

Aufsätze

Dr. Bettina Hennig/Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Dr. Katrin Antonow/Veronika Widmann/Vanessa Gläser/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch/Marie Bärenwaldt*

Das Osterpaket und andere neue Entwicklungen im Energierecht: Rechts- und Governance-Fragen

Der nachfolgende Sammelbeitrag stellt eine ganze Reihe von auf Bundesebene vorgelegten Gesetzentwürfen des sogenannten Osterpakets vor, die auf diese aktuelle energie- wie sicherheitspolitische Lage zu reagieren versuchen und die überdies die im Ampel-Koalitionsvertrag angelegte Beschleunigung der Energiewende implementieren sollen. Zur Sprache kommen dabei auch kritisch beurteilte Aspekte verschiedener politischer Vorhaben, insbesondere des sogenannten Tankrabatts sowie des (fossilen) LNG-Ausbaus. Der Beitrag endet mit einer Einordnung der aktuellen Gesetzesentwürfe im Hinblick auf ihren Beitrag zu den Pariser Klimaschutzvorgaben und zur Umsetzung des BVerfG-Klima-Beschlusses.

A. Hintergründe zum Osterpaket

Die rechtsverbindliche Pariser 1,5-Grad-Grenze¹ (Art. 2 Abs. 1 Paris-Abkommen/PA) – akzeptiert auch vom BVerfG in seinem bahnbrechenden Klima-Beschluss² – und die Ukraine-Krise zwingen aktuell den deutschen und europäischen Gesetzgeber zum raschen Handeln. Mehr denn je wird deutlich, dass rasche Postfossilität in allen Sektoren notwendig ist, wenn jenseits des Klimaproblems es auch zur Herausforderung für nationale Sicherheit und Versorgungssicherheit führt, dass bislang in Deutschland und der EU Steinkohle, Erdgas und Uran rund zur Hälfte aus östlicher Richtung kommen (und auch Erdöl in hohen Anteilen, nicht zu reden von Dünger, Futtermitteln, Holz u. a. m., die ebenfalls einen Bezug zu fossilen Brennstoffen und Klimawandel aufweisen).³ Folgerichtig wird ab Sommer ein Kohleimportverbot und wohl auch bald ein Ölimportverbot auf EU-Ebene etabliert.⁴

* Der vorliegende Beitrag ist eine Co-Produktion der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik (Prof. Dr. Dr. Felix Ekardt/Theresa Rath/Cäcilia Gätsch/Marie Bärenwaldt) und der Rechtsanwaltskanzlei von Bredow Valentin Herz (Dr. Bettina Hennig/Dr. Katrin Antonow/Veronika Widmann/Vanessa Gläser), die seit knapp zehn Jahren eine Kooperation unterhalten. Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 336.

1 Dazu und zu ihrem Inhalt Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, Environmental Sciences Europe 2022, i. E.
2 BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., juris; dazu (auch kritisch) Ekardt/Heyl, Nature Climate Change 2022, i. E.; Ekardt/Heß, NVwZ 2021, 1421 ff.; Ekardt/Heß, ZUR 2021, 579 ff. und unten E.
3 Kemfert/Evert/Holzmann u. a., Grenzen einer CO₂-Bepreisung: Dekarbonisierungsmaßnahmen jenseits eines CO₂-Preises, Berlin 2021; Ekardt, Wir sind zu Einschnitten bereit – das muss Putin wissen, ZEIT v. 07.03.2022.
4 Europäische Kommission, Ukraine: EU beschließt fünftes Sanktionspaket gegen Russland, Pressemitteilung v. 08.04.2022, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/de/ip_22_2332/IP_22_2332_DE.pdf (13.05.2022).

Der Beitrag geht nachstehend die wichtigsten aktuellen deutschen Gesetzesvorhaben in diesem Zusammenhang durch. Er beschränkt sich dabei nicht auf das Osterpaket im engeren Sinne, sondern nimmt auch weitere Gesetzesvorhaben in den Blick, die aktuell im Zusammenhang mit der energie- und sicherheitspolitischen Lage diskutiert werden. Er schließt mit einer Analyse dazu, inwieweit die Entwürfe dem Paris-Ziel, dem damit verbundenen BVerfG-Klima-Beschluss und der sicherheitspolitischen Situation tatsächlich gerecht werden. Die ebenfalls zahlreichen (in der Sache wichtigeren) EU-rechtlichen Neuentwürfe bleiben dabei abgesehen vom Schlusskapitel dieses Textes meist außer Betracht – erstens aus Raumgründen, zweitens weil dort noch viel weniger absehbar ist, was letztlich tatsächlich Gesetz werden wird.⁵

B. Das Osterpaket im engeren Sinne: EEG, EnUG, WindSeeG

I. Überblick über die wichtigsten Inhalte des Osterpakets

Das sogenannte Osterpaket ist ein Konglomerat aus verschiedenen Gesetzesinitiativen der Bundesregierung. Im Kern handelt es sich dabei um folgende Gesetzesentwürfe:

- Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (BT-Drs. 20/1630). Dieses Artikelgesetz enthält im Wesentlichen vier große Regelungsblöcke:
 - o *Artikel 1:* Änderungen am EEG 2021, die bereits ab der Verkündung des Gesetzes, also noch im Jahr 2022, in Kraft treten sollen (hier sind insbesondere die Regelung zur besonderen Bedeutung der erneuerbaren Energien, Änderungen für Solaranlagen und ein neues Ausschreibungssegment für bestimmte Wasserstoffprojekte vorgesehen); diese werden gelegentlich als „EEG 2022“ bezeichnet, da es sich aber rechtstechnisch um Änderungen am EEG 2021 handelt, bezeichnen wir sie in diesem Aufsatz als „E-EEG 2021“.
 - o *Artikel 2:* Entwurf für ein „EEG 2023“ mit zahlreichen Änderungen und Neuregelungen, das am 01.01.2023 in Kraft treten soll, hier bezeichnet als E-EEG 2023.
 - o *Artikel 3:* Entwurf für ein gänzlich neues Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Bundeszuschuss und Umlagen (Energie-Umlagen-Gesetz), hier bezeichnet als E-EnUG.

5 Dazu aber z. B. Rath/Ekardt, KlimR 2022, 138 ff.; Gätsch/Rath/Ekardt, EurUP 2022, Heft 3.

- o *Artikel 4 bis 19*: Zahlreiche Änderungen und Folgeänderungen in diversen Regelungswerken.
- o *Artikel 20* regelt zuletzt das Inkraft- und Außerkrafttreten.
- Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften (BT-Drs. 20/1634):
 - o Dieses Artikelgesetz enthält insbesondere weitreichende Änderungen des Rechtsrahmens für Offshore-Windenergieanlagen sowie einige Folgeänderungen. Das novellierte WindSeeG soll wie das EEG 2023 am 01.01.2023 in Kraft treten und wird nachfolgend bezeichnet als E-WindSeeG
- Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung“ (BT-Drs. 20/1599):
 - o Dieses Artikelgesetz soll am Tag nach Verkündung in Kraft treten und regelt verschiedene Einzelheiten im Energiewirtschaftsrecht, insbesondere im Zusammenhang mit dem gesetzestypischen Ziel der Treibhausgasneutralität, den hiermit verbundenen Anforderungen an die Netzausbauplanung sowie der Abmilderung von Folgen erheblicher Preisschwankungen auf den Energiemärkten für die Endverbraucher.

Alle Gesetzesentwürfe befanden sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Aufsatzes im parlamentarischen Beratungsprozess, weswegen sie in der Fassung der zuletzt vorliegenden Bundestagsdrucksachen zitiert werden.

Nicht unmittelbar zugehörig zu dem Osterpaket im engeren Sinne, hiermit aber häufig in Verbindung gebracht, ist zudem das zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Aufsatzes bereits im Bundestag verabschiedete, aber noch nicht im Bundesgesetzblatt verkündete

- Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher (vgl. BT-Drs. 20/1025 sowie BT-Drs. 20/1544):
 - o Kern dieses Gesetzes ist die Absenkung der EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 auf 0 Cent/kWh (bislang betrug diese im Jahr 2022 3,723 Cent/kWh). Zudem werden Stromlieferanten mit dem Gesetz verpflichtet, diese Absenkung an ihre Kunden weiterzugeben.

Das Osterpaket enthält also einige Maßnahmen, die noch im Jahr 2022 wirksam werden sollen, sowie einige größere Gesetzesnovellen – insbesondere hinsichtlich des EEG sowie des WindSeeG –, die mit dem kommenden Jahreswechsel in Kraft treten werden.

Hierbei ist indes zu beachten, dass die Neuregelungen vielfach unter einem beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt stehen (vgl. § 105 Abs. 6 E-EEG 2021 sowie § 101 E-EEG 2023). Bereits in der Vergangenheit kam es mehrfach vor, dass Regelungen – etwa im EEG – bereits in Kraft getreten waren, mangels beihilferechtl. Genehmigung aber noch nicht angewendet werden durften (aktuell gilt dies etwa für die Regelungen zu Grünem Wasserstoff in § 69b EEG 2021 sowie §§ 12h ff. EEG). Somit werden die Regelungen erst in der Praxis ankommen, wenn auch die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission vollumfänglich vorliegt.

II. EEG und EnUG

1. Geplante allgemeine Änderungen mit Auswirkungen auf mehrere Energieträger

Der Gesetzesentwurf sieht verschiedene technologieübergreifende Änderungen vor. Einige davon sind in Artikel 1 geregelt (sofortiges Inkrafttreten), einige in Artikel 2 (Inkrafttreten zum

01.01.2023). Im Folgenden sollen die Änderungen bezüglich einiger besonders relevanter Punkte skizziert werden.

a) *Regelung der besonderen Bedeutung der erneuerbaren Energien*

Bereits im Koalitionsvertrag war festgeschrieben, dass die erneuerbaren Energien im öffentlichen Interesse liegen und der Versorgungssicherheit dienen. Direkt mit dem Artikel 1 des Gesetzesentwurfs soll nun eine ausdrückliche Regelung dazu ins EEG aufgenommen werden, die dann auch mit Inkrafttreten des Gesetzes unmittelbar Geltung erlangen soll: § 2 S. 1 E-EEG 2021/2023 sieht vor, dass an der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ein überragendes öffentliches Interesse besteht, sowie, dass dies der öffentlichen Sicherheit dient. S. 2 regelt weiter, dass die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden sollen, bis die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist. S. 3 enthält eine weitere Regelung, wonach S. 2 nicht gegenüber Belangen der Landes- und Bündnisverteidigung gilt.

Zwar wurde auch vor der Regelung das öffentliche Interesse an der Versorgung mit erneuerbaren Energien durch viele Behörden und Gerichte anerkannt.⁶ Allerdings soll die Regelung nunmehr erheblich zur Rechtssicherheit beitragen, insbesondere da es nach wie vor Entscheidungen gab, in denen die Bedeutung nicht hinreichend gewürdigt wurde.⁷

Mit der Festschreibung des überragenden öffentlichen Interesses würde der Gesetzgeber eine eigene Wertentscheidung treffen, an welche Behörden und Gerichte gebunden seien. Erforderlich seien dazu jedoch entsprechende „Einfallstore“ für Wertentscheidungen im Recht. Die Regelung käme bei Ermessensentscheidungen, in sonstigen Abwägungsentscheidungen, bei der Beurteilung der Verhältnismäßigkeit oder der Ausfüllung unbestimmter Rechtsbegriffe (wie dem „Wohl der Allgemeinheit“) im Fachrecht zum Tragen. Die Errichtung und der Betrieb von Anlagen und dazugehöriger Nebenanlagen würde im Rahmen dieser Entscheidungen einen öffentlichen Belang darstellen, welcher mit relativem Vorrang in die Beurteilung einzubringen wäre. Öffentliche Interessen könnten den erneuerbaren Energien nur dann entgegenstehen, wenn sie mit einem dem Art. 20a GG vergleichbaren verfassungsrechtlichen Rang geschützt sind.⁸ Allerdings würde die Regelung dann nicht weiterhelfen, wenn es gar keine Spielräume gibt. So würden beispielsweise naturschutzrechtliche Verbotstatbestände dadurch nicht überwunden werden können. Auch die öffentliche Sicherheit ist in bestimmten Entscheidungen als relevanter Belang vorgesehen und kann – sofern dasselbe Begriffsverständnis der öffentlichen Sicherheit besteht – ebenfalls als öffentlicher Belang eingebracht werden. Das Begriffsverständnis im Sinne von § 2 E-EEG 2021/2023 betreffe insofern vor allem die Energieversorgungssicherheit.⁹ § 2 S. 2 und 3 E-EEG 2021/2023 dürften überwiegend klarstellenden Charakter haben und kaum über die in S. 1 getroffene Wertentscheidungen hinaus gehen.

Dass diese Regelung ausreicht, um die massiven Verzögerungen und gelegentlichen Zielkonflikte bei der Genehmigung

6 BT-Drs. 20/1630, S. 158; so u. a. OVG Berlin-Brandenburg, Beschl. v. 04.02.2009 – OVG 11 S 53.08, juris; VGH Baden-Württemberg, Beschl. v. 25.01.2018 – 10 S 1681/17, juris.

7 So u. a. das VG Halle, Urt. v. 25.10.2016 – 2 A 4/15 HAL, juris oder VG Gießen, Urt. v. 03.09.2019 – 3 K 250/16 GI, juris.

8 BT-Drs. 20/1630, S. 158. Wobei Art. 20a GG selbst bekanntlich bereits zahlreiche verschiedene Schutzgüter adressiert, und daher an sich ggf. bereits gewisse Zielkonflikte anlegt – wobei ggf. künftig geprüft werden könnte, ob die Festschreibung im EEG sowie die Rechtsprechung des BVerfG insoweit einen zusätzlichen „Vorsprung“ für den Klimaschutz gegenüber anderen Belangen bewirken könnte.

9 BT-Drs. 20/1630, S. 158 f.

von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufzulösen und den Herausforderungen, die mit dem weiterschreitenden und notwendigerweise beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien einhergehen, vollständig gerecht wird, ist dabei nicht zu erwarten, wäre aber auch eine systematische „Überforderung“ der Regelung, schon angesichts ihrer Verortung im EEG. Weitergehende Reformanstrengungen im planungs-, bau-, genehmigungs- und naturschutzbezogenen Fachrecht werden hier unerlässlich bleiben, sind von der Bundesregierung ja aber auch bereits angekündigt. Wie die Behörden- und Gerichtspraxis künftig mit der Regelung des § 2 EEG umgehen wird, bleibt insgesamt wohl abzuwarten.

b) Anpassung des Strommengenpfads

Der zur Überprüfung der Ausbauziele im EEG 2021 eingeführte und damals intensiv diskutierte sogenannte Strommengenpfad in § 4a E-EEG 2023 soll auf neue Erkenntnisse zu den prognostizierten künftigen Stromverbräuchen angepasst werden: So sollen hiernach bis zum Jahr 2030 600 TWh Strom aus erneuerbaren Energien stammen. Für das Jahr 2029, das im EEG 2021 noch mit 376 TWh den letzten benannten Wert abbildete, sind nunmehr 533 TWh vorgesehen. Hierbei handelt es sich allerdings nicht um verbindliche Zielvorgaben, sondern lediglich um „Richtwerte, an denen die Bundesregierung ihr weiteres Handeln bis zum Jahr 2030 ausrichten soll, um einen ausreichenden Ausbau zu ermöglichen“.¹⁰

c) Änderung der Sanktionssystematik

Eine wesentliche Neuerung im geplanten EEG 2023 wird eine lange geäußerte Kritik an der EEG-Sanktionssystematik adressiert: So soll im neuen § 52 E-EEG 2023 geregelt werden, dass bei Verstößen gegen verschiedene im EEG geregelte Pflichten nicht mehr wie bislang der Förderanspruch für den erzeugten Strom ganz oder anteilig entfällt, sondern Pflichtverstöße sollen künftig über eine Strafzahlung sanktioniert werden. Hiermit wird u. a. der schon lange immer wieder geäußerten Kritik begegnet, dass der bislang geregelte Förderentfall in vielen Fällen in der Vergangenheit schlicht unverhältnismäßig war, zumal Pflichtverstöße im EEG verschuldensunabhängig sanktioniert werden und häufig erst nach längeren Zeiträumen den Betroffenen überhaupt bekannt wurden. Hintergrund der konkret nunmehr vorgesehenen Änderungen ist allerdings ein anderer: So knüpften die Sanktionen in der bisherigen Logik stets daran, dass von einem unter der EEG-Förderung liegendem Marktwert ausgegangen wurde und so z. B. der Förderwert auf null bzw. auf den Marktwert reduziert wurde. Dies führt in Zeiten sehr hoher Marktpreise allerdings de facto zu einem „Verpuffen“ der Sanktionswirkung, ebenso wie bei ausgeförderten oder ihren Strom maßgeblich dezentral vermarktenden Anlagen. Durch die Umstellung der Sanktionsregelung soll nunmehr „ihre Funktion für alle Anlagen und unabhängig von Strompreisschwankungen wiederhergestellt“ werden.¹¹

Nunmehr soll in § 52 E-EEG 2023 geregelt werden, dass Anlagenbetreiber, die gegen eine der in dem dortigen Katalog aufgeführten Pflichten verstoßen, an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber eine Strafzahlung in Höhe von grundsätzlich 10 Euro/kW installierter Leistung abführen müssen. Wird gleichzeitig gegen mehrere Pflichten verstoßen, ist der Sanktionsbetrag auf insgesamt 10 Euro/kW und Monat gedeckelt (§ 52 Abs. 5 E-EEG 2023). Die Zahlungspflicht besteht dabei im Regelfall für jeden Kalendermonat, im dem der Pflichtverstoß ganz oder zeitweise vorlag. Es soll jedoch für verschiedene Fälle Abmilderungen oder Verschärfungen der Sanktionswirkung geben: So ist für einige Pflichtverstöße eine Reduktion der Strafzahlung auf lediglich 2 Euro/kW vorgese-

hen, sobald die Pflicht erfüllt wird (dann rückwirkend auf den Beginn des Pflichtverstoßes), vgl. § 52 Abs. 3 Nr. 1 E-EEG 2023. Dies betrifft Verstöße gegen verschiedene technische Vorgaben und Registrierungspflichten beim Marktstammdatenregister bei gleichzeitiger Nicht-Mitteilung an den Netzbetreiber (die allgemeine Sanktionierung von Registrierungsverstößen – also trotz der Mitteilung der entsprechenden Informationen an den Netzbetreiber – soll sinnvollerweise ganz abgeschafft werden, wohl da diese bereits als Ordnungswidrigkeit nach § 21 MaStRV geahndet werden kann). Auch bei einem Verstoß gegen das neue Volleinspeisegebot bei Solaranlagen, die den sogenannten Volleinspeisebonus in Anspruch nehmen möchten (siehe hierzu weiter unten), soll die Sanktion lediglich 2 Euro/kW betragen, vgl. § 52 Abs. 3 Nr. 2 E-EEG 2023. Eine zeitliche Streckung der Sanktionswirkung über den Monat des eigentlichen Pflichtverstoßes hinaus (vgl. § 52 Abs. 4 E-EEG 2023) ist vorgesehen im Zusammenhang mit verschiedenen Vorgaben zur Zuordnung zu und zum Wechsel zwischen den Veräußerungsformen des EEG, bei einem Verstoß gegen das neue Volleinspeisegebot und bei einem Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot. Zudem enthält die Regelung Vorgaben zur Fälligkeit der Zahlungen (wobei der Netzbetreiber entsprechende Ansprüche auch gegen die EEG-Förderung aufrechnen kann), zu ergänzenden Sanktionierungen (Wegfall der Entgelte für dezentrale Einspeisungen nach § 18 StromNEV, sog. vermiedene Netzentgelte) sowie zu der Anwendbarkeit auf KWK-Anlagen.

Ab dem 01.01.2023 soll die neue Sanktionssystematik dabei für alle Pflichtverstöße gelten, auch wenn diese von Bestandsanlagenbetreibern begangen werden (allerdings erst ab diesem Zeitpunkt, bis dahin sollen die bisherigen Regelungen Anwendung finden). Bei Verstößen gegen Registrierungspflichten im Marktstammdatenregister soll die neue Regelung ab 01.01.2023 dann sogar für Verstöße gelten, die vor diesem Datum begangen wurden. Die Neuregelung soll also umfassend an die Stelle der früheren Sanktionsvorschriften treten, vgl. hierzu § 100 Abs. 9 E-EEG 2023.

d) Regelungen zur Beteiligung der Kommunen

Die Regelungen zur Beteiligung der Kommunen sollen im EEG 2023 in einigen Punkten geändert werden. Wesentlich ist hier insbesondere, dass demnächst auch nicht geförderte Windenergieanlagen (häufig als „PPA-Anlagen“ bezeichnet) den Kommunen eine Beteiligung anbieten dürfen (bisher nur Windenergieanlagen mit Förderung). Betreibern von dauerhaft oder zeitweise nicht geförderten Windenergieanlagen soll somit künftig auch ohne strafrechtliches Risiko ein Beteiligungsangebot im Rahmen der Vorgaben des § 6 E-EEG 2023 möglich sein. Eine Erstattung des Kommunalbeitrags durch den Netzbetreiber soll aber weiterhin nur bei nach dem EEG geförderten Anlagen erfolgen.

Eine wesentliche Neuerung ist zudem, dass nach § 100 Abs. 2 E-EEG 2023 die neue Regelung künftig auch umfassend für Bestandsanlagen der berechtigten Anlagentypen gelten soll. Künftig können also auch „Altanlagenbetreiber“ den Kommunen einen entsprechenden Beitrag anbieten und – sofern sie eine Förderung nach dem EEG beanspruchen – eine Erstattung vom Netzbetreiber verlangen.

Zudem sind einige kleinere Änderungen vorgesehen, wie die Anhebung der nötigen Windenergieanlagengröße für ein Beteiligungsangebot von 750 kW auf 1.000 kW oder zur Beteiligung mehrerer betroffener Kommunen. Sind mehrere Kommunen betroffen, muss im Falle eines Beteiligungsangebotes soll allen Kommunen ein solches unterbreitet werden. Lehnt eine Kommune ab, soll deren Anteil auf die anderen verteilt werden können. Außerdem sollen die Kommunen bei Freiflächenanlagen den Abschluss einer Beteiligungsvereinbarung von der Vorlage eines naturschutzfachlichen Konzepts abhän-

10 BT-Drs. 20/1630, S. 170.

11 So auch BT-Drs. 20/1630, S. 197.

gig machen dürfen¹², wobei diese Regelung nach einigen Stimmen für eine Erhöhung der Rechtssicherheit noch der Konkretisierung bzw. Klarstellung bedürfte. Zuletzt soll klargestellt werden, dass Anlagenbetreiber nur für die Strommengen eine Erstattung der an die Gemeinde oder Landkreise geleisteten Zahlungen erhalten, für die sie tatsächlich eine finanzielle Förderung erhalten haben – dies soll insbesondere solche Zeiten ausklammern, in denen Betreiber ihren Strom in der sog. sonstigen Direktvermarktung, also ohne EEG-Förderung, veräußert haben oder in denen die Marktprämie aufgrund hoher Börsenpreise auf null stand. Es soll insoweit auf die Frage ankommen, ob für die jeweilige Strommenge ein tatsächlicher Zahlungsfluss vom Netz- an den Anlagenbetreiber stattgefunden hat oder nicht.¹³

Kritisch zu bemerken ist jedoch, dass die Regelung nach wie vor begrifflich ausschließlich für Windenergieanlagen und Freiflächenanlagen gilt. Damit sind Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen nicht erfasst (vgl. § 3 Nr. 22 EEG 2021/2023), die aber in der Praxis häufig ebenfalls als „Freiflächenanlage“ wahrgenommen werden bzw. es hier auch in vielen Projekten einige Abgrenzungsschwierigkeiten gibt (z. B. bei Alt-Deponien oder stillgelegten Abbau- und Tagebauflächen, ehemaligen Kiesgruben, diffusen Flächen mit einzelnen baulichen Anlagen im Boden und Teil-Freiflächen u. ä.). Daher wäre es wesentlich naheliegender, hier statt auf Freiflächenanlagen auf die ebenfalls legaldefinierten Solaranlagen des ersten Segments (§ 3 Nr. 41a und 41b E-EEG 2023) zu verweisen und damit der Praxis die erheblichen Rechtsunsicherheiten zu ersparen, die von dieser begrifflichen Zuordnung und dem Ausschluss von sonstigen baulichen Anlagen aus dem Anwendungsbereich des § 6 EEG 2021/2023 ausgehen können. Es bleibt zu hoffen, dass dies im Gesetzgebungsverfahren noch korrigiert wird.

e) Regelungen zur Bürgerenergie

Schon im Koalitionsvertrag war die Stärkung der Bürgerenergie als politisches Ziel zur Akzeptanzsteigerung geregelt.¹⁴ Nun sieht der Gesetzesentwurf Regelungen vor, welche dieses Ziel umsetzen sollen.

Mit § 22 E-EEG 2023 wird dazu ein wesentlicher Strukturwechsel vorgesehen. Während bisher für Bürgerenergie besondere Regelungen innerhalb von Ausschreibungen vorgesehen sind, besteht nach dem Gesetzesentwurf nun gar keine Pflicht mehr für bestimmte Bürgerenergieprojekte, an den Ausschreibungen teilzunehmen. Nach § 22 Abs. 2 S. 2 Nr. 3 und Abs. 3 S. 2 Nr. 2 E-EEG 2023 gilt dies für Windenergieanlagen an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 18 MW und für Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen) bis einschließlich 6 MW. Damit wird zugleich eine Ausweitung der Bürgerenergie-Privilegierung auf die bisher nicht erfassten Solaranlagen des ersten Segments vorgenommen.

Allerdings sollen die Anforderungen an Bürgerenergiegesellschaften erhöht werden. So sieht § 3 Nr. 15 E-EEG 2023 nunmehr vor, dass mindestens 50 natürliche Personen beteiligt sein müssen (zuvor 10). Zudem sollen nunmehr 75% der Stimmrechte bei Personen mit Erstwohnsitz vor Ort liegen (zuvor 51%). Zudem dürfen sich als juristische Personen nur noch kleine oder mittlere Unternehmen oder Kommunen beteiligen. Gleich geblieben ist die Anforderung, dass keiner der Gesellschafter mehr als 10% der Stimmrechte innehaben darf. Ergänzend soll – entsprechend der bisherigen BGH-Rechtsprechung¹⁵ – die tatsächliche Möglichkeit der Einflussnahme auf

die Gesellschaft und der Mitwirkung an Entscheidungen der Gesellschafterversammlung erforderlich sein. Das Vorliegen der Voraussetzungen für das Bestehen einer Bürgerenergiegesellschaft im Sinne des EEG muss zudem bei der Inbetriebnahme sowie fortlaufend alle fünf Jahre gegenüber dem Netzbetreiber nachgewiesen werden. Wird der Nachweis nicht fristgerecht geführt und nicht innerhalb von zwei Monaten nachgereicht, entfällt der Förderanspruch (vgl. § 22b Abs. 4 E-EEG 2023).

Die konkreten Anforderungen für die Ausnahme von der Ausschreibungspflicht sind in § 22b E-EEG 2023 vorgesehen, welcher den bisherigen § 36g EEG 2021 vollumfänglich ersetzen soll. Nach § 22b Abs. 1 und 2 E-EEG 2023 dürfen die Bürgerenergiegesellschaften selbst, ihre stimmberechtigten Mitglieder oder Anteilseigner, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen für die Privilegierung insbesondere in den vorangegangenen fünf Jahren keine weiteren Anlagen desselben Segments in Betrieb genommen haben. Zudem soll nunmehr nach § 22b Abs. 5 E-EEG 2023 auch eine in die Zukunft gerichtete fünfjährige Sperrwirkung für eine Förderung nach dem EEG für weitere Anlagen desselben Segments gelten. Diese Regelungen sind für „echte“ Bürgerenergiegesellschaften eine große Herausforderung, da gerade bei Gesellschaften mit zahlreichen Gesellschaftern aus der Bürgerschaft die Klärung und Absicherung dieser Voraussetzung einen hohen Aufwand erfordert. Gerade in Gebieten mit einem starken Erneuerbare-Energien-Ausbau sind engagierte Bürgerinnen und Bürger nicht selten in verschiedenen Projekten beteiligt oder wären hieran interessiert. Insoweit handelt es sich bei diesen Einschränkungen in der Praxis um ein nicht unerhebliches Hemmnis für die rechtssichere Gestaltung von Bürgerenergiegesellschaften.

2. Geplante Änderungen für die Solarenergie

Der Gesetzesentwurf sieht etliche Änderungen für die Förderung der Solarenergie vor, von denen im Folgenden die wichtigsten Neuerungen vorgestellt werden sollen. Einige der vorgesehenen Anpassungen finden sich bereits in Artikel 1 des Gesetzesentwurfs und gelten somit bereits ab Verkündung, voraussichtlich also ab Sommer 2022. Den Großteil der Neuerungen enthält allerdings Artikel 2, der erst am 1. Januar 2023 in Kraft treten soll. Zu erwarten sind neben strukturellen Neuerungen auch einige Verbesserungen für die Förderung von Solaranlagen. Ob diese ausreichen, um den mit dem Entwurf bezweckten kurzfristig beschleunigten Ausbau dieses Energieträgers zu erreichen, bleibt allerdings abzuwarten und wird vielerorts angezweifelt.

a) Änderungen des Förderdesigns: Neue Ausschreibungsschwelle und Volleinspeisebonus

Der Gesetzesentwurf sieht nur einige wenige, allerdings wesentliche Änderungen hinsichtlich des derzeit geltenden grundsätzlichen Förderdesigns vor. Auch künftig kann für Solaranlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW die Einspeisevergütung und für größere Anlagen – unter Einhaltung der weiteren Voraussetzungen der geförderten Direktvermarktung – die Marktprämie beansprucht werden, wobei der für die Marktprämie relevante anzulegende Wert auch weiterhin bis zu einem gewissen (allerdings künftig erhöhten) Leistungsschwellenwert gesetzlich oder für größere Anlagen wettbewerblich durch Ausschreibung ermittelt wird. Zudem soll der für Aufdachanlagen bis 100 kW mögliche Mieterstromzuschlag unter gleichbleibenden Voraussetzungen erhalten bleiben. Die durch das EEG 2021 eingeführte begriffliche Einteilung in Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächen-

12 Ausführlicher hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 173 f.

13 BT-Drs. 20/1630, S. 174.

14 Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP), S. 58.

15 BGH, Beschl. vom 11.02.2020 – EnVR 101/18, NVwZ-RR 2021, 106, Ls. b), Rn. 18.

anlagen und Solaranlagen auf sog. sonstigen baulichen Anlagen) und des zweiten Segments (sog. Aufdachanlagen) behält der Gesetzesentwurf ebenfalls bei, wenn auch mit einer etwas schlankeren Regelungstechnik bei der gesetzlichen Definition (vgl. § 3 Nr. 41a bzw. Nr. 41b E-EEG 2023).

Der Gesetzesentwurf enthält aber auch einige wesentliche Neuerungen:

- So soll zum ersten die Schwelle für die Ausschreibungspflicht deutlich erhöht werden. Diese soll mit dem Ziel der Verbesserung der Akteursvielfalt für alle Solaranlagen von bislang 750 kW auf 1 MW angehoben werden (vgl. § 22 E-EEG 2023).¹⁶ Kleinere Anlagen können außerhalb des Wettbewerbs in der Ausschreibung weiterhin den gesetzlich bestimmten Fördersatz beziehen.
- Der Gesetzgeber möchte zudem künftig Aufdachanlagen besserstellen, wenn der erzeugte Strom vollständig in das Netz eingespeist wird (sog. Volleinspeisetarif). So sollen diese künftig eine höhere Vergütung erhalten als Anlagen, deren Strom teilweise direkt vor Ort genutzt wird. Diese spezifische Förderung soll laut der Gesetzesbegründung insbesondere Anreize zur Vollbelegung von Dachflächen schaffen¹⁷, wird aber in der Solarbranche teils heftig kritisiert.

b) Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen)

Für Solaranlagen des ersten Segments gibt es weiterhin jährlich drei Gebotstermine, die in den Jahren 2023 bis 2029 jeweils am 1. März, 1. Juli und 1. Dezember stattfinden sollen. Der Gesetzesentwurf sieht hier verschiedene Änderungen vor:

aa) Ausschreibungsvolumen Erwähnenswert, auch wenn auch angesichts der erklärten Beschleunigungsziele nicht überraschend, sind die erheblich höheren Ausschreibungsvolumina. Bereits im Jahr 2023 sollen statt der bisherigen 1.650 MW bis zu 5.850 MW zu installierender Leistung im Rahmen der Ausschreibung gefördert werden. Für das Jahr 2024 wird das Volumen auf 8.100 MW (vorher 1.650 MW) und für die Jahre 2025 bis 2029 jeweils auf 9.900 MW (vorher 1.650 bzw. 1.550 MW) angehoben. Jedoch sieht das E-EEG 2023 (wie bereits das EEG 2021) auch verschiedene Anpassungsmechanismen vor.

Das Ausschreibungsvolumen verringert sich allerdings – wie auch bisher – um die Summe der installierten Leistung von Solaranlagen des ersten Segments für die installierte Leistung von im EU-Ausland bezuschlagten Projekten sowie für die installierte Leistung des Vorjahres außerhalb von Ausschreibungen. Zudem soll sich das Ausschreibungsvolumen nun auch für die installierte Leistung aus Innovationsausschreibungen gemäß § 39b E-EEG 2023 sowie Ausschreibungen für Innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (§ 39o E-EEG 2023) verringern.

Gleichzeitig soll sich das Ausschreibungsvolumen um die Mengen erhöhen, für die im vorangegangenen Kalenderjahr kein Zuschlag erteilt wurde bzw. die nach dem 31. Dezember 2022 bezuschlagt wurden und vor Bekanntgabe des Gebots-termins nach § 35a E-EEG 2023 entwertet wurde.

bb) Änderungen hinsichtlich der Flächenkulisse Der neue § 37 E-EEG 2023 sieht verschiedene Anpassungen der Flächenkulisse für die Ausschreibung von Solaranlagen des ersten Segments vor. Ziel sei die „maßvolle“ Erweiterung der Flächenkulisse, die „zugleich naturschutzverträglich“ erfolgen soll.¹⁸

So enthält der Entwurf in § 37 Abs. 1 Nr. 2 E-EEG 2023 eine neue allgemeine Einschränkung: Ab dem 1. Januar 2023 sollen nach dieser Regelung nur noch solche Flächen förderfähig sein, bei denen es sich nicht um entwässerte und landwirtschaftlich genutzte Moorböden handeln darf. Diese sollen künftig eine eigene Förderkategorie als „besondere Solaranlagen“ darstellen, vgl. § 37 Abs. 1 Nr. 3 E-EEG 2023 (hierzu sogleich).

Die weiteren bislang bekannten Flächenkategorien des ersten Segments bleiben weitgehend unverändert. Eine Neuerung sieht das E-EEG 2023 allerdings für die sogenannten Seitenrandstreifen vor: Entlang von Autobahnen oder Schienenwegen in einer Entfernung von bis zu 200 Metern soll der mit dem EEG 2021 eingeführte 15-Meter-Korridor entfallen. Damit möchte der Gesetzgeber der durch die Regelung entstandenen Rechtsunsicherheit begegnen. In der Begründung räumt der Gesetzgeber ein, dass der erhoffte naturschutzfachliche Nutzen der Einschränkung nicht im Verhältnis zu den damit verbundenen Hindernissen für den Ausbau von Freiflächenanlagen stehe.¹⁹ Zudem wurde die Regelung zu planfestgestellten Flächen präzisiert.

Besonders erwähnenswert ist schließlich das Hinzukommen der „besonderen Solaranlagen“ als dritter Flächenkategorie, wobei die bislang begrifflich zu diesen zählenden schwimmenden Solaranlagen in die allgemeine Flächenkulisse des § 37 Abs. 1 Nr. 2 E-EEG 2023 integriert werden sollen und damit künftig nicht mehr zu den „besonderen Solaranlagen“ gehören.

cc) Besondere Solaranlagen (Agri-, Floating-, Parkplatz- und Moor-PV) Wurden besondere Solaranlagen – Solaranlagen auf Gewässern, landwirtschaftlich genutzten Flächen und Parkplatzflächen – bisher explizit nur in der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) geregelt und dort einmalig in der Ausschreibungsrunde im April 2022 hervorgehoben gefördert, sollen sie künftig in das EEG 2023 integriert werden. Durch die Einbeziehung der besonderen Solaranlagen in die allgemeinen Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments soll für diese eine dauerhafte Perspektive geschaffen werden.²⁰ Mit der Überführung ins das EEG können besondere Solaranlagen künftig auch außerhalb von Anlagenkombinationen mit anderen erneuerbaren Energien oder einem Speicher betrieben werden, wie es im Rahmen der InnAusV noch gefordert war. Konkret in die förderfähige Flächenkulisse aufgenommen wurden nunmehr also schwimmende Solaranlagen (sog. Floating-PV), Solaranlagen auf Acker- oder Gartenbauflächen (sog. Agri-PV) und Solaranlagen auf Parkplatzflächen, deren Anforderungen die Bundesnetzagentur in der Festlegung vom 1. Oktober 2021 (Az.: 8175-07-0021/1) näher spezifiziert hat.²¹ Zudem wurden spezielle Regelungen für entwässerte und landwirtschaftlich genutzte Moorböden aufgenommen.

Schwimmende Solaranlagen wurden dabei in die „allgemeine“ Flächenkulisse nach § 37 Abs. 1 Nr. 2 E-EEG integriert und sollen damit im EEG 2023 begrifflich nicht mehr als „besondere Solaranlagen“ gelten: Die Errichtung von Floating-PV soll gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 2 lit. j E-EEG 2023 auf künstlichen oder erheblich veränderten Gewässern im Sinne des § 3 Nr. 5 des Wasserhaushaltsgesetzes möglich sein. In der Gesetzesbegründung werden als Beispiel kleinere Gewässer wie Baggerseen, Tagebauseen und Häfen genannt.²² Zudem wird auf die wasserrechtlichen Anforderungen in § 36 Abs. 3 Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) verwiesen, welches ebenfalls im Rahmen der Gesetzesnovelle angepasst wird. Danach soll eine schwim-

19 Ebenda.

20 BT-Drs. 20/1630, S. 187.

21 Diese Festlegung soll bis zum Vorliegen einer neuen Festlegung ihre Gültigkeit behalten, vgl. § 85c Abs. 2 E-EEG 2023.

22 Ebenda.

16 Für Freiflächenanlagen von Bürgerenergiegesellschaften soll die Schwelle künftig sogar bei 6 MW liegen (siehe hierzu oben).

17 Vgl. BT-Drs. 20/1630, S. 164.

18 BT-Drs. 20/1630, S. 186.

mende Solaranlage nicht mehr als 15% der Gewässerfläche bedecken und nicht in einem Abstand von weniger als 50 Meter vom Ufer errichtet werden. Diese Ergänzung des WHG wird seitens Vertretern der Solarbranche als zu einschränkend kritisiert.

In § 37 Abs. 1 Nr. 3 E-EEG 2023 sollen nunmehr als eigenständige Kategorie die „besonderen Solaranlagen“ aufgenommen werden, die – wie auch bislang – einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85c E-EEG 2023 entsprechen müssen. Hierfür soll bis auf Weiteres die bereits im Rahmen der InnAusV veröffentlichte Festlegung der Bundesnetzagentur weitergelten (siehe oben), vgl. § 85c Abs. 2 E-EEG 2023. Nachdem die sog. Floating-PV künftig nicht mehr zu den besonderen Solaranlagen zählt, bleiben hier zunächst die Agri- und Parkplatz-PV. Für Agri- und Parkplatz-PV sieht § 37 Abs. 1 Nr. 3 E-EEG 2023 vor, dass die Flächen einen weiteren „Parallel-Nutzen“ zur Solarbewirtschaftung haben müssen, nämlich eben als landwirtschaftliche Nutzfläche oder als Parkplatzfläche. Bei der Agri-PV sind Ackerflächen mit gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau sowie Flächen, auf denen Dauerkulturen oder mehrjährige Kulturen angebaut werden, förderfähig.²³ Bei Agri-PV-Flächen muss der Bieter in der Ausschreibung zudem eine Eigenerklärung beibringen, nach der er geprüft hat, dass es sich nicht um naturschutzrechtlich relevante Flächen handelt, § 37 Abs. 2 Nr. 3 E-EEG 2023.

Zu den besonderen Solaranlagen hinzugekommen ist die sogenannte „Moor-PV“. So sollen Solaranlagen gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 3 lit. d) E-EEG 2023 künftig förderfähig auch auf entwässerten und landwirtschaftlich genutzten Moorböden errichtet werden dürfen, wenn die Fläche mit der Solaranlage dauerhaft wiedervernässt wird. In der Gesetzesbegründung finden sich einige Ausführungen dazu, welche Anforderungen an die Wiedervernässung gelten sollen: Um die Bindung von Treibhausgasen zu ermöglichen, sollen Mindestwasserstände von maximal 10 cm unter Flur im Winter und maximal 30 cm unter Flur im Sommer erreicht werden. Die erfolgreiche Wiedervernässung müsse zudem durch die zuständigen Wasserbehörde bestätigt und diese Bestätigung dem Netzbetreiber vorgelegt werden.²⁴ Die besonderen Anforderungen von Moor-PV soll die Bundesnetzagentur bereits zum 1. Juli 2023 in gemeinsamer Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und dem Umweltbundesamt festlegen (§ 85c Abs. 3 E-EEG 2023).

Insgesamt ist die Ausweitung der Flächenkulisse für förderfähige Solarprojekte grundsätzlich zu begrüßen. Ob die nunmehr geplanten Änderungen jedoch ausreichen werden, um die festgelegten Ausbauziele effektiv zu erreichen, bleibt abzuwarten, wird allerdings an einigen Stellen bereits bezweifelt.

dd) Bonus für aufgeständerte Agri-PV und Moor-PV Gemäß § 38b Abs. 1 E-EEG 2023 sollen Agri-PV, also Solaranlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen, eine höhere Förderung bekommen, wenn sie horizontal aufgeständert sind. Der degressiv ausgestaltete Bonus soll – je nach Kalenderjahr des Zuschlags – 1,2 Cent/kWh (2023), 1,0 Cent/kWh (2024), 0,7 Cent/kWh (2025) bzw. 0,5 Cent/kWh (2026 bis 2028) betragen. Durch die erhöhte Aufständigung sei es möglich, mit üblichen landwirtschaftlichen Maschinen auf dem darunterliegenden Land zu wirtschaften. Um die durch die Aufständigung verursachten höheren Stromgestehungskosten auszugleichen und damit den Wettbewerbsnachteil von Geboten für diese Anlagen zu minimieren, sei die zusätzliche Vergütung gerechtfertigt. Gewisse Unklarheiten ergeben sich insoweit aus der Gesetzesbegründung, als dass dort die Rede davon ist, dass Agri-

PV-Anlagen mit „horizontaler oder leicht schräger Modulausrichtung“ hier von dem Bonus profitieren sollen.²⁵ Nach welchen Kriterien sich dies genau in der Praxis bemessen soll, bleibt derzeit noch weitgehend unklar.

Für Moor-PV ist ein Bonus in Höhe von 0,5 Cent/kWh vorgesehen. Auch der Bonus für Solaranlagen auf wiedervernässenen Moorböden in § 38b Abs. 3 S. 3 E-EEG 2023 sei durch die zusätzlichen Kosten, die in Verbindung mit diesem Anlagentyp stünden, gerechtfertigt. Da hier jedoch – anders als bei Agri-PV – künftig keine Skaleneffekte durch einen starken Markthochlauf zu erwarten seien, sei hier keine degressive Ausgestaltung des Bonus gewählt worden.²⁶

ee) Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments (§ 37b E-EEG 2023) Der Höchstwert ergibt sich – wie auch bisher – aus dem um 8% erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine, deren Zuschläge bei der Bekanntmachung des jeweiligen Gebotstermins nach § 29 E-EEG 2023 bereits nach § 35 Abs. 1 E-EEG 2023 bekanntgegeben waren. Er beträgt allerdings weiterhin höchstens 5,9 Cent/kWh. Für die Berechnung des Höchstwertes im Jahr 2023 sind dabei nach einer Ergänzung der Regelung die Gebotswerte im Jahr 2022 heranzuziehen.

c) Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments („Aufdach-PV“)

Das Ausschreibungsverfahren ändert sich für dieses Anlagensegment kaum. Künftig müssen Gebote gemäß § 38c Abs. 2 E-EEG 2023 Erklärungen des Bieters enthalten, dass er berechtigt ist, auf der angebotenen Fläche eine Solaranlage zu errichten. Zudem wird in § 38h E-EEG klargestellt, dass das pay-as-bid-Verfahren und auch die sog. Modulausregelung des § 38b E-EEG 2023 weiterhin Anwendung findet.

Künftig soll es jährlich zwei Gebotstermine am 1. April und 1. Oktober geben, statt wie zuletzt vorgesehen am 1. Juni und 1. Dezember (vgl. § 28b E-EEG 2023). Dabei wird auch für Solaranlagen des zweiten Segments das Ausschreibungsvolumen signifikant angehoben und soll bereits im Jahr 2023 auf 650 MW statt bisher 350 MW erhöht werden. Im Jahr 2024 wird das Volumen auf 900 MW (vorher 350 MW) und in den Jahren 2025 bis 2029 auf 1100 MW (vorher 400 MW) zu installierender Leistung angehoben. Auch hier greifen jedoch – wie auch bei Anlagen des ersten Segments (siehe oben) – verschiedene Anpassungsmechanismen (vgl. § 28b Abs. 3 bis 5 E-EEG 2023).

Der Gebotshöchstwert wird wie bislang auf 9 Cent/kWh festgelegt. Die Degression des Höchstwertes um 1% pro Kalenderjahr soll hierbei allerdings – wie in der gesetzlichen Förderung (hierzu sogleich) – erst ab dem 1. Januar 2024 starten, vgl. § 38e E-EEG 2023.

d) Förderung von Aufdächanlagen außerhalb der Ausschreibung (gesetzliche Förderung)

Zu erwähnen sind insbesondere die folgenden Neuerungen für Solaranlagen, die gesetzlich gefördert werden:

aa) Ausweitung der Flächenkulisse (Floating-, Agri-, Parkplatz-, Moor-PV) und Anpassung des anzulegenden Wertes Auch für gesetzlich geförderte Solaranlagen soll die förderfähige Flächenkulisse ausgeweitet werden. So sollen in § 48 Abs. 1 E-EEG 2023 letztlich dieselben Änderungen und Erweiterungen vorgenommen werden wie für Anlagen des ersten Segments (siehe oben). So sind hier Präzisierungen für planfestgestellte Flächen, die Aufnahme von schwimmenden Solaranlagen sowie der sog. besonderen Solaranlagen (Agri-,

23 Vgl. hierzu auch die Festlegung der Bundesnetzagentur zu dem Begriff der besonderen Solaranlagen in der InnAusV, Festlegung vom 1. Oktober 2021 – Az.: 8175-07-0021/1.

24 BT-Drs. 20/1630, S. 187.

25 BT-Drs. 20/1630, S. 188.

26 Ebenda.

Parkplatz- und Moor-PV) vorgesehen. Insoweit kann im Wesentlichen auf die obigen Ausführungen verwiesen werden.

