugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilernetzen regelt. Auch hier wird nach Art. 6 Abs. 1 S. 2 nur auf den diskriminierungsfreien Netzzugang der Netzbenutzer abgestellt und kein Bezug auf die Phase

³⁶ COM(2016) 861 final vom 23.02.2017, Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung).

³⁷ Rn. 61 EE-RL wurde gestrichen, vgl. COM(2016) 767 final vom 23.2.2017, Vorschlag für eine Richtlinie des europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), S. 27 f.

³⁸ COM(2016) 864 final vom 23.2.2017, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung).

des Netzanschlusses genommen. Zudem wurden im Kommissionsvorschlag auch alle bisherigen Regelungen, aus denen sich zumindest ein Recht auf diskriminierungsfreien Netzanschluss abgeleitet werden konnte (z.B. Art. 5 S. 2 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG³⁹, vgl. hierzu unter Abschnitt D.I.1.) und die explizit den Netzanschluss betrafen, gestrichen. Auch auf diese neue Situation scheint allerdings die EuGH-Rechtsprechung anzuwenden zu sein, wonach der diskriminierungsfreie Netzzugang indirekt einen diskriminierungsfreien Netzanschluss voraussetzt⁴⁰ (vgl. hierzu ebenfalls unter Abschnitt D.I.1). Im Übrigen wäre ansonsten darüber nachzudenken, inwiefern der allgemeine Grundsatz der Gleichbehandlung, der auch in der ständigen Rechtsprechung des EuGH Anerkennung findet⁴¹, zur Begründung der Diskriminierungsfreiheit im Rahmen des Netzanschlusses in Stellung gebracht werden könnte.

Seit Inkrafttreten der Kommissions-Verordnung VO (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger⁴² am 17.05.2016 gelten zudem bestimmte harmonisierte diskriminierungsfreie Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeugungsanlagen nach Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631. Auch der Kommissionsvorschlag beinhaltet insofern weiterhin nach Art. 55 Abs. 1 lit. b) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO die Befugnis der Kommission, delegierte Rechtsakte zur Festlegung von Netzkodizes im Bereich des Netzanschlusses zu erlassen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass, auch nach den aktuellen Vorschlägen der EU-Kommission, ein zumindest diskriminierungsfreier Netzanschluss von EE-Anlagen gewährleistet sein muss, obwohl der Netzanschluss im Rahmen des Vorschlags zur Elektrizitätsbinnenmarkt-RL nicht mehr explizit adressiert wird. Aufgrund der weiterhin vorgeschlagenen Befugnis der Kommission zur Erlass von Verordnungen zur Festlegung von Netzkodizes im Bereich des Netzanschlusses wird der diskriminierungsfreie Netzanschluss wohl auch künftig in diesem Rahmen gewährleistet werden. Die Verschiebung eines so wichtigen Aspekts wie des diskriminierungsfreien Netzanschlusses in delegierte technische Rechtsakte erscheint kritikwürdig. Zumindest eine zum diskriminierungsfreien Netzzugang gleichrangige Verankerung in der Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-RL wäre wünschenswert. Im Hinblick auf die Rechtsprechung des EuGH, die den diskriminierungsfreien Netzanschluss als Vorbedingung für die Ausübung des Netzzugangsrecht ansieht, kann allerdings festgehalten werden, dass der diskriminierungsfreie Netzanschluss, unabhängig von dessen rechtstechnischer Verankerung, jedenfalls europarechtlich gewährleistet ist. Dass, trotz der vorgeschlagenen Streichung der Erwähnung des vorrangigen Netzanschlusses von EE-Anlagen als Option der Mitgliedstaaten

³⁹ Vgl. insofern zur Vorgängerregelung nach Art. 5 RL 2003/54/EG: EuGH C-239/07 vom 12.06.2008, ECLI:EU:C:2008:344 – *Sabatauskas u.a.*, Rn. 39.

⁴⁰ EuGH C-239/07 vom 12.06.2008, ECLI:EU:C:2008:344 – *Sabatauskas u.a.*, Rn. 37.

⁴¹ Vgl. EuGH, Rs. C-123/08, Slg. 2009, I-9621, Rn. 63, Wolzenburg; ständige Rechtsprechung seit EuGH, Urteil v. 19.10.1977, Rs.117/76, 16/77, Ruckdeschel, Slg. 1977, 1753, Rn. 7; EuGH, Urteil v. 19. 10.1977, Rs. 124/76, 20/77, Moulins Pont-à-Mousson, Slg. 1977, 1795, Rn. 14/17.

⁴² Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. EU 2016, Nr. L 112, S. 1

in Erwägungsgrund 61 EE-RL, eine Verankerung des vorrangigen Netzanschlusses im EEG auch weiterhin möglich wäre, wird unter Abschnitt F.II. näher dargestellt.

II. Netzausbaupflicht

Art. 31 Abs. 1 sowie Art. 40 Abs. 1 lit. a) des Kommissionsvorschlags zur Elektrizitätsbinnenmarkt-RL enthalten, wie die derzeitige Regelung nach Art. 12 lit. a), 25 Abs. 2 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL, die Verpflichtung der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber

*„auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, unter wirtschaftlichen Bedingungen und unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes sichere, zuverlässige und leistungsfähige Übertragungsnetze zu betreiben, zu warten und auszubauen“.*⁴³

Damit ist die grundsätzliche und langfristige Netzausbaupflicht der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber auch weiterhin sekundärrechtlich verankert. Allerdings ist die derzeit noch in Art. 16 Abs. 1 EE-RL enthaltene Verpflichtung der Mitgliedstaaten geeignete Schritte zu ergreifen, um die Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur im Hinblick auf die Aufnahme von EE-Strom auszubauen, in dem jetzigen Vorschlag zur Neufassung der EE-RL nicht mehr enthalten. Etwas versteckt findet sich im Rahmen der Regelungen zu Redispatch und Einschränkungen der Einspeisung nach Art. 12 Abs. 4 lit. a) Entwurf-Binnenmarkt-VO allerdings die Pflicht der Netzbetreiber zu gewährleisten,

dass die Übertragungs- und Verteilernetze in der Lage sind, den aus erneuerbaren Energiequellen [...] erzeugten Strom mit möglichst geringer Einschränkung bzw. möglichst geringem Redispatch zu übertragen.“

Versteht man diese Regelung nicht nur in ihrem konkreten systematischen Regelungszusammenhang im Falle des Redispatches und der Einschränkung der Einspeisung, sondern als allgemeinen Grundsatz, könnte sich hieraus durchaus eine auf EE-Anlagen zugeschnittene Netzausbau und -verstärkungspflicht der Netzbetreiber ergeben. Wie die Norm allerdings genau zu verstehen ist, geht aus den bisherigen Entwürfen noch nicht eindeutig hervor.

Damit besteht keine Regelung zum Netzausbau mehr, die explizit dem EE-Ausbau dienen soll. Dies bedeutet allerdings nicht automatisch, dass die im deutschen Recht verankerten Pflichten des Netzbetreibers im Rahmen des Netzanschlusses von EE-Anlagen reduziert werden müssten (vgl. hierzu näher unter Abschnitt F.III.).

⁴³ Für Verteilnetzbetreiber lautet die parallele Vorschrift nach Art. 12 lit. a):

„Der Verteilnetzbetreiber trägt die Verantwortung dafür, auf lange Sicht die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen und in seinem Gebiet unter wirtschaftlichen Bedingungen ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz unter gebührender Beachtung des Umweltschutzes und der Energieeffizienz zu betreiben, zu warten und auszubauen.“

III. Vorrangiges Dispatch nach Art. 11, 2 Abs. 2 lit. s) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO

Art. 11 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO steht unter der Überschrift „*Dispatch von Erzeugungsanlagen und Laststeuerung*“ und ist im Zusammenspiel mit der Begriffsbestimmung zu „*vorrangiges Dispatch*“ in Art. 2 Abs. 2 lit. s) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO die zentrale Norm im Vorschlag der EU-Kommission für eine Neugestaltung der vorrangigen Einbeziehung von Kapazitäten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Der aus dem Englischen stammende Begriff „*Dispatch*“ wird in den im Winterpaket zusammengefassten Vorschlägen der EU-Kommission nicht legal definiert und in der deutschen Fassung der Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO nicht übersetzt, sondern vielmehr gleichlautend mit „*Dispatch*“ wiedergegeben. Allein in der Begründung zum Vorschlag für eine neue Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO wird ausgeführt, dass „*ein Rahmen für marktkompatiblere Regelungen für die Einsatzplanung (Dispatch)*“ geschaffen werden soll.⁴⁴ Insofern entspricht das Begriffspaar „*Dispatch = Einsatzplanung*“ dem herkömmlichen Verständnis des Begriffs „*Dispatch*“ in Deutschland als „*Kraftwerkseinsatzplanung*“ bzw. „*Fahrplanabwicklung*“, wie es auch in § 5 Stromnetzzugangsverordnung⁴⁵ zum Ausdruck kommt. Die im derzeitigen Sekundärrecht in den deutschen Fassungen verwendeten Begriffe für „*dispatch*“, und zwar „*Inanspruchnahme*“ in Art. 15 RL 2009/72/EG sowie „*Abrufen*“ in Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL, finden in den Vorschlägen der Kommission keine Entsprechung mehr.

1. Grundsätze für vorrangigen Dispatch und Laststeuerung

Die EU-Kommission schlägt in Art. 11 Abs. 1 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO als neuen Grundsatz vor, dass

„[...] das Dispatch von Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung und die Laststeuerung nichtdiskriminierend und marktorientiert erfolgen [müssen]“.

In den Absätzen 2 bis 4 des Art. 11 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO werden dazu Ausnahmen festgelegt, die abweichende Regelungen für Erneuerbare-Energien-Anlagen und Erzeugungsanlagen mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, jeweils bis zu einer bestimmten Größe, für Demonstrationsprojekte für innovative Technologien sowie für Bestandsanlagen treffen und für diese Anlagen einen vorrangigen Dispatch vorsehen (vgl. dazu sogleich unten). Die Vorgabe der Durchführung eines grundsätzlich nichtdiskriminierenden und marktorientierten Dispatch nimmt die derzeitigen Bestimmungen des Art. 15 Abs. 1 und 2 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL auf, wobei der Begriff der „Marktorientierung“ neu eingeführt

⁴⁴ Kommission, Vorschlag für eine Verordnung [...] über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), 23.2.2017, COM(2016) 861 final, S. 24.

⁴⁵ Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034).

wird und die bisherige, eher im Ansatz beschriebene marktliche Ausgestaltung des Dispatch verstärkt.⁴⁶

Der Begriff des „vorrangigen Dispatch“ wird nicht in Art. 11, sondern in den allgemeinen Begriffsbestimmungen des Art. 2 Abs. 2 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO unter Buchstabe s) festgelegt; die Begriffsbestimmung lautet wie folgt:

„vorrangiges Dispatch“ bezeichnet den Einsatz von Kraftwerken auf der Grundlage anderer Kriterien als wirtschaftlicher Gebote und Netzbeschränkungen (in zentralen Dispatch-Systemen), wobei dem Dispatch bestimmter Erzeugungstechnologien Vorrang eingeräumt wird“.