Zudem soll für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen sowie für Freiflächenanlagen der anzulegende Wert ab 1. Januar 2023 auf 7,0 Cent/kWh angehoben werden, wobei hierbei die Degressionsregelung des § 49 E-EEG 2021 zu beachten ist (hierzu sogleich). Im EEG 2021 war als Ausgangswert noch ein Betrag von 6,01 Cent/kWh vorgesehen. Die derzeitigen anzulegenden Werte seien aber aufgrund der allgemeinen Kostensteigerungen und Lieferkettenschwierigkeiten nicht geeignet, die Wirtschaftlichkeit von kleineren Freiflächenanlagen außerhalb der Ausschreibung zu sichern. Der erhöhte Wert solle den wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen sichern.²⁷ Ob hierfür die vorgesehenen Maßnahmen ausreichen, ist unter Branchenakteuren allerdings teilweise umstritten.

bb) Neuer Fördersatz für Anlagen > 1 MW in gesetzlicher Förderung (Bürgerenergiegesellschaften) Für die neu geregelten Bürgerenergiegesellschaften, die künftig von der Teilnahme an Ausschreibungen befreit sind (siehe unten), wird in § 48 Abs. 1a E-EEG 2023 eine spezielle Regelung zur Bestimmung des anzulegenden Wertes getroffen: Für Solaranlagen mit einer Leistung über 1 MW, die aber dennoch nicht an einer Ausschreibung teilnehmen müssen, soll sich der anzulegende Wert künftig als Durchschnitt aus den Gebotswerten des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der Gebotstermine für Solaranlagen des ersten Segments in dem der Inbetriebnahme vorangegangenen Kalenderjahr bestimmen.

cc) Vorübergehender Wegfall der Degression für Aufdachanlagen und Änderung des Degressionsmechanismus für alle Solaranlagen in gesetzlicher Förderung Für Anlagenbetreiber, die ihre Aufdachanlage noch im Jahr 2022 in Betrieb nehmen, wird unter bestimmten Voraussetzungen die Degression ausgesetzt, so dass für diese Anlagen, die im April 2022 geltenden Förderwerte festgeschrieben werden. Hiermit solle die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen gesichert werden, da diese bei einem weiteren Absinken angesichts Kostensteigerungen, Inflation und Lieferkettenschwierigkeiten in Frage gestellt sei.²⁸ Die Anlagenbetreiber müssen allerdings, um in den Genuss dieser degressionsbereinigten Fördersätze zu kommen, die speziellen Voraussetzungen des § 100 Abs. 14 E-EEG 2021 erfüllen, die sich im Wesentlichen aus dem europäischen Beihilferecht ergeben. Erforderlich ist eine Mitteilung des Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber in Textform nach einem noch einzusetzenden Stichtag (Datum der Bestätigung der Werte durch Veröffentlichung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz auf seiner Homepage), dass die Errichtung der Anlage aufgrund der neuen anzulegenden Werte geplant worden ist. Erst nach dieser Mitteilung darf die Anlage verbindlich bestellt werden.²⁹ Unklar ist noch, ob damit die Bestellung beim Hersteller gemeint ist oder ob auch der Vertrag mit dem Projektentwickler nach diesem Stichtag geschlossen werden muss und wie diese Anforderungen in der Praxis insgesamt erfüllt werden sollen.

Für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, sollen die anzulegenden Werte ebenfalls entsprechend festgesetzt werden, also unter Aussetzung der Degression seit April 2022, vgl. § 48 Abs. 2 E-EEG 2023.

Für alle Solaranlagen in der gesetzlichen Förderung, die ab dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden, gelten zudem die neuen Degressionsregelungen in § 49 E-EEG 2023, die stark abgeändert werden sollen. Insbesondere soll der sog. atmende Deckel entfallen. Die Degression soll künftig also linear festgeschrieben werden und nicht mehr abhängig vom jähr-

lichen Zubau von Solaranlagen sein. Konkret sollen die anzulegenden Werte nach §§ 48 und 48a E-EEG 2023 ab 1. Februar 2024 alle sechs Monate um 1% absinken. Die Degression wird hiermit allerdings bis 2024 erst einmal insgesamt ausgesetzt, womit den aktuellen Herausforderungen durch steigende Energiepreise und Inflation Rechnung getragen werden soll.³⁰

dd) Bonusregelung für Volleinspeiser Ein weiteres bereits viel diskutiertes Novum im Gesetzesentwurf ist der Bonus für Strom aus Aufdachanlagen, deren Strom vollständig in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird (sog. Volleinspeisebonus), der auch bereits im Jahr 2022 zur Anwendung kommen soll. Der Anlagenbetreiber kann dabei grundsätzlich wählen, ob er sich für diesen Tarif entscheidet oder den Strom (zum Teil) auch selbst verbrauchen oder anderweitig vor Ort liefern möchte und daher auf den Bonus verzichtet. Die Regelungen dazu findet sich in § 100 Abs. 14 S. 3 E-EEG 2021 bzw. in § 48 Abs. 2a E-EEG 2023.

aaa) Regelung bis 31. Dezember 2022 Für die Zeit zwischen der Verkündung des Gesetzes und dem 31. Dezember 2023 legt § 100 Abs. 14 S. 3 E-EEG 2021 die maßgeblichen Voraussetzungen für den Volleinspeisetarif fest. Dieser ist hier „gekoppelt“ an die degressionsfreien anzulegenden Werte nach § 100 Abs. 14 S. 1 und 2, ist also auch Bestandteil des übergangsweisen Vergütungskonzepts im Jahr 2022 (das der beihilferechtlich erforderlichen speziellen Mitteilung an den Netzbetreiber sowie der in diesem Kontext geregelten Bestellabfolge unterliegt, siehe oben).

Wählt der Anlagenbetreiber den Volleinspeisetarif, erhöht sich der anzulegende Wert je nach Leistungsschwelle um 6,87 Cent/kWh (bis 10 kW), um 4,45 Cent/kWh (bis 40 kW), um 5,94 Cent (bis 100 kW) sowie um 4,04 Cent/kWh (bis 300 kW). Die Regelung verweist dabei für die Bestimmung der Leistungsschwellen auf § 24 Abs. 1 S. 1 EEG 2021.³¹ Die anzulegenden Werte für Volleinspeisemodelle beschränken sich dabei im Jahr 2022 noch einmal übergangsweise auf Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 300 kW. Dies korrespondiert mit der 2022 noch geltenden Sonderregelung für Anlagen im Leistungsbereich zwischen 300 und 750 kW, die hier noch im Rahmen der sogenannten 50%-Regelung (siehe unten) an einer Ausschreibung teilnehmen können.³²

Voraussetzung für die Inanspruchnahme dieses deutlich erhöhten Tarifs sind nach § 100 Abs. 14 S. 3 und 4 E-EEG 2021 insbesondere, dass der gesamte in einem Kalenderjahr erzeugte Strom in das Netz eingespeist wird. Hierbei kann es sich allerdings auch um eine sog. kaufmännisch-bilanzielle Volleinspeisung handeln, bei der rein physikalisch tatsächlich ein Vor-Ort-Verbrauch des Solarstroms stattfindet.³³ Ausgenommen ist, entsprechend der parallelen Bestimmung des § 61a Nr. 1 EEG 2021 zum Kraftwerkseigenverbrauch, lediglich derjenige Strom, der in der Solaranlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird. Zudem muss die Tarifwahl (Volleinspeisung oder Überschusseinspeisung) dem Netzbetreiber im Kalenderjahr 2022 vor der Inbetriebnahme und im Übrigen vor dem 1. Dezember des vorangegangenen Kalenderjahres mitgeteilt werden. Eine Mitteilung kann dabei auch bereits für mehrere Jahre erfolgen.

Als Sanktion für einen Verstoß gegen die Voraussetzung der Volleinspeisung sieht der Entwurf die Verringerung des anzu-

27 BT-Drs. 20/1630, S. 194.

28 BT-Drs. 20/1630, S. 163.

29 Vgl. hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 163.

30 BT-Drs. 20/1630, S. 196.

31 Demnach sind mehrere Anlagen zur Bestimmung der Anlagengröße zusammenzufassen, wenn sie innerhalb von 12 Kalendermonaten auf demselben Grundstück, Gebäude, Betriebsgelände oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe in Betrieb genommen wurden.

32 Ausführlicher hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 164.

33 So ausdrücklich auch BT-Drs. 20/1630, S. 164.

legenden Wertes auf den Marktwert für das gesamte betroffene Kalenderjahr vor, was zumindest vor dem Hintergrund der derzeitigen Marktpreise für den Anlagenbetreiber keine Verluste bedeuten würde, da der monatliche Marktwert derzeit weit über dem gesetzlich vorgegebenen anzulegenden Wert liegt. Hierzu stellt die Gesetzesbegründung allerdings ausdrücklich klar, dass mit dem Begriff der Verringerung zumindest klaggestellt sei, dass eine Erhöhung des anzulegenden Wertes – trotz hoher Marktpreise – ausgeschlossen sein solle.³⁴ Dies spiegelt sich so allerdings nur bedingt im – insoweit widersprüchlichen bzw. unvollständigen – Gesetzeswortlaut. Es bleibt abzuwarten, ob der Gesetzgeber hier noch einmal nachbessert und ausdrücklich klarstellt, dass eine Erhöhung des anzulegenden Wertes bei hohen Börsenpreisen ausgeschlossen ist.

bbb) Regelung ab dem 1. Januar 2023 Die Begünstigung von Volleinspeise-Aufdachanlagen soll mit dem E-EEG 2023 fortgeführt werden und findet sich dort in § 48 Abs. 2a E-EEG 2023. Der Volleinspeisebonus soll dann für Anlagen mit einer Leistung von bis einschließlich 1 MW beansprucht werden können. Daher finden sich dann neben den bereits bekannten Erhöhungen auch solche für die Leistungsschwellen bis 400 kW (um 4,04 Cent/kWh) und bis 1 MW (um 2,74 Cent/kWh), wobei die Werte nun wieder der „normalen“ Degression (ohne atmenden Deckel, siehe oben) unterliegen. Voraussetzung ist neben der Volleinspeisung des gesamten im Kalenderjahr erzeugten Stroms die Mitteilung der Tarifwahl an den Netzbetreiber vor dem 1. Dezember des vorangegangenen Kalenderjahres sowie der Nachweis der Volleinspeisung über ein geeignetes Messkonzept. Ein Wechsel des Tarifs ist daher jeweils zum 1. Dezember möglich, wird häufig jedoch auch eine Umstellung des Messkonzepts zur Folge haben.

Die Sanktionierung eines Verstoßes gegen die Volleinspeisepflicht erfolgt künftig über den systematisch vollständig umgebauten § 52 E-EEG 2023, der anders als bislang Verstöße gegen förderbezogene Pflichten nicht mehr mit einer Vergütungsreduzierung, sondern mit einer Strafzahlung sanktioniert (siehe oben). Diese Regelung soll dann künftig auch für Bestandsanlagen gelten, die bislang dem § 100 Abs. 14 E-EEG 2021 unterfielen (vgl. § 100 Abs. 9 S. 1 E-EEG 2023).

ee) Stufenweise Abschaffung der 50%-Regel Nach derzeit geltenden Vorgaben des EEG 2021 müssen Aufdachanlagen erst ab einer installierten Leistung von 750 kW an einer Ausschreibung teilnehmen. Verfügt die Anlage allerdings über eine Leistung von mehr als 300 kW, wird die gesetzliche Vergütung gemäß § 48 Abs. 5 EEG 2021 nur für 50% der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge gezahlt. Ist absehbar, dass eine entsprechend hohe Vor-Ort-Verbrauchsquote nicht erreicht werden kann, kann der Anlagenbetreiber ausnahmsweise auch an einer Ausschreibung teilnehmen. Hier wiederum unterliegt er dann aber dem Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG 2021. Dies führt zusammengenommen dazu, dass Aufdachanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 300 kW derzeit kaum mehr errichtet werden, da in diesem Anlagensegment die Teilnahme an einer Ausschreibung in der Regel gescheut wird und eine sehr hohe Direktverbrauchsquote in vielen Fällen nicht erreichbar ist.

Die von der Branche scharf kritisierte Regelung in § 48 Abs. 5 EEG 2021 soll nun stufenweise wieder abgeschafft werden. Zunächst soll mit Inkrafttreten des Gesetzes, also noch 2022, lediglich der Anteil der vergütungsfähigen Strommenge auf 80% angehoben werden, § 100 Abs. 9 E-EEG 2021. Erst ab dem 1. Januar 2023 soll die Regelung dann ganz entfallen, vgl. die Streichung des § 48 Abs. 5 im E-EEG 2023. Auch wenn die Abschaffung der Regelung begrüßenswert ist, erscheint die

Übergangsregelung bis zum 1. Januar 2023 aus der Sicht vieler Branchenakteure kaum sinnvoll. Für die meisten Anlagenbetreiber wird es zweckmäßiger sein, mit der Inbetriebnahme einer Aufdachanlage dieser Größenordnung bis zum 1. Januar 2023 zu warten, wodurch wiederum Warteeffekte entstehen können, die der Anschubwirkung des Gesetzes entgegenlaufen könnten.

3. Geplante Änderungen für die Windenergie

Im Bereich der Windenergie sind keine so großen strukturellen Eingriffe geplant wie im Bereich der Solarenergie. Hier handelt es sich vielmehr um eine Vielzahl kleinerer Änderungen und Gesetzesänderungen, die sich an unterschiedlichen Stellen unterschiedlich intensiv auswirken dürften:

- In § 9 Abs. 8 E-EEG 2023 soll die Frist zur Ausstattung von Windenergieanlagen an Land mit einer technischen Einrichtung zur bedarfsgerechten Nachkennzeichnung (BNK) – nach verschiedenen bereits in der Vergangenheit erfolgten Verlängerungen (zuletzt auf den 01.01.2023) – nunmehr auf den 01.01.2024 verlängert werden, da die Ausstattung in der Praxis aus verschiedenen Gründen nicht so schnell funktioniert wie der Gesetzgeber dies zuletzt erwartet hatte.³⁵ Diese Regelung soll auch für Bestandsanlagen gelten, wobei die Pflicht nur von Betreibern zu erfüllen ist, deren Anlagen nach dem 31.12.2005 in Betrieb gegangen sind, vgl. § 100 Abs. 6 E-EEG 2023. Bei Windenergieanlagen auf See soll es hingegen keine erneute Verlängerung geben; hier bleibt es bei der zuletzt durch die Bundesnetzagentur festgesetzten Frist (01.01.2024).
- Im Rahmen der Neuregelungen für Bürgerenergieprojekte (siehe oben) sollen künftig auch im Windbereich Bürgerenergiegesellschaften mit Projekten eines Leistungsumfanges von maximal 18 MW nach den oben skizzierten Vorgaben von der Pflicht zur Teilnahme an den Ausschreibungen befreit werden, vgl. § 22 Abs. 2 Nr. 3 und § 22b E-EEG 2023. Diese erhalten dann künftig eine gesetzliche Förderung nach § 46 EEG 2021/E-EEG 2023. Hiernach berechnet der Netzbetreiber den anzulegenden Wert auf Basis des sog. einstufigen Referenzertragsmodells oder Gütefaktormodells (vgl. § 36h EEG 2021/E-EEG 2023). Maßgeblicher Ausgangswert ist insoweit der Durchschnitt aus den jeweils höchsten noch bezuschlagten Geboten für Windenergieanlagen an Land im Vorvorjahr. Die bisherige Regelung zu Bürgerenergiegesellschaften im Rahmen der Wind-Ausschreibungen (§ 36g EEG 2021) soll dementsprechend komplett gestrichen werden.
- § 24 Absatz 2 E-EEG 2023, die bisherige Anlagenzusammenfassungsverordnung für Freiflächensolaranlagen, soll künftig auch auf Windenergieanlagen Anwendung finden. Damit sind künftig Windenergieanlagen rechnerisch leistungsseitig zusammenzufassen (auch betreiberübergreifend), wenn sie innerhalb derselben planzuständigen Gemeinde innerhalb von 24 Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 2 km Luftlinie (gemessen von der Turmmitte) in Betrieb genommen wurden. Diese Regelung soll bei Windenergieanlagen aber ausdrücklich nur zum Zwecke der Leistungsschwelenermittlung nach § 22 Abs. 2 Nr. 3 E-EEG 2023 (18-MW-Schwelle für Bürgerenergieprojekte, siehe oben) gelten.
- In der Regelung zur Kommunalbeteiligung (siehe oben) soll es für Windenergieanlagen künftig auch dann die Möglichkeit zur (straflosen) Kommunalabgabe geben, wenn sie keine Förderung nach dem EEG in Anspruch nehmen (sog. PPA-Anlagen). Ein Erstattungsanspruch gegen den Netzbetreiber soll aber weiterhin nur bei geförderten Anlagen bestehen, vgl. § 6 E-EEG 2023. Dies soll künftig – anders als

34 BT-Drs. 20/1630, S. 165.

35 Vgl. BT-Drs. 20/1630, S. 174.

jetzt – dann auch für Bestandsanlagen gelten, vgl. § 100 Abs. 2 E-EEG 2023.

- In der Definition der Pilotwindenergieanlagen in Gestalt der sog. Prototypanlagen soll in Anpassung an die geänderten beihilferechtlichen Vorgaben künftig die – ohnehin für Prototypen nicht mehr zeitgemäße – Leistungsbegrenzung auf 6 MW wegfallen, vgl. § 3 Nr. 37 E-EEG 2023. Auch größere Anlagen, die als erste zwei Anlagen ihres Typs in Betrieb genommen und ans Marktstammdatenregister gemeldet werden und die wesentliche technische Neuerungen enthalten sowie noch einer Typenprüfung oder Einheiten-zertifizierung bedürfen, können damit künftig ausschreibungsfrei betrieben werden bzw. eine gesetzliche Förderung nach § 46 EEG 2021/E-EEG 2023 in Anspruch nehmen.
- Nach dem Auslaufen der Übergangsfördervorschrift für ausgeführte Windenergieanlagen (vgl. § 23b Abs. 2 bis 5 EEG 2021) mit Ende des Jahres 2021 werden alle diesbezüglichen Regelungen im E-EEG 2023 gestrichen.³⁶
- In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen sollen zudem folgende konkrete Änderungen gelten:
 - o Auch für Windenergieanlagen soll die Leistungsschwelle für die Teilnahmepflicht an Ausschreibungen künftig generell von 750 kW auf 1 MW heraufgesetzt werden, vgl. § 22 Abs. 2 Nr. 1 E-EEG 2023.
 - o Das Ausschreibungsvolumen und -termine soll den neuen gesetzlichen Zielstellungen angepasst werden, vgl. § 28 E-EEG 2023. So sollen in den Jahren 2023 bis 2028 Wind-Ausschreibungen jeweils zum 01.02., 01.05., 01.08. und 1.11. stattfinden. Das Ausschreibungsvolumen soll im Jahr 2023 12.840 MW und in den Nachfolgejahren bis 2028 jeweils 10.000 MW betragen. Trotz verschiedener Anpassungsmechanismen (etwa Abzug von nicht nach Ausschreibung geförderter Anlagen) bedeutet dies gegenüber dem EEG 2021 eine massive Erhöhung (dort: 2023: 3.000 MW, dann schrittweise Erhöhung auf 5.800 MW 2028). Ob alleine die Festschreibung solcher Volumina allerdings den schleppenden Ausbau der Windenergie maßgeblich beschleunigen kann, wenn nicht gleichzeitig massive Änderungen im Planungs- und Genehmigungsrecht vorgenommen werden, dürfte wohl bezweifelt werden. Begrüßenswert ist allerdings, dass die bislang gebundene Entscheidung der Bundesnetzagentur zur Reduzierung des Ausschreibungsvolumens bei drohender Unterzeichnung zumindest in eine Ermessensentscheidung geändert werden soll (vgl. § 28 Abs. 6 E-EEG 2023).³⁷
 - o Der Höchstwert soll auf 5,88 Cent/kWh – und damit auf den Wert von 2022 – festgesetzt und die diesbezügliche 2%-ige Degression pro Kalenderjahr bis zum 01.01.2025 ausgesetzt werden, vgl. § 36b E-EEG 2023. Hiermit sollen aktuelle wirtschaftliche Entwicklungen ausgeglichen werden (Inflationsrate, Energiepreissteigerungen).³⁸
 - o Bei der Ermittlung des anzulegenden Wertes nach dem sog. einstufigen Referenzertragsverfahren sollen weitere Güte- und Korrekturfaktoren für besonders windschwache Standorte eingeführt werden, vgl. § 36h Abs. 1 E-EEG 2023. So soll dem Gütefaktor von 60% ein Korrekturfaktor von 1,42 zugewiesen werden (zuvor: 1,35) und es soll – allerdings nur für Anlagen in der Südregion (vgl. § 3 Nr. 43c E-EEG 2023) – ein neuer Gütefaktor von 50% eingeführt werden (Korrekturfaktor 1,55).³⁹

4. Geplante Änderungen im Bereich Biomasse

Die Änderungen für Biomasse- bzw. Biomethananlagen durch den Gesetzentwurf der Bundesregierung sind vor allem von dem Gedanken getragen, Biomasse bzw. das daraus gewonnene Biomethan als wertvolle und nicht beliebig vervielfältigbare Rohstoffe möglichst zielgenau einzusetzen.⁴⁰ Anders als für Wind und PV sieht § 4 E-EEG 2023 daher keine Erhöhung des Ausbaupfads im Vergleich zu den schon im EEG 2021 vorgesehenen 8.400 MW im Jahr 2030 vor. Innerhalb des Ausbaupfads treten hochflexible Biomethananlagen⁴¹ stärker in den Fokus. Für Biomasseanlagen sind die geplanten Änderungen überschaubar, Erleichterungen gibt es vor allem für Güllekleinanlagen.

Es ist dabei begrüßenswert, dass der Gesetzgeber – wohl auch getrieben von Diskussionen um Flächenkonkurrenzen aufgrund des Kriegs in der Ukraine – mit dem E-EEG 2023 versucht, den großen Vorteil der Energiequelle Biomasse stärker in den Vordergrund zu rücken. Es scheint allerdings fraglich, ob bei einer künftigen Höchstbemessungsleistung von nur noch 10% noch sinnvolle Wärmekonzepte bedient werden können oder ob dadurch eine andere Stärke der Biomasse, die Kraft-Wärme-Kopplung, leidet. Es ist ferner zu hoffen, dass der Gesetzgeber im Laufe des Verfahrens die Weitergeltung des Flexdeckels für bereits einmal „geflexte“ Anlagen noch korrigiert.

a) Fokussierung auf hochflexible Biomethananlagen

Mit der Fokussierung auf hochflexible Biomethananlagen soll das besondere Potential der Biomasse als einziger nicht fluktuierender erneuerbarer Energieträger, der systemdienlich eingesetzt werden kann, verstärkt genutzt werden.⁴²

Das Ausschreibungsvolumen verschiebt sich nach dem Gesetzentwurf in den kommenden Jahren daher stark in Richtung hochflexibler Biomethananlagen, sogenannte Peaker: Während im Jahr 2023 noch jeweils 600 MW für Biomasse- und Biomethananlagen vorgesehen sind, verringert sich das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen bis zum Jahr 2026 kontinuierlich auf dann nur noch 300 MW, während es für Biomethananlagen konstant bei 600 MW bleibt. Aus diesem Grund wird es ab dem Jahr 2026 auch nur noch einen Ausschreibungstermin für Biomasse jeweils zum 1. Juni eines Jahres geben (statt bislang und bis dahin zum 1. März und 1. September).

Für Biomethananlagen finden hingegen ab 2023 jährlich zwei Ausschreibungen jeweils zum 1. März und 1. September statt. Dabei gilt weiterhin, dass Gebote nur für Biomethananlagen abgegeben werden können, die in der Südregion errichtet werden, § 39k Abs. 4 E-EEG 2023. Außerdem muss es sich um Neuanlagen handeln, die nicht bereits mit anderen erneuerbaren oder fossilen Energieträgern betrieben worden sind. Die Leistungsgrenze von 20 MW wird hingegen abgeschafft. Der Gesetzgeber stellt außerdem klar, dass Biomethananlagen eine eigene förderrechtliche Kategorie darstellen und sie deshalb nicht an den Biomasseausschreibungen teilnehmen dürfen, § 39i Abs. 1a E-EEG 2023.

Das Ausschreibungsvolumen für Biomethananlagen wird gesetzessystematisch von dem der Biomasseanlagen getrennt und in einem neuen § 28d E-EEG 2023 verankert. Wie auch schon bislang erhöht sich das Ausschreibungsvolumen jeweils um im vorangegangenen Kalenderjahr nicht bezuschlagte Mengen sowie um die Mengen entwerteter Zuschläge. Eine

36 So ausdrücklich auch BT-Drs. 20/1630, S. 166.

37 Ausführlicher hierzu und zum beihilferechtlichen Hintergrund BT-Drs. 20/1630, S. 181.

38 BT-Drs. 20/1630, S. 185.

39 Ausführlicher hierzu BT-Drs. 20/1630, S. 185 f.

40 BT-Drs. 20/1630, S. 138.

41 Mit dem bereits mit dem EEG 2021 eingeführten Begriff meint das Gesetz Anlagen zur Verstromung von Biomethan. Bis zum Inkrafttreten des EEG 2021 wurden mit dem Begriff in erster Linie Biogas-erzeugungs- und -aufbereitungsanlagen bezeichnet.

42 BT-Drs. 20/1630, S. 138.

automatische Verringerung des Ausschreibungsvolumens um die außerhalb der regulären Ausschreibungen registrierte Leistung – wie bislang und auch in Zukunft für die Biomasseausschreibungen vorgesehen – sieht das E-EEG 2023 für Biomethanausschreibungen hingegen nicht vor.

Dafür findet sich in § 28d Abs. 6 E-EEG 2023 eine gänzlich neue Regelung zur Mengensteuerung, wie sie bereits aus der Windenergie bekannt ist: Die Bundesnetzagentur kann danach das Ausschreibungsvolumen eines Gebotstermins für Biomethan bei einer „drohenden Unterzeichnung“ verringern. Eine drohende Unterzeichnung soll vorliegen, wenn die zwischen dem vorangegangenen und dem kommenden Gebotstermin im Register als genehmigt gemeldete Leistung zzgl. der im vorangegangenen Gebotstermin nicht bezuschlagten Leistung unter dem Volumen des durchzuführenden Termins liegt und auch der vorangegangene Gebotstermin bereits unterzeichnet war. Die Regelung soll der Erfüllung des europäischen Beihilferechts dienen. Der Gesetzentwurf betont jedoch ausdrücklich, dass der Bundesnetzagentur dabei ein Ermessensspielraum zusteht. So sähen die neuen Klima-, Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien der EU-Kommission vor, dass Unterzeichnungen in einem gewissen Umfang zu tolerieren sind und anderweitige Maßnahmen, wie etwa der Abbau regulatorischer Hemmnisse, den Wettbewerb ebenfalls fördern könnten.⁴³

Um den möglichst systemdienlichen und flexiblen Einsatz von Biomethan anzureizen, wird bei Biomethananlagen die förderfähige Höchstbemessungsleistung weiter abgesenkt von 15 auf 10%, § 39m Abs. 2 E-EEG 2023. Dieser Wert entspreche der Flexibilität, die Spitzenlastkraftwerke derzeit zeigten.⁴⁴ Im Ergebnis müssen Biomethananlagen also noch stärker als bisher überbaut werden und dafür ausgelegt werden, nur an maximal 876 Stunden (10% der Jahresstunden) im Jahr Strom und Wärme zu erzeugen. Um die Absenkung der Höchstbemessungsleistung zu kompensieren, wird der Höchstwert für die Biomethanausschreibung leicht erhöht auf 19,31 Cent/kWh (für die Ausschreibungstermine im Jahr 2023, ab 2024 gilt eine 1%-Degression).

Des Weiteren soll der Einsatz von Biomethan zukünftig nicht mehr nach dem KWKG förderbar sein, § 6 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 E-KWKG 2023. Anlagen, die vor dem 31. Dezember 2023 in Betrieb genommen werden, sind hiervon jedoch gemäß der Übergangsvorschriften des E-KWKG 2023 noch ausgenommen.

Sowohl Biomethananlagen, die nach dem EEG gefördert werden, als auch KWKG-Anlagen mit jeweils mehr als 10 MW, die nach dem 30. Juni 2023 genehmigt worden sind, müssen zudem nach dem Regierungsentwurf in Zukunft „H₂-ready“ sein, § 6 Abs. 1 S. 1 Nr. 6 E-KWKG 2023 bzw. § 39k Abs. 2 E-EEG 2023. Das bedeutet, dass sie ab dem 1. Januar 2028 mit höchstens 10% der Kosten, die eine mögliche Neuerrichtung einer Biomethananlage mit gleicher Leistung betragen würde, so umgestellt werden können, dass sie ihren Strom ausschließlich auf Basis von Wasserstoff gewinnen können. In der Praxis soll das über ein technisches Gutachten in Verbindung mit einem Herstellernachweis nachgewiesen werden.⁴⁵

b) Änderungen für sonstige Biomasseanlagen

Für „klassische“ Biomasseanlagen sind die Änderungen, die das E-EEG 2023 mit sich bringt, überschaubar. Der Höchstwert für Ausschreibungsanlagen wird für das Jahr 2023 mit 16,07 Cent/kWh festgesetzt und entspricht damit genau der degressiven Fortschreibung der Werte aus dem EEG 2021.

Der Mais- und Getreidedeckel wird für Anlagen, die ab dem Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten, weiter verschärft auf 35 (Zuschlag 2024 und 2025) bzw. 30 Masseprozent (Zuschlag 2026 bis 2028).

Eine von Beteiligten erhoffte klarstellende Korrektur der Übergangsvorschriften in Hinblick auf die Flexibilitätsprämie bleibt nach den derzeitigen Entwürfen leider aus. § 100 Abs. 12 EEG 2021 sieht vor, dass die Anlage 3 in der Fassung des EEG 2021 dann Anwendung findet, wenn Betreiber von Bestandsanlagen nach dem 31. Dezember 2020 erstmalig die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung an das Register übermittelt. Im Umkehrschluss ist bei wortlautgetreuer Auslegung für Anlagen, die bereits zuvor die Flexibilitätsprämie genutzt haben, die Anlage 3 in der Fassung des EEG 2017 oder früher maßgeblich. Das führt dazu, dass für diese Anlagen weiterhin der sogenannte Flexdeckel gilt. Ein weiterer Zubau von Leistung für die Flexibilisierung wäre daher für diese Anlagen nicht förderfähig – eine Folge, die so vermutlich nicht beabsichtigt war und den Zielen des EEG 2021 widerspricht, denn der Flexdeckel sollte abgeschafft werden, um „die Flexibilisierung im Bestand weiter anzureizen“.⁴⁶

Deutliche Verbesserungen sind hingegen für neue Güllekleinanlagen vorgesehen. Die bislang geltende Überbauungspflicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW wird gestrichen. In Zukunft kann also die gesamte installierte Leistung von bis zu 150 kW auch durchgängig zur Stromerzeugung genutzt werden. Als logische Konsequenz entfällt für Güllekleinanlagen dafür der Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag. Der anzulegende Wert soll bis zu einer Bemessungsleistung von 75 kW bei 22,0 Cent/kWh liegen und bis zu einer Bemessungsleistung von 150 kW bei 19,0 Cent/kWh, wobei die Fördersätze jeweils anteilig für die jeweiligen Leistungsschwellen gelten.⁴⁷

Für die Förderung als Güllekleinanlage ist weiterhin Voraussetzung, dass der Einsatz von Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot bei mindestens 80 Masseprozent liegt. Allerdings darf darauf in Zukunft ein Anteil von überjährigem Klee gras von bis zu 10 Masseprozent angerechnet werden. Zur Begründung wird angeführt, dass insbesondere kleinere und Biobetriebe Schwierigkeiten hätten, den erforderlichen Gülleanteil einzuhalten. Der Einsatz von ökologisch vorteilhaftem Klee gras soll es auch diesen Betrieben ermöglichen, eine Güllekleinanlage wirtschaftlich zu betreiben. So sollen zusätzliche Güllemengen für die Erzeugung von Strom erschlossen werden. Der Transport von Gülle über größere Entfernungen soll vermieden werden.⁴⁸ Diese Intention ist zwar aus ökologischen Gesichtspunkten begrüßenswert. Angesichts des aktuellen Marktwerts von Gülle aufgrund der Entwicklungen im Kraftstoffbereich ist jedoch fraglich, ob die lokale Stromerzeugung aus Gülle gegenüber einem Transport zu Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlagen damit tatsächlich attraktiv genug wird.

5. Geplante Änderungen für dezentrale Energiekonzepte und gesetzliche Strompreisbestandteile

Für dezentrale Energiekonzepte und generell für die Systematik einiger gesetzlicher Strompreisbestandteile sieht das Osterpaket massive grundlegende Eingriffe und Änderungen vor. Diese können im vorliegenden Beitrag aus Raumgründen allerdings nur in ihren wesentlichen Eckpunkten vorgestellt werden:

43 BT-Drs. 20/1630, S. 183.

44 BT-Drs. 20/1630, S. 192.

45 BT-Drs. 20/1630, S. 191.

46 BT-Drs. 19/23482, S. 140.

47 BT-Drs. 20/1630, S. 193 f.

48 BT-Drs. 20/1630, S. 194.

a) Nullsetzung der EEG-Umlage vom 01.07.2022 bis zum 31.12.2022

Mit dem bereits verabschiedeten und verkündeten Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher wurde die EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 bis zum Jahresende auf 0 Cent/kWh herabgesetzt (bislang betrug diese im Jahr 2022 3,723 Cent/kWh), vgl. § 60 Abs. 1a bis 1c EEG 2021 n. F. Stromlieferanten wurden zudem verpflichtet, diese Absenkung an ihre Kunden weiterzugeben, vgl. §§ 41 Abs. 6, 118 Abs. 36 bis 39 EnWG n. F.

Das bedeutet, dass ab Juli 2022 sowohl für Netzstromlieferungen, aber auch für dezentrale Stromverbräuche außerhalb des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung (Eigenversorgung oder Direktlieferung an Dritte) die EEG-Umlage wegfällt – und damit auch die in der Praxis dezentraler Energiekonzepte häufige schwierige Unterscheidung zwischen EEG-Umlageprivilegierter Eigenversorgung (vgl. §§ 61 ff. EEG 2021) und EEG-Umlage belasteter Drittlieferung (vgl. § 60 EEG 2021). Zudem werden für Stromverbräuche ab dem 01.07.2022 auch die diesbezüglichen Meldepflichten (§§ 74, 74a EEG 2021) nebst Sanktionierung (§ 61i EEG 2021) suspendiert, was ebenfalls zu einer großen administrativen Entlastung für dezentrale Energiekonzepte führen dürfte. Für EEG-Umlage-pflichtige Sachverhalte bis zum 01.07.2022 müssen im Jahr 2023 allerdings noch einmal die einschlägigen Meldepflichten erfüllt werden. Dies betrifft im Übrigen nicht nur „klassische“ dezentrale Energiekonzepte wie Eigenversorgung, Mieterstrom, gewerblichen „On-Site-PPA“, Gemeinschaftsanlagen oder ähnliches, sondern auch Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, die in der Regel gleichzeitig auch Stromverbraucher sind und daher in den letzten Jahren zunehmend bürokratischen Anforderungen in diesem Zusammenhang ausgesetzt waren. Hier werden die verabschiedeten Änderungen voraussichtlich spätestens ab 2024 zu großen Erleichterungen führen.⁴⁹

b) Neues Regime ab 2023: Beendigung der EEG-Umlage als Letztverbraucherabgabe, Streichung aller Regelungen zur Eigenversorgung im EEG, Neuschaffung des EnUG

Ab dem 01.01.2023 soll dann ein gänzlich neues Regime zur EEG-Umlage in Kraft treten: So sollen im EEG 2023 sämtliche Regelungen betreffend die EEG-Umlage komplett und ersatzlos gestrichen werden. Dies betrifft beispielsweise alle Regelungen zum sog. bundesweiten Ausgleichsmechanismus (vgl. §§ 56 ff. EEG 2021), die „Basisregeln“ zur EEG-Umlage wie die Begriffsbestimmung zur Eigenversorgung (vgl. z. B. § 3 Nr. 19 EG 201) oder zum Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vgl. z. B. § 3 Nr. 20 EEG 2021), die Regelungen zur EEG-Umlageprivilegierten Eigenversorgung (vgl. §§ 61 ff. EEG 2021), die Regelungen zur besonderen Ausgleichsregelung (vgl. §§ 63 ff. EEG 2021) oder zu Stromspeichern (vgl. § 61l EEG 2021) und Wasserstoff (vgl. §§ 64a, 69b EEG 2021), die Regelungen zum Messen und Schätzen relevanter Strommengen (vgl. §§ 62a, 62b EEG 2021) sowie die Meldepflichtenregelungen (vgl. §§ 74 ff. EEG 2021) nebst diesbezüglicher Sanktionen (vgl. § 61i EEG 2021). Besonders erfreulich ist dabei, dass in diesem Zuge auch das hochumstrittene Eigenversorgungsverbot für Ausschreibungsanlagen (§ 27a EEG 2021) ersatzlos gestrichen werden soll. Leider ist hier bislang noch unklar, ob letzteres konsequenterweise künftig dann auch für Bestandsanlagen gelten soll. Eine entsprechende Übergangsvorschrift mit Aus-

setzungsbefehl hinsichtlich der Regelung für Bestandsanlagen ist bislang nicht vorgesehen. Es bleibt abzuwarten, ob hier im Gesetzgebungsverfahren nachgebessert wird.

Parallel soll zum 01.01.2023 ein neues Gesetz geschaffen werden, das Energie-Umlagen-Gesetz (EnUG). In diesem sollen künftig zentral und einheitlich alle Regelungen zur EEG-Umlage, zur KWKG-Umlage sowie zur Offshore-Netzumlage zusammengeführt werden (vgl. §§ 1, 2 Nr. 19 E-EnUG). Die weiteren gesetzlichen Strompreisbestandteile wie die Netzentgelte, die Konzessionsabgaben, die StromNEV-Umlage, die AbLaV-Umlage oder die Stromsteuer bleiben jedoch nach wie vor in ihren selbstständigen Regelungsarten verankert und werden vom EnUG nicht direkt adressiert.

Zur EEG-Umlage soll hier nunmehr geregelt werden, dass diese künftig nicht mehr als sog. Letztverbraucherabgabe erhoben wird, sondern direkt aus dem Bundeshaushalt bzw. aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“ finanziert werden soll, vgl. §§ 6 ff. E-EnUG. Lediglich dann, wenn die zur Verfügung stehenden Haushaltsmittel nicht ausreichen sollten, kann die EEG-Umlage wieder eingeführt werden, vgl. § 10 Abs. 1 E-EnUG. Allerdings gilt das EnUG generell nur für sog. Netzentnahmen, also für Strom, der über das Netz der allgemeinen Versorgung zum Verbraucher gelangt (vgl. etwa § 12 E-EnUG). Für dezentrale Energiekonzepte soll die EEG-Umlage – sowie die damit einhergehenden Abgrenzungsnötigkeiten und administrative Belastungen – damit dauerhaft abgeschafft werden.⁵⁰ Künftig dürften sich insoweit also große Entlastungen im dezentralen Bereich ergeben – und auch manches Betriebs- und Geschäftsmodell dürfte vor diesem Hintergrund noch einmal neu hinterfragt werden. So dürften dezentrale Lieferkonzepte (sog. On-Site-PPA oder Contractingmodelle) gegenüber Eigenversorgungsmodellen (häufig in Form von sog. Anlagenpachtmodellen) an Attraktivität zunehmen. Auch das teils hochkomplexe Thema Messen und Abgrenzen von Stromverbräuchen in dezentralen Energiekonzepten erfährt durch diese Änderungen massive Erleichterungen bzw. entfällt – jedenfalls im Zusammenhang mit der EEG-Umlage – vollständig. Weitergehende, insbesondere bürokratische Entlastungen für dezentrale Stromlieferkonzepte (etwa im Bereich der Stromsteuer, der regulatorischen Pflichten für Stromlieferanten nach EnWG oder des allgemeinen Steuerrechts) oder wesentliche Verbesserungen im Zusammenhang mit dem Mieterstromzuschlag⁵¹ sind hingegen im Rahmen des Osterpakets nicht vorgesehen. Es bleibt abzuwarten, ob diese Themen im sog. Sommerpaket noch weiter angegangen werden, wie vielfach gefordert.

Für die KWKG-Umlage und Offshore-Netzumlage (und für eine ggf. irgendwann wieder eingeführte EEG-Umlage auf Netzentnahmen) bleibt es wie bislang bei der Erhebung bei den Netzstromlieferanten durch die Netzbetreiber im Rahmen der Netzentgeltberechnung (vgl. § 12 E-EnUG), die diese wiederum bei den belieferten Letztverbrauchern im Rahmen der Stromrechnung abrechnen. Insoweit werden im EnUG zahlreiche Entlastungsregelungen zusammengeführt, die früher maßgeblich im EEG geregelt waren und auf die die Regelungen zur KWK- und Offshore-Umlage verwiesen hatten. So finden sich dort nunmehr die (teils allerdings noch einmal veränderten und durch neue Entlastungstatbestände ergänzten) Regelungen zur besonderen Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen, Schienenbahnen und elektrisch betriebene ÖPNV-Busse sowie Landstromanlagen (vgl. §§ 28 E-EnUG), die Privilegierungen für Wasserstoffprojekte (§§ 25 ff., 36 E-

⁴⁹ Was insbesondere für Betroffene, die in den letzten Jahren angesichts der Ende 2021 auslaufenden Übergangsvorschriften (vgl. § 104 Abs. 10 und 11 EEG 2021) noch in teils hochkomplexe und entsprechend kostenintensive Mess- und Abgrenzungskonzepte für die EEG-Umlage investiert haben die Frage aufwerfen dürfte, wieso man die entsprechenden Pflichten dann nicht bis zur Abschaffung der EEG-Umlage noch ein weiteres halbes Jahr ausgesetzt hat.

⁵⁰ So auch ausdrücklich BT-Drs. 20/1630, etwa S. 5.

⁵¹ Mit Ausnahme der Streichung des 500-MW-Deckels (Streichung des § 23c EEG 2021 im E-EEG 2023), der indes in der Solarbranche vielfach nicht als aktuell maßgebliches Ausbauhindernis für Mieterstrommodelle eingeschätzt wird.

EnUG, hierzu näher sogleich) sowie zu Stromspeichern (§ 21 E-EnUG), Wärmepumpen (§ 22 E-EnUG), Kuppelgasanlagen (§ 23 E-EnUG) sowie zu den diesbezüglichen Mess-, Abgrenzungs- und Meldepflichten (§§ 45 ff. E-EnUG). Zuletzt regelt das EnUG verschiedene Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten, die im Wesentlichen die beteiligten Netzbetreiber und Netznutzer (also in der Regel die Stromlieferanten) betreffen, vgl. §§ 49 ff. EnUG. All dies ist künftig aber wie dargestellt nicht mehr für die EEG-Umlage (soweit diese für Netzentnahmen nicht wieder eingeführt wird), sondern lediglich für die KWKG-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage relevant.

6. Geplante Änderungen für Wasserstoff-Projekte

a) Neues Ausschreibungssegment

Der Gesetzesentwurf enthält bereits in Artikel 1 ein neues Ausschreibungssegment für „innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung“. Dieses soll also bereits mit Inkrafttreten des Gesetzes direkt wirksam werden. Die Regelungen dazu finden sich im Wesentlichen in §§ 28d (Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine), 39o (einzelne Anforderungen für eine Förderfähigkeit sowie Grundsätze zur Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung) sowie 88e (Verordnungsermächtigung) E-EEG 2021 und E-EEG 2023, wobei die Verordnungsermächtigung sehr umfassend ist. Sehr viele Einzelheiten müssen aufgrund dieser also erst noch durch die Bundesregierung geregelt werden, bevor dieses neue Ausschreibungssegment wirklich „aufleben“ kann.

Die Gebotstermine sollen im Jahr 2023 der 15. Dezember, im Jahr 2024 der 1. Juli und in den Jahren 2025 bis 2028 jeweils der 1. Januar und der 1. Juli sein. Das Ausschreibungsvolumen soll von 400 MW im Jahr 2023 schrittweise auf 1.000 MW im Jahr 2028 ansteigen.

Konkret werden unter innovativen Konzepten grundsätzlich Anlagenkombinationen von Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen mit einem chemischen Stromspeicher mit Wasserstoff als Speichergas verstanden. In der Verordnung kann aber festgelegt werden, dass Anlagenkombinationen auch Anlagen verschiedener erneuerbarer Energien umfassen können. Wesentliche Voraussetzungen sollen sein, dass die Anlagenkombination über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt Strom einspeisen, der gespeicherte Wasserstoff ausschließlich durch Elektrolyse aus dem Strom der anderen Anlagen der Anlagenkombination erzeugt worden ist, der Wasserstoff zuvor nicht in das Netz eingespeist worden ist, der Wasserstoff ausschließlich für die Erzeugung von Strom verwendet wird und nur der in dem chemischen Speicher erzeugte und gespeicherte Wasserstoff für die Erzeugung von Strom verwendet wird. Damit ist im Rahmen der Ausschreibungen weder der strom- oder gasnetzdienliche Betrieb des Elektrolyseurs noch der sektorübergreifende Einsatz des Wasserstoffs möglich.

Laut Gesetzesbegründung seien diese Voraussetzungen notwendig, da es bisher an einem Wasserstoffnetz fehlt. So soll die wasserstoffbasierten Stromspeicherung einschließlich der Wasserstoff-Rückverstromung schon jetzt erprobt werden können. Dazu soll der chemische Stromspeicher aus separaten Anlagen zur Wasserstoff-Elektrolyse, Wasserstoff-Speicherung und Wasserstoff-Rückverstromung bestehen, um die Techniken für später geplante räumlich getrennte Erzeugung und Rückverstromung von Wasserstoff zu erproben.⁵² Diese technischen Anforderungen finden sich im Gesetzestext allerdings nicht wieder. Mit dem Aufbau des Wasserstoffnetzes soll die Förderung sodann weiterentwickelt werden, allerdings nur zu einer wasserstoffnetzdienlichen Stromspeicherung und

Rückverstromung des Wasserstoffs.⁵³ § 39o Abs. 2 S. 3 E-EEG 2023 trifft daher auch eine Regelung zu der langfristigen Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung, wonach insbesondere die bezuschlagten Konzepte erschlossen werden sollen.

Aufgrund des Ziels der Anpassung der Ausschreibungsdesigns ist der letzte Gebotstermin nach § 28e Abs. 1 E-EEG 2023 im Jahr 2028 vorgesehen. Die erste Ausschreibung soll zum 15. Dezember 2023 stattfinden und danach grundsätzlich in einem halbjährlichen Abstand durchgeführt werden, wobei in der Verordnung davon abgewichen werden kann.⁵⁴ Das Ausschreibungsvolumen soll zu Beginn 400 MW und zum Schluss 1000 MW im Jahr betragen, § 28d Abs. 2 E-EEG 2023. Eigene Mengen sind für dieses jedoch Segment nicht vorgesehen. Die Mengen, die in dem neuen Ausschreibungssegment vergeben werden, werden nach Realisierung bei den technologiespezifischen Ausschreibungen abgezogen.⁵⁵

Auch wenn ein Ausschreibungssegment für regenerative Wasserstoff-Projekte von vielen Seiten gefordert wurde, wird die konkrete Ausgestaltung stark kritisiert. Dies liegt vor allem darin begründet, dass die wasserstoffbasierte Stromspeicherung in der Praxis bislang nur eine geringe Rolle spielt. Vielmehr wird die besondere Bedeutung der Wasserstofftechnologie in der sektorübergreifenden Nutzungsmöglichkeit gesehen. Eine sektorübergreifende Nutzung des Wasserstoffs soll von dem neuen Ausschreibungssegment aber gerade nicht erfasst werden. Da die Förderung insofern von der den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie abweicht, werden die nach dieser Regelung geförderten Anlagen aber auch nicht bei dem politischen Ziel einer Elektrolyseleistung von 10 GW bis 2030 berücksichtigt.⁵⁶

b) Änderungen bei der EEG-Umlage und den sonstigen Letztverbraucherabgaben

Wie bereits dargestellt (siehe oben), erfolgen an dem Gesamtsystem der EEG-Umlage ab dem 01.07.2022 erhebliche Änderungen. Da diese bereits ab dem 01.07.2022 nicht mehr erhoben und ab dem 01.01.2023 gänzlich als Letztverbraucherabgabe grundsätzlich abgeschafft werden soll, erübrigen sich die erst im EEG 2021 eingeführten Privilegierungsregeln für Wasserstoffprojekte weitgehend (vgl. hierzu § 64a sowie § 69b EEG 2021 – letzteres i. V. m. den §§ 12h EEG, die die Anforderungen für Grünen Wasserstoff konkretisieren sollten, mangels beihilferechtlicher Genehmigung aber bis dato nicht anwendbar sind). Vielmehr werden diese – nach ihrer Überführung in das geplante E-EnUG (siehe oben) – künftig nur noch für die KWKG-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage auf Netzentnahmen zur Wasserstoffherstellung von Bedeutung sein.⁵⁷ Im EnUG sollen sowohl die bislang in § 64a EEG 2021 geregelte besondere Ausgleichsregelung für – qualitätsunabhängige – Wasserstoffprojekte in stromkostenintensiven Unternehmen im Grundsatz fortgeführt werden (vgl. § 36 E-EnUG) als auch die bislang in § 69b EEG 2021 i. V. m. §§ 12h ff. EEG geregelte Vollbefreiung für dezidiert grüne Wasserstoffprojekte (vgl. §§ 25 ff. E-EnUG). Die genauen Anforderungen an grünen Wasserstoff in diesem Sinne sollen in einer Verordnung durch die Bundesregierung konkretisiert werden (vgl. § 26 Abs. 2 EnUG). Hierbei ist jedoch davon auszugehen, dass die Bundesregierung derzeit die Entwicklungen auf europäischer Ebene abwarten wird, wo aktuell zur Konkretisierung der Anforderungen an grünen Wasserstoff für die Anrechnung im Rahmen der Treibhausgasreduzierungen im Kraftstoffsektor ein sog. Delegierter Rechtsakt der EU-Kommission vorbereitet

53 Ebenda.

54 Ebenda.

55 Ebenda.

56 Ebenda.

57 Soweit nicht die EEG-Umlage auf Netzentnahmen wieder eingeführt wird, siehe hierzu oben.

wird.⁵⁸ Es ist davon auszugehen, dass die Bundesregierung sich an den dort letztlich festgelegten Kriterien für grünen Wasserstoff dann auch im Rahmen des EnUG bzw. der zu erarbeitenden Verordnung orientieren wird.⁵⁹

Kurios mutet indes an, dass das EnUG wie dargestellt nur für die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage sowie die Offshore-Netzumlage gelten soll. Verweisregelungen hinsichtlich der StromNEV-Umlage sowie der AbLaV-Umlage, die die entsprechenden EnUG-Regelungen für anwendbar erklären, fehlen indes im aktuellen Gesetzesentwurf (vgl. dort Art. 6 sowie Art. 9). Dies würde bedeuten, dass zwar bei Wasserstoffprojekten ggf. die Netzentgelte (nach § 118 Abs. 6 EnWG), die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage (nach EnUG) nicht anfallen könnten, wohl aber die StromNEV-Umlage und die AbLaV-Umlage. Ob diese Inkohärenz gesetzgeberisch tatsächlich intendiert war oder es sich hierbei schlicht um ein im Gesetzgebungsverfahren noch zu behebendes Redaktionsversehen handelte, ist dabei nicht eindeutig.

III. WindSeeG

Am 28.02.2022 wurde der Referentenentwurf zum WindSeeG (E-WindSeeG) bekannt. Dieser liegt inzwischen auch als Gesetzesentwurf der Bundesregierung vor (vgl. BT-Drs. 20/1634). Ziel der Gesetzesnovelle ist die Ausrichtung der deutschen Energiepolitik auf den 1,5-Grad-Klimaschutz-Pfad sowie die Schaffung der hierfür erforderlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen im Offshore-Bereich.⁶⁰ Die Windenergie auf See wird dabei wegen der vergleichsweise stetigen Stromerzeugung, hoher durchschnittlicher Volllaststunden und stetig sinkender Stromgestehungskosten als wichtiger Baustein zur Beschleunigung des EE-Ausbaus gesehen.⁶¹ Entsprechend sollen die Ausbauziele für Offshore-Wind, wie bereits in der Koalitionsvereinbarung vorgesehen,⁶² schrittweise erhöht und bis 2045 – dem Jahr, in dem Deutschland Klimaneutralität erreicht haben will⁶³ – auf 70 GW gesteigert werden.⁶⁴ Zur Umsetzung dieser Zielvorgaben sind u. a. Änderungen im Ausschreibungssystem sowie weitere Maßnahmen vorgesehen, die im Folgenden näher beleuchtet werden sollen.

1. Windenergieausbau auf See als überragendes öffentliches Interesse

Neben der Erhöhung der gesetzlichen Ausbauziele und der Änderung des Ausschreibungsdesigns dürfte eine der wohl wichtigsten Änderungen in der Einführung des neuen § 1 Abs. 3 E-WindSeeG liegen, nach dem der Windenergieausbau auf See künftig im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen soll. Dies entspricht der diesbezüglichen Neuregelung im EEG (siehe hierzu ausführlicher oben). Mit der Neufassung soll die Offshore-Windener-

gie künftig als vorrangiger Belang in die Abwägung eingebracht und entsprechende Projekte leichter umgesetzt werden können.⁶⁵ Bislang wird der Windenergieausbau – sowohl an Land als auch auf See – als rein unternehmerische Entscheidung (ohne besonderes Gewicht in der Abwägungsentscheidung) eingeordnet, was weder der Sachlage entspricht noch der dringend benötigten Erhöhung von Ausbaupkapazitäten zuträglich ist.⁶⁶

2. Änderungen im Ausschreibungsdesign

Weitere Änderungen betreffen das Ausschreibungsdesign, bei dem künftig zwischen zentral voruntersuchten und nicht voruntersuchten Flächen unterschieden werden soll.

In den Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen sollen die Zuschläge künftig von der BNetzA weiterhin anhand des Gebotswertes für Strom vergeben werden (vgl. §§ 39 ff. E-WindSeeG). Mit dem Zuschlag erwirbt der Bieter den Anspruch auf die ausschließliche Durchführung eines Plangenehmigungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb seiner Anlagen, auf die Zahlungen nach dem WindSeeG (hierzu sogleich) sowie einen Anspruch den Netzanschluss seiner Anlagen auf der jeweils festgelegten Fläche und die entsprechende zugewiesene Netzanschlusskapazität. Eine zentrale Neuregelung ist dabei die Einführung von Differenzverträgen, mit denen die Finanzierungskosten der Windparks in Zeiten geringer Marktpreise kompensiert und andersherum, in Zeiten hoher Marktpreise, über der gesetzlich vorgesehenen Renditerwartung liegende Gewinne des Anlagenbetreibers abgeschöpft werden sollen. Mit anderen Worten: Es soll eine symmetrische Marktprämie eingeführt werden, was auch im EEG immer wieder in der Diskussion ist. Im System der Marktprämie, die im EEG und im WindSeeG den „Förderstandard“ darstellt, enthält der Betreiber, so lange der durchschnittliche Marktwert des Stroms niedriger ist als der bezuschlagte Förderwert („anzulegender Wert“), die Differenz in Form der „positiven Marktprämie“ ausgezahlt. Auch in Zeiten niedriger Marktpreise soll der Betreiber also den bezuschlagten Förderwert garantiert bekommen. Ist der Marktwert aber höher als der anzulegende Wert, ist bislang geregelt, dass die Marktprämie schlicht auf null gesetzt wird. Dies soll sich nun für Windenergieanlagen auf See künftig ändern: Hier soll künftig der Anlagenbetreiber verpflichtet werden, eine für ihn „positive“ Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktwert durch eine Zahlung an den Netzbetreiber auszuschütten („negative Marktprämie“), vgl. zu alledem §§ 46 ff. E-WindSeeG. Da somit in zukünftigen Ausschreibungsrunden für zentral voruntersuchte Flächen der Zuschlag an den Bieter mit dem geringsten anzulegenden Wert für einen Differenzvertrag vergeben wird, werde der Förderbedarf deutlich reduziert und das EEG-Konto mit zusätzlichen Einnahmen gestärkt.⁶⁷

Für nicht voruntersuchte Flächen (vgl. §§ 50 ff. E-WindSeeG) soll der Zuschlag anhand zahlreicher qualitativer Kriterien durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erfolgen, zu denen neben der Höhe des Gebotswertes beispielsweise auch der Energieertrag sowie die Vereinbarkeit der Anlage mit Natur- und Artenschutz (z. B. durch Kriterien wie den mit der eingesetzten Gründungstechnologie verbundenen Schallbelastungen und Versiegelung des Meeresbodens oder der Recyclingfähigkeit der Rotorblätter) zählt.⁶⁸ Die Erfüllung dieser näher im Gesetzestext ausbuchstabierte Kriterien soll anhand von Bewertungspunkten gewichtet werden

58 Entwurf: „COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) .../... of XXX supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin“, abrufbar unter https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/7046068-Produktion-erneuerbarer-Kraftstoffe-Anteil-des-Stroms-aus-erneuerbaren-Energieertragern-Vorgaben-_de (08.06.2022).

59 In diese Richtung wohl auch BT-Drs. 20/1630, S. 223.

60 BT-Drs. 20/1634, S. 1.

61 BT-Drs. 20/1634, S. 1; zu den Potenzialen der Offshore-Windenergie schon Knorr/Horst/Bofinger u. a., *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende*, Berlin 2017; speziell zur Offshore-Wasserstoffherzeugung Gätsch/Stalman, *KlimR* 2022, 87 ff.

62 Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP), S. 57.

63 Vgl. Bundesregierung, *Generationenvertrag für das Klima*, abrufbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (13.05.2022).

64 BT-Drs. 20/1634, S. 1.

65 BT-Drs. 20/1634, S. 69 f.

66 Für eine Einordnung von Windenergieprojekten als im öffentlichen Interesse liegend (allerdings auf Onshore-Anlagen bezogen) bereits Verheyen, *Ausbau der Windenergie an Land: Beseitigung von Ausbauehemnissen im öffentlichen Interesse*, Hamburg 2020.

67 BMWK, *Überblickspapier Osterpaket*, Berlin 2022, S. 7.

68 BT-Drs. 20/1634, S. 4.

und auf dieser Grundlage der Zuschlag erteilt werden. Mit der Erteilung des Zuschlags erhält der Bieter das ausschließliche Recht zur Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens sowie einen Anspruch den Netzanschluss seiner Anlagen auf der jeweils festgelegten Fläche sowie die entsprechende zugewiesene Netzanschlusskapazität.

Die Ausschreibung voruntersuchter Flächen soll jährlich zum Gebotstermin am 01.07., die nicht voruntersuchter Flächen zum Gebotstermin am 01.08. erfolgen (vgl. § 2a Abs. 3 und 4 E-WindSeeG). Eine Senkung der Sicherheitsleistungen ist dabei nur für zentral voruntersuchte Flächen (Gebotsmenge multipliziert mit 100 Euro pro kW installierter Leistung, vgl. § 41 Abs. 1 E-WindSeeG) vorgesehen, wohingegen die Sicherheitsleistung bei nicht zentral voruntersuchten Flächen erhöht bleibt (Gebotsmenge multipliziert mit 200 Euro pro kW installierter Leistung, vgl. § 52 Abs. 1 E-WindSeeG).

3. Sonstige Energiegewinnungsbereiche/Wasserstoffherzeugung

Das WindSeeG enthält in §§ 67a, 71 Nr. 5 WindSeeG eine Verordnungsermächtigung zur Ausschreibung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen, in denen innovative Konzepte nicht an das Netz angebundener Energiegewinnung möglichst flächensparsam erprobt werden sollen.⁶⁹ Auch wenn im Verordnungstext nicht ausdrücklich hierauf Bezug genommen wird, dürfte die Vergabe in erster Linie auf Konzepte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff zielen,⁷⁰ der mit Strom eigens hierfür errichteter EE- (bzw. primär wohl Windkraft-)Anlagen im sogenannten „Inselmodus“ erzeugt⁷¹ und entweder über die bereits vorhandene Erdgasinfrastruktur oder mittels einer noch zu errichtenden Wasserstoff-(Sammel-)Pipeline zur weiteren Nutzung an Land transportiert werden soll.⁷²

Bislang wurden nur zwei vergleichsweise kleine Flächen in der Nord- und Ostsee (SEN-1 und SEO-1) durch den Flächenentwicklungsplan ausgewiesen. Die größere von ihnen (SEN-1) befindet sich mit 150 km Küstenentfernung in der sog. ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee und weist auf ca. 28,8 km² eine ungefähre Erzeugungsleistung von 290 MW auf.⁷³ Nach § 5 Abs. 2a S. 1 E-WindSeeG kann die Beschränkung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen auf insgesamt 25 bis 70 km² im Flächenentwicklungsplan aufgehoben werden, wobei hierdurch allerdings keine Pflicht zur Ausweisung weiterer Flächen begründet wird („kann“), sondern dem BSH lediglich eine entsprechende Möglichkeit eingeräumt wird. Außerdem soll nach § 5 Abs. 3 S. 2 Nr. 5 E-WindSeeG geprüft werden, ob die Erschließung eines zusätzlichen Potenzials von 4 bis 6 Gigawatt Offshore-Windenergie auf dem Gebiet der Doggerbank⁷⁴ naturverträglich möglich ist

und entsprechende Studien in Auftrag gegeben werden.⁷⁵ Diese Ankündigung dürfte wegen der Formulierung „zusätzlich“ – sowie der Tatsache, dass derart küstenferne Flächen für die Stromerzeugung in absehbarer Zeit nicht erschlossen werden können – als indirektes Mengenziel für Offshore-H₂ verstanden werden. Eine Verpflichtung zur Flächenausweisung ist damit aber nicht verbunden, denn es handelt sich um eine Soll-Bestimmung.

4. Genehmigung von Wasserstoffpipelines

Durch die Änderung in § 2 Abs. 1 Nr. 3 WindSeeG wird der Anwendungsbereich dieses Gesetzes um die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Leitungen oder Kabeln erweitert, die Energie oder Energieträger aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen an Land führen. Damit wird die Zulässigkeit einer Offshore-Sammelpipeline künftig im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens nach §§ 45 ff. WindSeeG ermittelt und ist nicht mehr per se ausgeschlossen.⁷⁶ Insgesamt sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren deutlich beschleunigt werden, beispielsweise durch stärkere Bündelung von Umweltprüfungen und Beteiligungsrechten.⁷⁷

5. Zwischenfazit

Insgesamt weisen die geplanten Änderungen in die richtige Richtung, wobei insbesondere die Festschreibung des öffentlichen Interesses am Windenergieausbau ein längst überfälliger Schritt war – inwieweit sich dieser auch in den konkreten behördlichen und gerichtlichen Verfahren auswirken wird, bleibt allerdings abzuwarten.⁷⁸ Ob die erhöhten Ausbauziele in der Gesamtschau ausreichen werden, um den auch im Zuge der Sektorkopplung weiter ansteigenden EE-Strombedarf in Zukunft decken zu können, richtet sich nach dem zugrunde gelegten Bedarfsszenario⁷⁹ sowie der Möglichkeit von Energieimporten und kann an dieser Stelle nicht abschließend beurteilt werden. Klar ist jedoch, dass Offshore-Wind und Wasserstoff für das Gelingen der Energiewende eine relevante Rolle spielen werden. Insofern wären weitergehende Regelungen an einigen Stellen wünschenswert gewesen – wie beispielsweise eine verbindliche Zielvorgabe für Offshore-Wasserstoff. Auch werden die neuen Regelungen in verschiedenen Details von manchen Branchenakteuren kritisiert, etwa die neu eingeführte negative Marktprämie für Anlagenbetreiber.

⁷⁵ Vgl. zum Vorstehenden BT-Drs. 20/1634, S. 73.

⁷⁶ Bislang ist die Errichtung einer Pipeline aus dem Gebiet SEN-1 im Flächenentwicklungsplan ausdrücklich verboten, vgl. BSH, Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee, Hamburg 2018, S. 125. Im Zuge der gerade laufenden Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans ist von einer Aufweichung auszugehen.

⁷⁷ Vgl. BT-Drs. 20/1634, S. 59.

⁷⁸ Zu Grundproblemen des Begriffs öffentliches Interesse/Allgemeininteresse/Gemeinwohl vgl. Ekaradt, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel, 4. Aufl. = 3. Aufl. der Neuausgabe 2021, § 4 F. I.

⁷⁹ In seiner Untersuchung „Auswirkungen des EEG 2021 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage 2030“ hat das Energie-wirtschaftliche Institut (EWI) an der Universität zu Köln die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs für das Jahr 2030 geschätzt und ins Verhältnis zur geplanten EE-Stromerzeugung gemäß EEG 2021 gesetzt. Dabei zeigte sich, dass mit Blick auf das 65 Prozent-Ziel der geplante Ausbau der EE-Stromerzeugung aufgrund eines stärkeren Anstiegs des Bruttostromverbrauches nicht ausreichend ist und ein Delta von etwa 70 TWh resultiert. Zentrale Treiber der vom EWI ermittelten höheren Nachfrage sind die steigende Zahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie die nationale Erzeugung von grünem Wasserstoff, wie sie laut Nationaler Wasserstoffstrategie (NWS) geplant ist, vgl. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/09/210416_EWI-Analyse-Anteil-Erneuerbare-in-2030.pdf (13.05.2022).

⁶⁹ Vgl. hierzu auch die Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung (SoEnergieV) vom 21. September 2021 (BGBl. I S. 4328).

⁷⁰ Vgl. BMWi, Begründung der SoEnergieV, S. 18. In der Verordnungsbegründung wird allein die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See als beispielhafte Energieerzeugungsform aufgegriffen.

⁷¹ Der Bezug von Strom aus benachbarten Windparks ist dabei nur unter engen Voraussetzungen denkbar und mit Rechtsunsicherheiten behaftet, vgl. Borger/Kalis/Antoni, Rechtliche Ausgestaltung einer (nachrangigen) Netzanbindung für sonstige Energiegewinnungsbereiche: Juristisches Kurzgutachten, 2021.

⁷² Im Vergabeverfahren ist die Wasserstoffpipeline nunmehr der Nutzung bestehender Leitungen gleichgestellt, vgl. BMWi, Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone v. 24.09.2021, S. 10. Das war im Verordnungsentwurf noch anders.

⁷³ Das entspricht ca. 25.000 t grünen Wasserstoff, der jährlich produziert werden könnte. Dies entspricht ungefähr dem Bedarf eines Hochofens in einem Stahlwerk.

⁷⁴ Die Doggerbank ist mit ca. 18.000 km² eine der größten Sandbänke in der deutschen AWZ der Nordsee und wegen ihrer geringen Wassertiefe im Visier vieler Windenergieprojekte. Zugleich ist sie bekannt für ihren Artenreichtum und als Naturschutzgebiet (Natura 2000-Gebiet) ausgewiesen.

C. EnSiG – und die unthematisierte Cybersicherheit

Die aktuellen nationalen Maßnahmen der Energiewende im Kontext des Ukraine-Krieges stellen an weiteren Stellen noch deutlichere Zusammenhänge zur nationalen Sicherheit – und zur Versorgungssicherheit her. Diesbezüglich hat der Bundestag im Mai eine Änderung des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) von 1975 beschlossen, welches die Sicherheit der Energieversorgung in Deutschland gewährleisten soll.⁸⁰ Die Gesetzesänderung muss noch vom Bundesrat gebilligt werden.

Das EnSiG dient dem Bund als Instrument zur Krisenvorsorge. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Aktualisierung und Ergänzung sogenannter Verordnungsermächtigungen im Gesetz, die dem Bund im Falle einer Gefährdung oder Störung der Energieversorgung in Deutschland weitreichende Handlungsmöglichkeiten einräumen.⁸¹ Mit der Novelle des EnSiG wird die rechtliche Grundlage für besondere Maßnahmen der Krisenvorsorge und -bewältigung geschaffen. Dazu gehört unter anderem, dass Unternehmen, welche kritische Energieinfrastrukturen betreiben, unter Treuhandverwaltung gestellt oder unter eindeutig bestimmten Bedingungen und als ultima ratio sogar enteignet werden können, wenn sie ihren Aufgaben nicht mehr hinreichend nachkommen und eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit droht.⁸² Zudem wird das Gesetz an geltendes europäisches Recht angepasst, indem Regelungen zur Stärkung europäischer Solidaritätsmechanismen (EU-SoS-Verordnung⁸³) eingeführt werden, die sicherstellen sollen, dass die Mitgliedstaaten sich bei Energieengpässen gegenseitig unterstützen.⁸⁴ Weiterhin sieht der Entwurf die Einrichtung einer digitalen Plattform im Gassektor vor, um die Krisenmaßnahmen umsetzen zu können.⁸⁵ Zudem wird eine Regelung zur Preisanpassung „entlang der Lieferkette“ in das Gesetz aufgenommen, für den Fall, dass Gaslieferungen nach Deutschland aus einem Drittstaat ausbleiben.⁸⁶ Diese ermöglicht es den Versorgern, ihre Gaspreise an auftretende Notfallsituationen anzupassen.⁸⁷

Ein Bereich, der im Osterpaket überhaupt nicht vorkommt, ist dagegen die ebenfalls sicherheitsrelevante Digitalisierung des Strom- und Gasnetzes sowie der Schutz dieser Netze bzw. wesentlicher Infrastruktureinrichtungen vor Cyberangriffen. Mit zunehmender Digitalisierung wächst die Gefahr derartiger Angriffe, die – wie bereits in anderen Ländern sichtbar geworden ist – schwerwiegende Auswirkungen auf die Bevölkerung haben können. Diese Gefährdung erhält umso mehr Gewicht, als z. B. die Ukraine zuletzt einen Angriff russischer Hacker auf ihr Stromnetz abwenden musste, welcher zu weiträumigen Stromausfällen hätte führen können.⁸⁸ Da Deutschland, wie

oben bereits erwähnt, ebenfalls Sanktionen gegen Russland verhängt, ist es nicht ausgeschlossen, dass irgendwann auch Cyberattacken gegen deutsche Energieversorger zum Thema werden.⁸⁹ Doch nicht nur in Bezug auf die Russland-Ukraine-Krise ist Cybersicherheit ein Thema. Aufgrund der Sektor-Kopplung und der zunehmenden Dezentralisierung der Energieversorgung spielen digitale Anwendungen insbesondere im Stromnetz eine stetig wachsende Rolle.⁹⁰ Mit dem Einsatz digitaler Anwendungen steigt grundsätzlich das Risiko von Hackerangriffen. Da die Strom- und Gasversorgung einen grundsätzlichen Bereich der Versorgungssicherheit ausmachen, treffen den Staat hier besondere Vorkehrungspflichten, um bestehende Risiken von vorneherein abzuwenden. Dies wird auch an der bereits erwähnten vorgeschlagenen Änderung des EnSiG deutlich. Die gesetzlichen Regelungen zur Cybersicherheit lassen jedoch bisher zu wünschen übrig. Im Wesentlichen bestehen Pflichten zum Treffen von bestimmten Schutzvorkehrungen sowie Meldepflichten. Insbesondere sind diese im IT-Sicherheitsgesetz 2.0, welches im Jahr 2021 in Kraft getreten ist, sowie im Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSIG) geregelt. Hier gilt für kritische Infrastrukturen die Verordnung zur Bestimmung kritischer Infrastrukturen nach dem BSIG (KritisV). Daneben gibt es für bestimmte Bereiche Sondervorschriften. So enthält auch das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) z. B. in § 11 Abs. 1a EnWG Verpflichtungen in Bezug auf den Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Weitere Pflichten finden sich in § 11 Abs. 1b und c. Auch das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), das insbesondere weitreichende Regelungen über den Einsatz von Smart-Metern in intelligenten Netzen trifft, enthält bestimmte Sondervorschriften. Darüber hinaus ist im Bereich der Verarbeitung persönlicher Daten die Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) anzuwenden, wobei die Verarbeitung von Daten aus Smart-Metern grundsätzlich personenbezogene Daten betrifft.⁹¹ Das BMI hat außerdem im Jahr 2021 die Cybersicherheitsstrategie für Deutschland 2021 verabschiedet. In diesem Bereich ist insbesondere unter Beachtung des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien, aus welchem verstärkte Dezentralität und damit weiterer Digitalisierungsbedarf folgen, vor dem Hintergrund von Bedrohungen durch Hackerangriffe darauf hinzuwirken, dass eine Balance zwischen Cybersicherheitskonzepten, Kostenaspekten und Anwendungsfeldern unter Beteiligung aller Akteure aus der Energiewirtschaft und der Politik erreicht wird.⁹²

D. Kontraproduktive Maßnahmen: Tankrabatte, LNG-Beschleunigung u. a.

Die finanziellen Auswirkungen der gestiegenen Energiekosten sollen durch zwei Entlastungspakete mit Maßnahmen zur so-

80 Deutscher Bundestag, Regierung will Energieversorgungsgesetz aktualisieren, abrufbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw17-de-energiesicherungsgesetz-891444> (Stand 04.05.2022).

81 Otten, Energiesicherungsgesetz: Bundesregierung beschließt Reform, Beitrag auf [handelsblatt.de](https://www.handelsblatt.de/v.25.10.2017-ueber-maßnahmen-zur-gewährleistung-der-sicheren-gasversorgung-und-zur-aufhebung-der-verordnung-(eu)-nr-994/2010) v. 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

82 Otten, Energiesicherungsgesetz.

83 Bisher Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

84 Otten, Energiesicherungsgesetz.

85 Kharraz/Hoenig, Habeck will Energiesicherungsgesetz novellieren, Beitrag auf [beck-aktuell](https://www.beck-aktuell.de/v.13.04.2022) – Heute im Recht v. 13.04.2022, abrufbar unter <https://www.beck-aktuell.de/v.13.04.2022>, abrufbar unter <https://www.beck-aktuell.de/v.13.04.2022>.

86 Otten, Energiesicherungsgesetz.

87 Deutscher Bundestag, Regierung will Energieversorgungsgesetz aktualisieren.

88 Siehe etwa Tanriverdi, Ukraine vereitelt Cyberangriff auf Stromnetz v. 12.04.2022, abrufbar unter <https://www.br.de/nachrichten/deutsch>

land-welt/ukraine-vereitelt-cyberangriff-auf-stromnetz,T2oWryH (Stand 11.05.2022).

89 Bundesamt für Verfassungsschutz, Sicherheitshinweis für die Wirtschaft 01/2022 vom 04.03.2022 – Betreff: Krieg in der Ukraine, Köln 2022.

90 Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech, Resilienz digitalisierter Energiesysteme – Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden?, Berlin 2021; Chalupczok/Pankow/Krause u. a., in: Schulz (Hrsg.), Stand der Technik und Digitalisierung bei integrierten Energiesystemen, Sektorenkopplungs- und Mobilitätstechnologien, Hamburg 2021, S. 31.

91 Zu den Rechtsquellen von Bremen, EWeRK 2020, 29 ff.

92 Bösweiser/Bader/Henze u. a., EnerCrypt – Cyberinnovationen für das sichere Energiesystem der Zukunft, Berlin 2021, S. 63; vgl. hierzu und zu der dynamischen Entwicklung der Cybersicherheit unter sich stetig wandelnden Bedingungen im Rahmen der Digitalisierung auch für den Strom- und sonstigen Energiesektor BSI, Die Lage der IT-Sicherheit in Deutschland 2021, Bonn 2021.

zialen Unterstützung abgefangen werden.⁹³ Mit dem Kabinettsbeschluss vom 27.04.2022 wurden Maßnahmen zur Entlastung von Bürger*innen sowie Familien verabschiedet, die wirtschaftlich am stärksten von gestiegenen Energiekosten betroffen sind. Ein Aspekt ist dabei die Energiesteuer auf Kraftstoffe, die für drei Monate gesenkt werden soll und eine Reduzierung des Benzinpreises um ca. 30 Cent und des Preises für Dieselkraftstoff um ca. 14 Cent zur Folge hat (vgl. § 47a Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnergieStG⁹⁴). Diesen Tankrabatt sieht die Bundesregierung als soziale Ausgleichsmaßnahme für die steigenden Kraftstoffpreise an. Ob dies tatsächlich den wirtschaftlich am stärksten Betroffenen zugutekommt, ist fraglich, da von einem Tankrabatt in dieser Form vor allem Autobesitzer*innen profitieren, die besonders viel fahren und verbrauchen.⁹⁵ Im Übrigen ist eine solche Maßnahme den Klimaschutzbemühungen gegenläufig, da fossile Energieträger grundsätzlich verteuert und nicht subventioniert werden müssen.

Ferner wird im Bestreben, von russischen Energieimporten unabhängiger zu werden, nun teilweise ein rascher Ausbau alternativer fossiler Strukturen avisiert, was unter Klimasichtspunkten die Emissionsbilanz sogar verschlechtern kann, wenn beispielsweise auf fossile Flüssiggasimporte gesetzt wird. Dennoch betreibt die Bundesregierung nunmehr einen kurzfristigen Ausbau der fossilen LNG-Infrastruktur, wobei durch das LNG-Beschleunigungsgesetz (LNGG) die Zulassung, Errichtung und Inbetriebnahme der in § 2 LNGG bezeichneten Vorhaben sowie die Durchführung der Vergabeverfahren dafür beschleunigt werden sollen. Der Bundesrat hat dem Gesetz bereits zugestimmt⁹⁶.

E. Osterpaket im Lichte von Paris-Ziel, BVerfG-Klima-Beschluss, Ukraine-Krise und EU-Energierechtsreform

Das Osterpaket avisiert die Steigerung des deutschen Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf 80%, was eine Verdopplung des aktuellen Anteils bedeuten würde. Es erscheint damit vordergründig als der radikale Auftakt für eine rasche Energiewende. Die Stromproduktion, um die es im Paket geht, ist jedoch nur ein Sektor. Die Bereiche Industrie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft werden vernachlässigt bzw. gibt es hier noch keine konkreten Vorschläge. Die rechtsverbindliche Pariser 1,5-Grad-Grenze aus Art. 2 Abs. 1 PA⁹⁷ verlangt jedoch zeitnah null fossile Brennstoffe in allen Sektoren – und zudem eine stark reduzierte Nutztierhaltung.⁹⁸ Man kann anhand der 1,5-Grad-Grenze ein ungefähr noch für Deutschland verfügbares CO₂-

Restbudget errechnen (basierend auf einer gleichen Pro-Kopf-Verteilung weltweit), und es zeichnet sich ab, dass dieses auch durch die jetzigen Reformvorschläge weiterhin deutlich überzeichnet wird:

Für die Reduktion der Emissionen von 65% bis 2030 (gegenüber 1990), wie sie die Bundesregierung im KSG 2021 avisiert, ist auf der Basis der bis dahin vorliegenden (nunmehr nicht mehr ganz aktuellen) IPCC-Zahlen wiederholt errechnet worden, dass das deutsche Restbudget dann bis 2030 quasi aufgebraucht oder schon überzeichnet wäre.⁹⁹ Allein im Jahr 2019 wurden in Deutschland 0,8 GtCO₂ Treibhausgase emittiert.¹⁰⁰ Der SRU hat z. B. ausgehend von den Berechnungen des IPCC ab 2016, bei gleichbleibender globaler Pro-Kopfverteilung der Emissionen, ein Restbudget für Deutschland ermittelt, welches unter Berücksichtigung der wichtigsten Treibhausgase (CO₂, Methan, Lachgas, FCKW) ab 2020 noch 4,2 GtCO₂, ab dem 01.01.2022 für den 1,5-Grad-Pfad noch 3 GtCO₂ beträgt; bei linearer Reduktion wäre das Budget bereits 2032 aufgebraucht, bei Beibehaltung der derzeitigen Geschwindigkeit und Intensität sogar schon in fünf Jahren.¹⁰¹

Dabei rechnet der IPCC sogar mit einem deutlich zu hohen Budget. Denn er macht nicht nur optimistische empirische Annahmen (etwa zur Klimasensitivität), sondern trifft auch in rechtlicher Hinsicht unzulässige Annahmen, indem das obige Budget z. B. nur mit einer 50%igen Wahrscheinlichkeit die rechtsverbindlichen 1,5 Grad einhält, zudem eine zeitweise Überschreitung der 1,5 Grad zugelassen wird und entgegen Art. 2 Abs. 1 PA das Budget nicht ausgehend vom „vorindustriellen“ Temperaturniveau ermittelt wird (nämlich nicht ab 1750, als die Industrialisierung langsam begann, sondern ab 1850).¹⁰² Allein schon die Korrektur eines problematischen Aspekts, nämlich die Erhöhung der Einhaltungswahrscheinlichkeit auf 83%, reduziert das verbleibende globale Budget stark, nämlich auf 300 GtCO₂ global ab dem 01.01.2020. Bei einem Pro-Kopf-Ansatz würde das für Deutschland, das ein Hundertstel der Weltbevölkerung stellt, verbleibende 3 GtCO₂ bedeuten, von denen angesichts des jährlichen Verbrauchs in Deutschland jetzt Mitte 2022 allerdings schon über die Hälfte verbraucht wäre; es bliebe daher nur noch ein Budget für gut zwei (!) Jahre. Die Zahl verkleinert sich weiter, wenn man eine höhere Wahrscheinlichkeit verlangt oder andere Probleme des Budgets angeht, etwa das Basisjahr oder andere der obigen Punkte.¹⁰³ Dazu käme eine ggf. gebotene Ungleichverteilung des Budgets zugunsten der Länder des Globalen Südens, die eine geringere ökonomische Leistungsfähigkeit haben und überdies eine pro Kopf viel geringere historische Verursachung zum Klimawandel beigetragen haben.¹⁰⁴

Es wurde andernorts gezeigt, dass neben Art. 2 Abs. 1 PA auch basierend auf verschiedenen rechtlichen Herleitungsansätzen eine klimaverfassungsrechtliche (vor allem grundrechtliche) Verpflichtung zur Beachtung jenes kleinen Budget besteht, verbunden mit der Verpflichtung, Planungshorizonte und Pla-

93 Hierzu und zum Folgenden BMF, Schnelle und spürbare Entlastungen, abrufbar unter <https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Schlaglichter/Entlastungen/schnelle-spuerbare-entlastungen.html> (13.05.2022).

94 Vgl. BT-Drs. 20/1741.

95 Tagesschau, Gegenvorschläge zu Lindners Tankrabatt, Beitrag v. 20.03.2022, abrufbar unter <https://www.tagesschau.de/inland/innenpolitik/klingbeil-tankrabatt-101.html> (13.05.2022).

96 BR-Drs. 221/22; vgl. ausführlich zum Inhalt des Gesetzes Leinemann, LNG-Beschleunigungsgesetz – der Zweck heiligt die Mittel – Oder!?, Vergabeblog.de vom 23/05/2022, Nr. 49847, abrufbar unter <https://www.vergabeblog.de/2022-05-23/lng-beschleunigungsgesetz-der-zweck-heiligt-die-mittel-oder/#:~:text=Nach%20%C2%A7%201%20Abs.%201%20LNGG%20sichert%20das, die%20Durchf%C3%BChrung%20Oder%20Vergabeverfahren%20daf%C3%BCr%20soll%20beschleunigt%20werden> (08.06.2022).

97 Ausführlich zum Folgenden m. w. N. Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, Environmental Sciences Europe 2022, i. E.; ferner Ekardt/Wieding/Zorn, Sustainability 2020, 2812; Wieding/Stubenrauch/Ekardt, Sustainability 2020, 8858.

98 Vgl. zu letzterer Weishaupt/Ekardt/Garske/Stubenrauch/Wieding, Sustainability 2020, 2053.

99 Greenpeace, Greenpeace Kurzanalyse – Das Recht auf Zukunft, Hamburg 2021, S. 1, 3; Kemfert/Evert/Holzmann u. a., Grenzen einer CO₂-Bepreisung, S. 5; Breidenbach/Bußmann-Welsch/Fischer u. a., 1,5-Grad-Gesetzespaket: Maßnahmenkatalog mit Gesetzesentwürfen, Berlin 2022, S. 32.

100 Breidenbach/Bußmann-Welsch/Fischer u. a., 1,5-Grad-Gesetzespaket, S. 32.

101 Breidenbach/Bußmann-Welsch/Fischer u. a., 1,5-Grad-Gesetzespaket, S. 32, 36; Knopf/Geden, Ist Deutschland auf dem 1,5-Grad-Pfad? Eine Einordnung der Diskussion über ein nationales CO₂-Budget, Berlin 2022, S. 4; Kemfert/Evert/Holzmann u. a., Grenzen einer CO₂-Bepreisung, S. 5; SRU, Für eine entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa – Umweltgutachten, Berlin 2020.

102 Dazu im Einzelnen Ekardt/Bärenwaldt/Heyl, Environmental Sciences Europe 2022, i. E.

103 Siehe zum Ganzen ebd.

104 Vgl. dazu etwa Ekardt, Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law, Dordrecht 2019, Ch. 3.8.

nungssicherheit herzustellen, Tatsachengrundlagen sorgfältig zu ermitteln und den Parlamentsvorbehalt zu waren.¹⁰⁵ Dieses vorgegebene Schutzniveau bedeutet zwar nicht, dass man eine einzelne konkrete Maßnahme verfassungsgerichtlich einklagen könnte. Man kann jedoch gerichtlich überprüfen, inwieweit die vom Gesetzgeber real getroffenen Maßnahmen sich in den Grenzen bewegen, die sich durch die Festlegungen zum Schutzniveau, die Notwendigkeit von Planungshorizonten und einem planbaren Übergang zur Postfossilität sowie die Verpflichtung zur sorgfältigen Tatsachenermittlung – und natürlich den Parlamentsvorbehalt – ergeben. Es wurde an anderer Stelle (auch in diesem Heft¹⁰⁶) aufgezeigt, dass im Lichte der Faktenlage ein Bemühen Deutschlands um eine europäische Lösung geschuldet ist, und zwar insbesondere in Gestalt eines Emissionshandels, der im Vergleich zu den Fit-for-55-Vorschlägen der EU-Kommission noch deutlich ambitionierter gestaltet wird.

Wendet man die Tatsachenermittlungspflicht und die grundrechtliche Notwendigkeit, beide Seiten der doppelten Freiheitsgefährdung angesichts des Klimawandels zu berücksichtigen (also die Gefahr eines Endes der Freiheit entweder durch Zerstörung ihrer physischen Voraussetzungen oder durch Verschleifen des Klimaproblems und dann eines Tages extrem radikales Handeln¹⁰⁷), konsequent an, unterstreicht die aktuelle Entwicklung in der Ukraine über das Gesagte hinaus, dass das Schutzniveau beim Klima angehoben werden muss. Die aktuellen Entwicklungen machen deutlich, dass die fossilen Brennstoffe die elementaren Freiheitsvoraussetzungen nicht nur in Gestalt von Leben, Gesundheit und Existenzminimum – vermittelt über den Klimawandel – gefährden können, sondern auch in Gestalt von Frieden und Sicherheit zunehmend bedroht sind. Nicht nur besteht die eingangs dieses Beitrags geschilderte Importabhängigkeit der EU bzw. Deutschlands; zudem sind fast zwei Drittel der Exporte Russlands, meist von Staatsunternehmen, fossile Brennstoffe. Will man den völkerrechtswidrigen russischen Angriffskrieg und darauf aufbauende mögliche weitere militärische Konflikte, die ggf. Deutschland direkt(er) involvieren könnten, finanziell erschweren und bestenfalls beenden, kann eine beschleunigte Postfossilität in allen Sektoren dazu ein probates Mittel sein. Vermehrte fossile Importe aus anderen Staaten anstelle von

Russland wirken jedenfalls nicht klimafreundlich und ggf. nicht einmal friedenspolitisch problemlösend, weil sie die Nachfrage und damit die Preise für fossile Brennstoffe am Weltmarkt hochhalten. Das Argument, dass Preisstabilität und Versorgungssicherheit im Notfall vor Klimaschutz geht, verdient insoweit eine kritische Hinterfragung, weil so die elementaren Freiheitsvoraussetzungen Sicherheit und Klimastabilität weiter gefährdet bleiben. Die geschilderte Importabhängigkeit betrifft auch den Agrarsektor, auch jenseits des agrarischen Bezugs zu den fossilen Brennstoffen etwa über die Düngemittel¹⁰⁸: Wenn eine tierische Kalorie im Durchschnitt ungefähr sieben pflanzliche Kalorien benötigt und die EU und andere Länder sind bislang teilweise von russischen und ukrainischen Getreide-Importen und Düngemitteln abhängig sind, auch in Gestalt von Tierfutter, helfen weitreichende politische Maßnahmen für weniger tierische Nahrungsmittel nicht nur bei der Einhaltung des Klimabudgets, sondern können auch die elementaren Freiheitsvoraussetzungen Frieden und (auch globale) Ernährungssicherheit fördern.

Nach alledem liefern die aktuellen deutschen Gesetzentwürfe zur Energiepolitik durchaus eine Reihe guter Ansätze. Gemessen an den Herausforderungen durch Art. 2 Abs. 1 PA und das Klimaverfassungsrecht muss jedoch noch deutlich ambitionierter gehandelt werden, und kontraproduktive Regelungsansätze müssen zwingend außen vor bleiben. Und es muss vor allem auf ein deutlich ambitionierteres Handeln auf EU-Ebene hingewirkt werden, wo sich aktuell das Problem zwar guter, aber bei weitem noch nicht ausreichender und teils kontraproduktiver neuer Regelungsansätze zu wiederholen droht.¹⁰⁹

105 Vgl. dazu in Anwendung und Konkretisierung von BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., BVerfGE 157, 30 etwa Ekardt/Heß, NVwZ 2021, 1421 ff.; Ekardt/Heß, ZUR 2021, 579 ff.

106 Vgl. Ekardt/Rath, ZNER 2022, in diesem Heft; Rath/Ekardt, KlimR 2022, 138 ff.

107 Vgl. Ekardt/Heß, ZUR 2021, 579 ff. dazu, wie BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., BVerfGE 157, 30 (in der Literatur weithin unbemerkt) auf dieser Scheidung basiert.

108 Dazu ausführlich Garske/Ekardt, Environmental Sciences Europe 2021, 56; Weishaupt/Ekardt/Garske/Stubenrauch/Wieding, Sustainability 2020, 2053; Ekardt, Sustainability, Ch. 4.9.

109 Vgl. erneut Rath/Ekardt, KlimR 2022, 138 ff.

Prof. Dr. Dr. *Felix Ekardt*, LL. M., M. A./Ass. jur. *Theresa Rath**

Digitalisierung in der Wärmewende als Rechts- und Governance-Problem: Chancen und Grenzen**

Die Energie- und Klimawende jenseits des Stromsektors bereitet unverändert große Probleme. Der vorliegende Beitrag fragt deshalb nach Chancen und Grenzen digitaler Anwendungen im Bereich der Wärmewende, um diese wirksamer als bislang vorzubringen. Die anschließende Bestandsaufnahme des europäischen und deutschen Rechts der Wärmewende zeigt, dass Chancen (und Grenzen) der Digitalisierung noch nicht optimal adressiert werden. Daher werden sodann optimierende Steuerungsoptionen entwickelt.

* Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 336.

** Dieser Beitrag referiert einige Ergebnisse des dreijährigen Konsortial-Forschungsprojekts „Wärmewende in der kommunalen Energieversorgung (KoWa)“, welches durch das BMWi finanziert wird.

A. Problemstellung

Die deutsche und europäische Energie- und Klimawende ist bislang weithin nur eine Stromwende. Die Wärmewende und erst recht die Verkehrs-, Agrar- und Kunststoffwende kommen nur schleppend in Gang. Während in Deutschland zumindest knapp die Hälfte des Stromes aus erneuerbaren Energiequellen stammt¹, stagniert der Einsatz erneuerbarer Energien im Ge-

1 UBA, Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2020, Dessau-Roßlau 2021, S. 7; BMWi, Erneuerbare Energien 2020 – Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Berlin 2021, S. 3.

bäudesektor bei lediglich knapp 15%². Bedenkt man, dass zur Einhaltung der (rechtsverbindlichen) 1,5-Grad-Grenze aus dem Paris-Abkommen Nullemissionen in weniger als zwei Dekaden³ oder eher früher⁴ erreicht werden müssen und dass Putins Angriffskrieg im Zweifel noch drastischere Reduktionspfade nahelegt, kommt stark in den Blick, dass etwa 50% der genutzten Endenergie im Wärmesektor verbraucht werden und Gebäude (unter Einbeziehung der indirekten Emissionen) für ein Drittel des Treibhausgasausstoßes verantwortlich sind⁵. Prägend für das langsame Voranschreiten der Wärmewende ist insbesondere die niedrige Sanierungsrate im Altbestand, die in Deutschland weiterhin jährlich bei etwa 1% liegt⁶. Daneben spielt eine Rolle, dass die langen Amortisationszeiten bei Investitionen in Gebäude sowie der lange Lebenszyklus von Wärmeerzeugungsanlagen den Umstieg auf klimafreundlichere Technologien häufig wenig attraktiv erscheinen lassen⁷.

Gerade bezüglich der Energieeffizienzpotenziale im Gebäudesektor gerät daher zunehmend die Digitalisierung in den Fokus. Insbesondere durch Smart Homes und Smart Grids soll eine Energieeinsparung erreicht werden, wobei deren Anwendung sich insbesondere auf den Bereich der Elektrifizierung bezieht. Für die Wärmewende wird dies etwa im Hinblick auf Wärmepumpen oder auf elektrisch betriebene Durchlauferhitzer für Warmwasser relevant. Darüber hinaus stehen Anwendungen wie das Building Information Modeling im Fokus. Im Folgenden werden daher zunächst die verschiedenen Technologien komprimiert erörtert, welche zur Förderung der Wärmewende eingesetzt werden können, und einer kritischen Analyse hinsichtlich ihres Potenzials zur Senkung der Treibhausgasemissionen unterzogen. Sodann wird der Rechtsrahmen analysiert, der aktuell für digitale Technologien mit Wärmebezug besteht. Auf der Basis der Analyse diesbezüglicher Friktionen können schlussendlich Vorschläge zur Optimierung des Rechtsrahmens entwickelt werden.

B. Chancen und Grenzen der Digitalisierung für die Wärmewende

Nachhaltigkeit im Sinne dauerhaft und global durchhaltbarer Lebens- und Wirtschaftsweisen erfordert zur Bewältigung diverser Umweltprobleme (Klimawandel, Biodiversitätsverluste, gestörte Nährstoffkreisläufe, Schadstoffbelastungen) zeitnah null fossile Brennstoffe in allen Sektoren. Strategisch kann dies über – jeweils freiwillig oder politisch herbeigeführt denkbaren – Technikwandel und Verhaltenswandel geschehen. Auch die Dekarbonisierung des Gebäudesektors kann über das Zusammenwirken mehrerer Strategien erreicht werden⁸: technische Energieeffizienz, welche insbesondere durch Sanierungen und den Einsatz effizienter Technologien gefördert werden kann; Konsistenz, also das Setzen auf nachwachsende (erneuerbare) Ressourcen; und Suffizienz, also mehr Genügsamkeit. Langfristig wird die Suffizienz, wenn auch immer wieder in der öffentlichen Debatte vernachlässigt, zur Erreichung von Nullemissionen bis 2035 unausweichlich sein, weil die Herausforderung für rein technische Ansätze allein zu groß wäre⁹. Mehr Konsistenz und Effizienz können im Gebäudesektor über verschiedene Anwendungen erreicht werden. In diesem Rahmen sind neben der Wärmedämmung der Einsatz von Solarthermie, Bioenergie (freilich möglichst nur aus Reststoffen und Blühpflanzen)¹⁰, Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung sowie die Wärmeversorgung über Nah- und Fernwärmenutzung ggf. unter Einbindung von Abwärme zu nennen¹¹.

Der Einsatz künstlicher Intelligenz, das Internet der Dinge sowie Big Data bieten neue Optionen, die der Energieeffizienz und Konsistenz ebenfalls zuträglich sein können¹². Für die Wärmewende kann die Digitalisierung insbesondere im Rahmen der Sektorkopplung z. B. bei der Nutzung von Wärmepumpen, ggf. unter flankierendem Einsatz von Speichertechnologien, einen Beitrag zur effizienten Nutzung des eingesetzten Stroms und somit zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors leisten¹³. Die Digitalisierung kann damit auch die Integration erneuerbarer Energien in Strom- und Wärmenetze fördern¹⁴. Im Wege von Smart-Home-Anwendungen kann über Smart Meter und Smart-Meter-Gateways als Schnittstellen zu Smart Grids der Stromverbrauch flexibel gesteuert werden, so dass der Volatilität der erneuerbaren Energien Rechnung getragen wird und Lastspitzen sowie Produktionsflauten in das Nutzungsverhalten einbezogen werden (u. a. zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit)¹⁵. Smart Grids ermögli-

2 Hierzu mit weiteren Nachweisen Rath/Ekardt, ZNER 2021, 12 ff.; Rath/Ekardt/Gätsch, ZNER 2021, 242 ff.; UBA, 13 Thesen für einen treibhausneutralen Gebäudebestand – Drängende Herausforderungen der Wärmewende, Dessau-Roßlau 2020, S. 10; UBA, Erneuerbare Energien, S. 11.

3 Zur Verbindlichkeit des Art. 2 Abs. 1 des Pariser Abkommen s. BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18 u. a., NJW 2021, 1723; im Einzelnen Ekardt/Wieding/Zorn, Sustainability 2018, 2812; Ekardt/Heß, ZUR 2021, 579 ff.; Wieding/Stubenrauch/Ekardt, Sustainability 2020, 8858.

4 Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit: Ethische, rechtliche, politische und transformative Zugänge – am Beispiel von Klimawandel, Ressourcenknappheit und Welthandel, 4. Aufl. (= 3. Aufl. der Neuauflage) Baden-Baden 2021, 6 C; Ekardt/Wieding/Zorn, Sustainability 2018, 1 ff.; Ekardt, Sustainability: Transformation, Governance, Ethics, Law, Dordrecht 2019, S. 236 ff.; mit stärkerem Bezug zu Agrar-themen auch Garske, Ordnungsrechtliche und ökonomische Instrumente der Phosphor-Governance. Unter Berücksichtigung der Wirkungen auf Böden, Gewässer, Biodiversität und Klima, Marburg 2020; Stubenrauch, Phosphor-Governance in ländervergleichender Perspektive – Deutschland, Costa Rica, Nicaragua. Ein Beitrag zur Nachhaltigkeits- und Bodenschutzpolitik, Marburg 2019; Weishaupt, Nachhaltigkeits-Governance tierischer Nahrungsmittel in der EU, Marburg 2019.