Für die Eröffnung des Anwendungsbereichs der Ausnahmenvorschriften des Art. 11 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO ist damit wichtig, ob für die Entscheidung über den Einsatz von Kraftwerken andere als die im Regelfall heranzuziehenden Kriterien einschlägig sind. Ist dies der Fall, wird erst dann ein vorrangiges Dispatch der in Art. 11 genannten Erzeugungsanlagen möglich. Als im Regelfall heranzuziehende Kriterien für den Einsatz von Kraftwerken werden zum einen *wirtschaftliche Gebote* und zum anderen *Netzbeschränkungen*, mit dem Klammerzusatz *„in Central Dispatch-Systemen“*, genannt. Diese Formulierung könnte aufgrund der Verwendung der Konjunktion *„und“* den Rückschluss nahelegen, dass die Kriterien kumulativ vorliegen müssen. Dieses Verständnis würde allerdings zu kurz greifen und einen großen Teil der in den Mitgliedstaaten bestehenden Dispatch-Systeme, entgegen der ausdrücklichen Absicht der EU-Kommission, nicht umfassen. Denn Hintergrund der von der Kommission vorgeschlagenen Begriffsbestimmung und der darauf in Art. 11 aufbauenden Regel-Ausnahme-Systematik ist die Tatsache, dass es in den Mitgliedstaaten einen erheblichen strukturellen Unterschied zwischen den, im Verordnungstext genannten, *Central-dispatch-Systemen* und den sogenannten *Self-dispatch-Systemen* gibt. Wie die Kommission im Impact Assessment zum Verordnungsentwurf ausführt, wird bei *Self-dispatch-Systemen* der Dispatch maßgeblich und zuerst durch die Marktergebnisse bestimmt und es kommt allein aus Gründen der Systemstabilität zu Korrekturen durch den Systemverantwortlichen. Bei *Central-Dispatch-Systemen* ist dies anders: Der Systemverantwortliche nimmt beide Schritte gleichzeitig vor und bestimmt auf Grundlage der Systemfähigkeiten (*„system capabilities“*) und Marktangebote, welche Angebote angenommen werden können.⁴⁷ Die vorgeschlagene Begriffsbestimmung zu „vorrangigem Dispatch“ erscheint daher verkürzt, da bei enger Auslegung des Wortlauts nur eine vorrangige Einsatzplanung bestimmter Kraftwerke in *Central-Dispatch-Systemen*, nicht aber in *Self-Dispatch-Systemen* möglich wäre. Um dies-

⁴⁶ Art. 15 Abs. 2 RL 2009/72/EG legt derzeit fest, dass *„die Einspeisung aus den Erzeugungsanlagen [...] auf der Grundlage von Kriterien erfolgen, [...] die objektiv und veröffentlicht sein sowie auf nichtdiskriminierende Weise angewandt werden müssen, damit ein einwandfreies Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarkts gewährleistet wird. Bei den Kriterien werden der wirtschaftliche Vorrang von Elektrizität aus verfügbaren Erzeugungsanlagen oder aus dem Transfer aus Verbindungsleitungen sowie die sich für das Netz ergebenden technischen Beschränkungen berücksichtigt.“*

⁴⁷ Vgl. dazu KOM, Impact Assessment, Proposal for a Regulation on the Electricity Market, 30.11.2016, SWD(2016) 410 final, Part 3/5, S. 5.

bezügliche Missverständnisse zu vermeiden, wäre es sinnvoll, die Begriffsbestimmung klarstellend zu ändern und eine eindeutige Zuordnung der jeweiligen Anforderungen in den unterschiedlichen Dispatch-Systemen aufzunehmen.

Bei dem Kriterium „wirtschaftliche Gebote“ bezieht sich die EU-Kommission, was in der englischen Fassung mit den Worten „*criteria different from the economic order of bids*“ noch deutlicher wird als in der deutschen Fassung, auf bestimmte ökonomische Gesetzmäßigkeiten des Strommarkts. Der Einsatz von Kraftwerken zu bestimmten Zeiten hängt danach davon ab, in welcher Reihenfolge die anbietenden Kraftwerke in der sogenannten *Merit order* aufgeführt werden. Bei der Kraftwerkseinsatzplanung sind demnach diejenigen Kraftwerke zu berücksichtigen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt den niedrigsten Marktpreis für ihren Strom auf dem Day-ahead- oder dem Intraday-Markt verlangen.⁴⁸ Dieser sogenannte *Merit order dispatch* kommt allerdings nicht bei denjenigen Erzeugungsanlagen zum Tragen, die keine Angebote im Wege der Direktvermarktung an den Märkten abgeben, sondern vielmehr eine feste Vergütung für den von ihnen erzeugten Strom, wie dies insbesondere bei Feed-in Tariffs für EE-Anlagen der Fall ist.⁴⁹ Wie die Kommission in Erwägungsgrund 11 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO ausführt, sollen Ausnahmen von Marktgrundsätzen, zu denen sie auch marktbasierendes Dispatch zählt, zwar weiterhin möglich sein, aber insbesondere „*weit gefasste Ausnahmeregelungen für ganze Technologien [...] durch gezieltere Maßnahmen ersetzt werden*“. Die Ausnahmen nach Art. 11 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO sollen im Ergebnis damit nicht mehr allen EE- und KWK-Anlagen zugutekommen, sondern nur noch denjenigen, die ihren Strom nicht an den Märkten direkt vermarkten und deren installierte Kapazität zudem der Größe nach beschränkt ist (siehe dazu sogleich unten).

Als weiteres Kriterium werden in der Begriffsbestimmung in Art. 2 Abs. 2 lit. s) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO noch Netzbeschränkungen genannt. Wie oben bereits ausgeführt, wird dies allerdings nur in zentralen Dispatch-Systemen relevant, bei denen der Systemverantwortliche gleichzeitig auf Grundlage der Marktergebnisse und der Leistungsfähigkeit des Systems die Einsatzplanung vornimmt.

Abschließend ist noch darauf hinzuweisen, dass hinsichtlich der in den Absätzen 2 bis 4 geregelten Ausnahmen eines vorrangigen Dispatch für bestimmte Energieerzeugungsanlagen zur derzeitigen sekundärrechtlichen Lage zudem ein bedeutsamer inhaltlicher Unterschied besteht. Für die in Art. 15 Abs. 4 RL 2009/72/EG normierte Möglichkeit der Mitgliedstaaten, aus Gründen der Versorgungssicherheit bis zu 15 % der jährlich notwendigen Primärenergie vorrangig aus Erzeugungsanlagen abzurufen, die einheimische Primärenergieträger als Brennstoffe einsetzen, findet sich keine Entsprechung in den Vorschlägen des Winterpakets. Das bedeutet, dass die z.B. von Spanien⁵⁰ genutzte Möglichkeit, heimische Kohlekraftwerke

⁴⁸ Vgl. dazu KOM, Impact Assessment, Proposal for a Regulation on the Electricity Market, 30.11.2016, SWD(2016) 410 final, Part 3/5, S. 5.

⁴⁹ Vgl. dazu KOM, REFIT evaluation of the Directive 2009/28/EC, 30.11.2016, SWD(2016) 416 final, S. 45 f.

⁵⁰ EuG, T-57/11, Castelnou Energía, SL v Commission.

vorrangig abzurufen, zukünftig für neue Kraftwerke dieser Art nicht mehr gegeben sein wird.⁵¹

2. Vorrangiges Dispatch nur für kleine Anlagen sowie Volumenbegrenzung und Schwellenwerte

Wie in Erwägungsgrund 11 des Kommissionsentwurfs zur Elektrizitätsbinnenmarkt-VO ausgeführt, soll ein vorrangiges Dispatch nicht mehr ganze Technologien erfassen, sondern vielmehr durch gezieltere Maßnahmen nur bestimmten Erzeugungsanlagen ermöglicht werden. Art. 11 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO enthält in seinen Absätzen 2 und 3 nunmehr ein gestuftes System, welches die für ein vorrangiges Dispatch vorgesehenen Ausnahmen beinhaltet. Die Ausnahmen auf Stufe 1 sehen nach Abs. 2 ein vorrangiges Dispatch sowohl für Erzeugungsanlagen mit Nutzung erneuerbarer Energiequellen als auch mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung vor, sofern diese Anlagen eine installierte Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW haben. Ferner gilt das vorrangige Dispatch für Demonstrationsprojekte für innovative Technologien. Hiermit scheint Art. 11 Abs. 2 die Vorgabe nach Rn. 125 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Kommission (UEBLL)⁵² abzubilden, wonach EE-Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW und Demonstrationsvorhaben nicht der Vorgabe nach Rn. 124 lit. a) UEBLL unterliegen, ihren Strom direkt vermarkten zu müssen. Die Logik dahinter scheint zu sein, dass direkt vermarktende Anlagen nicht auf einen jederzeit zur Verfügung stehenden Netzzugang angewiesen sind, da sie nach marktlichen Gesichtspunkten nur einspeisen, wenn sie einen Abnehmer auf dem Strommarkt gefunden haben. Nicht abgebildet werden dabei allerdings die nach Rn. 125 UEBLL geltenden höheren Schwellenwerte für Windenergieanlagen, die noch bis zu einer installierten Stromerzeugungskapazität von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten von der Direktvermarktungspflicht ausgenommen werden könnten. Da die UEBLL bis zum Inkrafttreten einer künftigen Elektrizitätsbinnenmarkt-VO nochmals überarbeitet werden, steht zu vermuten, dass zumindest in den UEBLL eine dementsprechende Anpassung erfolgen müsste, die konsequenterweise auf eine Streichung der weitergehenden Ausnahme für Windenergieanlagen hinauslaufen dürfte.

Als Ausnahme auf Stufe 2 verringert sich der Schwellenwert der Größe der Anlagen, die in Abs. 2 lit. a) genannt werden, ferner nach Absatz 3 Satz 1 von weniger als 500 kW auf weniger als 250 kW, wenn eine bestimmte Ausbaumenge erreicht wird. Als Grenze wird angesehen, wenn die Gesamtkapazität der Erzeugungsanlagen, für die gemäß Absatz 2 ein vorrangiges Dispatch erfolgt, höher ist als 15 % der gesamten installierten Erzeugungskapazität in einem Mitgliedstaat. In die Berechnung des Erreichens der Ausbaugrenze werden allein Anlagen einbezogen, denen nach Absatz 2 ein vorrangiges Dispatch nach der (geplant) zum

⁵¹ Nach dem Wortlaut ist hier auch kein Bestandsschutz nach Art. 11 Abs. 4 Entwurf Binnenmarkt-VO vorgesehen.

⁵² Kommission, Mitteilung, "Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020", Abl. EU Nr. C 200 v. 28.06.2014, S. 1.

1. Januar 2020 geltenden Elektrizitätsbinnenmarkt-VO gewährt wird. Unberücksichtigt bleiben hingegen EE-Anlagen, die nach der derzeit gültigen EE-RL Vorrang beim Abrufen von Kraftwerkskapazitäten nach Art. 16 Abs. 2 EE-RL genießen, da Art. 11 Abs. 3 Satz 1 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO allein auf Absatz 2, nicht aber auf Absatz 4 verweist, der den Schutz von Bestandsanlagen regelt.

Als letzte Ausnahme ist schließlich auf Stufe 3 nach Absatz 3 Satz 2 vorgesehen, dass sich der Schwellenwert für die Anlagengröße ab dem 1. Januar 2026 – und damit unabhängig von der tatsächlichen Ausbaumenge – in jedem Falle auf weniger als 250 kW verringert. Für den Fall, dass die in Absatz 3 Satz 1 genannte Ausbaugrenze erreicht sein sollte sinkt der Schwellenwert weiter ab und beträgt dann weniger als 125 kW. Auch diese stufenweisen Absenkungen der Schwellenwerte müssten sich konsequenterweise in den UEBLL nach deren Überarbeitung widerspiegeln, da diese bislang von einer starren 500 MW-Grenze nach Rn. 125 UEBLL ausgehen.