5 IREES/ifeu/Fraunhofer ISI/Prognos AG, Umfassende Bewertung des Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kältenutzung für Deutschland, 2021, S. 14, abrufbar unter: <https://irees.de/2021/02/19/comprehensive-assessments-heating-and-cooling/> (01.02.2021); Lyons, Digitalization: Opportunities for heating and cooling, Luxemburg 2019, S. 4.

6 BReg, Langfristige Sanierungsstrategie der Bundesregierung, Berlin 2020, S. 34; dena, Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebereich, Berlin 2019, S. 7; Lyons, Digitalization, S. 5.

7 UBA, 13 Thesen für einen treibhausneutralen Gebäudebestand, S. 19 f. diskutiert weitere Faktoren.

8 Die Wärmewende umfasst neben dem Gebäudesektor auch die industriell genutzte Wärme, wobei auf diese in diesem Beitrag nicht vertieft eingegangen werden soll.

9 Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 1 B.; Stubenrauch, Phosphor-Governance in ländervergleichender Perspektive.

10 Biomasse macht aktuell den größten Anteil erneuerbarer Energien im Gebäudesektor aus, vgl. EEA, Trends and Projections in Europe 2021, Kopenhagen 2021, S. 25; Lyons, Digitalization, S. 6. Zu Friktionen und Auswegen der Bioenergie Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 E. V. 1.; Hennig, Nachhaltige Landnutzung und Bioenergie – Ambivalenzen, Governance, Rechtsfragen, Marburg 2017; Stubenrauch/Ekardt/Hagemann/Garske, Forest Governance, Basel 2022.

11 Zu den jeweiligen Technologien Lyons, Digitalization, S. 9 ff.

12 Zu den Begrifflichkeiten im Einzelnen Lyons, Digitalization, S. 3; Garske/Bau/Ekardt, Sustainability 2021, 4652.

13 Nowak, Heat Pumps – Integrating Technologies to Decarbonise Heating and Cooling, 2018, S. 36 ff., abrufbar unter: https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03_Media/Publications/ehpa-white-paper-111018.pdf (01.03.2022); Lyons, Digitalization, S. 9.

14 Buck/Graf/Graichen, European Energy Transition 2030 – The Big Picture, Berlin 2019, S. 15.

15 Lyons, Digitalization, S. 7, 9; Birk/Capretti/de Beaufort, Digital Roadmap for District Heating and Cooling, Brüssel 2019, S. 15; Fleischle/Kaniut/Geißler u. a., Barometer Digitalisierung der Energiewende: Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft, Stuttgart 2019, S. 30; Roth, Digitalisierung in der Energiewirtschaft – Technologische

chen eine Stromleitung in zwei Richtungen, so dass – bei voraussichtlich zunehmender Dezentralität insbesondere der Stromversorgung – alle an das Netz angeschlossenen Nutzer (Verbraucher, Erzeuger und Prosumer) optimal vernetzt werden können, um so maximale Stromeinsparpotenziale zu realisieren, dies ggf. auch durch Energiehandel¹⁶. Dies gilt auch bezüglich der Beachtung von Preissignalen. Im Rahmen von Smart-Energy-Systemen kann über die Sektorkopplung ein hohes Dekarbonisierungspotenzial erreicht werden¹⁷, sofern die Stromversorgung ihrerseits regenerativ ist, ggf. ergänzt durch eine Dezentralisierung der Produktion, um den besonderen Transportvoraussetzungen für Wärme über Wärmenetze gerecht zu werden¹⁸. Über das Building Information Modeling kann vor dem Bau eines Gebäudes oder für dessen Sanierung ein „digitaler Zwilling“ des jeweiligen Gebäudes erzeugt werden, um so die jeweiligen verbauten Anwendungen optimal aufeinander abzustimmen¹⁹. Aufgrund des beträchtlichen Aufwandes eignet sich diese Technologie insbesondere für große Projekte. Grundsätzlich kann die Digitalisierung mit alledem zugleich dazu beitragen, die Dekarbonisierung kostengünstiger zu gestalten²⁰, so wie dies oft bei Energieeffizienz-Ansätzen der Fall ist.

Der Einsatz digitaler Technologien im Sinne des Klimaschutzes stößt freilich auf praktische Hindernisse und immanente Grenzen. Hier zeigt sich, dass die vorhandenen Möglichkeiten oft aufgrund der Eigentumsverhältnisse bei Gebäuden, aufgrund unzureichender Informationen sowie aufgrund der langen Investitionszyklen, die mit einer Überholung der verwendeten Technologien einhergehen können, nicht optimal genutzt werden²¹. Zudem ist in Bezug auf die Digitalisierung stets zu beachten, dass die entsprechenden Technologien selbst einen erheblichen Energieverbrauch mit sich bringen und darüber hinaus auch eine hohe Nachfrage nach Ressourcen, wie z. B. seltenen Erden, verursachen²². Daher ist grundsätzlich bei Digi-

talisierung darauf zu achten, dass diese einen positiven Effekt auf die Dekarbonisierung hat²³. Das setzt u. a. voraus, dass die technologischen Ansätze selbst energieeffizient gestaltet und mit erneuerbaren Energien betrieben werden – aufgrund der nicht unendlichen Verfügbarkeit erneuerbarer Energien aber auch, dass der Energieverbrauch (was Suffizienz einschließt) insgesamt begrenzt und die Digitalisierung damit in die aus Klimasicht richtige Richtung gelenkt wird²⁴. Jedwede Digitalisierung der Energie- und hier speziell der Wärmewende muss also mit der 1,5-Grad-Grenze kompatibel bleiben. Dies wird beispielsweise unterlaufen, wenn durch einen Digitalisierungs-Ansatz Rebound-Effekte und (räumliche oder sektorale) Verlagerungseffekte hinsichtlich der Emissionen ausgelöst werden²⁵. Rebound-Effekte können auftreten, wenn z. B. aufgrund geringerer Heizkosten durch die Digitalisierung plötzlich mehr geheizt wird, oder wenn etwa an anderer Stelle ein höherer Energieverbrauch eintritt, weil das eingesparte Geld für andere energieintensive Investitionen ausgegeben wird²⁶. Auch Smart-Home-Anwendungen, die hauptsächlich auf eine Komfortsteigerung für den Bewohner abzielen, legen einen Rebound-Effekt nahe²⁷.

Bisher wird der genaue Bezug von Digitalisierungsmaßnahmen und ihrer rechtlichen Einrahmung zur 1,5-Grad-Grenze unzureichend diskutiert. Zudem wird im Bereich der Nachhaltigkeitsstrategien (auch) bei der Wärmewende der Suffizienz-Ansatz meist nur am Rande zur Kenntnis genommen. Ausgehend davon gilt es nachstehend, die bestehenden gesetzlichen Regelungen auf ihre Eignung bezüglich der Förderung einer 1,5-Grad-kompatiblen Digitalisierung und diesbezüglich von Effizienz, Konsistenz und ggf. Suffizienz zu untersuchen. Im Anschluss werden Vorschläge für eine Optimierung des Rechtsrahmens gemacht. Dabei kann vorliegend auf den Rückgriff auf Versuche²⁸, etwa das „Energieeinsparungspoten-

Trends und ihre Auswirkungen auf Arbeit und Qualifizierung, Düsseldorf 2018, S. 30 ff.; Kiebling/Dotzauer/Baier u. a., FVEE 2018, 60 ff.; vgl. zu last- und zeitvariablen Stromtarifen auch Ekardt/Klinski/Schomerus, Konzept für die Fortentwicklung des deutschen Klimaschutzrechts, Marburg 2015, S. 266 ff.; ausführlich zur Verbrauchsoptimierung durch Smart Metering Haubrich, Energieoptimierendes Verbraucherverhalten durch Smart Metering, Berlin 2017; zur Funktionsweise des Stromnetzes und mit Begründung für Änderungen an der Netzgestaltung beim Zubau von erneuerbaren Energien Keck, Smart Grid – Rechtsfragen eines intelligenten Energieversorgungssystems, Berlin 2018, S. 14 f.

- 16 Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 E. VI. 4; Ekardt, Sustainability, S. 279 f.; Keck, Smart Grid, S. 13 f., zur Definition von Smart Grids S. 21 f.; Weiss/Oswald, Smart Grid = Connected Grid – Kommunikationstechnologien als Grundlage des Smart Grid, München 2017, S. 8 ff.; Vijayapriya/Kothari, Smart Grid and Renewable Energy 2011, 305 ff.; konkret zu den verschiedenen Akteuren beim Energiehandel im Zusammenhang mit dem Smart Grid Kupferschmidt/Overlack/Schröter u. a., Distributing the surplus – how digitization will help ready Germany's energy sector for the future, Berlin 2018, S. 14 ff.; insbesondere dann, wenn in den Energiehandel weitere Technologien, wie z. B. Blockchain, einbezogen werden sollen, stellen sich eine Reihe datenschutzrechtlicher Probleme.
- 17 Connolly/Lund/Mathiesen, Renewable and Sustainable Energy Reviews 60 (2016), 1634 ff.
- 18 Rath/Ekardt/Gätsch, ZNER 2021, 242; Rath/Ekardt, ZNER 2021, 12 ff.; Lyons, Digitalization, S. 14.
- 19 Siemens, Digital twin – driving business value throughout the building life cycle, Zug 2018; ausführlich zum BIM Ashcraft, Construction Lawyer, Volume 28, Number 3, 2008, 5 ff.
- 20 Lyons, Digitalization, S. 6.
- 21 Birk, Digital Roadmap for District Heating and Cooling, 2020, S. 17, abrufbar unter: https://www.iea-4e.org/wp-content/uploads/publications/2019/01/09h_-_digital_roadmap_for_district_heating_and_cooling.pdf (01.03.2022); Lyons, Digitalization, S. 6 f.
- 22 Quetglas/Ortega, Digitalization with Decarbonisation, Madrid 2021; Gensch/Prakash/Hilbert, in: Osburg/Lohrmann (Hrsg.), Sustainability in a Digital World, Berlin 2017, S. 117, 118 ff.; Faure/Gottschling/Fahl u. a., Hot Energy Topic 2016, 13 ff.; zum Problem des Ressourcenverbrauchs Sühlmann-Faul/Rammler, Digitalisierung und Nachhaltigkeit – Nachhaltigkeitsdefizite der Digitalisierung auf ökologi-

scher, ökonomischer, politischer und sozialer Ebene. Handlungsempfehlungen und Wege einer erhöhten Nachhaltigkeit durch Werkzeuge der Digitalisierung, 2018; Arnold/Fischer, Chemnitz Economic Papers, No. 031, 2019, 1 ff.

- 23 Lyons, Digitalization, S. 14, 27.
- 24 Wissenschaftlicher Dienst des Bundestages, Digitalization and Sustainability – Position Paper, Berlin 2019, abrufbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/661354/dce89_ff49c521484865178897947e318/positions-papier-Digitalisierung-und-Nachhaltigkeit-data.pdf (01.03.2022); Brüggemann, Digitalisierung und Klimaschutz im Spannungsfeld: Warum eine nachhaltige Ausrichtung der Digitalisierung wichtig ist, 2021, abrufbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Dowload-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2021/Fokus-Nr.-341-August-2021-Klimaschutz_Digitalisierung.pdf (01.02.2022).
- 25 Garske/Bau/Ekardt, Sustainability 2021, 4652; Sanguinetti/Karlin/Ford u. a., Energy Efficiency 11 (2018), 1897 ff.; Lyons, Digitalization, S. 27; ausführlich zu den Steuerungsproblemen der Nachhaltigkeitspolitik Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 D. IV.; Ekardt, Sustainability, S. 243 ff.
- 26 Ein besonders eindrucksvolles Beispiel ist die Verwendung von Blockchains, welche z. B. in Smart Grids eingesetzt werden sollen (ein Anwendungsbeispiel wird entworfen bei Mengelkamp/Notheisen/Beer u. a., Computer Science – Research and Development 33 (2018), 207 ff.). Diese sind extrem energieintensiv und geeignet, die gewonnene Energieersparnis zunichtezumachen, vgl. z. B. Krause/Tolaymat, Nature Sustainability 1 (2018), 711 ff.
- 27 Vgl. dazu verschiedene Schätzungen unter unterschiedlichen Prämissen in unterschiedlichen Gebieten House Of Commons, Evidence Check: Smart Metering of Electricity and Gas, Sixth Report of Session 2016–2017, London 2016, S. 18 ff.; Sanguinetti/Karlin/Ford u. a., Energy Efficiency 11 (2018), 1897 ff.; Lyons, Digitalization, S. 28; zu ähnlichen Problemen in der Agrar-Digitalisierung Garske/Bau/Ekardt, Sustainability 2021, 4652.
- 28 Fraunhofer ISI, Study on Energy Saving Scenarios, Karlsruhe 2019; Lyons, Digitalization, S. 27; ein weiteres Szenario findet sich bei Schramm et al., Optimizing the control of energy use in technical building systems – why energy and climate policies should fill regulatory gaps, eceee Summer Study, 2017, abrufbar unter: https://www.eceee.org/library/conference_proceedings/eceee_Summer_Studies/2017/6-buildings-policies-directives-and-programmes/optimizing-the-control-of-energy-use-in-technical-building-systems-why-energy-a

zial“ von Digitalisierungs-Optionen auf eine bündige Zahl zu bringen, verzichtet werden. Derartige Einschätzungen sind ohnehin eher mit Vorsicht zu genießen, hängen sie doch von sehr zahlreichen (meist nicht einmal transparenten) Annahmen über die Wechselwirkungen verschiedener Faktoren und über das eingesetzte politisch-rechtliche Instrumentarium ab²⁹.

C. Bestandsaufnahme des rechtlichen Steuerungsrahmens

I. Europäische Ebene

Dass die Digitalisierung eine relevante Strategie zur Erreichung der Klimaschutzziele aus dem Paris-Abkommen darstellen kann, erkennt die EU im Rahmen verschiedener Mitteilungen an. In der Mitteilung über den Europäischen Green Deal wird die Digitalisierung in renovierten Gebäuden explizit zu einem Ziel erklärt³⁰. Auch im digitalen Kompass für das Jahr 2030 weist die Kommission darauf hin, dass die Digitalisierung auch in Gebäuden wesentlich zur Erreichung der Emissionsminderungsziele aus dem Maßnahmenpaket „Fit for 55“ beitragen kann (das für die Einhaltung der 1,5-Grad-Grenze in die richtige Richtung weist, allerdings noch nicht ausreicht hinsichtlich eines zeitnahen fossilen Phasing-Out sowie einer stark zu reduzierenden Nutztierhaltung)³¹. Zudem existieren bereits auf EU-Ebene zahlreiche Richtlinien und Verordnungen, die sich ganz oder teilweise mit der Thematik der Digitalisierung befassen, einige davon gebäudespezifisch. Zu nennen sind hier allen voran die Gebäudeeffizienzrichtlinie sowie die Energieeffizienzrichtlinie, die nachstehend genauer analysiert werden. In diesem Bereich spielt auch der Datenschutz, konkret die Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) eine Rolle, die immer dann relevant wird, wenn personenbezogene Daten bei einer Datenverarbeitung betroffen sind³².

1. Gebäudeeffizienzrichtlinie

Spezifische Vorgaben für den Gebäudesektor macht die Gebäudeeffizienzrichtlinie (EPBD)³³. Die EPBD enthält unter anderem Vorgaben für gebäudetechnische Systeme, welche unter anderem die Gebäudeautomatisierung und -steuerung betreffen (vgl. Art. 2 Nr. 3 EPBD). Ein solches System für die Gebäudeautomatisierung und -steuerung ist in Art. 2 Nr. 3a EPBD legaldefiniert als ein System, das sämtliche Produkte, Software und Engineering-Leistungen umfasst, mit denen ein energieeffizienter, wirtschaftlicher und sicherer Betrieb gebäudetechnischer Systeme durch automatische Steuerungen sowie durch die Erleichterung des manuellen Managements dieser gebäudetechnischen Systeme

nd-climate-policies-should-fill-regulatory-gaps/ (01.03.2022); mit einer weiteren Analyse zur Gebäudeautomation Beucker/Hinterholzer, CO₂-Minderungspotentiale im Wohngebäudesektor durch Gebäudeautomation, Berlin 2019; mit ausführlicher Betrachtung einzelner Smart-Home-Technologien Quack/Liu/Gröger, Smart Home – Energieverbrauch und Einsparpotenzial der intelligenten Geräte, Freiburg/Berlin 2019; ebenfalls nur von einem geringen Treibhausgasminderungspotenzial ausgehend Frondel, List Forum 2021, 405 (409 ff.); eine kürzlich erschienene Studie des UBA kommt unter Betrachtung bestimmter Anwendungsbeispiele auf ein noch geringeres Potenzial, vgl. Gähns/Blum/Dunkelberg u. a., Potenziale der Digitalisierung für die Minderung von Treibhausgasemissionen im Energiebereich, Dessau-Roßlau 2021.

29 Näher dazu Wieding/Stubenrauch/Ekardt, Sustainability 2020, 8858.

30 KOM (2019) 640 final vom 11.12.2019, S. 11; diese Mitteilungen haben keine rechtlich bindende Wirkung.

31 KOM (2021) 118 final vom 09.03.2021, S. 3; die Mitteilung zum Maßnahmenpaket „Fit for 55“ findet sich unter KOM (2021) 550 final vom 14.07.2021; zu den Kritikpunkten Ekardt/Heß, NVwZ 2021, 1421 ff.; Weishaupt/Ekardt/Garske u. a., Sustainability 2020, 2053.

32 Mit einem Überblick über den weiteren Maßnahmenrahmen der EU Europäische Kommission, European Construction Sector Observatory – Digitalization in the Construction Sector, 2021.

33 Richtlinie 2010/31/EU des europäischen Parlaments und des Rates vom 19.05.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden in der Fassung vom 30.05.2018.

me unterstützt werden kann. Aufgrund Art. 2a EPBD sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, jeweils nationale Renovierungsstrategien vorzulegen, welche unter anderem einen Überblick über die nationalen Initiativen zur Förderung intelligenter Technologien geben müssen (vgl. Art. 2a Abs. 1f EPBD)³⁴.

In Art. 8 Abs. 1 EPBD werden die Mitgliedstaaten ferner verpflichtet, zur optimalen Energienutzung Systemanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz, die ordnungsgemäße Installation und angemessene Dimensionierung, Einstellung und Steuerung der gebäudetechnischen Systeme festzulegen, die in bestehenden Gebäuden eingebaut werden. Neue Gebäude müssen, sofern technisch und wirtschaftlich realisierbar, mit selbstregulierenden Einrichtungen zur separaten Regelung der Temperatur in jedem Raum oder, sofern gerechtfertigt, in einem bestimmten beheizten Bereich des Gebäudeteils ausgestattet werden. In bestehenden Gebäuden ist die Installation solcher selbstregulierenden Einrichtungen bei einem Austausch des Wärmeerzeugers, sofern technisch und wirtschaftlich realisierbar, vorgeschrieben³⁵. Das Maßnahmenpaket „Fit for 55“ sieht unter anderem eine Neufassung der EPBD vor³⁶. In dieser im Dezember 2021 von der Kommission vorgestellten vorgeschlagenen Neufassung ist eine umfassende Änderung des Art. 8 EPBD vorgesehen (in der vorgeschlagenen Neufassung siehe Art. 11). Die zur optimalen Energienutzung vorgesehenen Systemanforderungen an die Gesamtenergieeffizienz, die ordnungsgemäße Installation und angemessene Dimensionierung, Einstellung und Steuerung der gebäudetechnischen Systeme sollen nach diesem Vorschlag nun auch für neue Gebäude gelten. In Zukunft soll beim Einbau eines gebäudetechnischen Systems grundsätzlich dessen Energieeffizienz bewertet werden. Eine neue und ausführliche Regelung soll bezüglich des Datenaustausches aus den gebäudetechnischen Systemen eingefügt werden (vgl. Art. 14 des Vorschlages zur Neufassung der EPBD). Umsetzungsmaßnahmen diesbezüglich sind von der Kommission zu erlassen. Gemäß Art. 19 des Vorschlags zur Neufassung der Richtlinie sollen die Mitgliedstaaten außerdem nationale Datenbanken zur Energieeffizienz von Gebäuden schaffen. Generell soll die Neufassung der EPBD zu der Erreichung der Ziele der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) und der Energieeffizienzrichtlinie (EED) beitragen³⁷.

2. Energieeffizienzrichtlinie

Auch diese beiden Richtlinien (RED und EED) sehen einer Novellierung aufgrund des Maßnahmenpakets „Fit for 55“ entgegen. In der Neufassung der EED 2018 finden sich in Art. 9b und c Anforderungen an Zähler zur Erfassung des Energieverbrauchs im Rahmen der Wärmeerzeugung. Gemäß Art. 9 c EED 2018 müssen installierte Zähler und Heizkostenverteiler bereits seit dem 25.10.2020 fernablesbar sein. Für bereits installierte Zähler und Heizkostenverteiler gilt dies ab dem 01.01.2027, wenn diese noch nicht fernablesbar sind. Damit wird für die Mitgliedstaaten eine Pflicht zur Installation von intelligenten Messsystemen, also Smart Metern (digitale Stromzähler in Verbindung mit einem Smart-Meter-Gateway als Kommunikationseinheit), eingeführt³⁸. Auch in diesem

34 Vergleiche hierzu auch KOM (2020) 662 final vom 14.10.2020.

35 Zur Relevanz des Merkmals „wirtschaftlich“ im Rahmen von klimaschutzbetreffenden Abwägungsentscheidungen ausführlich am Beispiel der Wärmewende Ekardt/Rath, ZNER 2022, Heft 4. Zur Verbreitung dieses Abwägungskriteriums auch im Bauplanungsrecht und im Energieeinsparrecht im Gebäudesektor außerdem Rath/Ekardt, ZNER 2021, 12 ff. Angesichts der des BVerfG-Klimabeschlusses vom 24.03.2021 dürfte hier in Zukunft eine andere Gewichtung des Eigentumsrechts in der Abwägung womöglich sogar zwingend sein.

36 KOM (2021) 550 final vom 14.07.2021, S. 12; ergänzend zu dem „Smart Readiness Indicator“ für Gebäude im Rahmen der geplanten Novellierung Jope, EWERK 2021, 267 (273).

37 KOM (2021) 550 final vom 14.07.2021, S. 4.

38 BMWi, Smart Meter und digitale Stromzähler – Eine sichere, digitale Infrastruktur für die Energiewende, Berlin 2020, S. 3.

Rahmen gilt wiederum die Voraussetzung der Kosteneffizienz, womit erneut der Klimaschutz in ein Abwägungsverhältnis mit dem Eigentumsrecht aus Art. 14 GG bzw. Art. 17 EuGRG gestellt wird. Darüber hinaus enthalten bereits die Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG (dritte Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas) Vorschriften über die Einführung intelligenter Messsysteme durch die Mitgliedstaaten im Bereich Strom und Gas. Der Unterschied zwischen beiden Regelungen ist, dass sich die Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG im Wesentlichen auf Strom und Gas beziehen, während die betreffenden Vorschriften in der EED sich auf Wasser und Wärme beziehen. So soll eine umfassende Digitalisierung des Zählerwesens erreicht werden.

II. Nationale Ebene

1. Gebäudeenergiegesetz und langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung

Die EBPD in ihrer bisherigen Fassung wurde auf der nationalen Ebene im Rahmen des Energieeinspargesetzes (EnEG), der Energieeinsparverordnung (EnEV) sowie des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG) umgesetzt. Nachdem die EPBD 2018 neugefasst wurde, wurden die betreffenden Gesetze auf nationaler Ebene im Gebäudeenergiegesetz (GEG) zusammengefasst, welches zum 01.11.2020 in Kraft trat³⁹. In Bezug auf die Digitalisierung enthält das GEG Vorschriften, die zu einer Befreiung von energetischen Inspektionen führen, wenn das betreffende Gebäude mit einem System für Gebäudeautomation und -regelung ausgestattet ist, welches den Energieverbrauch des Gebäudes sowie Effizienzverluste von gebäudetechnischen Systemen analysieren und im Falle von Effizienzverlusten die zuständige Person informieren kann (vgl. § 74 Abs. 3 GEG). In Anlagen 1 und 2 macht das GEG Aussagen über die Systemanforderungen für Gebäudeautomation (DIN-Vorschriften).

Im August 2020 wurde darüber hinaus die nach Art. 2a EPBD 2018 erforderliche nationale Renovierungsstrategie veröffentlicht⁴⁰. Diese nimmt an, dass im Gebäudebereich die Digitalisierung in zwei Bereichen von Bedeutung ist: erstens im Rahmen der Planungs-, Bau-, Betriebs- und Instandhaltungsphase von Gebäuden durch das Building Information Modeling (BIM), zweitens im Rahmen des Betriebs durch Mess-, Regel- und Steuertechnik⁴¹. Hier kann insbesondere der Energieverbrauch durch smarte Systeme gemeldet und optimiert werden. Bezüglich des BIM kann die Energieeffizienz von Baumaterialien optimiert und dokumentiert werden, um so den Umstieg auf eine Kreislaufwirtschaft zu unterstützen⁴². Die Bundesregierung erkennt, dass Digitalisierung mit zusätzlichem Energieverbrauch verbunden sein kann, die Energieeinsparpotenziale also zwingend auch ausgeschöpft werden müssen, wenn die Digitalisierung einen positiven Effekt auf die Wärmewende im Gebäudesektor haben soll⁴³. Die Renovierungsstrategie gibt außerdem einen Überblick über die Förderprogramme auch im digitalen Bereich, die sich hauptsächlich auf die Innovation und Förderung intelligenter Mess- und Regelungssysteme beziehen⁴⁴.

39 Ausführlich zum GEG Jope, EWERK 2020, 153; Held, Versorgungswirtschaft 2020, 269 ff.; Leymann, ZUR 2020, 666; mit Ausführungen zur Wärmewende Rath/Ekardt, ZNER 2021, 12 ff.

40 BMWi, Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung, Berlin 2020.

41 BMWi, Langfristige Renovierungsstrategie, S. 71 f.

42 Hierzu informativ die VDI Richtlinien der Reihe 2552, abrufbar unter: https://www.vdi.de/richtlinien/seite?tx_vdiguidelines_guidelinelist%5Bfilter%5D%5BsearchTerm%5D=2552&Hash=f4723696fdc8149df978e1c99bb434f0#c31 (03.01.2022).

43 BMWi, Langfristige Renovierungsstrategie, S. 71 f.; Brüggemann, Digitalisierung und Klimaschutz im Spannungsfeld.

44 BMWi, Langfristige Renovierungsstrategie, S. 76 ff.

2. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

Auf Basis der dritten Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas führte das (seinerzeit so bezeichnete) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine Kosten-Nutzen-Analyse für den Rollout von intelligenten Messsystemen durch⁴⁵, dessen Ergebnis im Jahr 2016 das Inkrafttreten des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende war⁴⁶. Durch dieses wird neben einigen Änderungen bestehender Gesetze das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) eingeführt, welches am 02.09.2016 in Kraft trat⁴⁷. Die Vorschriften zu intelligenten Messsystemen der EED wurden auf nationaler Ebene durch die Heizkostenänderungsverordnung aus dem Jahr 2021 umgesetzt. Grundsätzlich gilt, dass Messstellenbetreiber Messstellen, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist (vgl. §§ 30, 31 MsbG), dann mit intelligenten Messsystemen auszustatten, wenn bei Letztverbrauchern ein Jahresverbrauch von 6.000 kW/h oder bei Anlagenbetreibung eine installierte Leistung von über 7 Kilowatt vorliegt (vgl. § 29 Abs. 1 MsbG). Nach der geänderten Heizkostenverordnung, die auf das MsbG verweist und auf Basis des § 6 Abs. 1 Nr. 1 GEG erlassen wurde, gilt die Anforderung der Fernablesbarkeit für neuinstallierte Zähler ab Inkrafttreten der geänderten Verordnung ab dem 01.12.2021. Bereits installierte Zähler müssen bis Ende 2026 nachgerüstet oder ersetzt werden. Ziel ist hierbei in Umsetzung der EED, dass Verbraucher zukünftig besser über ihr Verbrauchsverhalten informiert werden sollen, um dieses optimieren zu können⁴⁸. Grundsätzlich ist die Digitalisierung des Messbetriebs außerdem Voraussetzung, um einen bilateralen und flexiblen Betrieb von Netzen zu gewährleisten, die immer mehr aus (im Falle von Wind und Sonne volatilen) erneuerbaren Energien gespeist werden⁴⁹.

3. Exkurs: Datenschutzrechtliche Aspekte insbesondere im Zusammenhang mit Smart Metern, DSGVO und MsbG

Besondere Herausforderungen bereitet im Rahmen der Digitalisierung generell das Datenschutzrecht⁵⁰. Dies gilt insbesondere dann, wenn personenbezogene Daten von einer Datenverarbeitung betroffen sind. Denn dann sind die Vorschriften der EU-Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) einzuhalten, die seit 2018 in Kraft ist und als Verordnung unmittelbar in den Mitgliedsstaaten gilt⁵¹. Bei den vom intelligenten Messsystem aufgezeichneten Daten handelt es sich um personenbezogene Daten⁵². Gemäß Art. 4 Nr. 1 DSGVO sind dies alle

45 BT-Drs. 18/7555, S. 1 f.; hierzu Kelly, Das intelligente Energiesystem der Zukunft, Baden-Baden 2020, S. 38.

46 BGBl. 2016 Teil I Nr. 43, S. 2034; ausführlich hierzu im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende Lange/Möllnitz, EnWZ 2016, 448 ff.

47 Ursprünglich finden sich Vorgaben zur Einführung intelligenter Messsysteme in der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 (Elektrizitätsrichtlinie).

48 Kaßler, ZWE 2021, 234.

49 Zwanziger, Die Digitalisierung des Messwesens als Voraussetzung zur Integration der erneuerbaren Energien in das Energieversorgungssystem, Baden-Baden 2019, passim; Kaßler, ZWE 2021, 234; Lange, in: Körber/Kühling (Hrsg.), Regulierung – Wettbewerb – Innovation, Baden-Baden 2017, S. 9 f.

50 Ausführlich zum Datenschutzrecht im Rahmen der Digitalisierung des Landwirtschaftssektors Garske/Bau/Ekardt, Sustainability 2021, 4652; zu den datenschutzrechtlichen Herausforderungen beim Smart Metering, allerdings noch vor Inkrafttreten der DSGVO, Haubrich, Energieoptimierendes Verbraucherverhalten; besondere Probleme stellen sich insbesondere dann, wenn z. B. in einen Energiehandel im Rahmen von Smart Grids weitere Technologien wie Blockchain einbezogen werden sollen, beispielhaft dazu Kunde/Kaulartz/Naceur u. a., Blockchain und Datenschutz, Berlin 2017; Finck, Blockchain and the General Data Protection Regulation – Can distributed ledgers be squared with European data protection law?, Brüssel 2019; Schwerin, The Journal of The British Blockchain Association 2018, 1 ff.; Melin, The GDPR Compliance of Blockchain – A qualitative study on regulating innovative technology, Uppsala 2019.

51 Auf die ePrivacy-Verordnung wird im Folgenden nicht näher eingegangen, da diese noch nicht beschlossen ist.

52 Lüdemann/Jürgens/Sengstacken ZNER 2013, 592; Göge/Boers ZNER 2009, 368; vom Wege/Reichwein, in: Sassenberg/Faber, Rechtshandbuch Industrie 4.0 und Internet of Things, 2. Aufl. 2020, § 17 Rn. 54;

Informationen, die sich auf eine identifizierte oder identifizierbare natürliche Person beziehen. Im Wege des Smart Metering werden durch die intelligenten Messsysteme zahlreiche Verbraucherdaten aufgezeichnet, die Rückschlüsse auf den Lebenswandel zulassen. Die Aufzeichnung von Verbrauchsdaten erfolgt zwar auch beim Einsatz herkömmlicher Messsysteme (z. B. des bislang verbreiteten elektromechanischen Ferraris-Zählers). Allerdings erhöhen sich beim Einsatz eines Smart Meters sowohl die Quantität als auch die Qualität der erfassten Daten erheblich⁵³. Denn insbesondere die kurzen Erhebungsintervalle (15-min-Intervall) lassen verstärkt Rückschlüsse auf die Lebensgewohnheiten der jeweiligen Verbraucher in ihrer Wohnung zu⁵⁴. So können etwa durch Kenntnisse über Zustand und Energieeffizienzklasse der Haushaltsgegenstände Rückschlüsse auf die finanziellen Verhältnisse von Verbrauchern gezogen werden. Insbesondere können sogar mithilfe der Zähler einzelne Haushaltsgeräte identifiziert werden, was sehr detaillierte Rückschlüsse auf das jeweilige Nutzerverhalten zulässt⁵⁵. Auch die Daten über die Erzeugungswerte können dem jeweiligen Prosumer zugeordnet werden, wenn im jeweiligen Stromnetz auch Erzeuger mit EE-Anlagen einbezogen sind⁵⁶. Dabei gilt dies sowohl für die Daten, die auf der Entnahmeseite erhoben werden, als auch für diejenigen, die auf der Einspeiseseite anfallen; allerdings sind letztere in ihrer Entstehung tendenziell nicht verhaltensabhängig⁵⁷.

Auf nationaler Ebene regelt den Umgang mit diesen Daten das MsbG grundsätzlich vorrangig vor DSGVO und BDSG. In Teilen ist das Verhältnis von DSGVO und MsbG noch ungeklärt. Dort, wo das MsbG hinter den Anforderungen der DSGVO zurückbleibt, dürfte der Schutzmaßstab der DSGVO anzulegen sein. Für nicht im MsbG geregelte Datenverarbeitungen gilt weiterhin die DSGVO. Gemäß Art. 4 Nr. 2 DSGVO meint Verarbeitung jeden mit oder ohne Hilfe automatisierter Verfahren ausgeführten Vorgang oder jede solche Vorgangsreihe im Zusammenhang mit personenbezogenen Daten wie das Erheben, das Erfassen, die Organisation, das Ordnen, die Speicherung, die Anpassung oder Veränderung, das Auslesen, das Abfragen, die Verwendung, die Offenlegung durch Übermittlung, Verbreitung oder eine andere Form der Bereitstellung, den Abgleich oder die Verknüpfung, die Einschränkung, das Löschen oder die Vernichtung. Der Umfang der erlaubten Datenkommunikation nach dem MsbG ist in Teil 3 des MsbG geregelt (§§ 49–73 MbsG)⁵⁸. Sollen über das MsbG hinaus Daten im Rahmen der Nutzung intelligenter Messsysteme verarbeitet werden, ist die Erfüllung eines Erlaubnistatbestandes nach Art. 6 DSGVO vonnöten.

Insgesamt ist das Vorhandensein eines umfassenden Datenschutzes umso wichtiger, je weiter die Digitalisierung sämtliche Lebensbereiche durchdringt. Hier wird zukünftig auf eine Weiterentwicklung des Datenschutz- und Cybersicherheitsrechts hinzuwirken sein, damit die Potenziale der Digitalisierung

im Einklang mit dem Grundrecht auf den Schutz personenbezogener Daten ausgeschöpft werden können. Dabei erscheint das strukturelle Problem als ungelöst, dass einerseits durch die Digitalisierung die Gefährdungslagen für personenbezogene Daten sprunghaft zunehmen, dass andererseits die Funktionsweise der Digitalisierung *cum grano salis* jedoch auf größerer Zugänglichkeit und Nutzbarkeit von Daten aufgebaut ist.

III. Schlussfolgerungen zur Paris-Konformität der energierechtlichen Digitalisierung

Die gegebene Bestandsaufnahme hat gezeigt, inwiefern der vorgestellte Rechtsrahmen zur Digitalisierung im Gebäudesektor die Dekarbonisierung dieses Bereichs fördert und wo ggf. Anpassungen vorgenommen werden müssen. Wie gesehen erfordert die 1,5-Grad-Grenze aus Art. 2 Abs. 1 PA zeitnah null fossile Brennstoffe (auch) bei der Gebäudewärme und dafür eine strategische Kombination aus Konsistenz, Effizienz und Suffizienz⁵⁹. Bisher bewegen sich die Steuerungsansätze rund um die Dekarbonisierung des Gebäudesektors im Zusammenhang mit der Digitalisierung im Wesentlichen im Bereich der Effizienz. Der Einbau intelligenter Messsysteme zielt insbesondere darauf ab, das Verbrauchsverhalten der Nutzer zu optimieren und damit im Ergebnis für eine effizientere Nutzung der Ressourcen zu sorgen⁶⁰. Dies gilt auch für das Building Information Modeling und insgesamt die Verwendung von Smart Grids. Ein Zusammenhang besteht hierbei zur Konsistenz, da kommunikationsfähige Netze den Einsatz von erneuerbaren Energien, die häufig eine höhere Dezentralität aufweisen als fossile Energien und außerdem eine verstärkte Volatilität mit sich bringen, unterstützen⁶¹. Jedoch wurde auch auf den hohen Energieverbrauch von digitalen Technologien hingewiesen. Ansätze, hier insbesondere Rebound-Effekte zu vermeiden, sind bisher im analysierten Rechtsrahmen nicht erkennbar. Ferner fehlt generell im europäischen und deutschen Energierecht bislang ein konsequenter zeitnaher Ausstiegspfad aus den fossilen Brennstoffen (auch) bei der Gebäudewärme. Damit ist auch kontraproduktiven Digitalisierungen wie umfassend angelegten Smart Homes Tür und Tor geöffnet. Dies lässt sich auch nicht durch Bewusstseinssteigerung allein abwenden, also etwa durch Verbreitung von Faktenwissen über die Klimafolgen bestimmter Wohnformen oder umgekehrt über die ökologischen Chancen bestimmter Effizienzsteigerungen. Ebenso bewirkt es allein auch wenig, wenn durch Digitalisierung den Verbraucher/innen neues Faktenwissen etwa über ihr Verbrauchsverhalten bereitgestellt wird. Denn wie wiederholt dargelegt wurde, ist verhaltenswissenschaftlich der Einfluss von Faktenwissen stark limitiert⁶². Es sind daher weitergehende Steuerungsansätze auf EU- und nationaler Ebene notwendig, um kontraproduktive Digitalisierungsschritte abzuwenden und damit sicherzustellen, dass die Digitalisierung im Gebäudesektor Paris-konform und nicht kontraproduktiv verläuft.⁶³

Wimmer, EnWZ 2020, 387 (389); Bretthauer, EnWZ 2017, 56 (57); außerdem handelt es sich auch um personenbezogene Daten im Sinne des Bundesdatenschutzgesetzes (BDSG).

53 Es fallen grundsätzlich drei wesentliche Arten von Daten an: Messwerte, Netzzustandsdaten und Stammdaten, vgl. Lüdemann/Ortmann/Pokrant, RDV 2016, 125 (127).

54 Greveler/Justus/Löhr, Hintergrund und experimentelle Ergebnisse zum Thema „Smart Meter und Datenschutz“, 2011, S. 1; Karg, DuD 2010, 365 (366); Müller, DuD 2010, 359 (361); Cavoukian/Polonetsky/Wolf, SmartPrivacy for the Smart Grid: Embedding Privacy into the Design of Electricity Conservation, 2009, S. 11; Bretthauer, EnWZ 2017, 56 (57); EnWZ 2020, 387 (389).

55 Greveler/Justus/Löhr, Identifikation von Videoinhalten über granulare Stromverbrauchsdaten, 2012, Kap. 4.1; Müller, DuD 2010, 359 (361).

56 Haubrich, Energieoptimierendes Verbraucherverhalten, S. 80.

57 Haubrich, Energieoptimierendes Verbraucherverhalten, S. 80.

58 Wiesemann, in: Forgó/Helfrich/Schneider, Betrieblicher Datenschutz, 3. Aufl. 2019, Kap. 6 Rn. 14.

59 Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 D. I.; Ekardt, Sustainability, S. 16 ff.; Ekardt/Wieding/Zorn, Sustainability 2018, 2812 ff.; Behrendt/Göll/Korte, Effizienz, Konsistenz, Suffizienz – Strategische analytische Betrachtung für eine Green Economy, Berlin 2018; Heyen/Fischer/Barth u. a., Mehr als nur weniger – Suffizienz: Notwendigkeit und Optionen politischer Gestaltung, Freiburg 2013; Zell-Ziegler/Förster, Mit Suffizienz mehr Klimaschutz modellieren, Berlin 2018 u. v. m.

60 Haubrich, Energieoptimierendes Verbraucherverhalten; BMWi, Smart Meter und digitale Stromzähler; Gährs/Weiss/Bluhm u. a., Erkenntnisse zu Umweltwirkungen von Smart Metern, Berlin 2021, S. 14 f.

61 Doleski/Aichele, in: Doleski/Aichele (Hrsg.), Smart Market – Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt, Wiesbaden 2014, S. 3 ff.; Alipour, ifo schnellendienst 2016, 60 ff.; Keck, Smart Grid, S. 10 ff.

62 Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 A.; Ekardt, Sustainability, S. 228 ff.; Heyl/Ekardt, Journal of Cleaner Production 2021, 129857.

63 Ähnlich wie nachstehend (für den Agrarbereich) Garske/Bau/Ekardt, Sustainability 2021, 4652.

D. Optimierende Steuerungsoptionen

I. Sektorübergreifender Upstream-Emissionshandel mit Border Adjustments

Wie an anderer Stelle bereits ausführlich erörtert, ist der wirksamste Weg zur Einhaltung der Pariser 1,5-Grad-Grenze und für eine zeitnahe Postfossililität sämtlicher Sektoren ein Cap-and-Trade-System für alle Bereiche, in denen Treibhausgasemissionen anfallen (dort auch dazu, warum ein solcher Ansatz Steuerungsprobleme wie Rebound-, Vollzugs- und Verlagerungsprobleme am besten vermeiden kann, warum er verhaltenswissenschaftlich am intelligentesten auf die menschliche Motivationslage reagiert und warum er am besten zu einer freiheitlichen Grundordnung passt)⁶⁴. Damit wird umfassend der Weg zu 100% erneuerbaren Energien, mehr Energieeffizienz und auch mehr Suffizienz beschritten; kontraproduktive Digitalisierungen im Sinne von Rebound-Effekten würden damit wirksam vermieden (ebenso wie bisherige geopolitische Abhängigkeiten). Gleichzeitig werden sinnvolle digitale Steigerungen der Energieeffizienz durch eine solche Reform sehr viel attraktiver als bislang.

Ein solches Cap-and-Trade-System besteht in der EU bereits in Form des europäischen Emissions Trading Scheme (EU-ETS) für bestimmte emissionsintensive Bereiche. Aktuell wird in den Reformvorschlägen die benötigte Erweiterung des bestehenden EU-ETS auf weitere Sektoren, darunter Gebäude und Verkehr, zwar angestrebt, ebenso wie ein schärferes Cap⁶⁵. Voraussetzung für eine erhöhte Wirksamkeit dieses ökonomischen Instruments wäre jedoch zusätzlich die Beseitigung bestehender Schlupflöcher, die Streichung aller Altzertifikate sowie ein noch ehrgeizigeres Cap für Treibhausgasemissionen und eine Flankierung durch einen weiteren ETS für den Bereich der Tierhaltung⁶⁶. Um – ökologisch und ökonomisch nachteilige – Verlagerungseffekte durch die Abwanderung von Produktionszweigen in Länder mit weniger strengen Klimaschutzvorschriften zu verhindern, müsste der ETS außerdem durch einen Border Carbon Adjustment Mechanism begleitet werden⁶⁷, wie es die EU-Kommission nun in der Tat plant⁶⁸. Die Einnahmen aus dem Border Carbon Adjustment Mechanism könnten genutzt werden, um einen sozialen Ausgleich für benachteiligte Gruppen und den Globalen Süden bei der Umsetzung der Energie- und Klimawende zu schaffen, wie dies die EU-Kommission nun auch teilweise andeutet⁶⁹. Ein solcher Ansatz ist nicht ersetzbar durch Deutschlands neues Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), welches in seiner Anwendung bei Ausweitung des EU-ETS in der hier vorgeschlagenen Form obsolet werden dürfte; rein nationale Ansätze können demgegenüber z. B. Verlagerungseffekte kaum vermeiden⁷⁰.

64 Garske/Ekardt, *Environmental Sciences Europe* 2021, 56; Bosnjak, *Ein Emissionshandelssystem der ersten Handelsstufe*, Marburg 2015; Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit*, § 6 E. III.; Ekardt, *Sustainability*, S. 247 ff.

65 KOM (2019) 640 final vom 19.12.2019, S. 5; KOM (2021) 550 final vom 14.07.2021, S. 4.; im Detail zu den EU-Vorschlägen zur Reform des EU-ETS Rath/Ekardt.

66 Weishaupt/Ekardt/Garske u. a., *Sustainability* 2020, 2053; Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit*, § 6 E. V.; Ekardt, *Sustainability*, S. 267 ff.; Garske/Bau/Ekardt, *Sustainability* 2021, 4652.

67 Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit*, § 7 C.; Ekardt, *Sustainability*, S. 283 ff.; Mehling/van Asselt/Das u. a.; *American Journal of International Law* 2019, 433 ff.; Böhringer/Fischer/Rosendahl u. a., *Nature Climate Change* 2022, 22 ff.

68 KOM (2021) 551 final vom 14.07.2021.

69 Schmidt-De Caluwe/Ekardt/Rath, *Soziales Recht* 2022, 11 ff.; Ekardt, *Sustainability*, S. 226, 262 f.; Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit*, § 6 E. III. 2.; nach den aktuellen Vorschlägen der Kommission sollen 25% der Einnahmen aus dem ETS selbst in einen sozialen Klimafonds überführt werden, vgl. KOM (2021) 550 final vom 14.07.2021, S. 6.

70 Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit*, § 6 E. III. 1.; zur geringeren Wirkung von Subventionen respektive Fördermitteln und deren eher punktueller Berechtigung Heyl/Ekardt/Sund u. a., *Land Use Policy*

Ein verstärkter EU-ETS wirkt sich neben sinnvollen Energieeffizienzoptionen – und der Verdrängung weniger sinnvoller Digitalisierungsoptionen – noch an weiteren Stellen aus. Er bringt die Digitalisierung auch im Sinne der Flexibilisierung (als Antwort auf die Volatilität der erneuerbaren Energien) durch Smart Grids voran⁷¹. Natürlich setzt Flexibilisierung speziell im Wärmesektor voraus, dass überhaupt ein ausreichend hoher Anteil an erneuerbaren Energien in das Netz fließt. Hier können sich Elemente eines Teufelskreises ergeben, denn notwendige Begleiterscheinung des Ausbaus erneuerbarer Energien ist der Netzausbau, eben unter Einsatz digitaler Technologien, welche auf die besonderen Anforderungen der erneuerbaren Energien abgestimmt sind. Dennoch ist, und dies gilt grundsätzlich, der Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben, und genau dies bewirkt ein verstärkter EU-ETS. Ferner adressiert ein gestärkter EU-ETS wirksam den Umstand, dass Verbraucher/innen ihr Verhalten nicht allein aufgrund von Fakteninformationen z. B. darüber ändern, dass sie nachts günstiger und mit erneuerbarem Strom ihre Wäsche waschen könnten⁷². Denn die Verknappung der fossilen Brennstoffe und die daraus resultierenden Preissteigerungen adressieren statt nur Faktenwissen weitere menschliche Motivationsfaktoren wie Eigennutzenkalküle, Normalitätsvorstellungen oder Emotionen (etwa Bequemlichkeit, Gewohnheit und Verdrängung)⁷³.

Perspektivisch könnten digitale Technologien im Rahmen von Smart Grids wie aufgezeigt ihr volles klimaschützendes Potenzial entfalten und die Entwicklung von Smart Markets und von Peer-to-Peer-Energiehandel unterstützen⁷⁴. Hier würden nicht nur Effizienzsteigerungen beim einzelnen Verbraucher erreicht, sondern es könnte zwischen den Prosumern ein aktiver Handel mit Energie stattfinden, der seinerseits durch digitale Anwendungen automatisierbar würde⁷⁵. So wäre sichergestellt, dass die erzeugte Energie optimal genutzt wird: In den Fällen, in denen ein Prosumer mehr Energie zur Verfügung hätte, als er selbst verbrauchen möchte, könnte diese über automatisierte Vertragsschlüsse von Handelspartnern in einem Smart Grid anderen Prosumern mit einem höheren Verbrauch und weniger verfügbarer Energie zur Verfügung gestellt werden⁷⁶.

II. Flankierendes Ordnungs-, Wettbewerbs- und Planungsrecht

Zwar würden bei der Einführung eines sektorenübergreifenden ETS mit Border Carbon Adjustment Mechanism zahlreiche flankierende ordnungsrechtliche Maßnahmen tendenziell überflüssig

2022, iE; zu weiteren Aspekten von Steuern und Cap-and-Trade-Systemen Frohn, *CO₂-Emissionshandel vs. CO₂-Steuer*, Potsdam-Babelsberg 2019; näher zum BEHG und seiner Wirkung im Wärmesektor z. B. Berneiser/Burkhardt/Henger u. a., *Maßnahmen und Instrumente für eine ambitionierte, klimafreundliche und sozialverträgliche Wärmewende im Gebäudesektor*, Potsdam 2021, S. 24.

71 Vgl. auch Keck, *Smart Grid*, S. 13 f., zur Definition von Smart Grids S. 21 f.; Weiss/Oswald, *Smart Grid = Connected Grid*, S. 8 ff.; Vijayapriya/Kothari, *Smart Grid and Renewable Energy* 2011, 305 ff.; konkret zu den verschiedenen Akteuren beim Energiehandel im Zusammenhang mit dem Smart Grid Kupferschmidt/Overlack/Schröter u. a., *Distributing the surplus*, S. 14 ff.

72 Heyl/Ekardt, *Journal of Cleaner Production* 2021, 129857; Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit*, § 2 B.; Ekardt, *Sustainability*, S. 68 ff.

73 Ebd.

74 Der Peer-to-Peer-Energiehandel könnte eine weitere Folge der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung sein. Vertiefend zu diesem Begriff Rijkers-Defrasne/von Versen/Malanowski, *Herausforderung Peer-to-Peer-Energiehandel in Deutschland: Potenziale, Herausforderungen und Ausblick*, Working Paper Forschungsförderung, No. 209, Düsseldorf 2021. Smart Markets und der Peer-to-Peer-Energiehandel können einen Beitrag zu der Entstehung von Smart Cities leisten.

75 Vgl. zu Smart Markets Ropenus, *Smart-Market-Design in deutschen Verteilernetzen*, Berlin 2017, S. 46.

76 Zur Rolle des Prosumers Aichele/Schönberger, in: Aichele/Doleski (Hrsg.), *Smart Market – Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*, 283 ff.

sig, z. B. viele ordnungsrechtliche Regularien, Abgaben und Subventionen⁷⁷. Dennoch kann flankierendes Recht sinnvoll sein, z. B. um Hot-Spot-Probleme zu vermeiden oder planerische und wettbewerbsbezogene Folgefragen der Postfossilität anzugehen⁷⁸. Festgestellt wurde, dass zuvörderst ein Stromnetz mit einem flexiblen Lastmanagement wichtige Voraussetzung für den Umstieg auf erneuerbare Energien ist, begleitet von Effizienzmaßnahmen. In diesem Rahmen können technologische Anwendungen ihre volle klimaschützende Wirkung entfalten.

1. GEG und Mietrecht

Das GEG ist bereits seit seinem Inkrafttreten massiver Kritik ausgesetzt, da es die Möglichkeiten, den Klimaschutz im Gebäudesektor zu verbessern, nicht ausschöpft und nicht mit der Erreichung der Klimaschutzziele aus dem Paris-Abkommen in Einklang steht⁷⁹. So entspricht das im Gesetz geregelte Anforderungsniveau an neue Gebäude in etwa dem KfW-70-Effizienzstandard, während bereits jetzt Neubauten optimalerweise nach dem Effizienzstandard KfW-40 konstruiert werden und Bestandsbauten zumindest auf das Level von KfW-55 gebracht werden sollten⁸⁰. Gebäudestandards verlieren durch den verschärften ETS zwar ihre Bedeutung; dennoch kann man, um Fehlinvestitionen zu vermeiden, für Neubauten und für ohnehin laufende Sanierungen die Standards ab sofort noch stärker nachschärfen, um Lock-In-Effekte zu vermeiden⁸¹. Insofern sollte eine Anpassung des Gesetzes in Bezug auf das Niedrigstenergiegebäude unter Beachtung eines KfW-Effizienzstandards erfolgen, welcher dem Klimaschutzziel aus Art. 2 Abs. 1 PA gerecht wird⁸². Demgegenüber ist eine Bestandsbauten-Sanierungspflicht neben einem strengen ETS wenig naheliegend⁸³. Die vorgeschlagenen Änderungen am GEG wie schon am ETS hätten absehbar den Effekt, dass mehr EE-Anlagen zur Wärmeerzeugung genutzt würden, was wiederum den Ausbau von Smart Grids anregt.

Ferner hat – mit mittelbarer Digitalisierungs-Relevanz – in puncto Wärmewende das Vermieter-Mieter-Dilemma einen häufig hemmenden Einfluss, da erstens Vermietende Modernisierungskosten nur begrenzt auf Mietende umlegen können⁸⁴, während es diese sind, die von diesen Modernisierungen aufgrund sinkender Betriebskosten am ehesten profitieren,

wobei sich dieser Vorteil für Mietende bei EE-Maßnahmen eventuell nur gering oder gar nicht niederschlägt⁸⁵. Dieses Umlegen der Investitionskosten findet außerdem seine Grenze in der Vorschrift des § 558 BGB. Andernorts wurde indes aufgezeigt, dass das Investor-Nutzer-Dilemma strukturell durch einen ambitionierten ETS gerade überwindbar erscheint, weil damit ein allseitiges Interesse an raschen Sanierungen entsteht und zugleich der Übergang zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz erzwungen wird⁸⁶, der wie gesehen auch die Digitalisierung in die richtige Richtung lenkt. Sofern daraus regionalspezifische soziale Härten entstehen, etwa in einigen Großstädten, kann jenseits der Klimapolitik die Diskussion über Mietpreisbremsen weiter geführt werden⁸⁷. Für schichten-spezifische Härten bietet wiederum die Kombination von ETS und moderaten sozialrechtlichen Reformen Lösungen, die andernorts aufgezeigt wurden⁸⁸.

2. Rechtsrahmen für digitalen Energiehandel

Die digitale Revolution bietet – wie stellenweise bereits gezeigt – unzählige Möglichkeiten im Rahmen der Energiewende. In Bezug auf Smart Markets und insbesondere den angesprochenen Peer-to-Peer-Energiehandel, der bei zunehmender Elektrifizierung der Wärmeproduktion auch für den Gebäudesektor einen wichtigen Beitrag etwa zur Versorgungssicherheit, zur optimalen Ausschöpfung vorhandener Effizienzpotenziale und im Rahmen der Dezentralität und Volatilität erneuerbarer Energien leisten kann⁸⁹, gibt es jedoch bisher zahlreiche rechtliche Unsicherheiten bei der konkreten Ausgestaltung des Handels. Auch wenn dieser Beitrag sich nicht vornehmlich mit datenschutzrechtlichen Fragestellungen befasst, wird angeregt, dass zeitnah eine gesetzliche Klärung rechtlicher Unklarheiten erfolgt. Dies bezieht sich insbesondere darauf, dass der Peer-to-Peer-Energiehandel häufig im Rahmen virtueller Kraftwerke ausgestaltet wird, wobei verschiedene Prosumer Strom aus dezentralen Anlagen in das Netz einspeisen⁹⁰. Häufig wird der Energiehandel in diesen Fällen über die Blockchain-Technologie auszugestalten versucht. Die Anwendung dieser Technologie birgt zahlreiche Fallstricke, insbesondere in Bezug auf den Datenschutz, z. B. in Bezug auf das Recht auf Löschung nach Art. 17 DSGVO⁹¹. Daneben ist nicht

77 Ausführlich zu Subventionen und ihren Chancen und Grenzen unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten Heyl/Ekardt/Sund u. a., Land Use Policy 2022 (im Erscheinen); Ekardt, Sustainability, S. 240 f.; Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 E. IV. 3.

78 Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 E. V.-VI.; Ekardt, Sustainability, S. 274 ff.; Ekardt/Klinski/Schomerus, Konzept für die Fortentwicklung des deutschen Klimaschutzrechts, S. 101 ff.; Hennig, Nachhaltige Landnutzung und Bioenergie; Garske/Ekardt, Environmental Sciences Europe 2021, 56.

79 Rath/Ekardt, ZNER 2021, 12 ff.; BUND, Stellungnahme zum Referentenentwurf des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) vom 23.1.2017, Berlin 2017.

80 Bürger/Keymeier/Klinski, Entwurf eines Gesetzes zur Vereinheitlichung des Energieeinsparerechts für Gebäude, Freiburg 2020; DUH, Stellungnahme der Deutschen Umwelthilfe zum Entwurf der „Energieeffizienzstrategie 2050 der Bundesregierung“ (EffSTRA), Berlin, 2019; BUND, Eckpunktepapier zur nachhaltigen Wärmeversorgung, Berlin 2020.

81 Engelman/Köhler/Meyer u. a., Systemische Herausforderung der Wärmewende, Dessau-Roßlau 2020, S. 99 ff.; Bürger/Braungardt/Maaß u. a., Agenda Wärmewende 2021, Freiburg/Hamburg 2021, S. 39; Berneiser/Burkhardt/Henger u. a., Maßnahmen und Instrumente.

82 Berneiser/Burkhardt/Henger u. a., Maßnahmen und Instrumente, S. 27; Bürger/Keymeier/Klinski, Entwurf eines Gesetzes zur Vereinheitlichung des Energieeinsparerechts für Gebäude; Bürger/Braungardt/Maaß u. a., Agenda Wärmewende 2021, S. 39 ff.

83 Mit ausführlichen und konkreten Vorschlägen diesbezüglich Bürger/Braungardt/Maaß u. a., Agenda Wärmewende 2021, S. 40; Ekardt/Klinski/Schomerus, Konzept für die Fortentwicklung des deutschen Klimaschutzrechts, S. 329 ff.; zu den Fragen von Art. 14 GG siehe (unter Bezug auch auf BVerfG, Beschl. v. 24.03.2021 – 1 BvR 2656/18, juris) Ekardt/Rath, ZNER 2022, Heft 4.

84 Insgesamt 8%, vgl. § 559 BGB. Vor der Gesetzesänderung im Jahr 2019 waren es 11%.

85 Birk/Capretti/de Beaufort, Digital Roadmap, S. 6; Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 E. VI. 1.; Berneiser/Burkhardt/Henger u. a., Maßnahmen und Instrumente, S. 28 f.; ausführlich dazu, wie energetische Sanierungen sich zeitnah auch für Mietende rentieren können Schumacher/Noka, Sozialverträgliche Wärmewende in Berlin, Berlin 2021.

86 Vgl. Ekardt, Theorie der Nachhaltigkeit, § 6 E. VI. 1.

87 Zur Kritik des MietenWoG Bln, welches aus anderen Gründen für verfassungswidrig erklärt wurde (vgl. BVerfG, Beschl. v. 25.02.2021 – 2 BvF 1/20 u. a., juris), aus klimaschutzrechtlichen Erwägungen wegen Befürchtung eines Sanierungsstopps vgl. Rath/Ekardt, ZNER 2021, 12 (20 ff.); Bickert, ZfR 2020, 321 (328 f.); dass sozialrechtliche Regelungen in eine Wechselwirkung mit energierechtlichen Maßnahmen treten, zeigt sich etwa auch beim Wohngeld, wo bei der Festlegung der Höchstbeträge nicht nach der Energieeffizienz unterschieden wird, so dass Mieterhöhungen nach energetischen Modernisierungsmaßnahmen nicht voll bezuschusst werden, vgl. Berneiser/Burkhardt/Henger u. a., Maßnahmen und Instrumente, S. 28. Auch dies könnte man ändern.

88 Vgl. dazu näher Schmidt-De Caluwe/Ekardt/Rath, Soziales Recht 2022, 11 ff.

89 Rijkers-Defrasne/von Versen/Malanowski, Herausforderung Peer-to-Peer-Energiehandel in Deutschland; aus einer spieltheoretischen Perspektive hierzu Zhang/Wu/Zhou u. a., Applied Energy 2018, 1 ff.

90 Rijkers-Defrasne/von Versen/Malanowski, Herausforderung Peer-to-Peer-Energiehandel in Deutschland.

91 Ausführlich hierzu Fietze/Papke/Wimmer, Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains, Würzburg 2020, S. 71 ff.; insgesamt zur Notwendigkeit eines Rechtsrahmens für Blockchain European Union Blockchain Observatory and Forum, Regulatory Framework of Blockchain and Smart Contracts, 2019, abrufbar unter: https://www.eublockchaininfo.rum.eu/sites/default/files/reports/report_legal_v1.0.pdf (01.03.2022); des Weiteren zur Blockchain im deutschen Strommarkt Scholtka/Martin, RdE 2017, 113 ff.

zu vergessen, dass diese Technologie extrem energieintensiv ist und ergo nach weniger energieintensiven Alternativen geforscht werden sollte⁹². Aber auch die Rechtsnatur von sogenannten Smart Contracts ist weitgehend ungeklärt⁹³. Auch aus Sicht des Energiewirtschaftsrechts birgt die Ausgestaltung dieses Handels zahlreiche Probleme⁹⁴. Wenn das Potenzial zur Flexibilisierung unserer Wärme- bzw. allgemein Energieversorgung ausgeschöpft werden soll, muss weitergehend als bislang Rechtsklarheit geschaffen werden.

3. Kommunale Wärmeplanung, Ökodesign und weitere Rechtsbereiche

Ein weitgehend von der bisher beschriebenen Anwendung von digitalen Technologien zur Umsetzung der Sektorkopplung bzw. zum Umgang mit Dezentralität und Volatilität erneuerbarer Energien unabhängiger, in seiner Ausgestaltung jedoch ebenfalls durch digitale Anwendungen unterstützbarer Ansatz wäre eine Verpflichtung der Kommunen zur Aufstellung von Wärmeplänen sinnvoll sein. Hierbei wird die jeweilige Wärmeversorgungssituation analysiert, wobei Rücksicht auf besondere Voraussetzungen in den jeweiligen Quartieren genommen werden kann⁹⁵. Die jeweiligen Versorgungsquellen (Nah- und Fernwärme, Abwärme oder Wärmeversorgung über Sektorkopplung) können hierbei mit in die Aufstellung von Wärmeplänen einbezogen werden, ebenso wie das Verhältnis von ggf. unter Denkmalschutz stehenden Bestandsbauten und Neubauten⁹⁶. Sodann kann eine auf die jeweiligen Verhältnisse konkret abgestimmte Wärmeplanung entwickelt werden, umso den größtmöglichen Treibhausgas-Einsparungseffekt zu erzielen. Die Wärmeplanung könnte optional über ein digitales Wärmekataster-Portal erfolgen⁹⁷. Dass planerische Vorgaben auf kommunaler Ebene einen ETS sinnvoll ergänzen, wurde andernorts aufgezeigt, weil sie den durch das ökonomische Instrument aufgebauten Preisdruck sinnvoll in konkretes Handeln übersetzen.⁹⁸

Auch Anpassungen bzw. strengere Vorgaben in der Ökodesign-Richtlinie (2009/125/EG) sowie des deren Vorgaben umsetzenden Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz (EVPG) für digitale Anwendungen können diskutiert werden⁹⁹. Alle ergriffenen Maßnahmen sind grundsätzlich außerdem auf den durch sie entstehenden Vollzugsaufwand in Verwaltung und Unternehmen hin zu überprüfen. Dieser kann durch die Einführung des oben beschriebenen umfassenden ETS minimiert werden. Zahlreiche ordnungsrechtliche Maßnahmen ha-

ben hier eine schlechtere Verwaltungsbilanz im Vergleich mit dem ETS.

E. Fazit

Digitale Technologien können einen Beitrag zur Wärmewende leisten. So kann durch sie der Dezentralität und Volatilität der erneuerbaren Energien Rechnung getragen und so auch ein Beitrag zur Sektorkopplung erbracht werden. Nötig ist allerdings ein energieeffizienter Einsatz, ein Rückgriff auf erneuerbare Energien und ein suffizientes Vermeiden bestimmter Anwendungen, legt man die rechtsverbindliche Pariser 1,5-Grad-Grenze zugrunde. Der europäische sowie der nationale Rechtsrahmen sehen bereits einige Vorschriften vor, die sich mit dem Einsatz digitaler Technologien im Wärmesektor befassen. Dies erfordert eine Fortschreibung des Rechtsrahmens nicht nur durch Spezialvorschriften, sondern generell durch eine beschleunigte Postfossilität. Mit diesen Maßgaben kann der Einsatz digitaler Technologien im Wärmesektor notwendigen Entwicklungen aus Klimaperspektive Vorschub leisten.

92 Krause/Tolaymat, *Nature Sustainability* 1 (2018), 711 ff.

93 Bundesnetzagentur, *Die Blockchain-Technologie – Potenziale und Herausforderungen in den Netzsektoren Energie und Telekommunikation*, Bonn 2019, S. 23; Kirli/Couraud/Robu u. a., *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022, 112013; zu zivilrechtlichen Herausforderungen Fietze/Papke/Wimmer, *Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen*, S. 62 ff.; mit einem Vorschlag Chantrel/Surmann/Erge/Thomsen, *Electricity* 2021, 471 ff.

94 Bundesnetzagentur, *Die Blockchain-Technologie*, S. 27 ff.; des Weiteren zu dieser und anderen rechtlichen Fragestellungen Wunderlich/Saive/Kessler u. a., in: Fill/Meier (Hrsg.), *Blockchain Grundlagen, Anwendungsszenarien und Nutzungspotenziale*, Wiesbaden 2020, S. 289 ff.

95 Beispielhaft für die Umsetzung des Quartiersgedankens ist das oben bereits genannte Projekt „Wärmewende in der kommunalen Energieversorgung (KoWa)“, welches durch das BMWi finanziert wird.

96 Berneiser/Burkhardt/Henger u. a., *Maßnahmen und Instrumente*, S. 36; Bürger/Braungardt/Maaß u. a., *Agenda Wärmewende 2021*, S. 21 ff.; VKU, *Kommunale Wärmewende – die Lösung liegt vor Ort*, Berlin 2018, S. 26 f.; Ekardt/Klinski/Schomerus, *Konzept für die Fortentwicklung des deutschen Klimaschutzrechts*, S. 413 ff.; Rath/Ekardt, *ZNER* 2021, 12 ff.

97 Ludwig, *gis.Business* 2021, 16 ff.

98 Vgl. Ekardt, *Theorie der Nachhaltigkeit*, § 6 E. VI.

99 Berneiser/Burkhardt/Henger u. a., *Maßnahmen und Instrumente*, S. 37.

Rechtsanwalt und Dipl. Forstw. (Univ.) *Jens Vollprecht*, Berlin/Rechtsreferendar *Paul Schwarz*, Berlin*

Die Neufassungen der Biomassestrom- und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung mit besonderem Blick auf Altholz

Am 8.12.2021 sind die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)¹ und die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung² in Kraft getreten, welche die BioSt-NachV vom

23.07.2009 (BGBl. I S. 2174) bzw. die Biokraft-NachV vom 30.09.2009 (BGBl. I S. 3182) ersetzen. Die Neufassung der BioSt-NachV kann nach ihrem § 55 bereits ab dem 1.1.2022 beim Einsatz fester und gasförmiger Biomasse gravierende Auswirkungen auf die finanzielle Förderung nach dem EEG haben. Für flüssige Biomasse enthielt schon die alte BioSt-NachV³ ähnliche Anforderungen; die neuen Vorgaben

* Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 336.

1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2.12.2021 (BGBl. I S. 5126), abrufbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/biost-nachv_2021/BioSt-NachV.pdf; vgl. dazu auch *Pompl*, REE 2022, 1.

2 Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2.12.2021 (BGBl. I S. 5126, 5143), abrufbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/biokraft-nachv_2021/Biokraft-NachV.pdf.

3 Vgl. zur Urfassung: *Vollprecht*, IR 2010, 28.

sind insoweit allerdings schon ab dem 8.12.2021 zu beachten. Die neugefasste Biokraft-NachV sieht Nachhaltigkeits- und Nachweispflichten für das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen vor, die sich ganz erheblich auf die Wirtschaftlichkeit der Herstellung von Biokraftstoffen auswirken können. Dieser Beitrag soll einen Überblick über die Verordnungen mit ihren wesentlichen Neuerungen und Änderungen verschaffen und insbesondere auf Fragen beim Einsatz von Altholz eingehen.

A. Allgemeines

Die Neufassungen der BioSt-NachV und der Biokraft-NachV setzen die unionsrechtlichen Vorgaben aus Art. 29 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)⁴ (fast) 1:1 um. Die Umsetzung hätte bereits bis zum 30.6.2021 erfolgen müssen. Dies erklärt auch die kurze Zeit zwischen Verkündung der umfassenden Neuregelungen im Bundesgesetzblatt und deren Inkrafttreten. Beide Verordnungen weisen deutliche Parallelen auf, die auf den gemeinsamen Ursprung in der RED II zurückzuführen sind. Es handelt sich freilich nicht um einen vollständigen Gleichlauf, sodass die jeweiligen Besonderheiten und kleinen Abweichungen besonderes Augenmerk verdienen.

I. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Durch die BioSt-NachV werden gemäß § 1 Nr. 1 und 2 BioSt-NachV Nachhaltigkeitsanforderungen an die zur Erzeugung von Strom eingesetzten gasförmigen Biomasse-Brennstoffe in Anlagen mit einer installierten Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr (dies entspricht einer elektrischen Leistung ab ca. 500 kW) bzw. festen Biomasse-Brennstoffe in Anlagen mit einer installierten Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW oder mehr (dies entspricht einer elektrischen Leistung ab ca. 5 MW) statuiert. Für die zur Erzeugung von Strom eingesetzten flüssigen Biobrennstoffe soll nach § 1 Nr. 3 BioSt-NachV die Verordnung ebenso gelten, hier ist aber keine Untergrenze bezüglich der installierten Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage vorgegeben.

In den Definitionen der „Biomasse-Brennstoffe“ und der „flüssigen Biobrennstoffe“ in § 2 Abs. 7 bzw. Abs. 11 BioSt-NachV wird jeweils auf Substanzen abgestellt, die aus „Biomasse“ hergestellt werden. Der Begriff der Biomasse wird in § 2 Abs. 6 BioSt-NachV bestimmt als Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV) in der für die Anlage nach den Vorgaben des EEG jeweils anzuwendenden Fassung. Damit werden auch Anlagen von der BioSt-NachV erfasst, deren Einsatzstoffe nach einer „alten“ Fassung der BiomasseV als Biomasse einzustufen sind. Dies kann beispielsweise bereits Altholzanlagen betreffen.⁵

In der Zusammenschau der Vorgaben zeigt sich, dass neben Neuanlagen auch schon bestehende Anlagen von der Verordnung betroffen sein können.⁶

Bei der Bestimmung der Gesamtfeuerungswärmeleistung ist aufgrund der Bezugnahme in § 1 Nrn. 2 und 3 BioSt-NachV auf die Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 und 12 EEG 2021 abzustellen. Die „Verklammerungsregeln“ des § 24 Abs. 1 EEG 2021 bleiben außer Betracht. Sog. Satelliten-BHKW, die über eine „lange“ Biogasleitung versorgt werden und daher u. a. mit Blick auf den Inbetriebnahmezeitpunkt und den Förderzeitraum ein „Eigenleben“ führen, werden also auch im Hinblick

auf die Nachhaltigkeitsanforderungen insoweit eigenständig betrachtet.

Zudem ist die BioSt-NachV gem. § 1 Nr. 4 anzuwenden auf den nach dem EEG aus flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen erzeugten Strom. Betrachtet man den bloßen Wortlaut dieser Regelung, so könnte man zu dem Ergebnis kommen, dass ohne Rücksicht auf die Gesamtfeuerungswärmeleistung der Anlage jeglicher Strom, der nach dem EEG aus Biomasse-Brennstoffen und flüssigen Biobrennstoffen erzeugt wird, dem Anwendungsbereich der BioSt-NachV unterfällt. Jedoch kann dies aus systematischen Gründen so nicht gemeint sein, denn eine Festlegung von Leistungsschwellen in § 1 Nr. 2 und 3 BioSt-NachV wäre dann überflüssig gewesen.

Der zugrundeliegende Mechanismus ist denkbar einfach: So bestimmt § 3 Abs. 1 BioSt-NachV, dass der Anspruch auf Zahlung für Strom aus Biomasse nach dem EEG nur dann besteht, wenn die Anforderungen der §§ 3-6 BioSt-NachV eingehalten werden. Der Bezug auf den „Strom“ – und nicht auf die „Anlage“ wie z. B. in § 19 Abs. 1 EEG 2021 – macht deutlich, dass der Anspruch auf finanzielle Förderung nach dem EEG nicht komplett entfällt, wenn die eingesetzte Biomasse nur zum Teil die Anforderungen nach der BioSt-NachV erfüllt.⁷ Mit den Vorgaben aus der BioSt-NachV werden die bestehenden Kategorien für Biomasse nicht verändert: Es bleibt mit Blick auf den Anwendungsbereich des EEG bei dem weiten Begriff der Biomasse nach dessen § 3 Nr. 21 lit. e und bezüglich der finanziellen Förderung bei den engen Begriffen der Biomasse (Biomasse i. S. d. BiomasseV, nachwachsende Rohstoffe i. S. d. Anlage 2 zum EEG 2009, Einsatzstoffe i. S. d. EEG 2012). Biomasse, welche unter weiten, aber nicht den engen Begriff fällt, wird als „sonstige Biomasse“ bezeichnet. Denn bei den jeweiligen Definitionen wird nicht auf die BioSt-NachV Bezug genommen. Insoweit handelt es sich bei den Vorgaben aus der BioSt-NachV letztlich „nur“ um eine weitere Voraussetzung für die finanzielle Förderung für Strom aus Biomasse. Wenn also beispielsweise ausschließlich nachwachsende Rohstoffe eingesetzt und die weiteren Anforderungen der Anlage 2 zum EEG 2009 erfüllt werden, die Anforderungen an die BioSt-NachV jedoch nicht erfüllt werden, können in diesem Zeitraum weder die Grundvergütung noch der Nawaro-Bonus nach dem EEG 2009 beansprucht werden. Allerdings kann auch der Nawaro-Bonus später wieder in Anspruch genommen werden, wenn die Anforderungen der BioSt-NachV erfüllt werden. Dem steht Nummer VII. Anlage 2 zum EEG 2009 nicht entgegen. Denn dort wird auf *die* Voraussetzungen – also die Voraussetzungen der Nummer I. Anlage 2 zum EEG 2009 – Bezug genommen und diese Voraussetzungen waren in dem gebildeten Beispiel auch während des Verstoßes gegen die Vorgaben der BioSt-NachV erfüllt. Auf die BioSt-NachV wird in Nummer I. Anlage 2 zum EEG 2009 nicht Bezug genommen. In der Praxis wird auch diskutiert, ob bei einem Verstoß gegen die BioSt-NachV die Anforderungen des § 20 Nr. 3 lit. a EEG 2021 nicht erfüllt werden. Dies hätte bei strenger Sichtweise zur Folge, dass für Strom aus allen Anlagen, der in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis eingestellt wurde, die Marktprämie entfällt, wenn der Strom aus nur einer Biomasseanlage die Anforderungen der BioSt-NachV nicht erfüllt. Wie oben ausgeführt handelt es sich auch bei einem Verstoß gegen die BioSt-NachV um Biomasse im weiten Sinn und damit um Strom aus erneuerbaren Energien. Wird dieser Strom der Veräußerungsform der Marktprämie zugeordnet – und dies reicht insoweit aus – sind die Voraussetzungen des § 20 Nr. 3 lit. a

4 Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.4.2009, abrufbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>; vgl. dazu Vollprecht/Lehner/Kather, ZUR 2020, 204.

5 Vgl. z. B. § 66 Abs. 2 EEG 2012.

6 So auch Pompl, REE 2022, 4.

7 So zur „alten“ BioSt-NachV wohl auch BGH, Urt. v. 12.10.2016, Az. VIII ZR 141/15 – Rn. 24 ff., abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/BGH_161012_VIII_ZR_141-15.pdf.

EEG erfüllt und die oben geschilderten Rechtsfolgen treten daher nicht ein.

Den größten Teil der BioSt-NachV betreffen die Regeln zu den Nachweisen in den §§ 7–43 BioSt-NachV über die Einhaltung der Nachhaltigkeitsvoraussetzungen. Das vorgesehene Nachweissystem regelt die Nachhaltigkeitsnachweise, die Zertifikate für die beteiligten Akteure und die Arbeit der entsprechenden Zertifizierungsstellen.

Das gesamte Nachweissystem wird von der zuständigen Behörde in einem Register BioStrom festgehalten (§§ 44–46 BioSt-NachV). Diesbezüglich sehen die §§ 47–53 BioSt-NachV Regeln zur Datenverarbeitung und zum behördlichen Verfahren vor.

Den Abschluss bilden die §§ 54, 55 BioSt-NachV, mit denen Falschangaben im Rahmen des Nachweissystems als Ordnungswidrigkeit qualifiziert und erfreulich einfach gehaltene – aber sehr kurze – Übergangsbestimmungen aufgestellt werden.

II. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung

Die Biokraft-NachV stellt Nachhaltigkeitsanforderungen auf, die beim Inverkehrbringen von Biokraftstoffen beachtet werden müssen, damit diese auf die Pflicht zur Minderung der Treibhausgasemissionen aus dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) angerechnet werden können.

Für den Begriff der Biomasse verweist die Biokraft-NachV – ebenso wie die BioSt-NachV – auf die BiomasseV. Sie weitet den Begriff jedoch durch Einbeziehung tierischer Fette und Öle aus. Diese Erweiterung beruht auf dem BImSchG, auf das sich die Biokraft-NachV bezieht, welches sowohl Biomasse im Sinne der BiomasseV als auch tierische Fette und Öle als Ausgangsstoffe für Biokraftstoffe anerkennt. Im Gegensatz zur BioSt-NachV sind keine Sonderregeln zur anwendbaren Fassung der BiomasseV vorgesehen, es wird lediglich auf die „BiomasseV“ verwiesen. Insoweit spricht viel dafür, dass die jeweils geltende Fassung heranzuziehen ist.

Parallel zur BioSt-NachV sind die Regelungen zum Nachweissystem ausgestaltet, mit dem die materiellen Nachhaltigkeitsanforderungen verifiziert werden, sowie die Regelungen zur Registerführung, zur Datenverarbeitung, zur Berichterstattung, zum behördlichen Verfahren und zu den Ordnungswidrigkeiten. In diesen Teilen unterscheiden sich die Verordnungen bis auf wenige Details nicht voneinander, lediglich die Übergangsvorschriften fehlen in der Biokraft-NachV.

B. Materielle Voraussetzungen an die Nachhaltigkeit

Das inhaltliche „Herzstück“ der BioSt-NachV und der Biokraft-NachV sind die materiellen Voraussetzungen an die Nachhaltigkeit in den jeweiligen §§ 3–6 der Verordnungen. Gem. § 1 Nr. 1–4 BioSt-NachV sind diese Anforderungen grundsätzlich anwendbar auf die zur Erzeugung von Strom eingesetzten festen und gasförmigen Biomasse-Brennstoffe und flüssigen Biobrennstoffe, sowie den daraus erzeugten Strom. Hierin liegt eine erste wesentliche Änderung gegenüber der vorherigen Fassung der BioSt-NachV. Denn diese erfasste nur flüssige Biomasse. Der Anwendungsbereich ist damit deutlich größer geworden.

Die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biokraft-NachV sind auf alle Biokraftstoffe anwendbar, die auf die Pflicht zur Minderung der Treibhausgasemissionen aus § 37a Abs. 1 S. 1, 2 i. V. m. Abs. 4 BImSchG angerechnet werden sollen. Insofern gibt es keine Änderung zur Vorgängerfassung. Die zugrundeliegende Pflicht aus § 37a BImSchG wurde schon zum

1.1.2021 aktualisiert und sieht eine stufenweise Reduktion der Treibhausgasemissionen um 25 Prozent bis 2030 vor.

Verkürzt gesagt müssen im Anwendungsbereich beider Verordnungen die Anforderungen an die Herkunft der Biomasse und an die Treibhausgaseinsparung kumulativ erfüllt werden. Bei der BioSt-NachV kommt die Registrierung im Marktstammdatenregister hinzu.

I. Herkunft

Die BioSt-NachV und die Biokraft-NachV differenzieren nach der Herkunft der Biomasse: Für Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft gelten gem. § 3 Abs. 1 Nr. 1 BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV die zusätzlichen Anforderungen des jeweiligen § 4 (Landwirtschaft) und des jeweiligen § 5 (Forstwirtschaft). Die Paragraphen bestimmen gleichlautend für beide Verordnungen, von welchen Flächen die Biomasse nicht entnommen werden darf.

Flächen, von denen keine landwirtschaftliche Biomasse für die Energieerzeugung gewonnen werden darf, sind unter anderem kontinuierlich bewaldete Flächen, Grünland mit großer biologischer Vielfalt, Feuchtgebiete, Torfmoore und ausgewiesene Naturschutzflächen. Für den rechtlichen Status der Flächen gilt nach § 4 Abs. 6 BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV der 01.08.2008 als Stichtag, d. h. es ist zu prüfen, ob die Fläche zu diesem Zeitpunkt oder später einen entsprechenden Status aufwies bzw. noch aufweist. Sofern keine hinreichenden Daten vorliegen, mit denen die Erfüllung der Anforderungen für diesen Tag nachgewiesen werden kann, ist – so die Vorschriften weiter – als Referenzzeitpunkt ein anderer Tag im Januar 2008 zu wählen.

Forstwirtschaftliche Biomasse darf u. a. nicht in Feuchtgebieten, Torfmooren oder ausgewiesenen Naturschutzflächen gewonnen werden. Es werden aber auch allgemeine Anforderungen aufgestellt, wie beispielsweise das Erfordernis einer nachhaltigen Walderneuerung auf den Ernteflächen und die Pflicht zur Vermeidung von Beeinträchtigungen wie Bodenverdichtungen. Vergleichbare Anforderungen an den Schutz von Flächen mit hohem Wert für die biologische Vielfalt fanden sich schon in der Vorgängerfassung, die Regelungen wurden aber an die Vorgaben in der RED II angepasst.

Liegen die Voraussetzungen des § 3 Abs. 4 BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV vor, müssen die Anforderungen an die Herkunft nicht erfüllt werden. Dies betrifft flüssige Biobrennstoffe, Biomasse-Brennstoffe und Biokraftstoffe, die aus Abfällen oder aus Reststoffen hergestellt worden sind, es sei denn, diese stammen aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen. Dies gilt auch, wenn die Abfälle und Reststoffe vor ihrer Weiterverarbeitung zu flüssigen Biobrennstoffen, Biomasse-Brennstoffen bzw. Biokraftstoff zu einem anderen Produkt verarbeitet worden sind.⁸

II. Treibhausgaseinsparung

Hinsichtlich der Vorgaben zur Treibhausgaseinsparung muss zwischen den beiden Verordnungen unterschieden werden.

1. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

In § 3 Abs. 1 Nr. 2 und Nr. 3 BioSt-NachV wird eine Differenzierung zwischen flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen vorgenommen. Für beide Fälle werden jeweils zeitlich gestaffelte Mindeststandards für die Treibhausgaseinsparung im Vergleich zur Verwendung fossiler Brennstoffe statuiert. Dafür wird auf die Inbetriebnahme der sog. „letzten Schnittstelle“ abgestellt.

⁸ Siehe dazu eingehend unter E.

Unter einer „Schnittstelle“ versteht die BioSt-NachV gem. § 2 Abs. 29 die Betriebe, die Biomasse zum Zweck des Weiterhandels erstmals aufnehmen, oder welche die Biomasse be- und verarbeiten. Darauf aufbauend sind letzte Schnittstellen nach § 2 Abs. 21 BioSt-NachV diejenigen Schnittstellen, die entweder aus Biomasse-Brennstoffen Strom erzeugen – also die Anlagenbetreibenden – oder welche die flüssigen Biobrennstoffe auf die zur Stromerzeugung erforderliche Qualitätsstufe bringen.

Der Begriff der Inbetriebnahme stellt einen kleinen „Fallstrick“ dar. Denn es gilt nicht der Inbetriebnahmebegriff des EEG, sondern es wird in § 6 Abs. 1 bzw. Abs. 2 BioSt-NachV auf den Zeitpunkt der erstmaligen Produktion von flüssigen Biobrennstoffen bzw. von Strom aus Biomasse-Brennstoffen abgestellt. Im Fall der Umstellung einer Anlage von fossilen Brennstoffen auf gasförmige bzw. feste Biomasse kann dies zu einem Auseinanderfallen der Inbetriebnahme nach dem EEG und der Inbetriebnahme nach der BioSt-NachV führen. Denn wenn für die Anlage beispielsweise § 3 Nr. 5 EEG 2012 anzuwenden ist, ist bei einer Umstellung von fossilen auf erneuerbare Energien die Inbetriebnahme im Sinne des EEG der Zeitpunkt der erstmaligen Stromerzeugung mit fossilen Brennstoffen, während nach der BioSt-NachV der Zeitpunkt der Umstellung auf den Betrieb mit gasförmigen bzw. festen Biomassen als Inbetriebnahmezeitpunkt einzustufen ist.⁹

§ 3 Abs. 1 Nr. 2 und 3 BioSt-NachV bestimmen, dass für flüssige Biobrennstoffe § 6 Abs. 1 BioSt-NachV und für Biomasse-Brennstoffe § 6 Abs. 2 BioSt-NachV gilt.

§ 6 Abs. 1 BioSt-NachV statuiert in den Nummern 1-3 folgende Mindestwerte mit Blick auf die Inbetriebnahme der letzten Schnittstelle, die den flüssigen Biobrennstoff produziert hat:

- Inbetriebnahme vor dem oder am 5.10.2015: mindestens 50%
- Inbetriebnahme vom 6.10.2015 bis 31.12.2020: mindestens 60%
- Inbetriebnahme am oder nach dem 1.1.2021: mindestens 65%

§ 6 Abs. 2 BioSt-NachV statuiert ebenso Mindestwerte, stellt aber auf die Inbetriebnahme der letzten Schnittstelle ab, die den Strom aus Biomasse-Brennstoffen erzeugt hat:

- Inbetriebnahme vom 1.1.2021 bis 31.12.2025: mindestens 70%
- Inbetriebnahme am oder nach dem 1.1.2026: mindestens 80%

Die vorstehenden Mindestwerte der Treibhausgaseinsparung wurden gegenüber der vorherigen Fassung der Verordnung ausgeweitet und um die besonders strengen Vorgaben zu Biomasse-Brennstoffen erweitert. Sie machen einige Berechnungen und die Erstellung einer Bilanz der emittierten Treibhausgase erforderlich. In § 6 Abs. 3 BioSt-NachV sind dafür mehrere Methoden vorgesehen, für die auf die Anhänge V und VI der RED II verwiesen wird.

Die Vorgaben zur Treibhausgaseinsparung gelten nach § 3 Abs. 5 BioSt-NachV nicht für aus festen Siedlungsabfällen hergestellten Strom.

2. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung

Auch hier werden die Anforderungen in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme der letzten Schnittstelle gestaffelt. Mit Blick auf die Begrifflichkeiten kann im Wesentlichen auf die Ausführungen zur BioSt-NachV verwiesen werden. Ein etwas anderer Ansatz ergibt sich jedoch bei der „letzten Schnittstelle“. Nach § 2 Nr. 23 der Verordnung handelt es sich hier um die Schnittstellen, welche die Biomasse auf die erforderliche Qua-

litätsstufe für den Einsatz als Biokraftstoff aufbereiten oder die aus der eingesetzten Biomasse Biokraftstoffe herstellen.

Nach § 6 Abs. 1 Biokraft-NachV müssen die in Verkehr gebrachten Biokraftstoffe in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme der letzten Schnittstelle folgende Treibhausgaseinsparung vorweisen:

- Inbetriebnahme vor dem oder am 5.10.2015: mindestens 50%
- Inbetriebnahme vom 6.10.2015 bis 31.12.2020: mindestens 60%
- Inbetriebnahme am oder nach dem 01.01.2021: mindestens 65%

III. Registrierung Marktstammdatenregister

Zudem müssen die Betreibenden von Anlagen, in denen flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe zum Einsatz kommen, gem. § 3 Abs. 1 Nr. 4 BioSt-NachV die jeweiligen Anlagen im Marktstammdatenregister registrieren.

Mangels eines Anknüpfungspunktes für eine solche Registrierung entfällt diese Voraussetzung im Rahmen der Biokraft-NachV.

C. Nachweispflichten

Die Nachweispflichten sind in den §§ 7-43 BioSt-NachV bzw. §§ 7-41 Biokraft-NachV geregelt und machen mit Blick auf den Regelungsumfang den größten Teil der beiden Verordnungen aus. Dieser Regelungsbereich unterteilt sich jeweils in allgemeine Regelungen sowie Regelungen zu den Nachhaltigkeitsnachweisen, den Zertifikaten und den Zertifizierungsstellen.

Mit Blick auf die Zahlung nach den Bestimmungen für Strom aus Biomasse des EEG in der für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung können nach § 8 BioSt-NachV weitere Nachweise darüber, dass die Anforderungen nach § 3 Abs. 1 BioSt-NachV erfüllt sind, nicht verlangt werden. Dies schafft für die ohnehin schon komplizierten Förderregelungen des EEG ein Stück Rechtssicherheit.

Das Nachweissystem baut auf § 7 BioSt-NachV bzw. Biokraft-NachV auf:

Nach § 7 Abs. 1 der Verordnungen muss die Einhaltung der Anforderungen nach § 3 Abs. 1, also der materiellen Nachhaltigkeitsanforderungen (Herkunft, Treibhausgaseinsparung), und im Falle der BioSt-NachV der Registrierung im Marktstammdatenregister, nachgewiesen werden. Für die materiellen Nachhaltigkeitsanforderungen muss der Nachweis durch Übermittlung eines elektronischen Nachhaltigkeitsnachweises nach § 10 BioSt-NachV bzw. § 8 Biokraft-NachV erbracht werden. Die Ausstellung der Nachhaltigkeitsnachweise erfolgt gem. § 14 Abs. 2 BioSt-NachV bzw. § 12 Abs. 2 Biokraft-NachV in der Datenbank der zuständigen Behörde; dabei handelt es sich derzeit um die Web-basierte Datenbank „Nabisy“.

Zusätzlich zu den Nachhaltigkeitsnachweisen trifft die BioSt-NachV zwei Regelungen, die Besonderheiten der Stromerzeugung betreffen: Zum einen bedarf es zum Nachweis der nach § 7 Abs. 1 Nr. 2 BioSt-NachV erforderlichen Registrierung der Vorlage einer behördlichen Bestätigung der Registrierung bzw. deren Beantragung nach der Marktstammdatenregisterverordnung. Zum anderen müssen Anlagenbetreiber beim Einsatz von flüssigem Biobrennstoff als Anfahr-, Zünd- oder Stützfeuererzeugung gegenüber dem Netzbetreiber gem. § 7 Abs. 2 BioSt-NachV den Stromanteil aus flüssiger Biomasse durch Vorlage einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachweisen.

⁹ So auch *Pompl*, REE 2022, 4.

Anlagenbetreiber müssen gem. § 9 BioSt-NachV Kopien der Nachhaltigkeitsnachweise und der Einsatzstofftagebücher, die sie dem Netzbetreiber für die Nachweisführung vorlegen, unverzüglich auch an die zuständige Behörde elektronisch übermitteln.

Die Nachweise der Biokraft-NachV müssen stattdessen gemäß § 7 Biokraft-NachV (nur) gegenüber der Biokraftstoffquotenstelle erbracht werden. Die Biokraftstoffquotenstelle ist nach § 3 Nr. 7 Biokraft-NachV die zuständige Stelle im Sinne des § 37d Abs. 1 S. 1 BImSchG.

Nach § 10 BioSt-NachV bzw. § 8 Biokraft-NachV gibt es mehrere Möglichkeiten die erforderlichen Nachhaltigkeitsnachweise zu erbringen: Grundsätzlich sind die letzten Schnittstellen gemäß § 11 BioSt-NachV bzw. § 9 Biokraft-NachV unter Einhaltung bestimmter Voraussetzungen zur Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen berufen, es werden aber nach §§ 16, 17 BioSt-NachV bzw. §§ 14, 15 Biokraft-NachV auch Nachweise nach der Biokraft-NachV bzw. der BioSt-NachV und Nachweise aus anderen EU-Mitgliedstaaten akzeptiert. § 18 BioSt-NachV und § 16 Biokraft-NachV ermöglichen das Ausstellen von Teilnachweisen. Zusätzlich werden auch Nachweise gem. § 14 der alten Fassung der BioSt-NachV bzw. der Biokraft-NachV anerkannt, soweit sie vor Inkrafttreten der Neufassung ausgestellt wurden.

Damit letzte Schnittstellen Nachhaltigkeitszertifikate ausstellen können, müssen sie und die ihnen vorgelagerten Schnittstellen gemäß § 11 Abs. 1 Nr. 1, 2 BioSt-NachV bzw. § 9 Abs. 1 Nr. 1, 2 Biokraft-NachV zertifiziert sein. Die Anforderungen an die Zertifikate und die Anerkennung von neuen Zertifizierungsstellen sind in den §§ 20 ff. BioSt-NachV und §§ 18 ff. Biokraft-NachV geregelt. Bisher gibt es unter anderem die Zertifizierungssysteme REDCert und SURE, mit Hilfe derer Zertifizierungsstellen anerkannt werden können, die dann Auditoren zur Durchführung der eigentlichen Zertifizierung autorisieren.

Eine Besonderheit der BioSt-NachV für Anlagenbetreiber ist folgende in § 3 Abs. 1 Sätze 2-5 BioSt-NachV enthaltene Übergangsvorschrift: Danach besteht der Anspruch auf Zahlung nach dem EEG im Fall der Biomasse-Brennstoffe sowie der dazu verarbeiteten Biomasse auch ohne Vorliegen des Nachweises über die Erfüllung der Anforderungen nach den §§ 4 bis 6 BioSt-NachV, soweit und solange der Nachweis über die Erfüllung dieser Anforderungen ausschließlich deshalb nicht erbracht werden kann, weil der Nachweisverpflichtete mangels anerkannter Zertifizierungssysteme oder mangels Verfügbarkeit zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen nach der BioSt-NachV daran gehindert war, entsprechende Nachweise vorzulegen, längstens mit Ablauf des 30.6.2022. Über das Vorliegen der Voraussetzungen – so die Übergangsvorschrift weiter – ist ein Nachweis in Form einer Eigenerklärung durch den Anlagenbetreiber bei der zuständigen Behörde vorzulegen. Dazu erstellt die zuständige Behörde ein entsprechendes Muster und veröffentlicht es auf ihrer Internetseite. Die zuständige Behörde dokumentiert die eingereichten Eigenerklärungen und prüft diese auf Plausibilität.

Die Biokraft-NachV sieht keine entsprechende Übergangsvorschrift vor. Eine Übergangsvorschrift ist hier auch nicht erforderlich. Denn schon die Vorgängerfassungen der Biokraft-NachV sahen entsprechende Zertifizierungen vor und der Anwendungsbereich der Verordnung ist verglichen mit den Vorgängerfassungen nicht stark angewachsen: Bereits 2010 wurden von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung mehrere Zertifizierungssysteme anerkannt. Dementsprechend stellt sich die Frage nach dem Umgang mit fehlenden Zertifizierungssystemen und Auditoren im Kontext der Biokraft-NachV nicht.

Für die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen ist es außerdem erforderlich, dass die Herkunft der Biomasse kontinuierlich in einem Massenbilanzsystem nach § 12 BioSt-NachV bzw. § 10 Biokraft-NachV nachgewiesen wird. Auf diesem Weg soll die lückenlose Rückverfolgbarkeit der Biomasse von der Gewinnung bis zur letzten Schnittstelle sichergestellt werden. Die Massenbilanzierung wird ebenfalls vom Auditor geprüft.

D. Register Biostrom bzw. Biokraftstoffe und behördliche Arbeit

Das gesamte vorgenannte System wird gemäß § 44 BioSt-NachV von der zuständigen Behörde im sog. Register Biostrom bzw. nach § 42 Biokraft-NachV im Register Biokraftstoffe gesammelt. Bei der zuständigen Behörde handelt es sich nach § 50 BioSt-NachV bzw. § 47 Biokraft-NachV um die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, die Fachaufsicht liegt beim Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.

Zum Zweck der Registerführung können Abgleiche u. a. mit dem Marktstammdatenregister und dem Register der jeweils anderen Verordnung vorgenommen werden. Soweit Verstöße gegen die Mitteilungspflicht nach § 9 BioSt-NachV, Widersprüche zwischen den angegebenen und abgeglichenen Daten oder sonstige Zweifel an Nachweisen, Zertifikaten oder der Richtigkeit von enthaltenen Tatsachen erkannt werden, ist die zuständige Behörde nach § 46 BioSt-NachV zur Mitteilung gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet.