3. Schutz für Bestandsanlagen und Ausnahmen vom Bestandsschutz

Wie bereits dargelegt, enthält die derzeitige EE-RL einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang für EE-Anlagen (vgl. dazu im Einzelnen oben unter Abschnitt D.III.1.).⁵³ In Art. 11 Abs. 4 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO ist nunmehr vorgesehen, dass *„[e]rneuerbare Energiequellen [...], die vor dem [Amt für Veröffentlichungen: Inkrafttreten] in Betrieb genommen wurden und für die bei ihrer Inbetriebnahme gemäß [...] Artikel 16 Absatz 2 der Richtlinie 2009/26/EG⁵⁴ des Europäischen Parlaments und des Rates ein vorrangiges Dispatch vorgesehen war, werden auch weiterhin vorrangig eingesetzt.“* Dieser Bestandsschutz soll allerdings ab dem Zeitpunkt nicht mehr gelten, zu dem eine Erzeugungsanlage erheblich verändert wird. Dies ist zumindest dann der Fall, wenn ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist oder die Erzeugungskapazität erhöht wird. Hinzuweisen ist schließlich darauf, dass sich nach der derzeitigen Formulierung (*„die vor dem [Amt für Veröffentlichungen: Inkrafttreten] in Betrieb genommen wurden“*) eine Anwendungslücke ergeben kann. Nach Art. 65 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO kann der Zeitpunkt des Inkrafttretens der Verordnung (*„am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union“*) von dem Beginn der Geltung der Verordnung (*„Sie gilt ab dem 1. Januar 2020“*) abweichen. In diesem möglichen zeitlichen Zwischenraum würde dann kein Bestandsschutz mehr über Art. 11 Abs. 4 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO greifen und noch keine Privilegierung nach Abs. 2 der Norm gelten.

⁵³ Zur Privilegierung von KWK-Anlagen vgl. Artikel 15 Absatz 5 Richtlinie 2012/27/EU.

⁵⁴ Hierbei handelt es sich offensichtlich um einen Redaktionsfehler, da die EE-RL 2009/28/EG gemeint sein dürfte.

4. Grenzen des vorrangigen Dispatch

Wie bereits in der derzeitigen Erneuerbare-Energien-Richtlinie in Art. 16 Abs. 2 lit. c) Satz 1 vorgesehen, erfolgt der vorrangige Dispatch nach Art. 11 Abs. 5 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien und steht unter dem Vorbehalt der Nicht-Gefährdung des sicheren Betriebes des Elektrizitätssystems. Damit stellt sich aber die Frage nach dem Verhältnis dieser abstrakten Regelung zu Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, der eben diese Fälle des Redispatch und der Einschränkung der EE-Erzeugung zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs detailliert regelt (vgl. hierzu eingehend unter Abschnitt E.IV.). Art. 11 Abs. 5 Alt. 1 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO könnte daher als bloße Klarstellung und Programmsatz zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs verstanden werden, deren Regelungsgehalt nach Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO näher ausgestaltet wird. In diesem Fall wäre ein klarstellender Verweis wünschenswert. Dass ein solcher im momentanen Entwurfstext allerdings nicht enthalten ist, könnte dafür sprechen, dass Art. 11 Abs. 5 Alt. 1 auch andere Fälle erfasst, als diejenigen des Art. 12. Dann könnte es Art. 11 Abs. 5 Alt. 1 Mitgliedstaaten beispielsweise theoretisch ermöglichen, entweder keinen EE-Vorrang oder lediglich einen EE-Vorrang unterhalb der in Art. 11 Abs. 2 und 3 vorgesehenen Schwellenwerte vorzusehen, falls ein solcher Mitgliedstaat durch einen vorrangigen Dispatch den Betrieb seines Elektrizitätssystems gefährdet sehen würde. Neu aufgenommen ist hingegen die Regelung, dass ein vorrangiges Dispatch nicht als Rechtfertigung für Einschränkungen der grenzüberschreitenden Kapazitäten über das nach Artikel 14 vorgesehene Maß hinaus dienen darf. Art. 14 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO regelt unter der Überschrift „Allgemeine Grundsätze für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement“ u.a. in Absatz 1, dass Netzengpässe mit nichtdiskriminierenden marktorientierten Lösungen begegnet werden und dass jeder ÜNB bei Ergreifen von betrieblichen Maßnahmen zum Halten des Normalzustands seines Übertragungsnetzes die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf die benachbarten Regelzonen berücksichtigen und diese mit anderen betroffenen ÜNB koordinieren muss. Damit wird teilweise die bereits bestehende wettbewerbsrechtliche Entscheidungspraxis der Kommission kodifiziert. Denn danach ist es den Übertragungsnetzbetreibern nach Art. 102 AEUV verboten, grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten zu beschränken, um inländische Netzengpässe zu verhindern.⁵⁵

IV. Redispatch und Einschränkung der Erzeugung nach Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO

Die EU-Kommission hat nach Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO neue Grundsätze für die Einschränkung und das Redispatch der Erzeugung vorgeschlagen.⁵⁶ Gegenüber den

⁵⁵ Vgl. Beschluss der KOM vom 14.04.2010, Sache COMP/39.351 — *Swedish Interconnectors*.

⁵⁶ Art. 12 umfasst auch das Redispatch der Laststeuerung, welches vorliegend aber ausgeklammert werden soll.

geltenden eher grundlegenden Vorgaben nach Art. 16 Abs. 2 lit. c) EE-RL (vgl. hierzu unter Abschnitt D.V.1.) beinhaltet der Vorschlag zu Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO weitaus detaillierte Regelungen, welche zudem aufgrund ihres Charakters als Verordnung künftig direkt in den Mitgliedstaaten gelten und damit eine unmittelbare Auswirkung auf die betroffenen Anlagenbetreiber haben würden. Auf die einzelnen Regelungen wird im Folgenden näher eingegangen.

1. Begrifflichkeiten: Abgrenzung von Redispatch und Einschränkung der Erzeugung?

In Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO wird der Begriff des „Redispatch“ aus der englischen Sprachfassung übernommen und dort in Art. 2 Abs. 1 durch Verweis auf Art. 2 Nr. 26 VO (EU) Nr. 543/2013⁵⁷ definiert als

„Maßnahme, die von einem oder mehreren Netzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- und/oder des Lastmusters aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Übertragungsnetz zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern“.

Zwar wird im Entwurf des Art. 12 von „Redispatch“ gesprochen, während die Begriffsdefinition nach Art. 2 Nr. 26 VO (EU) Nr. 543/2013 von „Redispatching“ spricht. Ein inhaltlicher Unterschied dürfte damit aber nicht verbunden sein. Dennoch wäre es wünschenswert, dass diese begriffliche Unsauberkeit im endgültigen Text durch Verwendung desselben Begriffs vermieden wird. Der Begriff des „Redispatchings“ ist daneben auch in anderen EU-Rechtsakten, vgl. etwa Art. 35 VO (EU) Nr. 2015/1222⁵⁸, gebräuchlich.

Allgemein versteht man im hiesigen Sprachgebrauch unter Redispatch die Drosselung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Ersatz der Kosten.⁵⁹ Redispatch erfolgt in der Regel durch die Netzbetreiber am Vortag zur Minimierung des untertägigen Einspeisemanagements.⁶⁰ Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen.⁶¹ Die Rechtsgrundlage hierfür bildet § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Der Begriff des Redispatches wird im Verordnungsentwurf aber auch im Rahmen nicht marktbasierter Maßnahmen nach Art. 12 Abs. 5 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO verwendet („*abwärts gerichtetes Redispatch*“).

⁵⁷ VO (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates.

⁵⁸ VO (EU) Nr. 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.

⁵⁹ Bundesnetzagentur, Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Erstes Quartal 2016, Stand: 11.10.2016, S. 5, 7.

⁶⁰ <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/strommarkt/dispatch-redispatch>.

⁶¹ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html.

Nach diesem Wortlaut scheint es, dass Redispatch auch ohne vertragliche Grundlage und lediglich zur Beschränkung der Einspeisung („*abwärts gerichtet*“) ohne gleichzeitige Erhöhung der Einspeisung an anderer Stelle im Netz denkbar ist. Auch der Wortlaut der europarechtlichen Definition des Redispatchings nach Art. 2 Nr. 26 VO (EU) Nr. 543/2013 setzt nicht voraus, dass die Einspeiseleistung diesseits und jenseits des Engpasses in der Summe gleich bleibt, also auf ein abwärts gerichtetes Redispatch diesseits des Engpasses eine Erhöhung der Einspeiseleistung jenseits des Engpasses folgen muss. Die europarechtliche Definition des Redispatchings spiegelt das allgemeine Begriffsverständnis daher nur teilweise wieder. Dies mag für die alltägliche Praxis der Netzbetreiber eine untergeordnete Rolle spielen, da sich unabhängig von der rudimentären rechtlichen Definition ein allgemeines Begriffsverständnis des Redispatches entwickelt hat. Im Sinne der Rechtsklarheit wäre eine genauere Definition allerdings wünschenswert.

Daneben spricht Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO von der „*Einschränkung*“ der Erzeugung.⁶² Der Begriff wird nicht weiter definiert. In Abgrenzung zu dem Begriff des Redispatches müsste hiermit die Reduzierung der Einspeiseleistung eines Kraftwerks bis hin zur Abschaltung gemeint sein, ohne dass hierfür an anderer Stelle ein Kraftwerk seine Einspeisung erhöht. Damit entstünden dann Abgrenzungsschwierigkeiten zum Begriff des „*abwärts gerichteten Redispatch*“ nach Art. 12 Abs. 5 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO. Die Übergänge erscheinen hier fließend. Eine Abgrenzung könnte sich dadurch ergeben, dass Redispatch in der Regel am Vortag erfolgt, während Einspeisebeschränkungen untertäglich erfolgen. Eine solche zeitliche Komponente ist aber ebenfalls nicht in der Definition des Redispatchings nach Art. 2 Nr. 26 VO (EU) Nr. 543/2013 enthalten. Im Sinne der Begriffsklarheit wäre allerdings auch hier eine Klarstellung in Form einer Definition des Begriffs der „*Einschränkung der Erzeugung*“ oder einer genaueren Definition des Redispatches wünschenswert. Da sich die Rechtsfolgen, je nachdem ob eine Maßnahme in Form des „*Redispatches*“ oder der „*Einschränkung*“ der Einspeisung erfolgt, allerdings nicht unterscheiden, kann die genaue Abgrenzung dahingestellt bleiben.

2. Grundsatz: Objektiv, transparent, diskriminierungsfrei

Art. 12 Abs. 1 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO normiert die Grundsätze, nach denen die Einschränkung der Erzeugung oder das Redispatch seitens der Netzbetreiber durchgeführt werden muss. Danach erfolgen die Einschränkung oder das Redispatch der Erzeugung auf der Grundlage „*objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien*“. Dem Regelungsgehalt nach sind diese Vorgaben wohl eher als grundlegende Leitplanken oder Leitmotiv zu verstehen, da in den folgenden Absätzen detaillierte Regelungen vorgesehen sind, die in begründeten Ausnahmen, wie etwa im Fall von EE- oder KWK-Anlagen Ausnahmen vom Grundsatz der Gleichbehandlung aller Erzeugungsanlagen im Rahmen der Erzeugungseinschränkung und des Redispatches vorsehen.

⁶² Die englische Sprachfassung spricht hier von „*curtailment*“.

3. Vorrang marktbasierter Mechanismen vor nicht marktbasierten Mechanismen

Grundsätzlich bestimmt Art. 12 Abs. 2 S. 1 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, dass die Netzbetreiber die einzusetzenden Ressourcen unter denjenigen Erzeugungsanlagen auszuwählen haben, die unter Nutzung „marktbasierter Mechanismen“ Angebote für Einschränkungen oder Redispatch einreichen. Diese werden dann finanziell vergütet. In der Praxis scheint dies unter Beachtung der nach Art. 12 Abs. 1 genannten Kriterien der Objektivität, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit auf Ausschreibungen hinzudeuten, ohne dass dies ausdrücklich angesprochen wird. Eine Definition, welche Maßnahmen genau unter marktbasierter Mechanismen fallen, wäre dennoch zur Klarstellung und Beantwortung der Frage, ob und welche Maßnahmen neben Ausschreibungen noch in Frage kämen, hilfreich. Zur Bereitstellung marktbasierter Ressourcen können nach Art. 12 Abs. 2 S. 3 alle Erzeugungstechnologien, Speicherung und Laststeuerung herangezogen werden, sofern dies technisch machbar ist. Dies schließt in anderen Mitgliedstaaten ansässige Betreiber ausdrücklich mit ein. Die Ausschreibungen müssen also gegebenenfalls auch grenzüberschreitende Gebote von Anlagen aus anderen Mitgliedstaaten zulassen.