Darüber hinaus hat die zuständige Behörde nach § 47 BioSt-NachV auch Auskunftsrechte gegenüber Anlagenbetreibern, Zertifizierungsstellen, Schnittstellen, Lieferanten und Zertifizierungssystemen, um ihre Aufgaben nach der BioSt-NachV zu erfüllen, die Durchführung zu überwachen und die Berichtspflichten Deutschlands gegenüber der EU zu erfüllen. In § 44 der Biokraft-NachV sind Auskunftsrechte zusätzlich gegenüber den Nachweispflichtigen, den Hauptzollämtern und der Biokraftstoffquotenstelle vorgesehen. Eine Berichtspflicht besteht entsprechend des § 48 BioSt-NachV bzw. § 45 Biokraft-NachV zusätzlich gegenüber der Bundesregierung.

E. Anforderungen an Altholz in der Praxis

Altholzanlagen stellen in der Praxis einen wichtigen Anwendungsfall im Bereich der festen Biomasse dar. Denn Altholz wird seit jeher als Energieträger verwendet und fällt in der Holzwirtschaft vielfach in erheblichen Mengen an. Aus dem Zusammenspiel der verschiedenen Rechtsakte, die sich mit Abfällen und Biomasse beschäftigen, ergeben sich in der Praxis verschiedene Fragen bezüglich der konkret anwendbaren Nachhaltigkeitsanforderungen und der entsprechenden Nachweise. Auf diese Fragen soll im Folgenden eingegangen werden.

I. Materielle Nachhaltigkeitsanforderungen für Altholz

Altholz wird regelmäßig zur Erzeugung von Strom eingesetzt. Biokraftstoffe werden daraus meist nicht hergestellt, da mit der Verarbeitung der dafür schwer zugänglichen Zellulose ein besonders großer Aufwand einhergeht. Folglich können sich Nachhaltigkeitsanforderungen vor allem aus der BioSt-NachV ergeben. Aufgrund der parallelen Ausgestaltung der BioSt-NachV und der Biokraft-NachV unterscheiden sich die Nachhaltigkeitsanforderungen aber ohnehin kaum.

Wie bereits gezeigt ist der Anwendungsbereich der BioSt-NachV u. a. eröffnet, wenn feste Biomasse-Brennstoffe in Anlagen nach § 3 Abs. 1 EEG 2021 mit einer Gesamteuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW verwendet werden. Für den Begriff der festen Biomasse-Brennstoffe bestimmt § 2 Abs. 9 BioSt-NachV, dass es sich um Brennstoffe handelt, die aus Biomasse hergestellt wurden und die bei Eintritt in den Brenn- oder Feuerraum fest sind. Letzteres ist beim Verfeuern von Altholz erfüllt.

Damit kommt es maßgeblich darauf an, ob das Altholz als Biomasse eingestuft werden kann. Hierfür stellt § 2 Abs. 6 BioSt-NachV – wie erläutert – auf die BiomasseV in der nach dem EEG für die Anlage maßgeblichen Fassung ab. Es muss folglich in einem ersten Schritt herausgefunden werden, welche EEG-Fassung für die jeweilige Anlage gilt, um dann in einem zweiten Schritt die richtige Fassung der BiomasseV zu bestimmen. Diese Vorgehensweise ist insbesondere mit Blick auf Altholz erforderlich, denn Altholz war unter älteren BiomasseV-Fassungen noch umfassend von deren § 2 erfasst, ist es seit der ab dem 1.1.2012 geltenden Fassung aber mit Ausnahme von Industrierestholz nicht mehr: Konkret bestimmt § 2 Abs. 3 Nr. 1 der BiomasseV (in allen Fassungen vor dem 1.1.2012), dass „*Altholz, bestehend aus Gebrauchtholz [...] oder Industrierestholz [...], das als Abfall anfällt, sofern nicht Satz 2 entgegensteht oder das Altholz gemäß § 3 Nr. 4 von der Anerkennung als Biomasse ausgeschlossen ist*“ als Biomasse im Sinne der BiomasseV gilt. Nach den ab dem 1.1.2012 geltenden Fassungen der BiomasseV gilt gemäß § 3 Nr. 4 Altholz mit Ausnahme von Industrierestholz nicht als Biomasse im Sinne der Verordnung. Eine explizite Einschränkung dahingehend, dass es sich bei den Einsatzstoffen um Abfälle handeln muss, enthält die Verordnung damit nicht mehr. In der Gesetzesbegründung zur Änderung der BiomasseV heißt es dazu allerdings wörtlich¹⁰: „*Ausnahmsweise soll gemäß dem EEG-Erfahrungsbericht 2011 die Vergütung für Industrierestholz weiterhin gewährt werden.*“ Von einer Ausweitung hinsichtlich der hier betrachteten Einsatzstoffe ist keine Rede. Wenn Industrierestholz schon unter den alten Fassungen der BiomasseV nur dann als Biomasse galt, wenn es sich um Abfall handelte, so dürfte diese Voraussetzung unter den neuen Fassungen der BiomasseV daher weiterhin gelten. Auch ein Blick in § 2 Nr. 1 AltholzV stützt diese Sichtweise. Dort wird Altholz definiert als „*Industrierestholz und Gebrauchtholz, soweit diese Abfall im Sinne des § 3 Abs. 1 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes sind*“. Bezogen auf den Inbetriebnahmezeitpunkt im Sinne des EEG ist der Stichtag der 1.1.2013: Für Anlagen, die vor diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden, gelten die „alten“, für ab diesem Zeitpunkt in Betrieb genommenen Anlagen die „neuen“ Fassungen der BiomasseV.¹¹ Praktisch bedeutet diese Regelung, dass Biomasseanlagen, deren Betreiber für den Strom aus Altholz gemäß der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage gültigen Fassung der BiomasseV eine finanzielle Förderung für den eingespeisten Strom nach dem EEG erhalten, unter den Anwendungsbereich der BioSt-NachV fallen.

Die materiellen Nachhaltigkeitsanforderungen lassen sich entsprechend der obigen Darstellung in Anforderungen an die Herkunft der Biomasse, die Voraussetzungen an die Treibhausgasminderung und die Vorgaben zur Registrierung im Marktstammdatenregister unterteilen. Auf den zuletzt genannten Punkt wird hier nicht eingegangen. Denn diese enthält keine speziellen „Herausforderungen“ bei Altholzanlagen.

1. *Herkunftsanforderungen bei Altholz*

Wie bereits oben dargestellt sind beim Einsatz von festen Biomasse-Brennstoffen grundsätzlich bestimmte Herkunftsanforderungen zu beachten. Die Regelungen zu den Herkunftsanforderungen sind jedoch nach der Ausnahmeregelung des § 3 Abs. 4 S. 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV nicht anzuwenden, wenn die festen Biomassebrennstoffe aus Abfällen oder Reststoffen hergestellt wurden (Ausnahme), es sei denn, diese stammen aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen (Rückausnahme).

Unklar ist, warum die Rückausnahme auch gelten soll, wenn die Substanzen aus der Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen stammen. Denn die Anforderungen an die Herkunft werden von vornherein nur an Substanzen gestellt, die aus der Land- oder Forstwirtschaft stammen. Aufgrund der Aufzählung („oder“) liegt es fern, die Fischwirtschaft oder Aquakultur als Bestandteile der Land- oder Forstwirtschaft anzusehen. Wäre dies beabsichtigt gewesen, hätten Formulierungen wie „insbesondere“ oder „einschließlich“ gewählt werden müssen.

Doch ist Altholz überhaupt als Abfall bzw. Reststoff einzustufen und ist nicht stets die Rückausnahme „Herkunft aus der Forstwirtschaft“ einschlägig?

a) *Qualifikation von Altholz als Abfall oder Reststoff*

Nach § 2 Abs. 2 S. 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV wird für den Begriff der Abfälle auf § 3 Abs. 1 des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) in der jeweils geltenden Fassung verwiesen. § 3 Abs. 1 KrWG besagt, dass Abfälle alle Stoffe oder Gegenstände sind, „*derer sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss*“. Vom Abfallbegriff ausgenommen sind nach den Vorgaben in den Verordnungen unter anderem Stoffe, die absichtlich erzeugt, verändert oder kontaminiert wurden, um in den Anwendungsbereich der Verordnungen zu fallen und Stoffe, die entgegen der Pflicht zur Abfallvermeidung aus § 5 Abs. 1 Nr. 3 BImSchG erzeugt wurden. Hinzu kommen weitere Umgehungstatbestände mit Blick auf Biokraftstoffe.

Bemerkenswert ist an dieser Stelle, dass bereits die oben genannte Definition von Altholz aus den alten Fassungen der BiomasseV darauf abstellt, dass das Altholz „*als Abfall anfällt*“. Im Umkehrschluss bedeutet diese Formulierung, dass Altholz nur dann Biomasse im Sinne der „alten“ Fassungen BiomasseV sein kann, wenn es Abfall ist. Bezüglich der neuen Fassungen der BiomasseV gilt dies mit Blick auf Industrierestholz entsprechend.¹²

Damit sind die Voraussetzungen der Ausnahme in § 3 Abs. 4 Satz 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV erfüllt.

b) *„Herkunft aus der Forstwirtschaft“?*

Damit bleibt zu klären, ob nicht stets die Rückausnahme „Herkunft aus der Forstwirtschaft“ eingreift. Auf den ersten Blick scheint dies naheliegend. Denn jedes Stück Holz ist irgendwann einmal als Baum gewachsen und wurde regelmäßig im Rahmen der Forstwirtschaft geerntet. Nach diesem sehr weiten Verständnis wären die Herkunftsanforderungen des § 5 BioSt-NachV in jedem Fall zu beachten.

Der Wortlaut deutet mit der Formulierung „*diese stammen aus der [...] Forstwirtschaft*“ aber darauf hin, dass die Einsatzstoffe „unmittelbar“ in einem forstwirtschaftlichen Betrieb anfallen müssen. Beispielsweise könnte es sich bei den eingesetzten Hölzern um Kronenholz aus der Stammholzernte handeln. Dabei würde es sich um Abfall handeln, der „unmittelbar“ aus einem Forstbetrieb stammt. Die Voraussetzungen der Rückausnahme wären erfüllt. Auch die Formulierungen in § 2 Abs. 28 Nr. 1 lit. a bb BioSt-NachV bzw. § 2 Abs. 32 Nr. 1 lit. a bb BioKraft-NachV, wonach im Fall von Abfällen und Rest-

10 BT-Drs. 17/6071, S. 100.

11 Vgl. § 66 Abs. 2 EEG 2012; so auch Pompl, REE 2022, 3.

12 Vgl. dazu oben unter 1.

stoffen auf die Betriebe oder Privathaushalte abgestellt wird, bei denen die Abfälle und Reststoffe anfallen, lässt den Schluss zu, dass es auf den Ort des „unmittelbaren“ Anfallens ankommt. Denn „mittelbar“ stammen Abfälle und Reststoffe zumindest auch aus der Land- oder Forstwirtschaft. Hinzu kommt, dass die Reststoffe in der BioSt-NachV abschließend in „Reststoffe unmittelbar aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft“ auf der einen und „Reststoffe aus der Verarbeitung“ auf der anderen Seite eingeteilt werden.¹³ Damit zeigt sich hier das Kriterium der Unmittelbarkeit explizit als Anknüpfungspunkt für die Unterscheidung von Herkünften. Dieser Ansatz kann als Leitgedanke der Verordnung auch auf den Ausnahmetatbestand übertragen werden. Zudem sprechen Sinn und Zweck der Rückausnahme für die hier eingenommene Sichtweise. Denn nur bei einem „unmittelbaren“ Anfall besteht eine so enge Beziehung zu der land- bzw. forstwirtschaftlichen Fläche und damit die Gefahr einer entsprechenden Beeinträchtigung der Fläche, dass ein Schutz dieser Flächen über die Nachhaltigkeitsanforderungen gewährleistet werden muss. Anders gewendet: Für Abfälle und Reststoffe werden keine land- oder forstwirtschaftlichen Anbauflächen gezielt genutzt, so dass diese nicht über diese flächenbezogenen Nachhaltigkeitsanforderungen geschützt werden müssen. Die Nutzung von biogenen Abfall- und Reststoffen birgt mithin erheblich geringere Risiken in Bezug auf die Landnutzung, so dass die Ausnahme für diese Stoffe gerechtfertigt erscheint.¹⁴

Übertragen auf das Altholz sprechen damit die besseren Argumente dafür, dass diese nicht in der Forstwirtschaft – und erst recht nicht in der Landwirtschaft, Fischwirtschaft oder Aquakultur – anfallen und die Rückausnahme des § 3 Abs. 4 S. 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV nicht erfüllt ist.

c) Ergebnis

Damit müssen die Anforderungen des § 3 Abs. 1 Nr. 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV bei dem Einsatz von Althölzern bzw. Industrierestholz nicht eingehalten werden. Ob die Ausnahme des § 3 Abs. 4 S. 2 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV erfüllt ist, muss daher nicht geprüft werden.

2. Treibhausgasminderung bei Altholz

Die Anforderungen an die Treibhausgasminderung gelten nach § 6 Abs. 2 S. 1 BioSt-NachV nur für Anlagen, die am oder nach dem 1.1.2021 in Betrieb genommen wurden. Satz 2 definiert die Inbetriebnahme als den „Zeitpunkt der erstmaligen physischen Produktion von Strom aus Biomasse-Brennstoffen“. Wie gezeigt weicht dieser Inbetriebnahmebegriff von dem des EEG ab, wobei der Begriff nach dem EEG weiter ist und alle Fälle der Inbetriebnahme nach der BioSt-NachV erfasst. In der Folge können die Inbetriebnahmezeitpunkte nach dem EEG und der BioSt-NachV auseinanderfallen und es ist im Einzelfall eine genaue Differenzierung erforderlich.

Für einen großen Teil der Altholzanlagen wird diese Vorgabe damit nicht relevant sein. Denn in diesen wurden schon vor dem oben genannten Stichtag Biomasse-Brennstoffe zur erstmaligen physischen Stromerzeugung eingesetzt. Wenn dies nicht der Fall ist müssen die Vorgaben berücksichtigt werden.

II. Nachweispflichten für Altholzanlagen

Neben den materiellen Nachhaltigkeitsanforderungen stellen die erforderlichen Nachweise derselben eine weitere Hürde

dar. Grundsätzlich gelten dafür die oben dargestellten Maßstäbe.¹⁵

Weniger klar und in der Praxis umstritten sind die Nachweisanforderungen im Anwendungsbereich der Ausnahmeregelung des § 3 Abs. 4 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV. Konkret muss hier nachgewiesen werden, dass die Voraussetzungen der Ausnahme des § 3 Abs. 4 BioSt-NachV erfüllt sind und die Voraussetzungen der Rückausnahme nicht vorliegen.

Fraglich ist allerdings, wie diese Tatsachen darzulegen bzw. im Fall des Bestreitens zu beweisen sind.

Aufgrund der Verweiskette aus § 3 Abs. 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV über § 7 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV heraus in die §§ 10 ff. BioSt-NachV bzw. §§ 8 ff. BioKraft-NachV und von dort in die Regelungen zu den Massenbilanzsystemen und den Zertifikaten spricht viel dafür, dass für den Nachweis der Ausnahmetatbestände des § 3 Abs. 4 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV nicht auf diese Vorgaben zu den Nachweisen zurückgegriffen werden kann. Denn wenn die Vorgaben des § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV nicht erfüllt werden müssen, kommt man nicht auf „diese Schiene“.

Schaut man in der BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV weiter, findet man keine Vorschrift, die Vorgaben zum Nachweis der Ausnahme nach § 3 Abs. 4 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV macht. Aus den Begründungen zu den Verordnungen lassen sich auch keine Hinweise entnehmen, dass auf die in der BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV vorgegebenen Nachweissysteme zurückzugreifen ist. Damit gelten die „normalen“ zivilprozessualen Vorgaben zur Darlegungs- und Beweislast. Auf welche Art und Weise könnte der Nachweis vor diesem Hintergrund geführt werden?

Im Zusammenhang mit dem sog. Nawaro-Bonus in Anlage 2 zum EEG 2009 muss nachgewiesen werden, dass ausschließlich nachwachsende Rohstoffe (Nawaro) in der Anlage eingesetzt werden. Dies soll nach den Vorgaben in Anlage 2 zum EEG 2009 über ein Einsatzstoff-Tagebuch belegt werden. Die Idee dahinter ist folgende: Weiß man, wieviel Strom in einem Zeitabschnitt erzeugt wurde und weiß man, dass die in dem Tagebuch aufgeführten Biomassen ausreichen, um diese Strommengen erzeugen zu können, ist klar, dass die Einsatzstoffe lückenlos erfasst sind. Kann dann aufgrund von Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der Einsatzstoffe nachgewiesen werden, dass keine anderen Stoffe als Nawaro verwendet wurden, ist der Nachweis „ausschließlich Nawaro“ geführt. Soweit zwischen dem „Ursprung“ der Biomasse und dem Einsatz in der Biomasseanlage noch Zwischenhändler eingeschaltet sind, muss diese Kette über entsprechende aussagekräftige Nachweise geschlossen werden.

Übertragen auf die vorliegende Konstellation könnte entsprechend verfahren werden, wobei es sich dann bei den eingesetzten Substanzen aber ausschließlich um Abfälle oder Reststoffe handeln muss, die nicht aus einem Betrieb der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder der Aquakultur stammen. Dieser „lückenlose“ Nachweis könnte im weiteren Sinne als Massenbilanz verstanden werden. Würden die Althölzer also über Zwischenhändler bezogen werden, müssten diese entsprechend nachweisen, dass sie insoweit nur Althölzer weitergeben bzw. im Falle einer Vermischung mit anderen Substanzen über Nachweissysteme hinreichend klar belegen können, dass aus den vermischten Substanzen nicht mehr Althölzer entnommen als Althölzer eingebracht wurden. Diese Bilanz müsste in entsprechend kurzen Intervallen geführt werden

¹³ Siehe § 2 Nrn. 26, 27 und 28 BioSt-NachV.

¹⁴ Vgl. Müller, ZUR 2011, 405 (409); zu dem insoweit wortgleichen § 3 Abs. 4 Biokraftstoff-NachV a. F.; Thomas, Nachhaltigkeitsanforderungen für Bioenergie im Welthandelsrecht, Schriftreihe Energie- und Infrastrukturrecht, Band 25, 2016.

¹⁵ Siehe oben unter C.

können. In § 12 Abs. 2 Nr. 4 BioSt-NachV ist von „innerhalb eines angemessenen Zeitraums“ die Rede.

Angesichts der Tatsache, dass in den Altholzanlagen Abfälle eingesetzt werden, dürften die Betreiber allein schon aufgrund der öffentlich-rechtlichen Vorgaben Nachweissysteme führen, die genau solche Herausforderungen „bewältigen“ und letztlich dicht an ein Massenbilanzsystem nach § 12 BioSt-NachV bzw. § 10 BioKraft-NachV heranreichen oder diese Anforderungen sogar übertreffen.

Dass ein solcher Ansatz gangbar ist, zeigt eine Entscheidung des BGH, in welcher der BGH ebenfalls über Nachweise entscheiden musste, die nicht ausdrücklich im Gesetz geregelt waren.¹⁶ Darin beschreibt der BGH die Anforderungen an Massenbilanzsysteme wie folgt: Massenbilanzsysteme müssen sicherstellen, *„dass im Fall einer Vermischung der Biomasse mit anderer Biomasse, die nicht die Anforderungen der BioSt-NachV erfüllt, die Menge der Biomasse, die die Anforderungen nach dieser Verordnung erfüllt und diesem Gemisch beigefügt wird, vorab erfasst wird und die Menge der Biomasse, die dem Gemisch entnommen wird und als Biomasse nach dieser Verordnung dienen soll, nicht höher ist als die Menge, die die Anforderungen nach dieser Verordnung erfüllt (...). Das Massenbilanzsystem zeichnet sich damit – entsprechend dem sog. Input/Output-Prinzip – im Ansatz dadurch aus, dass eine Vermischung der Biomasse mit anderen Formen von Biomasse zulässig ist, sofern die dem Gemisch als Biomasse entnommene Menge nicht höher ist als die dem Gemisch beigefügte Menge der den Anforderungen der BioSt-NachV entsprechenden Biomasse“*.¹⁷

Solange die vorstehenden Anforderungen erfüllt werden, kann also ein tauglicher Nachweis geführt werden. Freilich sind auch andere Nachweise möglich, wenn diese den zivilprozessualen Anforderungen zur Darlegungs- und Beweislast genügen. Eine Zertifizierung ist aber – wie die Ausführungen zeigen – nicht notwendig.

F. Ausblick

Derzeit gibt es Überlegungen des Verordnungsgebers, die Übergangsfrist in § 3 Abs. 1 Sätze 2-5 BioSt-NachV bis zum 31.12.2022 zu verlängern.

Zudem wird an einer EU-Verordnung für Nachhaltigkeitsanforderungen für Forstbiomasse gearbeitet. Dabei handelt es sich um einen aus Art. 29 RED II abgeleiteten sog. Delegierten Rechtsakt der EU-Kommission. Ob und in welchem Umfang diese ohne nationalen Umsetzungsakt geltenden Regelungen die Vorgaben der BioSt-NachV ersetzen bzw. ergänzen wird von der konkreten Ausgestaltung der Verordnung abhängen.

Eine Neufassung der RED II mit neuen, noch ambitionierteren Klimazielen wird momentan ebenfalls entwickelt. Darin ist in Art. 29 Abs. 1 vorgesehen, dass die „Eintrittsschwelle“ bei festen Biomasse-Brennstoffen auf eine Gesamtfeuerungsleistung von 5 MW abgesenkt wird. Im Hinblick auf die Treibhausgasminderung ist derzeit nach Art. 29 Abs. 10 geplant, dass in Anlagen, die Biomasse-Brennstoffe nutzen, bis zum 31.12.2025 mindestens 70% und mindestens 80% ab dem 1.1.2026 erreicht werden müssen. Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage spielt danach keine Rolle mehr, so dass auch Bestandsanlagen diese Anforderungen erfüllen müssten.

Auch mit Blick auf Biokraftstoffe ist davon auszugehen, dass sich die Nachhaltigkeitsanforderungen zukünftig verschärfen werden und gleichzeitig die wirtschaftliche Relevanz von Biokraftstoffen weiter steigen wird. Es zeigt sich, dass Nachhaltigkeitsaspekte beim Betrieb einer Biomasseanlage und der Herstellung von Biokraftstoffen eine immer wichtigere Rolle spielen – und spielen werden.

¹⁶ BGH, Urt. v. 12.10.2016, Az. VIII ZR 141/15, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/BGH_161012_VIII_ZR_141-15.pdf.

¹⁷ BGH, Urt. v. 12.10.2016, Az. VIII ZR 141/15, Rn. 27.

Rechtsprechung

Pflicht zur Beteiligung von Anwohnern und standortnahen Gemeinden an Windparks im Grundsatz zulässig

BVerfG, B. v. 23.03.2022 – 1 BvR 1187/17
(Diese Entscheidung hat Gesetzeskraft)

Art 3 Abs 1 GG; Art 12 Abs 1 GG; Art 14 Abs 1 GG; Art 20a GG; Art 74 Abs 1 Nr 11 GG; § 90 Abs 1 BVerfGG; § 6 EEG; § 36g Abs 3 und Abs 5 EEG; §§ 3, 4, 6 BüGembeteilG MV; § 10 Abs 6 S 2 BüGembeteilG MV vom 18.05.2016; §§ 11, 12 BüGembeteilG MV

1. Gesetzliche Pflichten zu einer bestimmten rechtsgeschäftlichen Nutzung bereits bestehender Rechtsformen und Gestaltungsmöglichkeiten des Gesellschaftsrechts schaffen

selbst kein zum „Recht der Wirtschaft“ im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG gehörendes Gesellschaftsrecht, sondern sind kompetenzrechtlich entsprechend dem Zweck der Pflichten einzuordnen.

2. Von den Betreibern von Windenergieanlagen an die Standortgemeinden zu zahlende Abgaben, die nach ihrer gesetzlichen Ausgestaltung dem gemeinwohldienlichen Ausbau der Windenergie an Land dienen, indem die Mittel aus der Abgabe zur Verbesserung der Akzeptanz neuer Anlagen bei den Einwohnern der Gemeinde verwendet werden, unterfallen als nichtsteuerliche Abgaben den Sachgesetzgebungskompetenzen.

3. Der Ausbau erneuerbarer Energien dient dem Klimaschutzziel des Art. 20a GG und dem Schutz von Grundrechten vor den Gefahren des Klimawandels, weil mit dem da-

durch CO₂-emissionsfrei erzeugten Strom der Verbrauch fossiler Energieträger zur Stromgewinnung und in anderen Sektoren wie etwa Verkehr, Industrie und Gebäude verringert werden kann. Der Ausbau erneuerbarer Energien dient zugleich dem Gemeinwohlziel der Sicherung der Stromversorgung, weil er zur Deckung des infolge des Klimaschutzziels entstehenden Bedarfs an emissionsfrei erzeugtem Strom beiträgt und überdies die Abhängigkeit von Energieimporten verringert.

4. Der für die Abwägung mit gegenläufigen grundrechtlich geschützten Interessen maßgeblichen Bedeutung einzelner Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien für den Klimaschutz und den Schutz der Grundrechte vor den Gefahren des Klimawandels kann nicht entgegengehalten werden, dass die einzelne Maßnahme für sich genommen im Vergleich zur global emittierten Gesamtmenge von CO₂ geringfügig ist. Deren Bedeutung für den Klimaschutz und den Schutz der Grundrechte vor den Gefahren des Klimawandels sowie für die Sicherung der Stromversorgung hängt bei Maßnahmen der Länder oder Kommunen, insbesondere denen mit Pilotcharakter, auch von der Strommenge ab, die durch gleichartige Maßnahmen anderer Länder oder Gemeinden erzielt wird oder erzielt werden kann.

(amtl. Ls.)

Gründe:

A.

I.

[1] Die Verfassungsbeschwerde richtet sich gegen landesrechtliche Vorschriften des Gesetzes über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern vom 18. Mai 2016 (Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz – BüGembeteilG M-V, GVOBl M-V S. 258), geändert durch das Gesetz vom 26. Juni 2021 (GVOBl M-V S. 1032).

[2] 1. Ausweislich des Gesetzentwurfs der Landesregierung war Anlass für die Verabschiedung dieses Gesetzes die Annahme, das Land Mecklenburg-Vorpommern könne nur dann einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende leisten, wenn die Akzeptanz in der Bevölkerung für den Neubau der das Landschaftsbild weithin sichtbar beeinträchtigenden Windenergieanlagen verbessert werde. Ein bewährtes Mittel hierzu sei die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks. So sei in Schleswig-Holstein die Akzeptanz für den Ausbau der Windenergie vor allem deshalb höher als in anderen Ländern, weil die Windparks dort überwiegend unter Beteiligung von Bürgern und Gemeinden als Bürgerwindparks betrieben würden. Hierfür fehlten in Mecklenburg-Vorpommern die Voraussetzungen. Die potenziellen Windenergieflächen befänden sich oftmals nicht im Eigentum der Einwohner oder der Gemeinden, was zur Folge habe, dass die Pachteinahmen kaum in der Region verblieben. Außerdem verfügten die Einwohner in anderen Ländern über höhere Einkünfte oder Spareinlagen und könnten damit die am Kapitalmarkt erhältlichen Beteiligungen an Windparks erwerben. Das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz schaffe vor diesem Hintergrund die Voraussetzung dafür, dass die Bürger und Gemeinden in Mecklenburg-Vorpommern zum Ausgleich für ihre Beeinträchtigungen durch die Windenergieanlagen die Möglichkeit erlangten, an deren Wertschöpfung teilzuhaben, um die Akzeptanz für die Windenergie an Land zu steigern. Dazu sehe das Gesetz eine Verpflichtung der Vorhabenträger vor, den Einwohnern und Gemeinden im Umfeld neuer Windparks eine gesellschaftsrechtliche oder wirtschaftliche Beteiligung an ei-

gens zu gründenden „Projektgesellschaften“ anzubieten (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 1 f., 23, 27, 30).

[3] 2. Nach § 3 BüGembeteilG dürfen in Mecklenburg-Vorpommern Windenergieanlagen nur durch eine „Projektgesellschaft“ errichtet und betrieben werden, die ausschließlich der Erzeugung von Windenergie dient. Der Vorhabenträger hat gemäß § 4 Abs. 1 Satz 1 BüGembeteilG den in § 5 Absätze 1 und 2 BüGembeteilG bestimmten „Kaufberechtigten“ mindestens 20% der Anteile an der Projektgesellschaft anzubieten. Kaufberechtigt sind danach in einer Entfernung von nicht mehr als fünf Kilometern vom Standort des Windparks lebende Personen und diejenigen Gemeinden, auf deren Gebiet sich die Anlage befindet oder die nicht mehr als fünf Kilometer vom Standort entfernt liegen. Dieser räumlichen Voraussetzung für eine Kaufberechtigung liegt die Annahme zugrunde, dass bei der in Mecklenburg-Vorpommern vorherrschenden Landschaftsstruktur Windenergieanlagen typischerweise noch in einem Umkreis von fünf Kilometern sichtbar sind (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 30).

[4] Um den Gemeinden den Erwerb von Anteilen zu ermöglichen, schreibt § 3 Abs. 3 BüGembeteilG vor, dass der Gesellschaftsvertrag oder die Satzung der Projektgesellschaft den Vorgaben der Kommunalverfassung von Mecklenburg-Vorpommern für eine Beteiligung von Gemeinden an privaten Unternehmen genügen müssen. Um eine persönliche Haftung oder Nachschusspflichten der kaufberechtigten Anwohner und Gemeinden auszuschließen, muss deren Haftung gemäß § 3 Abs. 2 BüGembeteilG im Außen- und Innenverhältnis der Gesellschaft auf den Einlagebetrag beschränkt werden (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 27). Zudem darf sich die Projektgesellschaft nur bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen an anderen Gesellschaften beteiligen oder Tätigkeiten auf andere Gesellschaften auslagern (§ 3 Abs. 1 Sätze 3 und 4 BüGembeteilG). Damit soll im Interesse der Kaufberechtigten verhindert werden, dass die vor Ort erzielte Wertschöpfung durch vorhabenfremde Risiken geschmälert wird (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 27). In § 6 BüGembeteilG sind die näheren Einzelheiten zur Ermittlung des Kaufpreises und zur Stückelung der vom Vorhabenträger anzubietenden Anteile an der Projektgesellschaft geregelt.

[5] Der Vorhabenträger kann gemäß § 10 Abs. 5 BüGembeteilG die wirtschaftliche Teilhabe der Kaufberechtigten anstelle des Angebots zum Erwerb von Anteilen an der Projektgesellschaft auch über die Zahlung einer „Ausgleichsabgabe“ an die Gemeinde und das Angebot eines Sparprodukts an die Anwohner sicherstellen. Für die Höhe der an die Gemeinde zu zahlenden Abgabe ist nach § 11 Abs. 2 BüGembeteilG der Ertrag der Projektgesellschaft maßgeblich. Die Mittel aus der Abgabe müssen die Gemeinden zur Steigerung der Akzeptanz für Windenergieanlagen bei den Einwohnern verwenden etwa für die Aufwertung des Ortsbildes oder zur Förderung kommunaler Kultur-, Bildungs- oder Freizeiteinrichtungen (vgl. § 11 Abs. 4 BüGembeteilG). Bei dem Sparprodukt, welches der Vorhabenträger den kaufberechtigten Anwohnern alternativ zu einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung anbieten kann, handelt es sich gemäß § 2 Nr. 5 BüGembeteilG um der Einlagensicherung unterfallende Sparbriefe und Festgeldanlagen, deren Verzinsung sich ebenfalls nach dem Ertrag der Projektgesellschaft richtet (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 45). Mit der Alternative des Sparprodukts soll der Vorhabenträger die Einschränkungen vermeiden können, die sich aus der Gesellschafterstellung einer Vielzahl von Personen in der Projektgesellschaft ergeben; zugleich sollen die kaufberechtigten Anwohnerinnen und Anwohner eine reale wirtschaftliche Teilhabe an den Erträgen der Projektgesellschaft erlangen (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 45).

[6] Anders als bei den kaufberechtigten Anwohnern erlischt die Pflicht zur gesellschaftsrechtlichen Beteiligung der kauf-

berechtigten Gemeinden nach § 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG nur, wenn diese der vom Vorhabenträger angebotenen Alternative der Zahlung einer Ausgleichsabgabe zustimmen. Außerdem kann der Vorhabenträger den kaufberechtigten Anwohnern und Gemeinden zusammen mit dem Angebot des Erwerbs von Anteilen an der Projektgesellschaft als Alternative vor allem einen vergünstigten lokalen Stromtarif anbieten. Die Kaufberechtigten müssen zwischen diesen Alternativen frei wählen können (§ 10 Absätze 1 und 4 BüGembeteilG). Nach dem durch das Gesetz vom 26. Juni 2021 (GVOBl M-V S. 1032) geänderten § 1 Abs. 3 BüGembeteilG kann darüber hinaus die zuständige Behörde Ausnahmen von den Verpflichtungen zulassen, wenn eine anderweitige, den Gesetzeszweck erfüllende Beteiligung umgesetzt werden soll, insbesondere die bundeseinheitliche Regelung der Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung der Kommunen am Ausbau der Windenergie nach § 36k des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (nunmehr § 6 EEG 2021).

[7] Schließlich hat der Vorhabenträger unverzüglich nach Erhalt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung oder nach dem Gewinn einer Ausschreibung, die nach dem Erhalt der Genehmigung stattfindet, zur Ermittlung der Vergütung der erzeugten Strommenge die kaufberechtigten Gemeinden schriftlich über das Vorhaben zu informieren. Dabei müssen unter anderem die Projektgesellschaft bezeichnet und die Anlageform mit der auf die Einlage beschränkten Haftung benannt sowie der Anteilspreis, das Gesamtinvestitionsvolumen, die Summe aller Gesellschaftseinlagen und die Zusammenfassung des Ergebnisses einer Ermittlung des Ertragswerts auf der Grundlage einer eigenen vorläufigen Kalkulation des Vorhabenträgers angegeben werden (§ 4 Abs. 3 Sätze 2 bis 4 in Verbindung mit § 7 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3, 4, 7, 8 und 13 BüGembeteilG). Diese Informationspflicht trifft die Vorhabenträger nicht nur dann, wenn sie den kaufberechtigten Gemeinden gemäß § 4 BüGembeteilG den Erwerb von Anteilen an der Projektgesellschaft anbieten, sondern auch dann, wenn sie stattdessen die Abgabe nach § 11 BüGembeteilG zahlen möchten (§ 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG).

[8] Das Gesetz enthält daneben noch Vorschriften zu weiteren Informationspflichten sowie zum Verfahren der Zeichnung der angebotenen Anteile und deren Zuteilung (§§ 7 bis 9 BüGembeteilG). Nach § 13 BüGembeteilG ist die zuständige Behörde befugt, die erforderlichen Maßnahmen zur Abwehr von Zuwiderhandlungen gegen die – gemäß § 14 BüGembeteilG sämtlich bußgeldbewehrten – gesetzlichen Verpflichtungen des Vorhabenträgers zu treffen.

[...]

II.

[...]

[11] Mit ihrer Verfassungsbeschwerde greift die Beschwerdeführerin unmittelbar die §§ 3, 4, 6, 11 und 12 BüGembeteilG an. Sie rügt eine Verletzung ihrer Grundrechte aus Art. 3 Abs. 1, Art. 12 Abs. 1 und Art. 14 Abs. 1 GG.

[...]

B.

[25] Die Verfassungsbeschwerde ist zulässig.

I.

[...]

II.

[27] Die Beschwerdeführerin ist beschwerdebefugt. Sie hat die Möglichkeit einer Grundrechtsverletzung hinreichend dargelegt (1) und ist durch die angegriffenen Regelungen selbst, unmittelbar und gegenwärtig betroffen (2). Auch die Anforderungen der Subsidiarität sind gewahrt (3).

[28] 1. Die Beschwerdeführerin zeigt die Möglichkeit einer Verletzung von Grundrechten durch die angegriffenen Regelungen hinreichend substantiiert auf (§ 23 Abs. 1 Satz 2 Halbsatz 1, § 92 BVerfGG).

[...]

[35] Auch die gegenwärtige Betroffenheit der Beschwerdeführerin durch die angegriffenen Regelungen liegt vor. Dem steht nicht entgegen, dass die beantragte immissionsschutzrechtliche Genehmigung noch aussteht. Denn das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz zwingt die Vorhabenträger schon während des laufenden Genehmigungsverfahrens zu nicht mehr korrigierbaren geschäftlichen Dispositionen (vgl. BVerfGE 140, 42 <58 Rn. 59>). Gemäß § 4 Abs. 3 Sätze 2 und 3 BüGembeteilG müssen sie die kaufberechtigten Gemeinden unverzüglich nach Erhalt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung oder spätestens nach dem Gewinn der Ausschreibung „über das Vorhaben“ informieren, um diesen eine Grundlage für die Entscheidung über den Erwerb von Anteilen an der Projektgesellschaft zu geben; dabei dürfen zwischen der Genehmigungserteilung und dem Gebotstermin nicht mehr als vier Wochen liegen, um an einer Ausschreibung teilnehmen zu können (§ 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2021). Um die Informationspflichten nach § 4 Abs. 3 Satz 4 in Verbindung mit § 7 Abs. 2 Nr. 3, 7, 8 und 13 BüGembeteilG rechtzeitig erfüllen zu können, muss das Verfahren zur Gründung der Projektgesellschaft in der nach § 3 BüGembeteilG vorgeschriebenen Ausgestaltung schon vor Erteilung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung zumindest weit fortgeschritten sein und müssen die wesentlichen wirtschaftlichen Kennzahlen der Projektgesellschaft jedenfalls überschlägig vorliegen. Dieser Aufwand fällt gemäß § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG auch dann an, wenn die Vorhabenträger unverzüglich nach Erhalt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung alternativ die Zahlung der Abgabe nach § 11 BüGembeteilG anbieten.

[...]

III.

[...]

C.

[40] Die Verfassungsbeschwerde ist ganz überwiegend unbegründet. Das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz ist nur insoweit nicht mit Art. 12 Abs. 1 GG vereinbar, als die Informationspflicht nach § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG umfangreiche Aufwendungen der Vorhabenträger notwendig macht, die nutzlos werden, wenn die kaufberechtigte Gemeinde dem Angebot zur Zahlung einer Abgabe gemäß § 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG zustimmt; im Übrigen ist es mit Art. 12 Abs. 1 GG vereinbar (I). Auch eine Verletzung von Art. 14 Abs. 1 GG (II) oder der abgabenrechtlichen Belastungsgleichheit nach Art. 3 Abs. 1 GG (III) liegt nicht vor.

I.

[41] Die angegriffenen Regelungen greifen in das Grundrecht der Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG derjenigen Betreiber von Windenergieanlagen ein, die Vorhabenträger im Sinne von § 2 Nr. 1 BüGembeteilG sind (1). Der Eingriff ist formell verfassungsgemäß. Die Gesetzgebungskompetenz des Landes ist gegeben (2). Die angegriffenen Regelungen sind überwiegend auch materiell mit Art. 12 Abs. 1 GG vereinbar. Zu beanstanden ist lediglich die Informationspflicht nach § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG (3).

[42] 1. Die Regelungen des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes, die Gegenstand des Verfassungsbeschwerdeverfahrens sind (oben Rn. 26), greifen in das Grundrecht auf Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG ein.

[...]

[44] Der Betrieb von Windenergieanlagen ist eine durch Art. 12 Abs. 1 GG geschützte berufliche Tätigkeit (vgl. BVerfGE 155, 238 <276 Rn. 93> zum Betreiben eines Offshore-Windparks).

[45] b) Die angegriffenen Regelungen beeinträchtigen die durch Art. 12 Abs. 1 GG geschützte Freiheit des Betriebs von Windenergieanlagen.

[...]

[48] bb) Ausgehend davon beeinflussen die angegriffenen Regelungen nicht nur mittelbar die Rahmenbedingungen der beruflichen Tätigkeit der Betreiber von Windenergieanlagen. Vielmehr unterwerfen sie dieselben mehrfachen Pflichten, die sie bei der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen in Mecklenburg-Vorpommern erfüllen müssen, und beschränken so unmittelbar die freie berufliche Tätigkeit.

[...]

[53] 2. Die angegriffenen Regelungen sind durch eine Gesetzgebungskompetenz des Landes gedeckt (a). Das gilt auch für die Pflicht zur Zahlung einer Ausgleichsabgabe (b). Die bundesgesetzlichen Regelungen im Bereich des Energiewirtschaftsrechts entfalten keine Sperrwirkung nach Art. 72 Abs. 1 GG (c).

[54] a) Die angegriffenen Regelungen unterfallen der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes für das Recht der Wirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG. Sie sind insoweit nicht dem Teilbereich des Gesellschaftsrechts, sondern dem Teilbereich des Energiewirtschaftsrechts zuzuordnen. Es kann offenbleiben, ob auch die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für das Recht der Luftreinhaltung (Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG) berührt ist. Weitere Bereiche der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes wie die Raumordnung (Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG) und das Bodenrecht (Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG) sind nicht berührt.

[55] aa) (1) Die Auslegung der in Betracht kommenden Kompetenztitel des Grundgesetzes erfolgt anhand der allgemeinen Regeln der Verfassungsinterpretation und damit vor allem nach Wortlaut, Systematik, Normzweck und Entstehungsgeschichte. Dabei ist eine möglichst eindeutige vertikale Gewaltenteilung zu gewährleisten. Für Zweckmäßigkeitserwägungen ist dabei ebenso wenig Raum wie für am Grundsatz der Verhältnismäßigkeit oder dem Subsidiaritätsprinzip orientierte Abwägungen (vgl. BVerfGE 138, 261 <273 f. Rn. 28 f.>; 157, 223 <260 f. Rn. 100 ff.>; BVerfG, Beschlüsse des Ersten Senats vom 19. November 2021 – 1 BvR 781/21 u. a. –, Rn. 119 und – 1 BvR 971/21 u. a. –, Rn. 79).

[56] (2) Die Zuordnung einer bestimmten Regelung zu einer Kompetenznorm geschieht anhand von unmittelbarem Regelungsgegenstand, Normzweck, Wirkung und Adressat der zuzuordnenden Norm sowie der Verfassungstradition (BVerfGE 121, 30 <47> m. w. N.). Sie ist „in erster Linie“ anhand des objektiven Gegenstands des zu prüfenden Gesetzes vorzunehmen (vgl. BVerfGE 121, 317 <348>; 142, 268 <283 Rn. 55>; stRspr). Entscheidend ist der sachliche Gehalt einer Regelung und nicht die vom Gesetzgeber gewählte Bezeichnung. Dabei ist zu berücksichtigen, ob die Regelung einen Kompetenzbereich speziell und nicht lediglich allgemein behandelt, wobei die Regelung in ihrem Sachzusammenhang zu erfassen ist (vgl. BVerfGE 157, 223 <262 f. Rn. 105>; BVerfG, Beschlüsse des Ersten Senats vom 19. November 2021 – 1 BvR 781/21 u. a. –, Rn. 121 und – 1 BvR 971/21 u. a. –, Rn. 81).

[57] Die Wirkungen eines Gesetzes sind anhand seiner Rechtsfolgen zu bestimmen. Der Normzweck hingegen ergibt sich regelmäßig aus dem objektivierten Willen des Gesetzgebers (vgl. grundsätzlich BVerfGE 11, 126 <131> sowie jüngst BVerfGE 150, 244 <276 Rn. 74>; 157, 223 <263 Rn. 106>).

Er ist mit Hilfe der anerkannten Methoden der Gesetzesauslegung zu ermitteln, das heißt anhand des Wortlauts der Norm, ihrer systematischen Stellung, nach Sinn und Zweck sowie anhand der Gesetzesmaterialien und ihrer Entstehungsgeschichte, wobei sich diese Methoden nicht gegenseitig ausschließen, sondern ergänzen (vgl. BVerfGE 144, 20 <212 f. Rn. 555>; 157, 223 <263 Rn. 106>; BVerfG, Beschlüsse des Ersten Senats vom 19. November 2021 – 1 BvR 781/21 u. a. –, Rn. 122 und – 1 BvR 971/21 –, Rn. 82).

[58] Dabei gehören Teilregelungen, die derart eng mit dem Schwerpunkt der Gesamtregelung „verzahnt“ sind, dass sie als Teil derselben erscheinen, zum Kompetenzbereich der Gesamtregelung (vgl. BVerfGE 97, 228 <251>; 121, 30 <47 f.>; 138, 261 <274 Rn. 30>). Sind Teilregelungen eines Gesetzes hingegen kompetenzrechtlich eigenständig zu beurteilen oder ist das Gesetz nach seinem objektiven Regelungsgehalt auf mehrere gleichrangige Zwecke ausgerichtet, kann es mehreren Kompetenztiteln zuzuordnen sein (vgl. BVerfGE 103, 197 <215 f.>; 136, 194 <241 Rn. 111>; 138, 261 <275 f. Rn. 33>). Handelt es sich um ein Landesgesetz, ist dann hinsichtlich jedes Kompetenztitels zu prüfen, ob der Bund von seiner Gesetzgebungsbefugnis abschließend Gebrauch gemacht hat (Art. 72 Abs. 1 GG).

[59] bb) Danach ist das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes für das Recht der Wirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG zuzuordnen, und zwar dem Teilbereich „Energiewirtschaft“ und nicht dem Teilbereich „Gesellschaftsrecht“.

[60] (1) (a) Das „Recht der Wirtschaft“ im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG ist weit zu verstehen (vgl. BVerfGE 5, 25 <28 f.>; 116, 202 <215>; 135, 155 <196 Rn. 101>; stRspr). Zu diesem Kompetenztitel gehören die das wirtschaftliche Leben und die wirtschaftliche Betätigung als solche regelnden Normen, insbesondere diejenigen, die sich in irgendeiner Form auf die Erzeugung, Herstellung und Verbreitung von Gütern des wirtschaftlichen Bedarfs beziehen (vgl. BVerfGE 8, 143 <148 f.>; 116, 202 <215 f.>; 135, 155 <196 Rn. 101>; stRspr; zu Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG als Grundlage für die Regelung wirtschaftsbezogener Sonderabgaben vgl. BVerfGE 82, 159 <182>; 124, 348 <364>). Er umfasst danach nicht nur die Organisation der Wirtschaft sowie der Wirtschaftszweige und wirtschaftenden Personen, sondern die Steuerung und Lenkung des Wirtschaftslebens insgesamt.

[61] (b) Zum „Recht der Wirtschaft“ im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG zählt das Gesellschaftsrecht. Es schafft unter anderem organisatorische Voraussetzungen für wirtschaftliche Betätigungen, indem es unterschiedliche Rechtsformen für den privatrechtlichen Zusammenschluss von Personen zur Verfolgung eines gemeinsamen Zwecks bereitstellt, die im Rechtsverkehr genutzt werden können (vgl. etwa K. Schmidt, Gesellschaftsrecht, 4. Aufl. 2002, § 1 I.1.a, S. 3 f.). Dem Gesellschaftsrecht gehören somit alle Regelungen an, welche die Rechtsform und konkrete Ausgestaltung solcher Zusammenschlüsse unmittelbar zum Gegenstand haben; insoweit hat der Bund von seiner konkurrierenden Zuständigkeit umfassend Gebrauch gemacht (vgl. BVerfGE 98, 145 <157>). Demgegenüber unterfallen gesetzliche Pflichten zur rechtsgeschäftlichen Gründung und Ausgestaltung von Gesellschaften nach Maßgabe der bereits zur Verfügung stehenden Rechtsformen nicht dem Gesellschaftsrecht, sondern sind kompetenzrechtlich nach dem objektivierten Zweck dieser Pflichten zuzuordnen (vgl. Sächsischer Verfassungsgerichtshof, Urteil vom 20. Mai 2005 – Vf. 34-VIII-04 – zu kommunalrechtlichen, die Gemeinden verpflichtenden Anforderungen an die Ausgestaltung privater Unternehmen bei deren gesellschaftsrechtlicher Beteiligung).