Nicht marktbasierter Mechanismen dürfen hingegen nach Art. 12 Abs. 2 S. 2 nur dann zum Einsatz kommen, wenn bestimmte Voraussetzungen vorliegen. Dies ist der Fall, wenn (1) keine marktbasierter Alternative verfügbar ist, (2) wenn alle verfügbaren marktbasierter Ressourcen eingesetzt wurden oder (3) wenn die Zahl der Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen in dem Gebiet, in dem sich für die Erbringung der Dienstleistung geeignete Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen befinden, zu gering ist, um einen wirksamen Wettbewerb zu gewährleisten. Damit können seitens der Netzbetreiber nicht marktbasierter Mechanismen nur dann zu Einschränkung oder Redispatch der Erzeugung eingesetzt werden, wenn durch die Ausschreibung entweder keine Ressourcen kontrahiert werden konnten oder alle auf vertraglicher Basis im Wege der Ausschreibung verpflichteten Ressourcen eingesetzt wurden. Schließlich wäre noch an den Fall zu denken, dass eine Ausschreibung bereits von vornherein aufgrund mangelnden Wettbewerbsdrucks im relevanten Gebiet keinen Erfolg versprechen würde. In Abgrenzung zu den marktbasierter Mechanismen scheinen nicht marktbasierter Maßnahmen vor allem Eingriffe in die Einspeiseleistung von Kraftwerken bis hin zu deren Abschaltung ohne vertragliche Grundlage zu betreffen. Eine nähere Definition fehlt allerdings auch hier.

4. Verpflichtung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zu möglichst geringem Abregelungsvolumen

Art. 12 Abs. 4 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO sieht bestimmte Pflichten der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber vor, um das Volumen an abgeregeltem EE- und KWK-Strom so gering wie möglich zu halten. Diese Pflichten stehen unter dem Vorbehalt der zur Wahrung der Zuverlässigkeit sowie der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen und haben auf der Grundlage transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien, die von

den zuständigen nationalen Behörden festgelegt werden, zu erfolgen. Die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber müssen zunächst nach Abs. 4 lit. a) S. 1 gewährleisten, *„dass die Übertragungs- und Verteilernetze in der Lage sind, den aus erneuerbaren Energiequellen [...] erzeugten Strom mit möglichst geringer Einschränkung bzw. möglichst geringem Redispatch zu übertragen.“* Hieraus könnte sich die allgemeine Verpflichtung, ähnlich wie aus dem derzeitigen Art. 16 Abs. 2 lit. a) EE-RL, ergeben, dass die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber verpflichtet sind, EE- (und KWK-)Strom im Übertragungs- und Verteilernetz zu übertragen (bzw. zu verteilen) (siehe dazu oben unter Abschnitt D.IV.1). Hiergegen spricht allerdings, dass Art. 12 Abs. 4 lit. a) S. 1 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO dem Wortlaut nach einen anderen Schwerpunkt setzt und darauf abstellt, dass *„die Übertragungs- und Verteilernetze in der Lage sind“*, eine Übertragung von EE- (und KWK-)Strom möglichst ohne Abregelung zu ermöglichen. Insofern ist der Norm eher eine Verpflichtung der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zu entnehmen, dass sie ihre Netze bedarfsgerecht ertüchtigen und ausbauen müssen. Dieser Auslegung entspricht auch die Regelung in Abs. 4 lit. a) S. 2, die den Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber bei der Erfüllung der Pflicht zur Gewährleistung des *„In-der-Lage-seins“* ihrer Netze die Möglichkeit eröffnet (*„dabei“*), *„Einschränkung und Redispatch bei der Netzplanung jedoch weiterhin in begrenztem Umfang“* zu berücksichtigen. Eine Berücksichtigung kann erfolgen, wenn Einschränkung und Redispatch sich als wirtschaftlich effizienter erweisen und 5 % der im Gebiet der Netzbetreiber installierten Kapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung nicht überschreiten. Der genaue Rechtsanwendungsbefehl, der sich aus der mit unmittelbarer Geltung ausgestatteten Verordnung ergeben soll, bleibt allerdings unklar. Insbesondere bedarf es noch der Klärung, welche Kriterien von den nationalen Behörden diesbezüglich festgelegt werden sollen und ob sich aus einer Netzausbauverpflichtung der Netzbetreiber auch ein subjektiv-rechtlicher Anspruch bereits ans Netz angeschlossener, aber regelmäßig abgeregelter bzw. noch nicht ans Netz angeschlossener EE-Anlagenbetreiber ergeben könnten. Ferner ist der Norm nicht eindeutig zu entnehmen, wie der zu Beginn von Abs. 4 genannte Vorbehalt *„zur Wahrung der Zuverlässigkeit und der Sicherheit des Netzes zu erfüllenden Anforderungen“* im Hinblick auf die mit der Netzausbauverpflichtung im Zusammenhang stehende Netzplanung sinnvoll in Einklang gebracht werden kann.

Fragen der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Netzes betreffen eher die zweite, in Abs. 4 lit. b) geregelte Verpflichtung der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber. Danach müssen sie angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergreifen, *„um die Einschränkung oder das abwärts gerichtete Redispatch von Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung zu minimieren.“*

5. EE-Vorrang bei nicht marktbasierenden Mechanismen durch Festlegung einer genauen Abschaltreihenfolge

Art. 12 Abs. 5 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO normiert Grundsätze für die Anwendung von abwärts gerichtetem Redispatch oder Einschränkung im Falle der Nutzung nicht marktbasierter Mechanismen. Die Regelung sieht dabei vor, dass bei bestimmten Anlagengruppen eine Abregelung nur bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen erfolgen darf. Da die Anforderungen hierbei unterschiedlich hoch ausgeprägt sind, ergibt sich eine genaue Reihenfolge, nach der die verschiedenen Anlagengruppen nacheinander im Falle eines Netzengpasses abgeregelt werden dürfen. Diese sieht wie folgt aus:

Konventionelle Anlagen werden in Art. 12 Abs. 5 nicht genannt und dürfen damit ohne weitere Anforderungen im Falle eines Netzengpasses abgeregelt werden. Nach Abs. 5 lit. a) und b) darf bei Erzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, abwärts gerichtetes Redispatch oder Einschränkung nur dann angewandt werden, wenn es keine Alternative gibt oder wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit gefährden würden. Die Regelung zu KWK steht dabei unter dem Vorbehalt, dass die Abregelung von EE-Anlagen keine Alternative für KWK darstellt (*„wenn es abgesehen von abwärts gerichtetem Redispatch oder Einschränkung bei Erzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden, keine Alternative gibt“*). Abwärts gerichtetes Redispatch oder Einschränkung sind damit auf KWK-Anlagen nach konventionellen Anlagen, aber vor EE-Anlagen anzuwenden. Unklar ist in beiden Fällen, wie das Erfordernis, dass *„andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen“* würden, auszulegen und in der Praxis zu handhaben sein soll. Um ein einheitlich Verständnis und eine unmittelbare Rechtsanwendung zu ermöglichen, bedürfte es einer klareren Regelung, in welchem Kostenverhältnis denkbare andere Lösungen und die Abregelung von EE-Anlagen stehen müssen. An letzter Stelle wird schließlich nicht in das Übertragungs- oder Verteilernetz eingespeister selbst erzeugter Strom aus Erzeugungsanlagen aufgeführt, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Dieser darf nur dann eingeschränkt werden, wenn es keine andere Möglichkeit zur Lösung von Netzsicherheitsproblemen gibt.

6. Berichtspflicht der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

Nach Art. 12 Abs. 3 (3) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO sind die verantwortlichen Netzbetreiber verpflichtet, der zuständigen Regulierungsbehörde mindestens einmal jährlich Bericht über die Einschränkung oder das abwärts gerichtete Redispatch von Erzeugungsanlagen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden, zu erstatten. In diesen Bericht ist die nach Abs. 5 lit. d) in hinreichender und transparenter Weise abzugebende Begründung der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber für abwärts gerichtetes Redispatch oder Einschränkung bei nicht-marktbasierten Mechanismen aufzunehmen. Die Netzbetreiber müssen ferner sowie über diejenigen Maßnahmen

berichten, die ergriffen wurden, um künftig die Notwendigkeit von abwärts gerichteten Redispatch bzw. einer solchen Einschränkung bzw. eines solchen abwärts gerichteten Redispatch zu verringern.

7. Entschädigung bei Redispatch und Einschränkung von EE-Anlagen

Nach Art. 12 Abs. 3 S. 2 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO sind für die Einschränkung und das Redispatch von EE- und KWK-Anlagen Ausgleichsleistungen gemäß Absatz 6 vorgesehen. Abs. 6 konkretisiert zunächst den Anwendungsbereich des Anspruchs auf Ausgleichsleistungen. Erforderlich ist hierfür die „Anwendung einer nicht marktbasierter Einschränkung oder des nicht marktbasierter abwärts gerichteter Redispatch“, die in einer Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage erfolgt. Da sowohl abwärts gerichtetes Redispatch als auch die Einschränkung einer EE-Anlage Gegenstand von Ausgleichsleistungen sein können, bedarf es für die Entstehung eines Anspruchs keiner genauen Zuordnung der jeweiligen Maßnahme.⁶³ Anspruchsinhaber ist der Eigentümer der Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage, in der die Einschränkung oder das Redispatch erfolgt ist. Diesem steht ein Anspruch auf einen finanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber zu, der um die Einschränkung oder das Redispatch ersucht hat. Die Mindesthöhe des möglichen finanziellen Ausgleichs wird in Abs. 6 S. 2 festgelegt und benennt dabei zwei Möglichkeiten. Während die erstgenannte Möglichkeit wohl eher KWK-Anlagen abdecken soll und bei der Bestimmung der Anspruchshöhe auf zusätzliche Betriebskosten abstellt, die durch die Einschränkung oder das Redispatch entstehen (lit. a)), ist Art. 12 Abs. 6 S. 2 lit. b) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO zentral für die Berechnung der Höhe des Entschädigungsanspruchs bei EE-Anlagen. Danach erfolgt der finanzielle Ausgleich mindestens in Höhe von 90 % der Nettoeinnahmen aus dem Verkauf von Strom auf dem Day-Ahead-Markt, die die Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage ohne die Anforderung zur Einschränkung oder zum Redispatch erzielt hätte. Satz 2 des lit. b) stellt zudem klar, dass für den Fall, dass die Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage eine finanzielle Unterstützung auf Grundlage der erzeugten oder verbrauchten Strommenge erhält, die entgangene finanzielle Unterstützung als Teil der Nettoeinnahmen gilt. Die genannten 90 % der Nettoeinnahmen markieren nur die unterste Mindest-Grenze. Die Verordnung enthält diesbezüglich keine abschließende Regelung, so dass die Mitgliedstaaten über diese Grenze hinausgehen können.⁶⁴

V. Zwischenergebnis

Die Kommissionsvorschläge im Rahmen des Winterpakets beschneiden vor allem die bislang im Sekundärrecht bestehenden Vorrangregelungen zugunsten von EE-Anlagen in den Bereichen des Netzanschlusses und der Netzausbaupflicht. Hier entfallen vor allem diejenigen

⁶³ Vgl. zur Abgrenzung von Redispatch und Einschränkung oben unter E.IV.1.

⁶⁴ Vgl. dazu auch unter F.X.

Regelungen, die bislang bestimmte Mindeststandards für Netzanschlussverfahren von neuen EE-Anlagen garantierten.