[62] (c) Dem Recht der „Energiewirtschaft“ unterfallen diejenigen Regelungen, die spezifisch die wirtschaftliche Betätigung in diesem in Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG ausdrücklich benannten Wirtschaftszweig betreffen. Dazu gehören Regelungen zur Organisation der Energiewirtschaft und der handelnden Rechtssubjekte, soweit sie nicht – gesellschaftsrechtlich – unmittelbar die Ausgestaltung der in dieser Branche tätigen Gesellschaften zum Gegenstand haben, außerdem die Erzeugung und Verteilung von Energie, die Regulierung der Energiepreise sowie Maßnahmen zur Energiesicherung und zur Energieeinsparung (vgl. Oeter, in: v. Mangoldt/Klein/Starck, GG, Bd. 2, 7. Aufl. 2018, Art. 74 Rn. 89 m. w. N.; Degenhart, in: Sachs, GG, 9. Aufl. 2021, Art. 74 Rn. 46; Szczekalla, in: Bonner Kommentar, Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 Rn. 136 ff. [Dez. 2021]).

[63] (2) (a) Ausgehend davon ist das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz nicht dem Gesellschaftsrecht zuzuordnen.

[64] Zwar betreffen die zentralen Regelungen dieses Gesetzes die Organisation und Eigentümerstruktur der Zusammenschlüsse von Personen zur Erzeugung von Windenergie. Danach dürfen in Mecklenburg-Vorpommern Windenergieanlagen nur durch eine diesem Zweck dienende projektbezogene Gesellschaft errichtet und betrieben werden (§ 3 Abs. 1 BüGembeteilG), an der bestimmten Kaufberechtigten eine gesellschaftsrechtliche oder wirtschaftliche Beteiligung zu ermöglichen ist (§§ 4, 5, 12 BüGembeteilG). Hinzu kommen Regelungen zur Ermittlung des Kaufpreises und zur Stückelung der Anteile sowie zur Höhe der Verzinsung des Sparprodukts (§ 6 und § 12 Abs. 4 BüGembeteilG). Gleichwohl sind diese Regelungen kein Gesellschaftsrecht im kompetenzrechtlichen Sinne. Sie legen nicht die Rechtsform und konkrete Ausgestaltung von Projektgesellschaften für den Rechtsverkehr fest, sondern verpflichten den Vorhabenträger, die gesetzlichen Vorgaben bei der rechtsgeschäftlichen Gründung und Ausgestaltung der Projektgesellschaft nach Maßgabe der vom Gesellschaftsrecht bereitgestellten Rechtsformen zu beachten. Sie setzen also das bestehende Gesellschaftsrecht voraus.

[65] Dass das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz das Gesellschaftsrecht als solches unverändert lässt, also nicht das Gesellschaftsrecht selbst regelt, sondern den Vorhabenträger lediglich im Rahmen des geltenden Gesellschaftsrechts zu bestimmten Handlungen verpflichtet, folgt schon aus dem Wortlaut der Regelungen, etwa wenn nach § 3 BüGembeteilG die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen durch eine Projektgesellschaft „zu erfolgen ... haben“, bei einer Auslagerung von Tätigkeiten auf andere Gesellschaften die Gesellschaft sich die Gestaltungs-, Lenkungs- und Weisungsrechte „ausdrücklich vorzubehalten ... hat“, die Gesellschaft die auf den Einlagebetrag beschränkte Haftung der Kaufberechtigten im Außen- und Innenverhältnis „sicherzustellen ... hat“ und der Gesellschaftsvertrag oder die Satzung entsprechend den Vorgaben der Kommunalverfassung für eine Beteiligung von Gemeinden an Unternehmen in Privatrechtsform „auszugestalten ... sind“. Entsprechend diesem auf eine Verpflichtung der Vorhabenträger zu rechtsgeschäftlichem Handeln bezogenen Regelungsgehalt enthält das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz auch keine Instrumente zur unmittelbaren gesellschaftsrechtlichen Durchsetzung seiner Vorgaben im Rechtsverkehr, sondern sieht für den Fall von Pflichtverletzungen die Möglichkeit aufsichtsrechtlicher Maßnahmen (§ 13 BüGembeteilG) und die Verhängung von Bußgeldern (§ 14 BüGembeteilG) vor.

[66] (b) Vielmehr ist das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz der „Energiewirtschaft“ im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG zuzuordnen. Sein Gegenstand ist mit den zentralen Pflichten der Vorhabenträger zur Gründung und Ausgestaltung von der Erzeugung und dem Betrieb von Windenergie-

anlagen dienenden Projektgesellschaften und zur Beteiligung kaufberechtigter Anwohner und Standortgemeinden an denselben die Organisation und Eigentümerstruktur der Windenergiebranche. Dem Energiewirtschaftsrecht – und nicht etwa dem Kommunalrecht – ist auch die Pflicht der Vorhabenträger nach § 3 Abs. 3 BüGembeteilG zuzuordnen, die Projektgesellschaft so auszugestalten, dass sich die kaufberechtigten Gemeinden gemäß den kommunalrechtlichen Vorgaben an ihr beteiligen können. Denn das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz ändert weder die kommunalrechtlichen Vorgaben für den gemeindlichen Erwerb von Anteilen an privaten Unternehmen noch verpflichtet es die Gemeinden, sich auch dann an Projektgesellschaften zu beteiligen, wenn diese Vorgaben nicht erfüllt sind. Adressiert sind vielmehr allein die Vorhabenträger, die zum energiewirtschaftlichen Zweck der Förderung der Windenergie deren Akzeptanz verbessern sollen, indem sie dazu verpflichtet werden, den gemeindlichen Erwerb von Gesellschaftsanteilen zu ermöglichen.

[67] (c) In Betracht käme allerdings auch eine Zuordnung des Gesetzes zum „Recht der Luftreinhaltung“ nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG, weil es auch auf eine Reduzierung des klimaschädlichen Ausstoßes von CO₂ zielt (vgl. BVerfG, Beschluss der 3. Kammer des Ersten Senats vom 5. März 2018 – 1 BvR 2864/13 –, Rn. 27 zum Emissionshandel; vgl. auch BTDrucks 16/8148, S. 26, BTDrucks 17/6071, S. 44 und BTDrucks 18/1304, S. 89 zur kompetenzrechtlichen Zuordnung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Recht der Luftreinhaltung). Indes kann offenbleiben, ob das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz dem Recht der Luftreinhaltung unterfällt und in welchem Verhältnis diese Materie zum hier berührten Recht der Energiewirtschaft nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG stünde. Denn die Anforderung der Erforderlichkeit nach Art. 72 Abs. 2 GG ist nur auf Bundesgesetze anwendbar und für die Beurteilung einer Sperrwirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes spielt die Zuordnung des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes zum Recht der Luftreinhaltung keine Rolle (unten Rn. 85 ff.).

[68] (d) Entgegen der im Gesetzgebungsverfahren geäußerten Auffassung (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 23) kann das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz nicht auf die Befugnis der Länder zur abweichenden Gesetzgebung gemäß Art. 72 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 und Satz 3 GG im Bereich der Raumordnung im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 31 GG gestützt werden. Das Gesetz unterfällt auch nicht dem Bodenrecht im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 18 GG.

[...]

[72] b) Die Abgabe nach § 11 BüGembeteilG, die der Vorhabenträger bei einer Zustimmung der Gemeinde (§ 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG) anstelle deren Aufnahme als Gesellschafterin in die Projektgesellschaft an diese zahlen muss, ist keine Steuer im Sinne des Art. 105 GG. Es handelt sich um eine nichtsteuerliche Abgabe, die wie die übrigen Regelungen des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes dem Kompetenztitel des Energiewirtschaftsrechts gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG unterfällt.

[73] aa) Steuern im Sinne des Art. 105 GG begründen eine Gemeinlast, die allen auferlegt wird, die den steuerlichen Tatbestand erfüllen. Sie werden unabhängig von einer individuellen Gegenleistung erhoben und dienen der Finanzierung öffentlicher Aufgaben (vgl. BVerfGE 110, 274 <294>; 149, 222 <249 Rn. 53>). Eine Zweckbindung des Ertrags steht der Einordnung einer Abgabe als Steuer im Sinne einer Zwecksteuer nicht entgegen, wenn die Erfüllung der öffentlichen Aufgaben, deren Finanzierung diese dient, nicht den Charakter einer Gegenleistung zugunsten des Abgabepflichtigen hat (vgl. BVerfGE 49, 329 <353 f.>; 110, 274 <294 f.>; 149, 222 <249

Rn. 53>). Zu den nichtsteuerlichen Abgaben gehören neben den herkömmlichen Vorzugslasten (Gebühren und Beiträge) auch Abgaben, die wegen unterscheidungskräftiger Merkmale nicht mit Steuern konkurrieren (vgl. BVerfGE 101, 141 <150 f. >; 108, 186 <217>). Das Bundesverfassungsgericht hat dies unter anderem bei Abgaben angenommen, die einen Ausgleich der Belastung aus einer zu erfüllenden öffentlich-rechtlichen Pflicht herstellen und zur Pflichterfüllung anhalten sollen (vgl. BVerfGE 13, 167 <172>; 57, 139 <167 f.>; 67, 256 <277>; 92, 91 <116 f.>) oder die der Abschöpfung von Vorteilen aus der Nutzung eines der öffentlich-rechtlichen Bewirtschaftung unterliegenden Gutes der Allgemeinheit dienen (vgl. BVerfGE 93, 319 <345>).

[74] Die kompetenzrechtliche Einordnung einer Abgabe als Steuer oder nichtsteuerliche Abgabe richtet sich dabei allein nach ihrem tatbestandlich bestimmten materiellen Gehalt ohne Rücksicht auf materielle Fragen etwa zum Grundsatz der Belastungsgleichheit nach Art. 3 Abs. 1 GG (vgl. BVerfGE 108, 1 <13>; 137, 1 <17 Rn. 40>; 145, 171 <207 Rn. 103>; 149, 222 <250 f. Rn. 56 f.>).

[75] bb) Ausgehend davon ist die „Ausgleichsabgabe“ nach § 11 BüGembeteilG nach ihrer gesetzlichen Ausgestaltung als eine nach den allgemeinen Sachgesetzgebungskompetenzen der Art. 70 ff. GG zu beurteilende nichtsteuerliche Abgabe einzuordnen.

[76] (1) Gemäß § 11 Abs. 4 Satz 1 BüGembeteilG haben die Gemeinden die Mittel aus der Ausgleichsabgabe „zur Steigerung der Akzeptanz für Windenergieanlagen bei ihren Einwohnern zu verwenden“. Das Gesetz bestimmt auch, wie das geschehen soll. Es werden beispielhaft Maßnahmen genannt, mit denen dieser Zweck unter Verwendung von Abgabemitteln erreicht werden kann, wie die Aufwertung des Ortsbildes und der ortsgebundenen Infrastruktur, die Optimierung der Energiekosten oder des Energieverbrauchs in der Gemeinde oder die Förderung von Veranstaltungen und Einrichtungen der Kultur, Bildung oder Freizeit; hierbei muss für die Einwohner stets erkennbar sein, dass ein Zusammenhang zwischen der Maßnahme und den aus der Windenergieerzeugung generierten Geldmitteln besteht (§ 11 Abs. 4 Satz 2 BüGembeteilG). Die Abgabemittel dürfen nach § 11 Abs. 4 Satz 3 BüGembeteilG auch nur für freiwillige Selbstverwaltungsaufgaben verwendet werden, nicht für Aufgaben, welche die Gemeinde ohnehin erfüllen muss (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 44).

[77] Damit wird die Abgabe nicht zur Finanzierung gemeindlicher Aufgaben erhoben. Es ist den Gemeinden nicht freigestellt, die im Haushaltsplan zu dokumentierenden Einnahmen aus der Abgabe (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 42) für beliebige gemeindliche Zwecke einzusetzen. Sie dürfen die Mittel vielmehr nur so verwenden, dass die Teilhabe der Gemeinde an der vor Ort durch die Windenergieanlagen erzeugten Wertschöpfung und die dadurch bewirkte Verbesserung der örtlichen Lebensqualität für die Bürgerinnen und Bürger konkret erfahrbar werden. Nach dieser gesetzlichen Ausgestaltung steht die Abgabe als Alternative neben der Pflicht der Vorhabenträger, den Gemeinden den Erwerb von Anteilen an der Projektgesellschaft anzubieten. Beide Maßnahmen dienen demselben Zweck, die Akzeptanz in der Bevölkerung für neue Windenergieanlagen zu steigern, um so den weiteren Ausbau dieser erneuerbaren Energie zu fördern (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 41). Sie unterscheiden sich nur insoweit, als die akzeptanzsteigernde Wirkung bei einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung der Gemeinde an der Projektgesellschaft nicht über gesetzliche Vorgaben zur Verwendung von Gewinnausschüttungen hergestellt wird, sondern über die auch bei den Einwohnern erkennbare Rolle ihrer Gemeinde als Akteur der Windenergieerzeugung vor Ort (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 1 unter Bezugnahme auf „Bürgerwindparks“).

[78] (2) Hingegen unterscheidet sich die Abgabe nicht auch deshalb von der Steuer, weil ihr im Verhältnis zur „primären“ Pflicht der Vorhabenträger, den kaufberechtigten Gemeinden den Erwerb von Anteilen an der Projektgesellschaft anzubieten, eine Ausgleichs- und Antriebsfunktion zukäme (so aber LTDrucks 6/4568, S. 41). Eine Ausgleichsfunktion liegt vor, wenn die Abgabe zur möglichst gleichmäßigen Verteilung einer öffentlichen Last denjenigen als eine Art Ersatzgeld auferlegt wird, die eine öffentlich-rechtliche Handlungs- oder Unterlassungspflicht aus welchen Gründen auch immer nicht erfüllen; sie soll damit auch zur Erfüllung dieser Pflicht anhalten (vgl. BVerfGE 57, 139 <167 f.>; 67, 256 <277>; 92, 91 <117>).

[79] Dies ist hier nicht gegeben. Die Abgabe ist wie die Pflicht zur gesellschaftsrechtlichen Beteiligung der Standortgemeinden an der Projektgesellschaft ein Mittel, um die Akzeptanz für die Windenergie im Interesse des Ausbaus dieser erneuerbaren Energie zu verbessern. Als Alternative zur öffentlich-rechtlichen Handlungspflicht kann die Abgabe aber nicht zugleich eine Ausgleichs- und Anreizfunktion wahrnehmen. Das gilt auch im Hinblick auf etwaige Mehrbelastungen, wenn Gemeinden als Gesellschafterinnen in die Projektgesellschaft aufgenommen werden. Es könnte schon nicht festgestellt werden, ab welcher Belastung die akzeptanzfördernde Wirkung der Abgabe endet und eine Ausgleichswirkung beginnt. Im Gegenteil wird die akzeptanzfördernde Wirkung der Abgabe mit ihrer Höhe steigen, weil dann den Einwohnerinnen und Einwohnern die Vorteile der Ansiedlung von Windenergie noch deutlicher vor Augen gestellt werden können. Eine Anreizfunktion kann die Abgabe schon deshalb nicht entfalten, weil nach § 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG nicht der Vorhabenträger, sondern die kaufberechtigte Gemeinde darüber befindet, ob sie Anteile an der Projektgesellschaft erwerben will.

[80] cc) Als nichtsteuerliche Abgabe unterfällt die „Ausgleichsabgabe“ nach § 11 BüGembeteilG – nicht anders als die übrigen Regelungen des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes – der Sachgesetzgebungskompetenz für das Recht der „Energiewirtschaft“ nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG. Sie stellt eine Alternative zur Pflicht einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung an der Projektgesellschaft mit dem gleichgerichteten energiewirtschaftsrechtlichen Ziel dar, die Akzeptanz der Bevölkerung für neue Windenergieanlagen im Interesse des weiteren Ausbaus dieser erneuerbaren Energie zu verbessern.

[81] c) Bundesgesetzliche Regelungen entfalten gegenüber dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz keine Sperrwirkung nach Art. 72 Abs. 1 GG.

[82] aa) Nach Art. 72 Abs. 1 GG haben die Länder im Bereich der konkurrierenden Gesetzgebung die Befugnis zur Gesetzgebung, solange und soweit der Bund von seiner Gesetzgebungszuständigkeit keinen Gebrauch gemacht hat. Ein die Länder von der Gesetzgebung ausschließendes Gebrauchmachen liegt vor, wenn ein Bundesgesetz eine bestimmte Frage erschöpfend regelt (vgl. BVerfGE 18, 407 <417>; 67, 299 <324>; 138, 261 <280 Rn. 43>). Dies kann positiv durch eine Regelung oder negativ durch einen absichtsvollen Regelungsverzicht erfolgen (vgl. BVerfGE 32, 319 <327 f.>; 98, 265 <300>; 113, 348 <371>; 138, 261 <280 Rn. 43>). Entscheidend ist stets, dass ein bestimmter Sachbereich tatsächlich umfassend und lückenlos geregelt ist oder nach dem aus Gesetzgebungsgeschichte und Materialien ablesbaren objektivierten Willen des Gesetzgebers abschließend geregelt werden sollte (vgl. BVerfGE 102, 99 <115>). Der Gebrauch der Kompetenz durch den Bund muss „hinreichend erkennbar“ sein (vgl. BVerfGE 98, 265 <301>; 113, 348 <372>; 138, 261 <280 Rn. 43>). Bloße Wert- und Zielvorstellungen entfalten keine Sperrwirkung (vgl. BVerfGE 49, 343 <359>; 138, 261 <280

Rn. 43>). Führt der Vollzug einer landesrechtlichen Bestimmung dazu, dass die bundesrechtliche Regelung nicht mehr oder nicht mehr vollständig oder nur noch verändert angewandt werden kann, ist dies als Indiz für eine Sperrwirkung nach Art. 72 Abs. 1 GG anzusehen (vgl. BVerfGE 102, 99 <115>).

[83] Die Sperrwirkung hat zur Folge, dass das gleichwohl verabschiedete Landesgesetz wegen fehlender Kompetenz nichtig ist, unabhängig davon, ob die landesrechtlichen Regelungen mit dem erschöpfenden Bundesrecht inhaltlich kollidieren oder dieses nur ergänzen (vgl. BVerfGE 102, 99 <115>). Das gilt auch, wenn die Sperrwirkung erst nachträglich eintritt, weil das Landesrecht bereits in Kraft war (vgl. BVerfGE 138, 261 <283 f. Rn. 50>). Zudem beseitigt auch eine nachträgliche Aufhebung der Sperrwirkung durch die Änderung von Bundesrecht nicht die bereits eingetretene Nichtigkeit des Landesrechts. Recht, das der Landesgesetzgeber ohne Kompetenz gesetzt hat, kann dadurch nicht wiederaufleben, sondern muss gegebenenfalls neu in Kraft gesetzt werden (vgl. BVerfGE 29, 11 <17 f.>; 31, 141 <145>).

[84] bb) Ausgehend davon entfalten Bundesgesetze keine Sperrwirkung nach Art. 72 Abs. 1 GG gegenüber dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz.

[85] (1) In den Blick zu nehmen sind insoweit vor allem die verschiedenen Fassungen des ebenfalls dem Ausbau der erneuerbaren Energien dienenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Der Bund hat seit Inkrafttreten des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes am 18. Mai 2016 durch mehrere Novellierungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von seiner Gesetzgebungskompetenz aber nicht in einer Weise Gebrauch gemacht, die eine landesgesetzliche Förderung des Ausbaus der Windenergie durch eine der Akzeptanzverbesserung dienende Verpflichtung der Anlagenbetreiber zur Beteiligung Dritter an eigens zu gründenden Projektgesellschaften ausschließt.

[86] (a) Das gilt einmal für das im Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes am 18. Mai 2016 geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 in seiner Fassung durch das Änderungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl I S. 2498).

[87] Dieses Gesetz enthielt keine Regelungen, die in irgendeiner Weise darauf gerichtet gewesen wären, den weiteren Ausbau der Windenergie durch eine Verbesserung der Akzeptanz in der Bevölkerung für neue Anlagen zu fördern. Der Gesetzgebungsgeschichte oder den Gesetzesmaterialien lassen sich zudem keine Anhaltspunkte dafür entnehmen, dass auf solche Maßnahmen absichtsvoll verzichtet wurde.

[88] Die landesgesetzliche Pflicht der Vorhabenträger zu einer gesellschaftsrechtlichen oder wirtschaftlichen Beteiligung von Gemeinden und natürlichen Personen an der Projektgesellschaft konterkarierte auch nicht die vom Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 im Interesse des Ausbaus der Windenergie gewollte Subventionierung der Anlagenbetreiber (vgl. BVerfGE 102, 99 <115>). Dieses Gesetz gewährte – ebenso wie die nachfolgenden Novellierungen – den Betreibern zur Gewährleistung eines wirtschaftlichen Betriebs ihrer Anlagen eine garantierte Vergütung für den erzeugten Strom, um so den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Stromverbrauch zu erhöhen (vgl. § 1 Abs. 2, § 19 EEG 2014). Danach waren landesgesetzliche Regelungen gemäß Art. 72 Abs. 1 GG ausgeschlossen, welche die den Anlagenbetreibern bundesgesetzlich gewährte Subventionierung wieder entzogen hätten.

[89] Eine solche Wirkung entfaltet das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz jedoch nicht. Das gilt für die Pflicht zur Offerte von Anteilen an der Projektgesellschaft (§ 4 Abs. 1 Bü-

GembeteilG) schon deshalb, weil der gesellschaftsrechtlichen Gewinnausschüttung der von den Gemeinden für die Anteile zu entrichtende Kaufpreis gegenübersteht, auch wenn dieser wegen des nach § 6 BüGembeteilG vorgeschriebenen Sachwertverfahrens regelmäßig nicht den Marktpreis erreichen wird (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 31). Zwar werden den Vorhabenträgern durch die alternative Pflicht zur Zahlung einer Abgabe nach § 11 BüGembeteilG unmittelbar Mittel entzogen, da die Abgabe nicht dem Ausgleich von Leistungen der Gemeinde oder der Abschöpfung von Vorteilen, sondern der Akzeptanzsteigerung dient (oben Rn. 76 f.). Dasselbe gilt für die alternative Pflicht zur Offerte eines Sparprodukts an die kaufberechtigten natürlichen Personen nach § 12 BüGembeteilG. Insofern stehen der am Ertrag der Projektgesellschaft ausgerichteten Verzinsung des Sparprodukts (§ 12 Abs. 4 BüGembeteilG) keine Leistungen an die Vorhabenträger gegenüber. Doch sperrt die bundesgesetzliche Subventionierung der Betreiber von Windenergieanlagen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 diese landesgesetzlichen Pflichten gleichwohl nicht, weil die Vorhabenträger frei darüber entscheiden können, ob sie die Zahlung einer Abgabe und den Erwerb von Sparprodukten anstelle einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung anbieten wollen, auch wenn sie hierfür im Unterschied zum Verkauf von Anteilen an der Projektgesellschaft von den kaufberechtigten Gemeinden und natürlichen Personen keine Gegenleistung erhalten.

[90] (b) Auch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 vom 13. Oktober 2016 (BGBl I S. 2258, zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen vom 25. Mai 2020, BGBl I S. 1070) entfaltete keine Sperrwirkung gegenüber dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz.

[91] Dieses Gesetz enthielt erstmals Regelungen zur Verbesserung der Akzeptanz für Windenergieanlagen, die bei den nachfolgenden Novellierungen im Wesentlichen beibehalten wurden. Sie beziehen sich auf „Bürgerenergiegesellschaften“, bei denen mehr als die Hälfte der Stimmrechte bei im Bereich der geplanten Windenergieanlage wohnenden natürlichen Personen liegen (vgl. § 3 Nr. 15 Buchstabe b EEG 2017) und die Standortgemeinde eine finanzielle Beteiligung von 10% hält (vgl. § 36g Abs. 3 Satz 4 Nr. 3 Buchstabe b EEG 2017). Solchen lokal verankerten Bürgerenergiegesellschaften wird eine maßgebliche Bedeutung für die Akzeptanz vor Ort für neue Windenergieanlagen beigemessen (vgl. BTDrucks 18/8832, S. 214). Sie werden bei der durch Ausschreibung zu ermittelnden Höhe der subventionierten Vergütung für den erzeugten Strom privilegiert, weil für die Vergütung nicht das von ihnen abgegebene Gebot maßgeblich ist, sondern der Wert des höchsten im Ausschreibungstermin bezuschlagten Gebots (§ 36g Abs. 5 Satz 1 EEG 2017, ebenso § 36g Abs. 3 Satz 1 EEG 2021). Bürgerenergiegesellschaften können also ein niedrigeres Gebot abgeben, um die Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags zu erhöhen, doch wird ihre Förderung dennoch auf der Basis des höchsten erfolgreichen Gebots berechnet (vgl. Baker, in: Greb/Boewe, BeckOK EEG, § 36g EEG 2017 Rn. 8 [Nov. 2019]).

[92] Zwar spricht die Gesetzgebungsgeschichte des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 dafür, dass auf weitergehende bundesgesetzliche Regelungen zur Steigerung der Akzeptanz für neue Windenergieanlagen insbesondere durch eine dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz vergleichbare Pflicht der Vorhabenträger zur Beteiligung von Gemeinden und Anwohnern an deren Wertschöpfung bewusst verzichtet wurde. Einem auf dieses Teilhabemodell abzielenden Vorschlag der Fraktion DIE LINKE blieb im Ausschuss für Wirtschaft und Energie der Erfolg versagt (vgl. BTDrucks 18/9096, S. 349 ff.). Jedoch wurde stattdessen auf Empfehlung dieses Ausschusses die Regelung zur Privilegierung von Bürgerener-

giesellschaften um einen Vorbehalt zugunsten der Landesgesetzgebung ergänzt. Nach § 36g Abs. 7 EEG 2017 (ebenso wie dann nach § 36g Abs. 5 EEG 2021) können die Länder weitergehende Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen verabschieden, sofern § 80a EEG nicht beeinträchtigt ist. Dadurch soll „klargestellt“ werden, „dass die Länder darüber hinaus die Möglichkeit haben, durch Maßnahmen oder Regelungen zur Bürgerbeteiligung an Windenergieprojekten die Akteursvielfalt und die Akzeptanz beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu stärken, soweit sie die Ausschreibung nicht unmittelbar betreffen“ (BTDrucks 18/9096, S. 363). Nach dem Gang der Ausschussberatungen ist anzunehmen, dass diese Öffnung für die Landesgesetzgeber gerade auch mit Blick auf die damals schon im Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz verankerte Pflicht der Vorhabenträger zur Beteiligung von Anwohnern und Standortgemeinden an der Wertschöpfung von Windenergieanlagen erfolgt ist.

[93] Somit hat der Bundesgesetzgeber selbst zwar absichtlich auf Regelungen verzichtet, die über eine Privilegierung von Bürgerenergiegesellschaften bei der Ausschreibung der Vergütung neuer Windenergieanlagen hinaus vergleichbar dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz alle Vorhabenträger verpflichten, Windenergie nur im Rahmen lokal verankerter Projektgesellschaften zu erzeugen. Nach dem Regelungsvorbehalt des § 36g Abs. 7 EEG 2017 sollte dieser bewusste Verzicht ergänzende landesgesetzliche Regelungen aber gerade nicht ausschließen (vgl. BVerfGE 35, 65 <73 f.>; 132, 372 <387 Rn. 43>).

[94] (c) Schließlich hat auch das seit 1. Januar 2021 geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 (BGBl I S. 3138) die Gesetzgebungskompetenz des Landes nicht gemäß Art. 72 Abs. 1 GG zum Wegfall gebracht.

[95] Dieses Gesetz eröffnet den Anlagenbetreibern die Möglichkeit, den Standortgemeinden in begrenztem Umfang nach der vor Ort erzeugten Strommenge bemessene Zahlungen anbieten zu können (§ 6 EEG 2021; zuvor § 36k EEG 2021). Dem liegt die Annahme zugrunde, dass eine solche Teilhabe der Standortgemeinden an der Wertschöpfung des Betriebs von Windenergieanlagen die Akzeptanz für die Windenergie erhöhen und zur besseren Nutzung geeigneter Flächen für Windenergieanlagen führen kann, weshalb auch ein Eigeninteresse der Anlagenbetreiber an Zahlungen unterstellt werden könne (vgl. BTDrucks 19/23482, S. 112 zur Vorgängerregelung des § 36k EEG 2021). Das bundesgesetzliche Modell einer Verbesserung der Akzeptanz für neue Windenergieanlagen unterscheidet sich zwar vor allem dadurch vom Regelungsmodell des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes, dass es auf eine durch freiwillige Zahlungen der Anlagenbetreiber bewirkte Teilhabe der Standortgemeinden an der vor Ort durch die Windenergie erzeugten Wertschöpfung setzt, die zudem gemäß § 6 Abs. 5 EEG 2021 letztlich über den Netzbetreiber und die EEG-Umlage auf den Verbraucher überwältzt werden kann (vgl. BTDrucks 19/23482, S. 113 zur Vorgängerregelung des § 36k Abs. 2 EEG 2021). Gleichwohl haben diese bundesgesetzlichen Regelungen keine Sperrwirkung gegenüber landesgesetzlichen Regelungen ausgelöst, die Anlagenbetreiber zu einer Teilhabe Dritter an einer eigens zu gründenden Projektgesellschaft verpflichten, insbesondere auch nicht gegenüber einer Pflicht zur Zahlung einer Abgabe an die Gemeinde. Denn der Vorbehalt des § 36g Abs. 5 EEG 2021 zugunsten der Landesgesetzgebung wurde aufrechterhalten. Danach sind die Länder nach wie vor befugt, weitergehende Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen in Kraft zu setzen.

[96] (2) Auch die anderen bundesgesetzlichen Regelungen aus dem Bereich des Energiewirtschaftsrechts wie insbesondere

das Energiewirtschaftsgesetz entfalten keine Sperrwirkung gegenüber dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz. Zwar betreffen die Regelungen zur Entflechtung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen nach §§ 7 ff. des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ebenfalls die Organisation der Energiewirtschaft, da sie die ein natürliches Monopol bildenden Verteilernetze aus dem Unternehmen herauslösen. Sie weisen jedoch nach ihrem Regelungsgegenstand und dem Regelungszweck der Sicherung eines fairen Wettbewerbs (vgl. BTDrucks 15/3917, S. 51 und BTDrucks 17/6072, S. 54) keinen Zusammenhang mit der hier in Rede stehenden Förderung des Ausbaus der Windenergie durch akzeptanzsteigernde organisationsrechtliche Maßnahmen auf. Daher liegt die Annahme insoweit abschließender bundesgesetzlicher Regelungen fern.

[97] Die Entflechtungsregelungen werden durch das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz auch nicht etwa unterlaufen (vgl. BVerfGE 102, 99 <115>). Aus den Projektgesellschaften selbst können keine vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen entstehen. Sie sind von vornherein auf die Ebene der Energieerzeugung beschränkt, weil sie allein der Errichtung und dem Betrieb von Windenergieanlagen dienen und sich nur im Rahmen untergeordneter Hilfs- oder Nebengeschäfte an anderen Gesellschaften beteiligen dürfen (§ 3 Abs. 1 Sätze 1 bis 3 BüGembeteilG). Soweit Gemeinden Verteilernetze innehaben, richtet sich die Möglichkeit des Erwerbs von Anteilen an der Projektgesellschaft zwar nach den Vorgaben der Entflechtungsregelungen. Insoweit entsteht aber von vornherein keine Konfliktsituation, weil das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz die Gemeinden nicht zu einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung verpflichtet.

[98] 3. Der Eingriff in die berufliche Freiheit der Vorhabenträger ist überwiegend gerechtfertigt. Er dient verfassungsrechtlich legitimen Zwecken, ist zur Verfolgung dieser Zwecke geeignet, erforderlich und, abgesehen von der Informationspflicht nach § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG, auch angemessen.

[99] a) Die mit den angegriffenen gesetzlichen Teilhabepflichten unmittelbar bezweckte Verbesserung der Akzeptanz für neue Windenergieanlagen (aa) dient dem übergeordneten Zweck der Förderung des Ausbaus der Windenergie (bb) und damit den legitimen Gemeinwohlzielen des Klimaschutzes (Art. 20a GG), des Schutzes der Grundrechte vor den nachteiligen Folgen des Klimawandels und der Sicherung der Stromversorgung (cc).

[100] aa) Die Ausgestaltung der Pflichten der Vorhabenträger zeigt, dass unmittelbarer Normzweck die Verbesserung der Akzeptanz für Windenergieanlagen ist. So ist die Abgrenzung des Kreises der teilhabeberechtigten Anwohner und Gemeinden nach einem Radius von fünf Kilometern um den Standort der Windenergieanlagen gemäß § 5 Absätze 1 und 2 BüGembeteilG an der für die Akzeptanz maßgeblichen besonderen Sichtbarkeit dieser Anlagen ausgerichtet, wie sie sich aus der typischen Beschaffenheit der Landschaft in Mecklenburg-Vorpommern ergibt (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 30). Die Bewertung der Projektgesellschaft nach dem modifizierten Sachwertverfahren gemäß § 6 Absätze 3 und 4 BüGembeteilG soll zu einem unter dem Marktpreis liegenden Kaufpreis für die vom Vorhabenträger anzubietenden Gesellschaftsanteile führen, damit das Erwerbsrecht im Interesse der Akzeptanzsteigerung in Anspruch genommen wird (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 31). Vergleichbares gilt für die Pflicht nach § 6 Abs. 8 BüGembeteilG, die Anteile so zu stückeln, dass ein Kaufpreis von 500 Euro pro Anteil nicht überschritten wird (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 33). Nach § 3 Abs. 2 BüGembeteilG ist die Haftung der kaufberechtigten natürlichen Personen und Gemeinden im Außen- und Innenverhältnis auf den Einlagebetrag zu beschränken. Zudem sollen durch das Verbot einer über Hilfs-

oder Nebengeschäfte hinausgehenden Beteiligung von Projektgesellschaften an anderen Gesellschaften nach § 3 Abs. 1 Satz 3 BüGembeteilG vorhabenfremde Risiken für den wirtschaftlichen Erfolg der Gesellschaft ausgeschlossen werden (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 27). Soweit sich der Vorhabenträger entschließt, den Anwohnern ein Sparprodukt anzubieten (§ 10 Abs. 5 BüGembeteilG), ist die Verzinsung des Sparprodukts gemäß § 12 Abs. 4 BüGembeteilG nach dem Ertrag der Projektgesellschaft zu bemessen (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 46).

[101] Darüber hinaus schreibt § 11 Abs. 4 BüGembeteilG vor, eine vom Vorhabenträger an die Standortgemeinde zu zahlende Abgabe so zu verwenden, dass die Vorteile der Ansiedlung von Windenergieanlagen für die Einwohnerinnen und Einwohner konkret erfahrbar werden (oben Rn. 76 f.). Auch insoweit wird die Teilhabe an der vor Ort durch Windenergie erzeugten Wertschöpfung durch eine ertragsbezogene Bemessung der Abgabe nach § 11 Abs. 2 BüGembeteilG hergestellt, die dadurch wirtschaftlich einer Gewinnausschüttung gleichkommt, welche die gesellschaftsrechtlich an Projektgesellschaften beteiligten Gemeinden erhalten (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 42).

[102] bb) Die Verbesserung der Akzeptanz verfolgt den übergeordneten Zweck, den weiteren Ausbau der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern zu sichern und zu verstärken. Der Gesetzgeber sieht in fehlender Akzeptanz ein wesentliches Hindernis für den weiteren Ausbau der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern. Das Akzeptanzdefizit wird daran festgemacht, dass der erheblichen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch die weithin sichtbaren Windenergieanlagen keine relevante Steigerung der regionalen Wertschöpfung gegenübersteht, weil die Anlagen durch nicht lokal verankerte Unternehmen ohne Beteiligung der betroffenen Einwohner und Gemeinden errichtet und betrieben werden (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 1 f., 23, 30). So hat die Landesregierung von Mecklenburg-Vorpommern in diesem Verfahren dargelegt, dass die Regionalen Planungsverbände bei der Suche nach neuen, für die Windenergienutzung geeigneten Gebieten wegen der fehlenden Teilhabe an der damit erzeugten Wertschöpfung auf erheblichen Widerstand in der Bevölkerung und bei den Kommunen stoßen (siehe auch Landtag Mecklenburg-Vorpommern, Plenarprotokoll 6/104 vom 22. Oktober 2015, S. 40).

[103] cc) Der vom Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz bezweckte Ausbau der Windenergie durch eine Verbesserung der Akzeptanz für neue Anlagen dient – wie jede Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien – den legitimen Gemeinwohlzielen des Klimaschutzes (Art. 20a GG), des Schutzes der Grundrechte vor den nachteiligen Folgen des Klimawandels und der Sicherung der Stromversorgung.

[104] (1) Aus erneuerbaren Energien wie der Windkraft kann Strom gewonnen werden, ohne dass beim Erzeugungsvorgang wie bei der herkömmlichen Stromgewinnung durch Verbrauch fossiler Energieträger klimaschädliches CO₂ emittiert wird. Daher dient – neben Maßnahmen zur Energieeffizienz und Energieeinsparung – jede auf den weiteren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien gerichtete Maßnahme dem Schutz des Klimas, zu dem der Staat nach dem Klimaschutzgebot des Art. 20a GG verpflichtet ist (vgl. BVerfGE 157, 30 <138 ff. Rn. 197 ff.> – Klimaschutz). Der Ausstoß von CO₂ verringert sich in dem Maße, in dem die herkömmliche Stromerzeugung auf erneuerbare Energien umgestellt und der Verbrauch fossiler Energieträger in anderen Sektoren wie Verkehr, Gebäude oder Industrie durch Strom aus erneuerbaren Energien oder durch unter Verwendung solchen Stroms erzeugte „grüne“ Energieträger wie zum Beispiel Wasserstoff ersetzt wird.

[105] (2) Aus Art. 2 Abs. 2 Satz 1 GG und aus Art. 14 Abs. 1 GG folgt die Pflicht des Staates, Leben und Gesundheit sowie das

Eigentum vor den Gefahren des Klimawandels zu schützen (vgl. BVerfGE 157, 30 <110 ff. Rn. 143 ff.>). Dazu gehören neben Maßnahmen zur Vermeidung schwerer Folgen des tatsächlich eintretenden Klimawandels im Sinne von Anpassungsmaßnahmen (vgl. dazu BVerfGE 157, 30 <113 Rn. 150, 119 f. Rn. 164>) auch Maßnahmen zur Begrenzung des Klimawandels selbst durch eine Verringerung des Ausstoßes von CO₂ bis hin zu einem klimaneutralen Umgang mit Energie. Einer Schutzpflicht mit diesem Inhalt steht nicht entgegen, dass der deutsche Staat dem Klimawandel wegen der globalen Wirkung und des globalen Charakters seiner Ursachen nicht allein, sondern nur in internationaler Einbindung begegnen kann (vgl. BVerfGE 157, 30 <113 Rn. 149, 139 ff. Rn. 199 ff.>). Somit dient die vom Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz bezweckte Förderung des Ausbaus der Windenergie auch dem Schutz der genannten Grundrechte vor den Gefahren des Klimawandels.

[106] (3) Schließlich dient ein vermehrter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zugleich dem Gemeinwohlziel der Sicherung der Stromversorgung.

[107] Dem dient eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zum einen vor dem Hintergrund des verfassungsrechtlich vorgegebenen Klimaschutzziels. In Wahrnehmung seines Konkretisierungsauftrags und seiner Konkretisierungsprärogative hat der Gesetzgeber das Klimaschutzziel des Art. 20a GG aktuell durch § 1 Satz 3 des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) dahingehend bestimmt, dass der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C und möglichst auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen ist. Die Temperaturschwelle des § 1 Satz 3 KSG ist als verfassungsrechtlich maßgebliche Konkretisierung auch der verfassungsrechtlichen Prüfung zugrunde zu legen (vgl. BVerfGE 157, 30 <145 ff. Rn. 208 ff.>). Daraus folgt die Notwendigkeit, den Ausstoß von CO₂ durch den Verbrauch fossiler Energieträger immer stärker bis zu dem Punkt zu reduzieren, zu dem die Nutzung von Energie keinen Beitrag mehr zur globalen Erderwärmung leistet (vgl. BVerfGE 157, 30 <150 ff. Rn. 216 ff.> zum insoweit verbleibenden CO₂-Restbudget). Das erfordert die Rückführung der Stromgewinnung durch Verbrauch fossiler Energieträger, die zur Sicherung einer ausreichenden Stromversorgung durch eine vermehrte Nutzung erneuerbarer Energien aufgefangen werden muss. Hinzu kommt der gesetzlich festgelegte Ausstieg aus der Nutzung von Atomenergie, die wegen der Verpflichtung zur Klimaneutralität auf Dauer nur durch Strom aus erneuerbaren Energien ersetzt werden kann. Ein erhöhter Bedarf entsteht schließlich dadurch, dass fossile Energieträger nicht nur bei der Stromerzeugung, sondern auch in anderen Sektoren wie Verkehr, Gebäude oder Industrie durch „Grünstrom“ oder durch alternative, unter Verwendung solchen Stroms gewonnene Energieträger wie etwa Wasserstoff ersetzt werden müssen. Somit verlangt die Sicherung der Stromversorgung bei gleichzeitiger Wahrung des verfassungsrechtlichen Klimaschutzziels einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien (vgl. Klimaschutzplan 2050, S. 39; Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, BTDrucks 19/13900, S. 26).

[108] Zum anderen dient eine vermehrte Nutzung der in Deutschland verfügbaren erneuerbaren Energien auch deshalb der Sicherung der Stromversorgung, weil so die Abhängigkeit von Energieimporten vermindert und die Eigenversorgung gestärkt werden kann.

[109] b) Die angegriffenen Regelungen des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes sind zur Verfolgung dieser Gemeinwohlziele geeignet.

[110] aa) Verfassungsrechtlich genügt für die Eignung bereits die Möglichkeit, durch die gesetzliche Regelung den Gesetzeszweck zu erreichen. Eine Regelung ist erst dann nicht mehr geeignet, wenn sie die Erreichung des Gesetzeszwecks in keiner Weise fördern kann oder sich sogar gegenläufig auswirkt (vgl. BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 8. Juli 2021 – 1 BvR 2237/14 u. a. –, Rn. 131 m. w. N. – Vollverzinsung). Bei der Beurteilung der Eignung einer Regelung steht dem Gesetzgeber ein Spielraum zu, der sich auf die Einschätzung und Bewertung der tatsächlichen Verhältnisse, auf die etwa erforderliche Prognose und auf die Wahl der Mittel bezieht, um die Ziele des Gesetzes zu erreichen. Dieser Spielraum reicht nicht stets gleich weit. Sein Umfang hängt vielmehr einzelfallbezogen etwa von der Eigenart des in Rede stehenden Sachbereichs, den Möglichkeiten, sich ein hinreichend sicheres Urteil zu bilden, und der Bedeutung der auf dem Spiel stehenden Rechtsgüter ab (vgl. BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 19. November 2021 – 1 BvR 781/21 u. a. –, Rn. 185).

[111] bb) Ausgehend davon kann die Annahme des Gesetzgebers nicht beanstandet werden, die angegriffenen Regelungen könnten die Akzeptanz für neue Windenergieanlagen verbessern (1), dadurch den Ausbau der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern fördern (2) und auf diese Weise einen Beitrag zur Erreichung der genannten Gemeinwohlziele leisten (3).

[112] (1) Der Landesgesetzgeber geht davon aus, dass die Pflicht der Vorhabenträger zur Gründung von Projektgesellschaften zur Erzeugung von Windenergie und zur Beteiligung betroffener natürlicher Personen und Gemeinden an deren Wertschöpfung die Akzeptanz für neue Anlagen verbessern kann. Die fehlende Bereitschaft der Bevölkerung, den weiteren Ausbau der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern zu akzeptieren, liege vor allem daran, dass der erhebliche Eingriff in das Landschaftsbild durch die weithin sichtbaren Windenergieanlagen nicht dadurch ausgeglichen werde, dass ein nennenswerter Teil der auf diese Weise erzeugten Wertschöpfung in der Region verbleibt. Der Gesetzgeber verweist insoweit auf die höhere Akzeptanz der Windenergie in den Ländern, in denen Windparks überwiegend unter Beteiligung von Bürgern und Gemeinden betrieben werden (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 1 f.).

[113] Diese Einschätzung wird durch Umfrageergebnisse gestützt. So befürworteten bei einer im Auftrag der Landesregierung in Mecklenburg-Vorpommern im Jahr 2015 durch das Meinungsforschungsinstitut TNS Emnid durchgeführten Befragung (Repräsentative Bevölkerungsbefragung in Mecklenburg-Vorpommern zum Thema Windkraft, November 2015) rund drei Viertel der Befragten die Möglichkeit einer finanziellen Teilhabe von Anwohnern und Standortgemeinden an neuen Windparks als gute oder sogar sehr gute Maßnahme. Bei einer im Jahr 2021 bundesweit telefonisch durchgeführten Umfrage betonten die Befragten, ihnen sei bei der Errichtung von Windenergieanlagen in ihrem Wohnumfeld (sehr) wichtig, dass umliegende Kommunen die Umsetzung mitgestalten könnten (83 %) und finanziell hiervon profitierten (79 %) und dass die Anlagen zumindest teilweise als Bürgerenergieprojekte umgesetzt würden (57 %). Als für eine aktive Unterstützung für den Bau von Windenergieanlagen vor Ort besonders gut geeignete Faktoren benannten die Befragten insbesondere vergünstigte Stromtarife (72 %), projektbedingte Einnahmen der Kommune mit dem Ziel einer Verbesserung der örtlichen Lebensverhältnisse (70 %), die Möglichkeit von Investitionen in das Windenergieprojekt durch die Menschen vor Ort (63 %) und eine Umsetzung als Bürgerenergieprojekt (54 %).

[114] Auch der Bundesgesetzgeber geht davon aus, dass lokal verankerte „Bürgerenergiegesellschaften“ wesentlich zur Akzeptanz neuer Windenergieanlagen beitragen. Aus diesem

Grund sind solche Gesellschaften bei der durch Ausschreibung zu ermittelnden Höhe der Subventionierung der Vergütung für Strom aus Windenergie privilegiert (§ 36g Abs. 3 EEG 2021; oben Rn. 91). Darüber hinaus eröffnet § 6 EEG 2021 eine Möglichkeit zur Steigerung der regionalen Wertschöpfung; danach dürfen die Anlagenbetreiber den Standortgemeinden nach der vor Ort erzeugten Strommenge bemessene Zahlungen anbieten (oben Rn. 95).

[115] Schließlich teilt auch der europäische Normgeber die Einschätzung, dass die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie „lokaler Behörden“ an Projekten zur Nutzung erneuerbarer Energie die Akzeptanz hierfür verbessert (Erwägungsgrund 70 EERL). Die Mitgliedstaaten sind daher gemäß Art. 22 EERL verpflichtet sicherzustellen, dass solche lokalen „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften“ einen diskriminierungsfreien Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten erhalten.

[116] Nach allem erscheint die Annahme des Gesetzgebers plausibel, dass durch die verschiedenen im Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz verankerten Pflichten der Vorhabenträger zur gesellschaftsrechtlichen oder wirtschaftlichen Beteiligung von Anwohnern und Standortgemeinden an lokalen, der Erzeugung von Windenergie dienenden Projektgesellschaften die Akzeptanz für neue Windenergieanlagen verbessert werden kann. Das gilt auch für die alternativ zum Angebot des Erwerbs von Gesellschaftsanteilen bestehende Pflicht zur Zahlung einer Abgabe an die kaufberechtigte Gemeinde. Die Einschätzung des Gesetzgebers, dass auch die Abgabe die Akzeptanz für die Windenergie steigern kann, wenn sie entsprechend den Vorgaben nach § 11 Abs. 4 BüGembeteilG verwendet wird (oben Rn. 76 f.), ist nicht zu beanstanden. Es ist vertretbar anzunehmen, dass bei den Einwohnerinnen und Einwohnern eine solche Wirkung eintreten kann, wenn für sie erkennbar ist, dass Verbesserungen der örtlichen Lebensqualität auf der über die Abgabe vermittelten Teilhabe der Gemeinde an der vor Ort durch Windenergie erzeugten Wertschöpfung beruhen.

[117] (2) Eine auf diese Weise verbesserte Akzeptanz in der Bevölkerung kann auch den Ausbau der Windenergie fördern.