Die Pflicht der Mitgliedstaaten entweder einen vorrangigen oder garantierten Netzzugang zu gewähren wurde zwar auch gestrichen, allerdings durch das Konzept des vorrangigen Dispatch nach Art. 11 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO ersetzt. Danach wären EE-Anlagen seitens der Netzbetreiber nur noch dann vorrangig abzurufen, wenn es sich um unveränderte Bestandsanlagen oder neue Anlagen handelt, wenn sie bestimmte Schwellenwerte nicht überschreiten oder Demonstrationsprojekte darstellen. Alle übrigen Anlagen würden keinen Vorrang mehr genießen. Da es sich hierbei allerdings um Anlagen handeln dürfte, die ihren Strom ohnehin bereits nach den Grundsätzen der UEBLL direkt vermarkten müssen, sind diese nicht auf einen nicht marktbasierten vorrangigen Dispatch angewiesen. Denn sie speisen ihren Strom ohnehin nur ein, wenn sie hierfür am Strommarkt einen Abnehmer gefunden haben.

Im Rahmen der Beschränkung der Einspeisung bliebe der bisherige Ansatz der vorrangigen EE-Einspeisung im Grundsatz erhalten, würde allerdings nach Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO in eine deutlich ausdifferenziertere Regelung mit Abschaltreihenfolge und Entschädigungsregel überführt, die im Detail noch einige Unklarheiten beinhaltet.

Folgende Tabelle veranschaulicht die bestehenden europarechtlichen Vorgaben zum EE-Vorrang, ihre Verankerung im deutschen Recht sowie die jeweils hierzu vorgeschlagenen Neuregelungen im Rahmen des Winterpakets:

Tabelle 2: Derzeitige EU-Vorgaben, Ausgestaltung im deutschen Recht und Vorschläge im Winterpaket

	Netzanschluss	Netzausbau	Netzzugang/Abnahme	Übertragung und Verteilung	Beschränkung der Einspeisung
Derzeitige Rechtslage EU	Erw.gr. 61 EE-RL: MS können zur Beschleunigung der Netzanschlussverfahren die Möglichkeit des vorrangigen „Netzzugangs“ (engl. Version „ <i>connection</i> “), vorsehen. Art. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Pflicht zur objektiven und diskriminierungsfreien Anwendung technischer Vorschriften bzgl. des Netzanschlusses. (Vgl. auch Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631)	Art. 16 EE-RL/Art. 12 lit. a), 25 I Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Grdstl. Pflicht der Netzbetreiber EE-Anlagen an das Netz anzuschließen, die einen Netzanschluss begehren und damit, zumindest implizit, auch bei Bedarf das Netz entsprechend auszubauen. Art. 16 I EE-RL: MS müssen geeignete Schritte ergreifen, um Netzinfrastruktur auszubauen, die der Weiterentwicklung des EE-Ausbaus Rechnung trägt.	Art. 16 II b), Erw.gr. 61 EE-RL: Vorrangiger oder garantierter Netzzugang für alle EE-Anlagen	Art. 16 II a) EE-RL: Pflicht der ÜNB und VNB, Übertragung und Verteilung von EE-Strom zu gewährleisten.	Art. 16 II c) S. 2 EE-RL: MS stellen sicher, dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung von EE-Strom möglichst gering zu halten.
Derzeitige Rechtslage DE	§ 8 EEG 2017: Pflicht der NB zum vorrangigen Netzanschluss.	§§ 8 IV, 12 EEG 2017: Netzanschlusspflicht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, Verstärkung, oder den Ausbau des Netzes möglich wird.	§ 11 I 1 EEG 2017: Vorrangige physikalische Abnahmepflicht	§ 11 I EEG 2017: Vorrangige Übertragung und Verteilung	§§ 14, 15 EEG 2017, 13 III EnWG: Einspeisemanagement unter Beachtung des EE-Vorrangs und Entschädigung.
Vorschläge im Winterpaket	Keine expliziten Vorgaben zum Netzanschluss mehr. Ermächtigung der KOM zu Verordnungen über Netzkodizes zum Netzanschluss nach Art. 55 Abs. 1 lit. b) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (vgl. insofern weiterhin Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631). Keine Privilegierung von EE-Anlagen in der konkreten Netzanschlussituation mehr (Transparenz- und Informationspflichten der Netzbetreiber nach Art. 16 III-VI EE-RL gestrichen).	Art. 16 EE-RL gestrichen. Allgemeine und langfristige Netzausbauverpflichtung der Netzbetreiber nach Art. 31 Abs. 1, Art. 40 Abs. 1 lit. a) Entwurf Binnenmarkt-RL. Art. 16 Abs. 4 lit. a) Entwurf Binnenmarkt-VO als Netzausbauverpflichtung zugunsten von EE?	Art. 11 II-IV Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Vorrangiger Dispatch für Bestandsanlagen, neue Anlagen (<500 kW/250 kW/125kW) oder Demonstrationsprojekte.	Art. 11 II-IV Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Vorrangiger Dispatch für Bestandsanlagen, neue Anlagen (<500 kW/250 kW/125kW) oder Demonstrationsprojekte.	Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Redispach und Einschränkung der Erzeugung nach marktbasierter oder nicht-marktbasierter Mechanismen unter möglichst geringer Einschränkung der EE- oder KWK-Stromerzeugung. Führen marktbasierter Maßnahmen nicht zur Beseitigung des Engpasses greifen nicht-marktbasierter Mechanismen. Die dafür vorgesehene Abschaltreihenfolge enthält einen allerdings zukünftig auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eingeschränkten EE-Vorrang und Entschädigungsansprüche.

F. Auswirkungen auf die Rechtslage in Deutschland

I. Unmittelbare Geltung

Die Vorgaben einer europäischen Verordnung bedürfen – anders als die einer Richtlinie – keiner mitgliedstaatlichen Umsetzung mehr und gelten in den Mitgliedstaaten als unmittelbar anwendbares Recht Art. 288 Abs. 2 AEUV. Sollten Vorschriften des deutschen Energierechts mit den Inhalten von Art. 11 und 12 Entwurf Binnenmarkt-VO also nicht übereinstimmen, sind sie insoweit nicht anwendbar. Aus Gründen der Rechtsklarheit folgt aus dem Unionsrecht damit auch die Verpflichtung der Verordnung entgegenstehendes nationales Recht zu beseitigen.⁶⁵ Aus den gleichen Gründen verbietet das Unionsrecht ebenfalls den Erlass von nationalen Ausführungsbestimmungen, die den Inhalt der Verordnung nur wiederholen und somit deren europarechtlichen Ursprung verschleiern.⁶⁶ Somit beschränkt sich der Handlungsspielraum mitgliedstaatlicher Rechtsetzung innerhalb des Anwendungsbereichs der Verordnung auf die Fälle, in denen weitere Durchführungsmaßnahmen erforderlich sind. Dies ergibt sich auch aus Art. 291 AEUV, wonach die Mitgliedsstaaten, die zur Durchführung der Rechtsakte der Union erforderlichen Maßnahmen ergreifen müssen. Liegt eine Verordnung vor, die noch weitere nationale Durchführungsmaßnahmen erfordert, spricht man von einer „hinkenden Verordnung“.⁶⁷

Dabei kann das Tätigwerden des nationalen Gesetzgebers explizit in der Verordnung angeordnet sein oder implizit aus der sekundärrechtlichen Regelung folgen, wenn die betreffende Bestimmung nicht ausreichend klar und bestimmt ist, um direkt angewendet zu werden.⁶⁸

Da der Entwurf der Binnenmarkt-VO auf einer Kompetenznorm der geteilten Zuständigkeit der Union und der Mitgliedsstaaten beruht (Art. 194 AEUV), können sich auch nationale Handlungsspielräume ergeben, soweit die Union von der Zuständigkeit keinen abschließenden Gebrauch gemacht hat⁶⁹. Die Ausübung der Zuständigkeit erstreckt sich dabei „nur auf die durch den entsprechenden Rechtsakt der Union geregelten Elemente“ und nicht auf den gesamten Kompetenzbereich.⁷⁰

Soweit die Entwürfe des Winterpakets als Handlungsform die Richtlinie vorsehen, gilt der Grundsatz der unmittelbaren Geltung nicht. Normativ ist die Richtlinie gemäß Art. 288 Abs. 3 AEUV nur hinsichtlich des Regelungsziels verbindlich, dass die Mitgliedsstaaten innerhalb einer vorgegebenen Frist durch umsetzende Akte realisieren müssen.⁷¹ Daher

⁶⁵ z.B. EuGH, *Kommission./Deutschland*, Rs. 74/86, Rn.10.

⁶⁶ EuGH, *F.LLI VARIOLA S.P.A. GEGEN AMMINISTRAZIONE ITALIANA DELLE FINANZE*, Rs. 34/73, Rn. 11.

⁶⁷ Callies/Ruffert, AEUV, 5. Aufl., § 288, Rn. 21.

⁶⁸ EuGH, Rs. C-252/91, *Teuli*, Rn. 13 f.; EuGH Rs. C-230/78 *Eridania*, Rn 34.

⁶⁹ so z.B. EuGH, *Prantl*, RS. 16/83 Rn. 13ff.

⁷⁰ Protokoll (Nr. 25) über die Ausübung der geteilten Zuständigkeit.

⁷¹ Callies/Ruffert, AEUV, 5. Aufl, § 288, Rz. 23f.

besteht im Vergleich zur Verordnung ein größerer Handlungsspielraum bei der Wahl der Regelungstechnik, wodurch nationale Besonderheiten in der Regel einfacher berücksichtigt werden können.⁷²

Ob und wie die unter Abschnitt D vorgestellten Regelungen des deutschen Rechts mit Inkrafttreten der neuen europäischen Gesetzgebung angepasst werden, ist im Einzelnen noch nicht absehbar. Allerdings kann man schon heute sagen, welche Regelungen künftig keinen Bestand mehr haben dürften. Im Folgenden soll daher vorgestellt werden, wo einerseits heutiges Recht durch die neuen europäischen Vorgaben verdrängt wird und wo andererseits die bisherigen Regelungen beibehalten werden können. Auch wird darauf eingegangen, wo der deutsche Gesetzgeber noch Raum haben wird, detailliertere Regelungen zu treffen als bislang im Entwurf der Binnenmarkt-VO vorgesehen.

II. Vorrangiger Netzanschluss kann erhalten bleiben

Nach § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 müssen Netzbetreiber Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien „*unverzüglich vorrangig*“ an ihr Netz anschließen. In seinen Absätzen 5 und 6 enthält § 8 EEG 2017 zudem detaillierte Vorgaben für das Netzanschlussverfahren u.a. mit bestimmten Auskunftsrechten und Mindestfristen, die auf Art. 16 Abs. 5 EE-RL zurückgehen.

Die vorgeschlagene Neufassung der EE-RL enthält hingegen keine Vorgaben zum Netzanschlussverfahren und adressiert auch die mögliche Einräumung eines vorrangigen Netzanschlusses nicht mehr ausdrücklich. In der neu vorgeschlagenen Elektrizitätsbinnenmarkt-RL heißt es in Bezug auf die allgemeinen Pflichten von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern – wie schon bisher –, diese müssten jegliche Diskriminierung von Netznutzern oder Kategorien von Netznutzern unterlassen, Art. 31 Abs. 2 bzw. 42 Nr. 1 lit. f).

Da es sich um Vorgaben einer Richtlinie handelt, die die Mitgliedstaaten umzusetzen haben, stellt sich die Frage, ob eine mitgliedstaatliche Regelung weiterhin möglich ist, die die Netzbetreiber verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien einen vorrangigen Netzanschluss nach einem spezifischen Netzanschlussverfahren zu gewähren. Entscheidend für die Beantwortung dieser Frage dürfte sein, was unter einer Diskriminierung zu verstehen ist. Denn das Verhalten der Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern muss diskriminierungsfrei sein, um mit der Richtlinie in Einklang zu stehen.

Die spezifische Bevorzugung von Betreibern von EE-Anlagen beim Netzanschluss stellt zwar grundsätzlich eine Ungleichbehandlung gegenüber all denjenigen Netzanschlussspetenten dar, die keine EE-Anlagen, sondern andere (konventionell erzeugende) Anlagen an das Netz anschließen lassen wollen. Allerdings führt allein eine Ungleichbehandlung noch nicht zu einer Diskriminierung, wenn es für die Ungleichbehandlung einen sachlichen Grund gibt, auf

⁷² Streinz, AEUV, 2. Aufl., § 288, Rz. 87.

den sich der Gesetzgeber stützt.⁷³ Beruft sich der Gesetzgeber beim privilegierenden Anschluss von EE-Anlagen etwa auf die Notwendigkeit des weiteren Ausbaus und der Systemintegration von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, der nicht durch Verzögerungen beim Netzanschluss konterkariert werden soll, so kann darin sicherlich ein solcher sachlicher Grund gesehen werden, der die Ungleichbehandlung davor bewahrt, in eine Diskriminierung umzukippen. Denn alle Mitgliedstaaten sind angehalten, zur Erreichung des gesamteuropäischen Ausbauziels für erneuerbare Energien bis 2030 beizutragen.⁷⁴ Für konventionelle Energien hingegen gibt es kein solches europäisches Ausbauziel. Daher dürfte die Differenzierung bei den Netzanschlussregelungen insoweit richtlinienkonform sein. Die künftige Situation unterscheidet sich damit nicht wesentlich von der derzeitigen Rechtslage, da auch momentan ein vorrangiger Netzanschluss nicht verbindlich vorgegeben, sondern nur in den Erwägungsgrund 61 EE-RL 2009/28/EG als Option der Mitgliedstaaten angesprochen ist. Immerhin können Erwägungsgründe allerdings als Auslegungshilfe fungieren.⁷⁵ In gänzlicher Ermangelung der Erwähnung des vorrangigen Netzzugangs zumindest als Option in der neuen EE-RL, dürfte es künftig daher empfehlenswert sein, die erneuerbaren-spezifischen Netzanschlussregelungen des EEG als mitgliedstaatliche Vorschriften ausdrücklich auf die Mitwirkung an das EU-Ziel für 2030 zu stützen. Dies dürfte mangels gegenteiliger Anhaltspunkte auch für die flankierende Vorgabe des § 8 Abs. 4 EEG 2017 gelten, wonach die Pflicht zum Netzanschluss auch dann besteht, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Netzausbaumaßnahmen möglich wird. Denn die Pflicht zum Netzausbau im Rahmen eines konkreten Netzanschlussbegehrens konterkariert nicht die Vorgaben und Ziele des Entwurfs der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO und Elektrizitätsbinnenmarkt-RL, da dort zumindest für die langfristige Perspektive nach Art. 12 lit. a), 25 Abs. 2 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL festgehalten wird, dass die Netzbetreiber die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen haben, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen. Zudem würde dadurch dem Ziel des Entwurfs der EE-RL gedient, den EE-Anteil in der EU bis 2030 auf 27% zu steigern.

III. Pflicht zum Netzausbau kann unangetastet bleiben

Gemäß § 12 Abs. 1 EEG 2017 sind die Netzbetreiber verpflichtet, auf Verlangen der Einspeisewilligen ihre Netze bis zu einer Spannung von 110 kV unverzüglich zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Das Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2017 ist demnach nur eine vorübergehende Möglichkeit, die Netzsicherheit aufrecht zu erhalten, solange der primär geschuldete Netzausbau noch nicht abgeschlossen ist, denn mit dem An-

⁷³ Vgl. EuGH, Rs. C-123/08, Slg. 2009, I-9621, Rn. 63, Wolzenburg; ständige Rechtsprechung seit EuGH, Urteil v. 19.10.1977, Rs.117/76, 16/77, Ruckdeschel, Slg. 1977, 1753, Rn. 7; EuGH, Urteil. v. 19. 10.1977, Rs. 124/76, 20/77, Moulins Pont-à-Mousson, Slg. 1977, 1795, Rn. 14/17.

⁷⁴ Vgl. Art. 3 Abs. 1 und Abs. 2 des Vorschlags zur Neufassung der EE-RL, COM(2016) 767 final.

⁷⁵ Vgl. *Redeker/Karpenstein*, NJW 2001, 2830 sowie die Rechtsprechungspraxis, z.B.: EuGH C-97/96, Urteil vom 04.12.1997, ECLI:EU:C:1997:581 – Daihatsu, Rn. 22, EuGH C-42/95 vom 19.11.1996, ECLI:EU:C:1996:444, Rn. 13.

schluss von EE-Anlagen und ihrer Einspeisung soll und darf nicht gewartet werden bis das Netz hinreichend ertüchtigt ist.

Im Entwurf der Binnenmarkt-VO und auch in anderen Legislativvorschlägen des „Winterpakets“ findet sich soweit ersichtlich – anders als noch in Art. 16 Abs. 1 der gegenwärtig geltenden EE-RL – keine spezifische Pflicht der Mitgliedstaaten, den Netzausbau zugunsten der erneuerbaren Energien zu befördern. Daraus leitet sich aber nicht die Notwendigkeit ab, die entsprechenden Vorschriften des EEG zu ändern. Es steht – vorbehaltlich beihilferechtlicher Vorgaben – vielmehr im Ermessen der Mitgliedstaaten wie sie die Synchronisation von Anlagenbau und Netzausbau organisieren und rechtlich ausgestalten. Dies betrifft auch die Vorgabe des § 17 EEG 2017, wonach die Netzausbaukosten vom Netzbetreiber zu tragen sind.⁷⁶

IV. Netzzugang: Kein allgemeiner vermarktungs- und leistungsunabhängiger Einspeisevorrang mehr

Bisher ist in § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 verankert, dass Strom aus erneuerbaren Energien – vorbehaltlich der Regelungen zum Einspeisemanagement – von den Netzbetreibern unverzüglich vorrangig physikalisch abgenommen, übertragen und verteilt werden muss. Dieser „Einspeisevorrang“ gilt unabhängig davon, in welcher Form der Strom veräußert wird, sei es im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie, unter Inanspruchnahme der Einspeisevergütung, auch in Form der Ausfallvergütung, oder durch die sonstige Direktvermarktung, § 11 Abs. 1 S. 1 iVm § 21b Abs. 1 EEG 2017. Auch differenziert die Vorschrift bisher nicht danach, wie groß die Anlagen sind; der Einspeisevorrang gilt unabhängig von bestimmten Leistungsgrenzen.

Dieser breite Ansatz würde nach den neuen Vorgaben des Entwurfs der Binnenmarkt-VO nicht mehr möglich sein. Denn Art. 11 Abs. 2 und 3 bestimmt, dass es ein vorrangiges Dispatch („*priority dispatch*“) künftig nur noch für Strom aus (Klein-)Anlagen gibt, deren installierte Leistung 500 kW sowie später 250 und 125 kW nicht überschreitet. Betrachtet man die Definition des vorrangigen Dispatch in Art. 2 Nr. 2 lit. s) Entwurf Binnenmarkt-VO mit ihrer Bezugnahme auf „*andere Kriterien als wirtschaftliche Gebote*“ muss man wohl auch davon ausgehen, dass nur Anlagen mit Inanspruchnahme von Festpreisen unter Art. 11 fallen. Denn nur bei diesen gilt, dass sie unabhängig von der wirtschaftlichen Kriterien einspeisen. Anlagen in der Direktvermarktung mit Marktprämie hingegen speisen nach Maßgabe „*wirtschaft-*

⁷⁶ Beihilferechtlich wird dies teils anders eingeordnet mit Blick auf die der Europäischen Kommission zugeordnete Vorgabe, etwa bei der Genehmigung des EEG 2017, dass Netzintegrationskosten bei der Festlegung des Förderdesigns zu berücksichtigen seien, vgl. BMWi, Eckpunktepapier Gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen und Solaranlagen vom 28.02.2017, S. 2; „Die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2017 sieht vor, dass in den gemeinsamen Ausschreibungen die Netz- und Systemintegrationskosten der Windenergieanlagen an Land und der Solaranlagen berücksichtigt werden sollen.“

licher Gebote“ ein und fallen demnach begrifflich aus der Definition des „vorrangigen Dispatches“ heraus, wie sie Art. 11 zugrunde liegt.

V. Faktische Beibehaltung des Status quo beim Netzzugang für Anlagen in der Direktvermarktung

Für Anlagen in der Direktvermarktung mit Marktprämie wird also keine ausdrückliche Berufung auf den Einspeisevorrang des § 11 Abs. 1 S. 1 EEG mehr möglich sein, der in der bisherigen Terminologie der EE-RL dem garantierten Netzzugang entsprach (vgl. hierzu unter Abschnitt D.III.2.). Dieser kommt praktisch bisher hauptsächlich dann zum Tragen, wenn Einspeiseleistung aufgrund von lokalen Netzengpässen abgeregelt werden muss. Für diese Situationen ordnen § 13 Abs. 3 S. 1 EnWG und § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 bekanntlich an, dass auf EE-Anlagen dann nur nachrangig zugegriffen werden kann. Der Einspeisevorrang bzw. garantierte Netzzugang sorgt hier also dafür, dass bei Engpässen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zunächst möglichst lange am Netz bleiben. Die Netzbetreiber müssen sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wird, § 14 Abs. 1 S. 3 EEG 2017.

In Art. 12 Entwurf Binnenmarkt-VO nun, findet sich der garantierte Netzzugang oder „*guaranteed access*“ für Strom aus erneuerbaren Energien nicht mehr ausdrücklich. Allerdings müssen die Netzbetreiber auf Verteil- und Übertragungsnetzebene, wie oben unter Abschnitt E.IV. gesehen, sicherstellen, dass in ihren Netzen so wenig wie möglich Strom aus erneuerbaren Quellen abgeregelt wird. Der bisherigen affirmativen Formulierung des EEG, dass so viel Strom aus erneuerbaren Energien wie möglich aufzunehmen ist, steht nun die Formulierung im Entwurf der Binnenmarkt-VO gegenüber, nach der so wenig wie möglich Strom aus erneuerbaren Quellen abzuregeln ist.

Sieht man als Hauptanwendungsfall eines garantierten Netzzugangs für Anlagen in der Direktvermarktung allerdings die grundsätzliche Nachrangigkeit von erneuerbaren Energien bei der Abregelung in Situationen mit lokalen Netzengpässen, so dürfte die gewählte Formulierung insoweit faktisch zu keiner Änderung der bisherigen Rechtslage in Deutschland führen. Dies gilt umso mehr, da Art. 12 Abs. 5 Entwurf Binnenmarkt-VO eine Abschaltreihenfolge vorgibt, die Strom aus erneuerbaren Energien Vorrang vor konventioneller Erzeugung und KWK einräumt, siehe unten.

VI. Pflicht zu vorrangigem Dispatch für Anlagen bis 500 kW?

Bisher ergibt sich aus § 20 Abs. 1 i.V.m. § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017, dass für Strom aus Anlagen mit mehr als 100 kW installierter Leistung keine Einspeisevergütung verlangt werden kann, sondern dass für Anlagen ab dieser Größe im Rahmen der Direktvermarktung die Marktprämie vorgesehen ist. Ein sog. „*produce and forget*“, wonach der Strom unabhängig

von der Markt- und Netzsituation jederzeit gegen eine feste Einspeisevergütung eingespeist werden kann, ist in Deutschland also nur noch für Kleinanlagen mit einer Leistung bis einschließlich 100 kW möglich.

Dagegen ordnet Art. 11 Abs. 2 Entwurf Binnenmarkt-VO an, dass Übertragungsnetzbetreiber beim Kraftwerkseinsatz Strom aus erneuerbare Energien Vorrang einräumen sollen, wenn die Erzeugungsanlagen eine installierte Leistung von weniger als 500 kW aufweisen. Je nach Anteil dieser (Neu-)Anlagen, die dem „vorrangigen Dispatch“ i.S.d. Begriffsdefinition des Art. 3 Nr. 2 lit. s) Entwurf Binnenmarkt-VO unterliegen, verringert sich die Leistungsschwelle auf 250 kW und spätestens ab 2026 auf 125 kW.

Freilich stellt sich die Frage, inwiefern die Übertragungsnetzbetreiber in einem self-dispatch system wie in Deutschland den Vorrang für diese Anlagen sicherstellen können sollen. Ist der Entwurf der Binnenmarkt-VO an dieser Stelle so zu verstehen, dass Kleinanlagen der beschriebenen Größe ein „vorrangiges Dispatch“ im Sinne eines jederzeitigen Einspeisevorrangs eingeräumt werden muss? Wäre dem so, müsste Deutschland die bisherige 100 kW-Schwelle jedenfalls insoweit nach oben setzen als ein jederzeitiges Einspeisen marktunabhängig auch für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 bzw. später 250 und 125 kW möglich sein muss. Jedenfalls liegen alle drei Schwellenwerte eindeutig über dem bisher im EEG verankerten von 100 kW für die Einspeisevergütung. Ob die jederzeitige garantierte Einspeisung nach dem Entwurf der Binnenmarkt-VO im nationalen Recht auf der Förderseite zwingend mit einer festen Einspeisevergütung einhergehen muss, ist damit allerdings nicht gesagt, da der „vorrangige Dispatch“ zunächst nur die Einspeiseseite abbildet und nicht das eigentliche Förderregime.

VII. Keine Ausfallvergütung mehr möglich, da kein garantierter Netzzugang für Anlagen mit über 500 kW

Gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 können Anlagen, die über eine Leistung von mehr als 100 kW verfügen, ausnahmsweise auch die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Gedacht ist diese sog. Ausfallvergütung für Konstellationen, in denen ein Anlagenbetreiber, der eigentlich direkt vermarkten müsste, vorübergehend keinen Käufer oder Vermarkter für seinen Strom findet. Allerdings ist die Ausfallvergütung nur für eine Dauer von bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten sowie insgesamt nur bis zu sechs Monate pro Kalenderjahr möglich und führt gemäß § 53 S. 2 EEG 2017 zu einer Verringerung des anzulegenden Wertes um 20 Prozent.

Betrifft dies zunächst nur die Förderung, führt der allgemeine Einspeisevorrang des § 11 Abs. 1 EEG 2017 derzeit dazu, dass der Strom grundsätzlich auch während der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung jederzeit in das Netz aufgenommen werden muss. Entfällt der allgemeine vermarktungs- und leistungsunabhängige Einspeisevorrang künftig durch die

Vorgaben der Binnenmarkt-VO, dürfte sich das Konzept der Ausfallvergütung in Deutschland insoweit netzseitig relativieren.

Auf eine Einspeisegarantie i.S.d. „vorrangigen Dispatch“ nach Art. 11 Entwurf Binnenmarkt-VO können sich nur noch Betreiber von Anlagen berufen, die die dort verankerten Leistungsgrenzen von 500 bzw. 250 und 125 kW einhalten. Für die weitaus meisten der in der Direktvermarktung befindlichen Anlagen sind diese Schwellen aber irrelevant, da insbesondere im Wind- und PV-Freiflächensegment regelmäßig weitaus größere Leistungsklassen anzutreffen sind. Anlagengrößen jenseits der Leistungsschwellen des Art. 11 Abs. 3 Entwurf Binnenmarkt-VO wären dann auch im Falle der Ausfallvergütung auf den indirekten Einspeisevorrang des Art. 12 angewiesen, der einen gewissen Schutz für Strom aus erneuerbaren Energien im Falle von lokalen Netzengpässen gewährt.

VIII. Zweiklassen-Regime für Kleinanlagen beim Netzzugang?

Wie mehrfach gesehen, gilt der Einspeisevorrang des § 11 Abs. 1 EEG 2017 bisher unabhängig von der Vermarktungsform und der Leistung der Anlage. Der Entwurf der Binnenmarkt-VO führt hier nicht nur eine Staffelung nach bestimmten Leistungsschwellen, sondern auch eine nach der Vermarktungsform ein: Die Definition von „priority dispatch“ in Art. 2 Nr. 2 lit. s) Binnenmarkt-VO, die deren Art. 11 zugrunde liegt, stellt auf „criteria different from the economic order of bids“ ab und schließt damit augenscheinlich all diejenigen Anlagen aus, deren Strom direktvermarktet wird, also der Abhängigkeit einer „economic order“ unterliegt.

Ist diese Lesart zutreffend, dass sich auf den komfortablen „priority dispatch“ des Art. 11 Entwurf Binnenmarkt-VO nur diejenigen Kleinanlagen berufen können, für deren Strom eine feste Einspeisevergütung „different from the economic order“ beansprucht wird, so würde dies bedeuten, dass Anlagen mit ggf. gleicher Größenklasse, deren Strom aber direkt vermarktet wird, dem weniger komfortablen Art. 12 Entwurf Binnenmarkt-VO unterfallen.

Zu einem offenkundigen Wertungswiderspruch würde dies insbesondere dann führen, wenn aus Art. 11 Entwurf Binnenmarkt-VO eine faktische Pflicht zur Gewährleistung eines „produce and forget“ für Neuanlagen mit weniger als 500 kW installierter Leistung resultiert, für die der „priority dispatch“ gilt, deutlich kleinere Bestandsanlagen ab 100 kW Leistung, die der Direktvermarktung mit Marktprämie unterliegen, aber außerhalb des „priority dispatch“ stehen, weil für sie nur der offensichtlich für größere Anlagen konzipierte Art. 12 gilt.

Dann gäbe es ein Zweiklassenregime für Neu- und Bestandsanlagen gleicher Größe zugunsten der Neuanlagen, das auch durch die Grandfathering-Klausel des Art. 11 Abs. 4 Entwurf Binnenmarkt-VO nicht aufzulösen ist. Die Ursache dafür liegt nicht zuletzt in der überobligatorischen Umsetzung von Rn. 125 der UEBLL in Deutschland, mit denen die Direktvermarktungspflicht schon ab einer installierten Leistung von über 100 kW – statt der in den UEBLL vorgeschriebenen 500 kW – eingeführt wurde. Eine nachträgliche Anhebung der Leitungs-

schwelle für die Direktvermarktung bei Bestandsanlagen könnte eine Möglichkeit sein, derlei künftigen Wertungswidersprüchen zu begegnen.

IX. Abschaltreihenfolge

Unter der derzeitigen Rechtslage ist in § 13 Abs. 3 S. 1 EnWG und § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2017 vorgesehen, dass EE-Anlagen im Fall von lokalen Netzengpässen nur nachrangig abgeregelt werden dürfen, wobei dies gleichermaßen auch für KWK-Anlagen gilt. EE-Anlagen und KWK-Anlagen stehen also – zumindest im Gesetz – auf gleicher Stufe. Solaranlagen mit einer installierten Leistung zwischen 30 bis 100 kW sind wiederum nachrangig gegenüber sonstigen EE- und KWK-Anlagen zu regeln, § 14 Abs. 1 S. 2 i.V.m. § 9 Abs. 2 EEG 2017.

Art. 12 Abs. 5 Entwurf Binnenmarkt-VO sieht nun vor, dass im Falle eines „curtailment“ erst konventionelle Erzeugungsanlagen abzuregeln sind, dann KWK-Anlagen, dann EE-Anlagen und als letzte Möglichkeit Eigenerzeugungsanlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien oder in KWK produzieren. Das heißt zunächst, dass sich an der bisherigen Abschaltreihenfolge nach deutscher Rechtslage im Groben nichts ändert, außer, dass die Gleichrangigkeit von EE-Anlagen und KWK-Anlagen im Entwurf der Binnenmarkt-VO zugunsten der EE-Anlagen aufgehoben wird. Daher wird man dies künftig in der deutschen Rechtslage nicht aufrechterhalten können.

Keine Vorgaben macht der Entwurf zu der Frage, wie die Abschaltreihenfolge innerhalb der erneuerbaren Energien auszusehen hat. Hier verbleibt den Mitgliedstaaten ein Spielraum für eigene Entscheidungen, den sie ausfüllen können, aber nicht müssen. Ein Bedürfnis, Regelungen zur Binnenreihenfolge beim Einspeisemanagement von EE-Anlagen einzuführen, könnte etwa entstehen, wenn sich die Entschädigungshöhe der Härtefallklausel in § 15 Abs. 1 EEG 2017 signifikant verringern würde. Dann wären Anlagenbetreiber sicher in noch stärkerem Maße als heute daran interessiert zu wissen, warum gerade ihre Anlagen – und nicht andere – abgeregelt wurden. Hier kommt dann jedenfalls auch die Vorgabe des Art. 12 Abs. 1 Entwurf Binnenmarkt-VO zum Tragen, wonach eine „Einschränkung“ der Einspeisung anhand von objektiven, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien zu erfolgen hat.

X. Beibehaltung der nahezu vollkompensatorischen Entschädigungshöhe ist möglich

Derzeit sieht die Härtefallregelung des § 15 Abs. 1 EEG 2017 vor, dass Betreiber von Anlagen, die im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt wurden, vom Netzbetreiber für 95 % der entgangenen Einnahmen zu entschädigen sind, wobei zu 100 % zu entschädigen ist, wenn die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 % der Einnahmen dieses Jahres übersteigen.

Der Entwurf der Binnenmarkt-VO sieht in Art. 12 Abs. 6 S. 2 lit. b) vor, dass 90 % der entgangenen Nettoeinnahmen am Day-ahead Markt zu entschädigen sind, wobei eine entgangene finanzielle Förderung als Teil der Nettoeinnahmen behandelt wird. Da die Entschädigung nach Art. 12 Abs. 6 S. 2 Entwurf Binnenmarkt-VO mindestens dem höchsten aufgeführten Wert („*shall at least be equal to the highest of the following elements*“) entsprechen muss, spricht nach dem Wortlaut erst einmal nichts dagegen, wenn in Deutschland die bisherige Entschädigungshöhe beibehalten wird. Dies betrifft sowohl die 95 %-Grenze als auch die Vollkompensation bei entgangenen Einnahmen von jährlich über einem Prozent. Der Entwurf der Binnenmarkt-VO zieht hier ersichtlich nur eine Untergrenze ein, nicht aber eine Obergrenze. Denn es heißt an der entscheidenden Stelle eben ausdrücklich „*mindestens*“ („*at least*“) und nicht „*höchstens*“.

Die bisher bisweilen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber diskutierte und strittige Frage, ob sich eine Maßnahme entschädigungslos auf § 13 Abs. 2 EnWG oder entschädigungspflichtig auf § 14 EEG 2017 stützt,⁷⁷ dürfte hingegen keine Rolle mehr spielen, da Art. 12 Entwurf Binnenmarkt-VO bei nicht marktbasierenden Abregelungen insoweit keine Unterscheidung trifft und die Entschädigungsregel unterschiedslos anwendbar ist.

Ein Problem bleibt aber bestehen: Auch wenn die Inanspruchnahme von (Klein-)Anlagen mit einer Leistung von 100 bis 500 kW für das Einspeisemanagement unüblich sein mag, ist dies freilich nicht ausgeschlossen und die Entschädigungsregel des § 15 Abs. 1 EEG 2017 demnach auch nicht auf größere Anlagen beschränkt. Betrachtet man allerdings § 11 Abs. 5 Entwurf Binnenmarkt-VO, wonach der „vorrangige Dispatch“ für kleinere Anlagen nicht als Rechtfertigung für die Beschränkung der Kapazitäten von Grenzkuppelstellen i.S.d. Art. 14 Entwurf Binnenmarkt-VO herangezogen werden darf, stellt sich die Frage, wie dies realiter umzusetzen ist. Würde die Formulierung dazu führen, dass Anlagen, die Art. 11 unterfallen, im Zweifel abgeregelt werden müssen, um die vollen Kapazitäten von Grenzkuppelstellen aufrecht zu erhalten, stellt sich folgerichtig die Frage, ob und wie dann entschädigt werden kann. Art. 11 selbst enthält dazu keine spezifischen Rechtsfolgen, während sich Art. 12 Abs. 6 nicht ausdrücklich auch auf die Anlagen bezieht, die Art. 11 unterfallen. Ob der deutsche Gesetzgeber hier einen Analogieschluss ziehen kann und die bisherige Entschädigungsregel des EEG weiterhin leistungsgrößenunabhängig anwenden kann, lässt sich mit guten Argumenten diskutieren. Allerdings wäre eine Klarstellung in der Binnenmarkt-VO selbst wünschenswerter, welche konkreten Rechtsfolgen Art. 11 Abs. 5 nach sich zieht. Durch einen entsprechenden Verweis, dass Art. 12 Abs. 6 auch für die dem Art. 11 unterfallenden Anlagen gilt, wäre dies unkompliziert möglich.

⁷⁷ Vgl. etwa KG Berlin, Urt. v. 9.3.2015, Az. 2 U 72/11.EnWG.

XI. Zwischenergebnis

Während die Rechtslage in Deutschland zum vorrangigen Netzanschluss und -ausbau – wenn auch mit einem anderen Begründungsansatz – unangetastet bleiben kann, darf es beim Netzzugang künftig keinen allgemeinen vermarktungs- und leistungsunabhängiger Einspeisevorrang mehr geben. Ein vorrangiges Dispatch kann es nämlich nur noch für Strom aus (Klein-)Anlagen geben, deren installierte Leistung 500 kW sowie später 250 und 125 kW nicht überschreitet. Betrachtet man die Definition des vorrangigen Dispatch mit ihrer Bezugnahme auf „andere Kriterien als wirtschaftliche Gebote“ muss man davon ausgehen, dass nur Anlagen mit Inanspruchnahme von Festpreisen darunter fallen. Denn nur bei diesen gilt, dass sie unabhängig von wirtschaftlichen Kriterien einspeisen.

Anlagen in der Direktvermarktung mit Marktprämie hingegen speisen nach Maßgabe „wirtschaftlicher Gebote“ ein und fallen demnach begrifflich aus der Definition des vorrangigen Dispatch heraus. Für Anlagen in der Direktvermarktung mit Marktprämie wird also keine ausdrückliche Berufung auf den Einspeisevorrang des § 11 Abs. 1 S. 1 EEG mehr möglich sein. Sieht man als Hauptanwendungsfall eines garantierten Netzzugangs für Anlagen in der Direktvermarktung allerdings die grundsätzliche Nachrangigkeit von erneuerbaren Energien bei der Abregelung in Situationen mit lokalen Netzengpässen, so dürfte die gewählte Formulierung insoweit faktisch zu keiner Änderung der bisherigen Rechtslage in Deutschland führen.

Dies gilt umso mehr, da der Entwurf der Binnenmarkt-VO eine Abschaltreihenfolge vorgibt, die Strom aus erneuerbaren Energien Vorrang vor konventioneller Erzeugung und KWK einräumt. Das heißt zunächst, dass sich an der bisherigen Abschaltreihenfolge nach deutscher Rechtslage im Groben nichts ändert, außer, dass die Gleichrangigkeit von EE-Anlagen und KWK-Anlagen im Entwurf der Binnenmarkt-VO zugunsten der EE-Anlagen aufgehoben wird. Daher wird man dies künftig in der deutschen Rechtslage nicht aufrechterhalten können. Keine Vorgaben macht der Entwurf zu der Frage, wie die Abschaltreihenfolge innerhalb der erneuerbaren Energien auszusehen hat. Hier verbleibt den Mitgliedstaaten ein Spielraum für eigene Entscheidungen, den sie ausfüllen können, aber nicht müssen.

Gemäß dem Wortlaut des Entwurfs der Binnenmarkt-VO spricht auch nichts dagegen, wenn in Deutschland die bisherige Entschädigungshöhe für Erzeugungsausfälle infolge des Einspeisemanagements beibehalten wird. Dies betrifft sowohl die 95 %-Grenze als auch die Vollkompensation bei entgangenen Einnahmen von jährlich über einem Prozent. Der Entwurf der Binnenmarkt-VO zieht hier ersichtlich nur eine Untergrenze ein, nicht aber eine Obergrenze. Denn es heißt an der entscheidenden Stelle eben ausdrücklich „mindestens“ („at least“) und nicht „höchstens“.

Nicht mehr möglich sein wird die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen für Anlagen über 500 kW, die vorübergehend keinen Abnehmer in der Direktvermarktung finden. Denn die

Einspeisevergütung setzt auf der Netzseite einen vorrangigen Netzzugang voraus, den es für Anlagen mit über 500 kW nicht mehr geben wird.

Mit Blick auf Kleinanlagen bis 500 kW ist hingegen fraglich, ob der Entwurf der Binnenmarkt-VO so zu verstehen ist, dass diesen ein „vorrangiges priority dispatch“ im Sinne eines jederzeitigen Einspeisevorrangs eingeräumt werden muss. Wäre dem so, müsste Deutschland die bisherige 100 kW-Schwelle jedenfalls insoweit nach oben setzen als ein jederzeitiges Einspeisen marktunabhängig auch für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 bzw. später 250 und 125 kW möglich sein müsste. Jedenfalls liegen alle drei Schwellenwerte eindeutig über dem bisher im EEG verankerten von 100 kW für die Einspeisevergütung. Ob die jederzeitige garantierte Einspeisung nach dem Entwurf der Binnenmarkt-VO im nationalen Recht auf der Förderseite zwingend mit einer festen Einspeisevergütung einhergehen muss, ist damit allerdings nicht gesagt, da das „vorrangige priority dispatch“ zunächst nur die Einspeiseseite abbildet und nicht das eigentliche Förderregime.

Ferner ist fraglich, ob sich auf den komfortablen – weil ausdrücklich verankerten – vorrangigen Dispatch nur diejenigen Kleinanlagen berufen können, für deren Strom eine feste Einspeisevergütung beansprucht wird. Wäre dem so, würde dies bedeuten, dass Anlagen mit ggf. gleicher Größenklasse, deren Strom aber direkt vermarktet wird, den weniger komfortablen Regelungen unterfallen, die keinen ausdrücklichen vorrangigen Dispatch vorsehen.

Folgende Tabelle veranschaulicht die bestehenden europarechtlichen Vorgaben zum EE-Vorrang, ihre Verankerung im deutschen Recht, die jeweils hierzu vorgeschlagenen Neuregelungen im Rahmen des Winterpakets sowie deren mögliche Auswirkungen auf die deutsche Rechtslage:

Tabelle 3: Derzeitige EU-Vorgaben, Ausgestaltung im deutschen Recht, Vorschläge im Winterpaket und mögliche Auswirkungen auf die deutsche Rechtslage

	Netzanschluss	Netzausbau	Netzzugang/Abnahme	Übertragung und Verteilung	Beschränkung der Einspeisung
Derzeitige Rechtslage EU	Erw.gr. 61 EE-RL: MS können zur Beschleunigung der Netzanschlussverfahren die Möglichkeit des vorrangigen „Netzzugangs“ (engl. Version „connection“), vorsehen. Art. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Pflicht zur objektiven und diskriminierungsfreien Anwendung technischer Vorschriften bzgl. des Netzanschlusses. (Vgl. auch Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631)	Art. 16 EE-RL/Art. 12 lit. a), 25 I Elektrizitätsbinnenmarkt-RL: Grdstl. Pflicht der Netzbetreiber EE-Anlagen an das Netz anzuschließen, die einen Netzanschluss begehren und damit, zumindest implizit, auch bei Bedarf das Netz entsprechend auszubauen. Art. 16 I EE-RL: MS müssen geeignete Schritte ergreifen, um Netzinfrastruktur auszubauen, die der Weiterentwicklung des EE-Ausbaus Rechnung trägt.	Art. 16 II b), Erw.gr. 61 EE-RL: Vorrangiger oder garantierter Netzzugang für alle EE-Anlagen	Art. 16 II a) EE-RL: Pflicht der ÜNB und VNB, Übertragung und Verteilung von EE-Strom zu gewährleisten.	Art. 16 II c) S. 2 EE-RL: MS stellen sicher, dass angemessene netz- und marktbezogene betriebliche Maßnahmen ergriffen werden, um Beschränkungen der Einspeisung von EE-Strom möglichst gering zu halten.
Derzeitige Rechtslage DE	§ 8 EEG 2017: Pflicht der NB zum vorrangigen Netzanschluss.	§§ 8 IV, 12 EEG 2017: Netzanschlusspflicht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, Verstärkung, oder den Ausbau des Netzes möglich wird.	§ 11 I 1 EEG 2017: Vorrangige physikalische Abnahmepflicht	§ 11 I EEG 2017: Vorrangige Übertragung und Verteilung	§§ 14, 15 EEG 2017, 13 III EnWG: Einspeisemanagement unter Beachtung des EE-Vorrangs und Entschädigung.
Vorschläge im Winterpaket	Keine expliziten Vorgaben zum Netzanschluss mehr. Ermächtigung der KOM zu Verordnungen über Netzkodizes zum Netzanschluss nach Art. 55 Abs. 1 lit. b) Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (vgl. insofern weiterhin Art. 1 S. 2, 3 VO (EU) 2016/631). Keine Privilegierung von EE-Anlagen in der konkreten Netzanschlussituation mehr (Transparenz- und Informationspflichten der Netzbetreiber nach Art. 16 III-VI EE-RL gestrichen).	Art. 16 EE-RL gestrichen. Allgemeine und langfristige Netzausbauverpflichtung der Netzbetreiber nach Art. 31 Abs. 1, Art. 40 Abs. 1 lit. a) Entwurf Binnenmarkt-RL. Art. 16 Abs. 4 lit. a) Entwurf Binnenmarkt-VO als Netzausbauverpflichtung zugunsten von EE?	Art. 11 II-IV Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Vorrangiger Dispatch für Bestandsanlagen, neue Anlagen (<500 kW/250 kW/125kW) oder Demonstrationsprojekte.	Art. 11 II-IV Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Vorrangiger Dispatch für Bestandsanlagen, neue Anlagen (<500 kW/250 kW/125kW) oder Demonstrationsprojekte.	Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO: Redispatch und Einschränkung der Erzeugung nach marktbasierter oder nicht-marktbasierter Mechanismen unter möglichst geringer Einschränkung der EE- oder KWK-Stromerzeugung. Führen marktbasierter Maßnahmen nicht zur Beseitigung des Engpasses greifen nicht-marktbasierter Mechanismen. Die dafür vorgesehene Abschaltreihenfolge enthält einen allerdings zukünftig auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten eingeschränkten EE-Vorrang und Entschädigungsansprüche.
Mögliche Auswirkungen auf die deutsche Rechtslage?	Pflicht zum vorrangigen Netzanschluss für EE-Anlagen kann im Ergebnis beibehalten werden, wenn auch mit einem anderen Begründungsansatz.	Pflicht zum vorrangigen Netzausbau bei Netzanschlussbegehren von EE-Anlagen kann im Ergebnis beibehalten werden, wenn auch mit einem anderen Begründungsansatz.	Die vorrangige jederzeitige physikalische Abnahme kann für EE-Anlagen > 500 kW/250 kW/125kW nicht beibehalten werden. Im Ergebnis aber folgenlos, weil das Vorrangprinzip nur dann von Bedeutung, wenn Beschränkungen der Einspeisung erforderlich sind. Dann gilt aber Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, dazu sogleich in der rechten Spalte.	Die vorrangige jederzeitige Übertragung/Verteilung von Strom aus EE-Anlagen >500 kW/250 kW/125kW kann nicht beibehalten werden. Im Ergebnis aber folgenlos, weil das Vorrangprinzip nur dann von Bedeutung, wenn Beschränkungen der Übertragung/Verteilung erforderlich sind. Dann gilt aber Art. 12 Entwurf-Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, dazu sogleich in der rechten Spalte.	EE-Anlagen sind gegenüber konventionellen und KWK-Anlagen erst nachrangig abzuregeln. Die Entschädigungshöhe für abregelungsbedingte Erzeugungsausfälle kann beibehalten werden.