[118] Nach Angaben des Landes Mecklenburg-Vorpommern stießen die Regionalen Planungsverbände vor Verabschiedung des Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetzes bei der Suche nach Eignungsgebieten für Windenergieanlagen auf erheblichen Widerstand in der Bevölkerung und bei den betroffenen Kommunen, weil der Ausbau der Windenergie mit weitgehenden Veränderungen der Landschaft einhergehe, ohne dass Möglichkeiten zur kommunalen und bürgerschaftlichen Teilhabe an der vor Ort erzielten Wertschöpfung bestünden. Die Bereitschaft zur Ausweisung neuer Eignungsgebiete sei daher zunehmend von einer rechtsverbindlichen Gewährleistung der Teilhabe an Windenergieanlagen abhängig gemacht worden (oben Rn. 102; vgl. auch § 2 Nr. 7 des Landesplanungsgesetzes Mecklenburg-Vorpommern – LPIG M-V; LTDrucks 6/4568, S. 2). Danach durfte der Gesetzgeber davon ausgehen, dass bei einer Verpflichtung der Vorhabenträger zur Beteiligung der betroffenen Gemeinden und Anwohner am Ertrag der Windenergienutzung auch die Bereitschaft der – insoweit gemäß § 12 Absätze 3 und 4 LPIG M-V nicht weisungsgebundenen – Regionalen Planungsverbände wächst, die planungsrechtlichen Voraussetzungen für die Errichtung neuer Windenergieanlagen zu schaffen, weil sie dann auf weniger Widerstand in der Bevölkerung und bei den betroffenen Gemeinden stoßen würden. Die Einschätzung wird nachträglich dadurch bestätigt, dass nach Angaben der Landesregierung bei den laufenden Verfahren zur Fortschreibung der Regionalpläne die Bereitschaft der Planungsverbände erkennbar geworden

ist, in deutlichem Umfang weitere Flächen für die Windenergie auszuweisen.

[119] Es musste sich dem Gesetzgeber auch nicht aufdrängen, dass die Maßnahme den weiteren Ausbau der Windenergie gleichwohl nicht befördern könnte, weil die Betreiber von Windenergieanlagen sich nicht mehr in Mecklenburg-Vorpommern engagierten, um den Verpflichtungen zur Gründung von Projektgesellschaften und zur kommunalen und bürgerchaftlichen Teilhabe an deren Ertrag zu entgehen. Dagegen spricht schon der bundesweite Mangel an geeigneten Flächen für Windenergieanlagen. In der Praxis hat das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz denn auch nach Angaben der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern in diesem Verfahren nicht zu einem Rückgang von Genehmigungsanträgen geführt.

[120] (3) Schließlich kann das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz durch eine dem weiteren Ausbau der Windenergie an Land dienliche Verbesserung der Akzeptanz für neue Windenergieanlagen einen Beitrag für den Schutz des Klimas, den Schutz der Grundrechte vor den Folgen eines Klimawandels und die Sicherung der Stromversorgung leisten.

[121] (a) Kein Staat kann die globale Erwärmung allein verhindern. Zugleich trägt jede Emission von klimaschädlichem CO₂ aus jedem Staat gleichermaßen zum Klimawandel bei. Eine Lösung des globalen Klimaproblems ist nur möglich, wenn weltweit Maßnahmen zum Klimaschutz ergriffen werden (BVerfGE 157, 30 <140 Rn. 200>). Daher fördert aber auch jede auf eine Reduzierung von CO₂-Emissionen gerichtete Maßnahme – wie hier der Ausbau der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern – eine Begrenzung des Anstiegs der Erdtemperatur, indem sie einen Beitrag zu dem von der Staatengemeinschaft mit dem Pariser Abkommen in Gang gesetzten globalen Reduktionsprozess leistet (vgl. BVerfGE 157, 30 <140 ff. Rn. 201 ff.>).

[122] (b) Jede Maßnahme, die wie hier das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz durch eine Reduzierung des Ausstoßes von CO₂ zur Begrenzung des Anstiegs der Erdtemperatur beiträgt, ist zugleich geeignet, den Schutz von Gesundheit und Leben (Art. 2 Abs. 2 Satz 1 GG) und des Eigentums (Art. 14 Abs. 1 GG) vor den Gefahren des Klimawandels zu fördern. Denn schädliche Auswirkungen auf diese Grundrechte treten umso eher ein und sind umso größer, je rascher und je höher die Erdtemperatur ansteigt (vgl. BTDrucks 18/7111, S. 36 ff.).

[123] (c) Zugleich trägt der vom Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz bezweckte Ausbau der Windenergie zur Sicherung der Stromversorgung bei, weil der auf diese Weise erzeugte Strom den Strom ersetzen kann, der wegen des verfassungsrechtlich gebotenen Klimaschutzziels nicht mehr aus dem Verbrauch fossiler Energieträger und wegen der gesetzlichen Ausstiegsentscheidung nicht mehr aus der Kernenergie gewonnen wird; zudem trägt der Ausbau der Windenergie zur Deckung des Mehrbedarfs an Strom aus erneuerbaren Energien bei, der aus der Reduzierung des klimaschädlichen Verbrauchs fossiler Energieträger in anderen Sektoren wie Verkehr, Gebäude und Industrie entsteht (oben Rn. 107). Darüber hinaus stärkt die vermehrte Nutzung der Windenergie die im Interesse einer gesicherten Stromversorgung liegende Eigenversorgung.

[124] c) Die verschiedenen gesetzlichen Pflichten der Vorhabenträger zur Beteiligung kaufberechtigter natürlicher Personen und Gemeinden an der vor Ort durch die Nutzung von Windenergie erzeugten Wertschöpfung sind zur Verfolgung dieser Gemeinwohlzwecke im verfassungsrechtlichen Sinn erforderlich.

[125] aa) Grundrechtseingriffe dürfen nicht weitergehen, als es der Schutz des Gemeinwohls erfordert. Daran fehlt es, wenn

ein gleich wirksames Mittel zur Erreichung des Gemeinwohls zur Verfügung steht, das den Grundrechtsträger weniger und Dritte und die Allgemeinheit nicht stärker belastet. Die sachliche Gleichwertigkeit der alternativen Maßnahmen zur Zweckerreichung muss dafür in jeder Hinsicht eindeutig feststehen. Dem Gesetzgeber steht grundsätzlich auch für die Beurteilung der Erforderlichkeit ein Einschätzungsspielraum zu. Der Spielraum bezieht sich unter anderem darauf, die Wirkung der von ihm gewählten Maßnahmen auch im Vergleich zu anderen, weniger belastenden Maßnahmen zu prognostizieren. Der Spielraum kann sich wegen des betroffenen Grundrechts und der Intensität des Eingriffs verengen (vgl. BVerfGE 152, 68 <119 Rn. 134>). Umgekehrt reicht er umso weiter, je höher die Komplexität der zu regelnden Materie ist (vgl. BVerfGE 122, 1 <34>; 150, 1 <89 Rn. 173> m. w. N.).

[126] bb) Demnach sind die angegriffenen Regelungen im verfassungsrechtlichen Sinne erforderlich. Dabei erstreckt sich die Erforderlichkeitsprüfung von vornherein nicht auf Alternativen zum Ausbau der Windenergie, um die damit verfolgten Gemeinwohlsziele auf andere Weise erreichen zu können. Denn solche Alternativen wären für die Beschwerdeführerin als einem Unternehmen der Windenergiebranche offensichtlich kein milderes Mittel. Für das maßgebliche gemeinwohldienliche Ziel einer Förderung des Ausbaus der Windenergie steht nicht zweifelsfrei fest, dass die Akzeptanz in der Bevölkerung für neue Anlagen gleich wirksam auf andere, die Vorhabenträger weniger belastende Weise erreicht werden kann, als sie im Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz vorgesehen ist.

[127] (1) Das gilt einmal hinsichtlich des Rechts der kaufberechtigten Gemeinden nach § 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG, das Angebot des Vorhabenträgers zur Zahlung einer Abgabe nach § 11 BüGembeteilG ablehnen und so ihre gesellschaftsrechtliche Beteiligung an der Projektgesellschaft erzwingen zu können. Die Wahlfreiheit der Vorhabenträger wäre nur dann das verfassungsrechtlich gebotene mildere Mittel, wenn die Akzeptanz für neue Windenergieanlagen zweifelsfrei gleich wirksam durch Zahlung einer Abgabe an die Gemeinde gefördert werden könnte wie durch deren gesellschaftsrechtliche Beteiligung an der Projektgesellschaft. Das kann jedoch nicht festgestellt werden.

[128] Eine gleiche Wirksamkeit kann nicht daraus hergeleitet werden, dass den Vorhabenträgern hinsichtlich einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung kaufberechtigter natürlicher Personen Wahlfreiheit eingeräumt ist. Insoweit können die Vorhabenträger stattdessen den Erwerb eines Sparprodukts nach § 12 BüGembeteilG anbieten, ohne der Zustimmung der Kaufberechtigten zu bedürfen (§ 10 Abs. 5 und Abs. 7 Satz 1 BüGembeteilG). Daraus folgt nicht, dass der Gesetzgeber der gesellschaftsrechtlichen Beteiligung keine höhere akzeptanzsteigernde Wirksamkeit beimisst als der Abgabe und dem Sparprodukt. Vielmehr soll die Wahlfreiheit den Vorhabenträgern die Möglichkeit eröffnen, die gegenüber einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung von Gemeinden größeren Einschränkungen zu vermeiden, die sich aus der Gesellschafterstellung einer Vielzahl von Einwohnern ergeben können (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 45).

[129] Für eine mindestens gleiche Wirksamkeit der Abgabe gegenüber einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung spricht auch nicht die bereits im Gesetzgebungsverfahren abgegebene Prognose, dass die Gemeinden im Regelfall nicht auf einer Gesellschafterstellung in der Projektgesellschaft bestehen, sondern das Angebot zur Zahlung einer Abgabe annehmen werden. Als Grund hierfür wurde nicht genannt, dass die Akzeptanz durch die Abgabe besser oder wenigstens gleich gut gefördert werde. Vielmehr wurde darauf verwiesen, dass die Abgabe für die Gemeinden einfacher anzuwenden sei als eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung (vgl. LTDrucks 6/5335,

S. 41, 50). Diese Einschätzung hat sich nach Angaben der Landesregierung in diesem Verfahren bei Informationsveranstaltungen der Landesenergie- und Klimaschutzagentur zum inzwischen in Kraft getretenen Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz bestätigt.

[130] Im Übrigen durfte der Gesetzgeber davon ausgehen, dass die gesellschaftsrechtliche Beteiligung an der Projektgesellschaft in den Fällen, in denen sich eine Gemeinde trotz des damit verbundenen Aufwandes gegen die Abgabe entscheidet (§ 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG), das wirksamere Mittel ist, weil die Windenergie vor allem dort akzeptiert wird, wo die Anlagen in kommunaler und bürgerschaftlicher Verantwortung betrieben werden („Bürgerwindparks“, vgl. LTDruks 6/4568, S. 1 f.). Deshalb werden lokal verankerte „Bürgerenergiegesellschaften“ auch bei der durch Ausschreibung zu ermittelnden Vergütung für den eingespeisten Strom privilegiert (§ 36g Abs. 3 EEG 2021; oben Rn. 91, 114).

[131] (2) Auch die nach § 10 Abs. 1 BüGembeteilG eröffnete, jedoch der Zustimmung der Kaufberechtigten unterliegende alternative Möglichkeit wirtschaftlicher Teilhabe insbesondere durch einen vergünstigten lokalen Stromtarif kann nicht als eindeutig mindestens gleich wirksam wie die Pflicht zum Verkauf von Anteilen angesehen werden. Im Übrigen steht es den kaufberechtigten natürlichen Personen und Gemeinden nach § 10 Abs. 1 Satz 1 BüGembeteilG frei, sich anstelle des Erwerbs von Anteilen an der Projektgesellschaft für ein solches Angebot zu entscheiden. Soweit sich die Kaufberechtigten stattdessen für eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung entscheiden, kann ohnehin nicht von einer mindestens gleichen akzeptanzfördernden Wirkung des Bezugs von Strom nach einem vergünstigten Tarif ausgegangen werden.

[132] (3) Entsprechendes gilt hinsichtlich der durch das Erste Gesetz zur Änderung des Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetzes vom 26. Juni 2021 (GVObI M-V S. 1032) erfolgten Änderung des § 1 Abs. 3 BüGembeteilG, wonach die zuständige Behörde Ausnahmen von den gesetzlichen Verpflichtungen zulassen kann, „wenn eine anderweitige Beteiligung, insbesondere die bundeseinheitliche Regelung im Sinne des § 36k des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, verbindlich umgesetzt werden soll, die den Gesetzeszweck erfüllt“. Diese Alternative unterscheidet sich insoweit von der Alternative nach § 10 Abs. 1 BüGembeteilG, als sie von einer Ermessensentscheidung der zuständigen Behörde abhängt, nicht neben der gesellschaftsrechtlichen Beteiligung angeboten werden muss und sich auf eine verbindliche finanzielle Beteiligung der Gemeinden beschränken kann. Doch kann eine generell mindestens gleiche akzeptanzfördernde Wirkung „anderweitiger Beteiligungen“ schon deshalb nicht angenommen werden, weil diese nicht gesetzlich festgelegt sind, sondern durch die Vorhabenträger bestimmt werden. Es ist daher nicht zu beanstanden, dass die Zulassung der von den Vorhabenträgern vorgeschlagenen Alternativen von einer auf ihre Gemeinwohldienlichkeit bezogenen Einzelfallprüfung der zuständigen Behörde abhängt.

[133] d) Die den Vorhabenträgern auferlegten Pflichten sind – mit Ausnahme der im Falle des alternativen Angebots zur Zahlung der Abgabe nach § 11 BüGembeteilG bestehenden Informationspflicht gemäß § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG – auch angemessen.

[134] aa) Das Gebot der Verhältnismäßigkeit im engeren Sinne verlangt, dass die Schwere der gesetzgeberischen Grundrechtsbeschränkung bei einer Gesamtabwägung nicht außer Verhältnis zu dem Gewicht und der Dringlichkeit der sie rechtfertigenden Gründe steht. Dabei ist ein angemessener Ausgleich zwischen dem Eingriffsgewicht der Regelung und dem verfolgten gesetzgeberischen Ziel, zwischen Individual- und

Allgemeininteresse herzustellen (vgl. BVerfGE 83, 1 <19>; 100, 313 <375 f.>; 113, 348 <382>; 120, 378 <428>; 133, 277 <322 Rn. 109>; stRSpr).

[135] bb) Die Intensität des durch das Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz bewirkten Eingriffs in die nach Art. 12 Abs. 1 GG geschützte berufliche Freiheit der Vorhabenträger ist beträchtlich.

[136] (1) Das gilt einmal bezogen auf Beeinträchtigungen der unternehmerischen Gestaltungsfreiheit.

[137] Nach § 3 Abs. 1 Sätze 1 und 2 BüGembeteilG müssen die Vorhabenträger für jedes einzelne Windenergieprojekt eine eigene Gesellschaft gründen. Das nimmt ihnen die Möglichkeit, solche Projekte durch ihr eigenes Unternehmen oder in einer sonstigen, von ihnen etwa aufgrund steuerlicher oder organisatorischer Zweckmäßigkeitserwägungen gewählten Unternehmensform durchzuführen. Auch die Freiheit zur Ausgestaltung einer solchen Projektgesellschaft ist eingeschränkt. Sie darf sich nach § 3 Abs. 1 Satz 3 BüGembeteilG nur im Rahmen untergeordneter Hilfs- oder Nebengeschäfte an anderen Gesellschaften beteiligen. Gemäß § 3 Abs. 2 BüGembeteilG muss zudem die auf den Einlagebetrag beschränkte Haftung derjenigen Kaufberechtigten im Innen- und Außenverhältnis sichergestellt sein, die gemäß § 4 BüGembeteilG Anteile an der Projektgesellschaft erwerben. Ferner muss die Projektgesellschaft nach § 3 Abs. 3 BüGembeteilG so gestaltet sein, dass eine Beteiligung der kaufberechtigten Gemeinden nach den hierfür bestehenden kommunalrechtlichen Vorgaben möglich ist. Eine solche Beteiligung, die eine Gemeinde erzwingen kann (§ 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG), beeinträchtigt die unternehmerische Freiheit nochmals deutlich. Der Vorhabenträger muss dann gegen seinen Willen zur Mitwirkung berechtigte Dritte in seine Gesellschaft aufnehmen.

[138] (2) Die angegriffenen Regelungen mindern auch den Ertrag der beruflichen Tätigkeit der Vorhabenträger.

[139] Diese sind verpflichtet, den kaufberechtigten natürlichen Personen und Gemeinden Anteile an der Projektgesellschaft in Höhe von mindestens 20% zum Kauf oder alternativ als „wirtschaftliches Surrogat“ (vgl. LTDruks 6/4568, S. 41, 45 f.) ein Sparprodukt und die Zahlung einer Ausgleichsabgabe anzubieten (§§ 4, 5, 10, 11 und 12 BüGembeteilG). Dadurch werden die Renditeaussichten des Vorhabenträgers geschmälert. Es kommt hinzu, dass der nach § 6 BüGembeteilG vorgeschriebene Ansatz eines Sachwertverfahrens darauf abzielt, den Kaufpreis für die anzubietenden Anteile an der Projektgesellschaft unterhalb des am Markt zu erzielenden Preises zu halten (vgl. LTDruks 6/4568, S. 31). Für die Zahlung der Abgabe und die Verzinsung des Sparprodukts ist ohnehin keine Gegenleistung der kaufberechtigten Gemeinden und natürlichen Personen vorgesehen. Die Gründung der Projektgesellschaft, die Ermittlung der nach § 5 BüGembeteilG Kaufberechtigten, die Ermittlung des Kaufpreises der anzubietenden Gesellschaftsanteile unter Anwendung eines Sachwert- sowie eines Ertragswertverfahrens durch öffentlich bestellte Wirtschaftsprüfer (§ 6 Absätze 3 bis 6 BüGembeteilG) und die Ermittlung des für die Bemessung der Abgabe und der Verzinsung des Sparprodukts maßgeblichen Ertragswerts sind schließlich mit Aufwendungen von einigem Umfang verbunden. Hinzu kommen die Aufwendungen für die Erfüllung diverser Informationspflichten.

[140] cc) Mit der Förderung des Ausbaus der Windenergie in Mecklenburg-Vorpommern durch die akzeptanzsteigernden Pflichten der Vorhabenträger zur Gründung von Projektgesellschaften zur Erzeugung von Windenergie und zur Beteiligung von Anwohnern und Standortgemeinden an der damit erzielbaren Wertschöpfung verfolgt der Gesetzgeber Gemeinwohlziele, die ebenfalls von beträchtlichem Gewicht sind.

[141] (1) Eine solche Bedeutung kommt den gesetzlichen Pflichten für den Klimaschutz und den Schutz der Grundrechte vor den Folgen des Klimawandels zu.

[142] (a) Dem steht nicht entgegen, dass die Strommenge, die durch diese in ihrem Anwendungsbereich auf Mecklenburg-Vorpommern begrenzte Maßnahme zur Förderung des Ausbaus der Windenergie ohne CO₂-Emissionen erzielt werden kann, im Verhältnis zu der gegenwärtig global emittierten Gesamtmenge an CO₂ offensichtlich sehr gering ist.

[143] Zwar hängt der Anstieg der Erdtemperatur maßgeblich von der global emittierten Gesamtmenge an CO₂ ab. Denn es ist davon auszugehen, dass anthropogene CO₂-Emissionen natürlicherweise auf unabsehbare Zeit in der Atmosphäre verbleiben und dass ein annähernd linearer Zusammenhang zwischen der Konzentration von CO₂ in der Atmosphäre und der globalen Temperaturerhöhung besteht. Dabei erhöht jede weitere in die Erdatmosphäre gelangende und dieser nicht künstlich wieder entnommene CO₂-Menge bleibend die CO₂-Konzentration und führt entsprechend zu einem weiteren Temperaturanstieg (vgl. BVerfGE 157, 30 <52 f. Rn. 19, 60 f. Rn. 32>). Daher ist für die Bedeutung, die Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien für den Klimaschutz und den Schutz von Grundrechten vor den Folgen des Klimawandels zukommt, auch der Umfang der damit emissionsfrei erzeugbaren Strommenge von Relevanz. Jedoch ist die rechtliche Gemeinwohlbedeutung von Maßnahmen mit nur begrenzter Reichweite – wie hier der landesrechtlichen Pflicht zur Teilhabe Dritter an der Wertschöpfung von Windenergieanlagen oder auch einzelner kommunaler Maßnahmen – nicht von vornherein dadurch beschränkt, dass die im Erzeugungsvorgang ohne CO₂-Emissionen erzielte Strommenge im Verhältnis zu der gegenwärtig global emittierten Gesamtmenge an CO₂ gering ist. Gerade weil der Klimawandel durch zahlreiche, für sich genommen oftmals geringe Mengen an Treibhausgasemissionen verursacht wird, kann er auch nur durch Maßnahmen zur Begrenzung all dieser Emissionen angehalten werden. Es liegt hier in der Natur der Sache, dass einzelnen Maßnahmen für sich genommen nicht die allein entscheidende Wirkung zukommt. Weil der Klimawandel aber nur angehalten werden kann, wenn all diese vielen, für sich genommen oft kleinen Mengen von CO₂-Emissionen lokal vermieden werden, kann einer einzelnen Maßnahme nicht entgegengehalten werden, sie wirke sich nur geringfügig aus (vgl. auch BVerfGE 157, 30 <141 f. Rn. 202 f.>; BVerfG, Urteil vom 30. Juni 2005 – 7 C 26.04 –, Rn. 35 f.; VG Berlin, Urteil vom 31. Oktober 2019 – 10 K 412.18 –, Rn. 74).

[144] (b) Außerdem können einzelne Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien Gemeinwohlbedeutung dadurch erlangen, dass sie einen Beitrag zu dem in eine internationale Kooperation eingebundenen nationalen Klimaschutz leisten. Denn dem Ziel, den Klimawandel anzuhalten, kann es dienen, wenn die Staaten wechselseitig darauf vertrauen können, dass auch andere Staaten gewillt sind, den vereinbarten Klimaschutz zu realisieren. Dieses wechselseitige Vertrauen in der Staatengemeinschaft kann ein Staat stärken, wenn er international vereinbarte Klimaschutzziele tatsächlich umsetzt, indem er seine Emissionen zurückführt (vgl. BVerfGE 157, 30 <142 f. Rn. 203 f.>). Auch vor diesem Hintergrund können einzelne Maßnahmen, die wie hier die akzeptanzsteigernde Pflicht der Vorhabenträger zur Teilhabe Betroffener an der durch Windenergie erzielten Wertschöpfung die nationale Emissionsbilanz verbessern, zum Gelingen des globalen Klimaschutzes beitragen.

[145] (c) Schließlich kann die Gemeinwohlbedeutung der vorliegend angegriffenen Maßnahme ohnehin nicht nur nach der Strommenge bemessen werden, die bezogen auf den jeweiligen räumlich begrenzten Anwendungsbereich erzielt wird.

Eine solche isolierte, auf die einzelne Maßnahme beschränkte Betrachtung könnte zur Folge haben, dass bestimmte Maßnahmen von Ländern oder Kommunen auch dann als unzumutbar eingestuft werden müssten, wenn bei einer Gesamtbetrachtung der durch gleichartige Maßnahmen erzielten oder erzielbaren Strommenge kein Missverhältnis zwischen Gemeinwohlbedeutung und Eingriffsintensität bestünde. Hier ist eine solche Gesamtbetrachtung insbesondere deshalb angezeigt, weil das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz als Pilotprojekt zur Förderung des Ausbaus der Windenergie an Land länderübergreifende Bedeutung haben kann.

[146] Offenkundig stößt der Ausbau der Windenergie an Land auf Akzeptanzprobleme. Diese sind nach der verfassungsrechtlich nicht zu beanstandenden Einschätzung des Gesetzgebers dort geringer, wo Windenergie durch lokal verankerte, auf das einzelne Projekt bezogene Gesellschaften unter kommunaler und bürgerschaftlicher Teilhabe erzeugt wird. Daher werden sogenannte Bürgerenergiegesellschaften bei der Ausschreibung der subventionierten Strommengen privilegiert (§ 36g Abs. 3 EEG 2021) und sichern das Unionsrecht einen diskriminierungsfreien Zugang lokal verankerter Energieerzeuger zu den Energiemärkten (oben Rn. 91, 114 f.). Mit dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz wird nun eine bürgerschaftliche und kommunale Teilhabe an lokalen Projekten zur Erzeugung von Windenergie erstmals hoheitlich durch entsprechende Verpflichtungen der Vorhabenträger auch dort gesichert, wo sie eigeninitiativ nicht zustande kommt (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 1 f.). Das Gesetz kann daher als Modell für vergleichbare Regelungen zur Sicherung einer akzeptanzsteigernden bürgerschaftlichen und kommunalen Beteiligung am Ausbau der Windenergie dienen. Denn eine Stärkung der „Akteursvielfalt“ durch lokal verankerte Projekte wird als wesentliche Voraussetzung für ein Gelingen des Ausbaus der Windenergie an Land angesehen (vgl. BTDrucks 18/8832, S. 214; Klimaschutzplan 2050, S. 39).

[147] Bei Maßnahmen mit Pilotcharakter ist daher für die Gemeinwohlbedeutung zu berücksichtigen, dass sie gleichartige Maßnahmen anderer Länder oder Gemeinden nach sich ziehen können. Hier ist folglich für die Beurteilung der Angemessenheit der Verpflichtung der Betreiber von Windenergieanlagen zur Beteiligung der betroffenen Anwohner und Standortgemeinden an eigens zu gründenden Projektgesellschaften nach dem Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz gemeinwohlsteigernd auch die in den anderen Ländern durch gleichartige Maßnahmen zur Verbesserung der Akzeptanz für neue Windenergieanlagen mögliche Förderung des Ausbaus der Windenergie einzubeziehen.

[148] Nach allem kommt der angegriffenen Maßnahme beträchtliches Gewicht für den Schutz des Klimas und der Grundrechte vor den Folgen des Klimawandels zu.

[149] (2) Für das Gemeinwohlziel der Sicherung der Stromversorgung kommt Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien umso größere Bedeutung zu, je höher die dadurch erzielbare Strommenge ist. Denn die Stromversorgung ist umso besser gesichert, je mehr Strom aus in Deutschland verfügbaren erneuerbaren Energien erzeugt wird, der den aus dem Verbrauch fossiler Energieträger gewonnenen Strom ersetzen und den Eigenversorgungsanteil steigern kann (oben Rn. 107 f., 123).

[150] Danach ist die hier angegriffene Maßnahme zur Förderung des Ausbaus der Windenergie an Land durch die Verpflichtung der Vorhabenträger zur akzeptanzsteigernden Beteiligung Betroffener an der durch die lokale Windenergiegewinnung erzeugten Wertschöpfung auch wegen des Pilotcharakters nicht nur von untergeordneter Bedeutung für die Sicherung der Stromversorgung.

[151] dd) Die Intensität des Eingriffs in die berufliche Freiheit der Vorhabenträger infolge der Verpflichtung zur Gründung einer Projektgesellschaft und zur gesellschaftsrechtlichen oder wirtschaftlichen Beteiligung kaufberechtigter natürlicher Personen und Gemeinden steht nicht außer Verhältnis zum Gewicht der damit verfolgten Gemeinwohlinteressen. Unzumutbar ist allerdings die Informationspflicht nach § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG, die denjenigen Vorhabenträgern auferlegt ist, welche den kaufberechtigten Gemeinden die Zahlung einer Abgabe anbieten.

[152] (1) Die Pflicht der Vorhabenträger zur Gründung einer Projektgesellschaft und zur Beteiligung betroffener Anwohner und Gemeinden ist als solche nicht unangemessen.

[153] Den Vorhabenträgern ist es zumutbar, Windenergieanlagen durch eigens zu gründende und zum Ausschluss vorhabenfremder Risiken in bestimmter Weise auszugestaltete Projektgesellschaften in den Fällen zu errichten und zu betreiben (§ 3 Abs. 1 BüGembeteilG), in denen die zuständige Behörde keine Ausnahme nach § 1 Abs. 3 BüGembeteilG wegen anderweitiger Beteiligungsformen wie insbesondere einer finanziellen Beteiligung von Gemeinden nach § 6 EEG 2021 (vorher § 36k EEG 2021) zulässt oder in denen die Kaufberechtigten das Angebot einer alternativen wirtschaftlichen Teilhabe insbesondere über einen vergünstigten lokalen Stromtarif nicht annehmen (§ 10 Abs. 1 BüGembeteilG). Es steht auch nicht außer Verhältnis zu den damit verfolgten Gemeinwohlzielen, dass dann die kaufberechtigten Anwohner und Gemeinden wirtschaftlich über die Verzinsung eines Sparprodukts (§ 12 BüGembeteilG) oder die Zahlung einer Abgabe (§ 11 BüGembeteilG) am Ertrag der Projektgesellschaft zu beteiligen sind oder im Falle fehlender Zustimmung nach § 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG die kaufberechtigte Gemeinde Anspruch auf den Erwerb von Gesellschaftsanteilen hat.

[154] Zwar greifen diese Pflichten in die nach Art. 12 Abs. 1 GG geschützte unternehmerische Gestaltungsfreiheit erheblich ein. Das gilt verstärkt dann, wenn die Vorhabenträger – sofern die Gemeinde die Zustimmung zur Zahlung einer Abgabe verweigert – diese Gemeinde gegen ihren Willen als Gesellschafterin in die Projektgesellschaft aufnehmen und die Gesellschaft so ausgestalten müssen, dass die Haftung der Gemeinde auf den Einlagebetrag beschränkt ist und die kommunalrechtlichen Anforderungen für deren Beteiligung erfüllt sind (§ 3 Absätze 2 und 3 BüGembeteilG). Auf der anderen Seite ist es jedoch nach der vertretbaren Einschätzung des Gesetzgebers (vgl. dazu BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 19. November 2021 – 1 BvR 781/21 u. a. –, Rn. 216 m. w. N.) der Akzeptanz neuer Windenergieanlagen besonders dienlich, wenn sie von einer lokal verankerten Projektgesellschaft unter bürgerschaftlicher und kommunaler Mitverantwortung betrieben werden (oben Rn. 112 ff.). Diese Einschätzung wird nicht durch die nach § 6 EEG 2021 eröffnete Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung von Standortgemeinden an der Wertschöpfung von Windenergieanlagen relativiert. Dies zeigt schon der Umstand, dass bei der Ausschreibung von Windparks nach wie vor nur die eine Akteursvielfalt vermittelnden „Bürgerenergiegesellschaften“ privilegiert sind (§ 36g Abs. 3 EEG 2021; oben Rn. 91, 95), nicht jedoch Anlagenbetreiber, deren lokaler Bezug sich in der Bemessung der Zahlungen an die Gemeinde nach der vor Ort erzeugten Strommenge erschöpft (§ 6 Abs. 2 EEG 2021). Zudem hat der Bundesgesetzgeber auch angesichts dieser neu eröffneten Möglichkeit zur finanziellen Beteiligung an der Öffnungsklausel des § 36g Abs. 5 EEG 2021 festgehalten, wonach die Länder weitergehende Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau neuer Anlagen in Kraft setzen können (oben Rn. 95). Die gegenüber der Zahlung einer am Ertrag der Projektgesellschaft ausgerichteten Abgabe gestei-

gerte Beeinträchtigung der unternehmerischen Freiheit bei einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung von Standortgemeinden gegen den Willen der Vorhabenträger ist gerechtfertigt, weil anzunehmen ist, dass es der Akzeptanz vor Ort besonders dient, wenn die Gemeinde trotz des damit verbundenen Verwaltungsaufwands Gesellschaftsanteile erwerben will.

[155] Für die Angemessenheit der Beteiligungspflichten ist allerdings von Bedeutung, dass der Gesetzgeber dem Belang einer Verbesserung der Akzeptanz nicht einseitig den Vorrang gegenüber den gegenläufigen Interessen der Vorhabenträger gegeben hat. So ist die Pflicht zur Abgabe von Anteilen an der Projektgesellschaft mit 20% (§ 4 Abs. 1 BüGembeteilG) auf einen Umfang begrenzt, der keine Sperrminorität vermittelt; die Kaufberechtigten können daher weder das operative Geschäft der Projektgesellschaft bestimmen noch Gesellschafterentscheidungen blockieren (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 28). Außerdem ist es den Vorhabenträgern gemäß § 10 Abs. 5 und Abs. 7 Satz 1 BüGembeteilG gegenüber den kaufberechtigten natürlichen Personen freigestellt, anstelle einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung den Erwerb eines Sparprodukts anzubieten, um die sich aus der Gesellschafterstellung einer Vielzahl von Einwohnern ergebenden Belastungen vermeiden zu können (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 45). Zudem relativiert der auch privatnützige Charakter der Maßnahme die Schmälerung der Rendite, die die Vorhabenträger infolge der Beteiligung der Kaufberechtigten an der Gewinnausschüttung oder am prognostizierten Ertrag der Projektgesellschaft hinzunehmen haben. Denn das gesetzliche Ziel, die Akzeptanz zu verbessern, um so eine Voraussetzung für die verstärkte Nutzung der Windenergie an Land zu schaffen, deckt sich mit dem Gesamtinteresse der Branche der Anlagenbetreiber an einer Ausweitung geeigneter Flächen, die für die Nutzung zur Erzeugung von Windenergie zur Verfügung stehen.

[156] Werden die besondere Bedeutung der Windenergie für den Klimaschutz und für die Sicherung der Stromversorgung sowie der Modellcharakter einer – die eigeninitiativ entstehenden „Bürgerwindparks“ ergänzenden – Verpflichtung zur Teilhabe betroffener Anwohner und Standortgemeinden an Projektgesellschaften als Mittel zur Akzeptanzverbesserung (oben Rn. 112 ff.) hinzugenommen, sind die angegriffenen Regelungen nach allem angemessen.

[157] (2) Das gilt indes nicht für die Informationspflicht nach § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG.

[158] Gemäß § 10 Abs. 6 Satz 1 BüGembeteilG müssen diejenigen Vorhabenträger, die den kaufberechtigten Gemeinden statt des Erwerbs von Anteilen an der Projektgesellschaft die Zahlung einer Abgabe anbieten wollen, denselben diese Absicht unverzüglich nach Erhalt der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung verbindlich erklären. Dieser Erklärung ist nach § 10 Abs. 6 Satz 2 in Verbindung mit § 4 Abs. 3 Sätze 2 und 3 und darüber mit Abs. 3 Satz 4, § 7 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3, 7, 8 und 13 BüGembeteilG eine Information beizufügen, in der unter anderem die Projektgesellschaft bezeichnet sowie der Anteilspreis, das Gesamtinvestitionsvolumen, die Summe der Gesellschaftseinlagen und der Ertragswert auf der Grundlage einer eigenen vorläufigen Kalkulation angegeben sind.

[159] Um die Pflicht zur Bezeichnung der Projektgesellschaft erfüllen zu können, wird das Verfahren zur Gründung der Projektgesellschaft in der nach § 3 BüGembeteilG vorgeschriebenen Ausgestaltung abgeschlossen oder doch zumindest weit fortgeschritten sein müssen. Zudem wird die Ermittlung der voraussichtlichen wirtschaftlichen Kennzahlen der Projektgesellschaft, auch wenn es nur eine vorläufige Kalkulation sein muss, mit einigem Aufwand verbunden sein, zumal für die Berechnung des Anteilspreises nach § 6 BüGembeteilG nicht nur der Ertragswert maßgeblich ist, sondern in erster Linie ein

Sachwertverfahren. Ein erheblicher Teil dieser Aufwendungen und Vorbereitungen wird aber nutzlos, wenn die kaufberechtigten Gemeinden dem Angebot zur Zahlung einer Abgabe gemäß § 10 Abs. 7 Satz 2 BüGembeteilG zustimmen. Insbesondere entfällt dann die Bindung an die in § 3 Absätze 2 und 3 BüGembeteilG enthaltenen Vorgaben, die Projektgesellschaft so auszugestalten, dass die Gemeinde nur begrenzt auf den Einlagebetrag haftet und die kommunalrechtlichen Voraussetzungen für eine Beteiligung von Gemeinden an privaten Unternehmen erfüllt sind. Eine entsprechende Änderung des Gesellschaftsvertrags oder der Satzung der Projektgesellschaft ist dann wiederum mit Aufwendungen verbunden und kann dazu führen, dass der für die Bemessung der Abgabe (§ 11 Abs. 2 BüGembeteilG) und die Verzinsung des Sparprodukts (§ 12 Abs. 4 BüGembeteilG) maßgebliche Ertragswert neu berechnet werden muss.

[160] Diese aus der Informationspflicht des § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG folgenden Belastungen sind den Vorhabenträgern, die sich gegen eine gesellschaftsrechtliche Beteiligung der Gemeinden und für die Alternative der Zahlung einer Abgabe entscheiden, nicht zumutbar. Sie stehen in einem Missverhältnis zu dem mit der Information verfolgten berechtigten Ziel, den kaufberechtigten Gemeinden eine umfassende Grundlage für die verbindliche Entscheidung zwischen einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung an der Projektgesellschaft und der Zahlung einer Ausgleichsabgabe zu verschaffen. Im Gesetzgebungsverfahren wurde angenommen, dass die Gemeinden sich im Regelfall ohnehin für die Zahlung einer Abgabe entscheiden würden, weil sie den mit einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung verbundenen Verwaltungsaufwand scheuten. Diese Annahme wurde nach Angaben der Landesregierung nach Inkrafttreten des Gesetzes durch entsprechende Äußerungen auf Informationsveranstaltungen bestätigt (oben Rn. 129). Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Alternativenwahl der Gemeinden nur selten von einer umfassenden Aufklärung über Voraussetzungen und Folgen des Erwerbs von Anteilen an einer näher bezeichneten Projektgesellschaft abhängt. Das schließt verfassungsrechtlich zwar eine Regelung nicht aus, nach der die Gemeinden dem Alternativangebot einer Abgabenzahlung zustimmen müssen (oben Rn. 129 f., 153 f.). Zur Vermeidung nutzloser Belastungen der Vorhabenträger ist es jedoch geboten, dass die Gemeinden eine Entscheidung in einem früheren Stadium des Verfahrens – gegebenenfalls aufgrund nur überschlägiger Informationen zur Ausgestaltung der Projektgesellschaft und zu den Renditeaussichten einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung, beispielsweise im Rahmen eines Interessenbekundungsverfahrens – verbindlich treffen müssen. Dies gilt auch vor dem Hintergrund, dass wegen des strengen Projektbezugs der Gesellschaft, die ausschließlich der Erzeugung von Windenergie dienen und sich nicht an anderen Gesellschaften beteiligen darf (§ 3 Abs. 1 BüGembeteilG), kein ernsthaftes Verlustrisiko bestehen dürfte (vgl. LTDrucks 6/4568, S. 27).

[161] (3) Demgegenüber ist die inhaltsgleiche Pflicht zur Information der kaufberechtigten Gemeinden „über das Vorhaben“ nach § 4 Abs. 3 Sätze 2, 3 und 4 in Verbindung mit § 7 Abs. 2 Satz 1 BüGembeteilG bei verfassungskonformer Auslegung mit Art. 12 Abs. 1 GG vereinbar. Die Informationspflicht ist denjenigen Vorhabenträgern zumutbar, die sich dafür entscheiden, den kaufberechtigten Gemeinden gar nicht erst die Möglichkeit der Abgabenzahlung nach § 10 Absätze 5 und 6 BüGembeteilG zu eröffnen, sondern gemäß § 4 BüGembeteilG allein den Erwerb von Anteilen an der Projektgesellschaft anzubieten. Anders als bei einer Offerte zur Abgabenzahlung nach § 10 Absätze 5 und 6 BüGembeteilG können die mit der Informationspflicht verbundenen Aufwendungen und Vorbereitungen dann nicht dadurch nutzlos werden, dass die

Gemeinde von der Alternative der Abgabenzahlung Gebrauch macht. Die Informationspflicht nach § 4 Abs. 3 Sätze 2, 3 und 4 in Verbindung mit § 7 Abs. 2 Satz 1 BüGembeteilG ist daher verfassungskonform dahingehend auszulegen, dass sie nur insoweit Anwendung findet, als der Vorhabenträger den kaufberechtigten Gemeinden nur den Erwerb von Anteilen an der Projektgesellschaft anbietet.

[...]

III.

[165] Die ungleiche Behandlung der nach § 11 BüGembeteilG abgabepflichtigen Vorhabenträger gegenüber den dieser Abgabe nicht unterliegenden Steuerpflichtigen (vgl. BVerfGE 149, 222 <254 Rn. 65>) ist verfassungsrechtlich gerechtfertigt.

[166] 1. Art. 3 Abs. 1 GG gebietet, alle Menschen vor dem Gesetz gleich zu behandeln. Das hieraus folgende Gebot, wesentlich Gleiches gleich und wesentlich Ungleiches ungleich zu behandeln, gilt für ungleiche Belastungen und ungleiche Begünstigungen. Dabei verwehrt Art. 3 Abs. 1 GG dem Gesetzgeber nicht jede Differenzierung. Differenzierungen bedürfen jedoch stets der Rechtfertigung durch Sachgründe, die dem Ziel und dem Ausmaß der Ungleichbehandlung angemessen sind. Dabei gilt ein stufenloser am Grundsatz der Verhältnismäßigkeit orientierter verfassungsrechtlicher Prüfungsmaßstab, dessen Inhalt und Grenzen sich nicht abstrakt, sondern nur nach den jeweils betroffenen unterschiedlichen Sach- und Regelungsbereichen bestimmen lassen (vgl. BVerfGE 138, 136 <180 Rn. 121>; 148, 147 <183 f. Rn. 94> m. w. N.; stRspr). Aus dem allgemeinen Gleichheitssatz ergeben sich je nach Regelungsgegenstand und Differenzierungsmerkmalen unterschiedliche Grenzen für den Gesetzgeber, die von gelockerten, auf das Willkürverbot beschränkten Bindungen bis hin zu strengen Verhältnismäßigkeitsanforderungen reichen können. Eine strengere Bindung des Gesetzgebers kann sich aus den jeweils betroffenen Freiheitsrechten ergeben. Zudem verschärfen sich die verfassungsrechtlichen Anforderungen, je weniger die Merkmale, an die die gesetzliche Differenzierung anknüpft, für den Einzelnen verfügbar sind oder je mehr sie sich denen des Art. 3 Abs. 3 GG annähern (vgl. BVerfGE 138, 136 <180 f. Rn. 122>; BVerfG, Beschluss des Ersten Senats vom 8. Juli 2021 – 1 BvR 2237/14 u. a. –, Rn. 111; stRspr).

[167] 2. Danach ist die Benachteiligung der nach § 11 BüGembeteilG abgabepflichtigen Vorhabenträger verfassungsrechtlich nicht zu beanstanden. Dabei kann dahinstehen, ob die Benachteiligung strengen Verhältnismäßigkeitsanforderungen genügen muss. Diese Anforderungen wären jedenfalls erfüllt. Die Abgabe dient unmittelbar selbst der gemeinwohldienlichen Förderung des Ausbaus der Windenergie an Land durch eine Verbesserung der Akzeptanz hierfür in der Bevölkerung (oben Rn. 76 f.). Darin liegt auch der Grund dafür, gerade die Vorhabenträger als Inhaber der Projektgesellschaften zur Erzeugung von Windenergie mit der Abgabe zu belasten. Für die in den Standortgemeinden lebenden Personen soll durch die gesetzlich vorgegebene Verwendung der Abgabemittel konkret erfahrbar werden, dass die Erzeugung von Windenergie nicht nur Beeinträchtigungen der Landschaft mit sich bringt, sondern auch die örtliche Lebensqualität verbessert. Dies soll eine vermehrte Nutzung geeigneter Flächen zur Erzeugung von Windenergie mit dem Ziel ermöglichen, den Ausstoß von CO₂ im Interesse des Klimaschutzes, des Schutzes der Grundrechte vor schädlichen Folgen des Klimawandels und der Sicherung der Stromversorgung zu verringern (oben Rn. 77). Die Abgabe ist als solche zur Erreichung dieser Gemeinwohlziele geeignet, erforderlich und angemessen (oben Rn. 116, 117 ff.). Auch die Abgabenbelastung steht nicht außer Verhältnis zur Bedeutung dieser Ziele, zumal es in die Entscheidungsfreiheit der Vorhabenträger fällt, die Zahlung als

Alternative zu einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung der kaufberechtigten Gemeinden an der Projektgesellschaft anzubieten (§ 10 Abs. 6 Satz 1 und Abs. 7 Satz 1 BüGembeteilG).
D.

[168] Im Ergebnis verletzt die Verpflichtung der Vorhabenträger nach § 10 Abs. 6 Satz 2 BüGembeteilG, die kaufberechtigten Gemeinden anlässlich der Erklärung des Angebots zur Zahlung einer Abgabe umfassend über die Gestaltung der Projektgesellschaft und die wirtschaftlichen Kennziffern eines Erwerbs von Anteilen an derselben zu informieren, die Beschwerdeführerin in ihrem Grundrecht aus Art. 12 Abs. 1 GG. Diese Regelung ist daher nach § 95 Abs. 3 Satz 1 BVerfGG nichtig. Im Übrigen bleibt das Gesetz gültig und anwendbar.

Anmerkung von RA Dr. Wieland Lehnert

Mit seinem Beschluss zum bereits in 2016 erlassenen Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern hat das Bundesverfassungsgericht endlich eine lange erwartete Entscheidung zu einem für die Energiewende zentralen Thema getroffen, nämlich der Bürgerbeteiligung und der Akzeptanz von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Die Entscheidung fußt inhaltlich zu einem erheblichen Teil auf der Argumentation des berühmten Klimaschutzbeschluss aus dem Jahr 2021, der vielfach zitiert wird und dessen Inhalte durch den neuen Beschluss erneut gefestigt werden. Die Rechtsprechung zur Klimaschutzpflicht des Staates wird aber in dem aktuellen Beschluss auch weiter entwickelt, indem daraus weitere Verfassungsgüter abgeleitet werden, nämlich der notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien und damit im Zusammenhang die notwendige Akzeptanz für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Auf dieser Basis war die materielle Verfassungsmäßigkeit des Gesetzes und die Vereinbarkeit mit den Grundrechten selbstverständliche Folge, was im Ergebnis zwar nicht überraschte, aber in der Begründung insbesondere zu der zentralen Bedeutung der Akzeptanz der erneuerbaren Energien sehr hilfreiche Anknüpfungspunkte für die zukünftige verfassungsrechtliche Bedeutung der erneuerbaren Energien und deren Akzeptanz geschaffen hat. Neben dieser grundsätzlichen Thematik haben in der Entscheidung aber auch zwei weitere wichtige Aspekte eine wichtige Rolle gespielt. Zum Ersten war die Landeskompetenz für das Gesetz bezweifelt worden. Zum Zweiten und im Zusammenhang mit der Kompetenzfrage stand die Zulässigkeit einer Abgabe zur Akzeptanzsteigerung in Frage.

Landeskompetenz

Die Landes-Kompetenz für das Gesetz leitet das BVerfG aus dem Recht der Wirtschaft ab, und zwar ausdrücklich in Form des Rechts der Energiewirtschaft und nicht in Form des Gesellschaftsrechts, da die Aspekte der Energiewirtschaft trotz der im Gesetz zentralen gesellschaftsrechtlichen Beteiligung im Vordergrund stehen. Dabei besteht nach – im Ergebnis überzeugender – Auffassung auch keine Sperrwirkung für Landesgesetze aufgrund bundesgesetzlicher Regelungen. Das BVerfG sieht zwar einerseits gewisse Anhaltspunkte für eine Sperrwirkung des EEG, da es nicht nur Regelungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern mit dem neu eingeführten § 6 EEG 2021 (zuvor § 36k EEG 2021) auch eine ausdrückliche Regelung zur Akzeptanz enthält. Andererseits verweist das BVerfG auf § 36g Abs. 5 EEG 2021, wonach die Länder weitergehende Regelungen zur Bürgerbeteiligung und zur Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Anlagen erlassen können. Mit diesem Vorbehalt zugunsten der Landesgesetzgebung habe der Bundesgesetzgeber ausdrücklich spezielle Landesregelungen zugelassen. Bemerkenswert ist dabei, dass der Regelungsgehalt von § 36 Abs. 5 EEG 2021 auch nach dem

Regierungsentwurf für das neue EEG 2023 aufrecht erhalten bleiben soll (siehe 22b Abs. 6 EEG-E).

Man kann zwar tatsächlich in Frage stellen, ob besondere landesgesetzliche Regelungen zur Akzeptanzsteigerung sinnvoll sind oder ob es hier nicht bundeseinheitlicher Regelungen bedarf. Allerdings war hierfür aufgrund der bestehenden Rechtslage im EEG keine Lösung durch das BVerfG zu erwarten, sondern es handelt sich um eine politische Frage, die etwa durch abschließende Bundesregelungen und eine Streichung des Vorbehalts für die Landesgesetzgebung im EEG geklärt werden müsste. Bemerkenswert in diesem Zusammenhang ist aber eine Aussage des BVerfG an anderer Stelle im Urteil zu der Frage, ob strenge Landesregelungen den Ausbau der Windenergie in einem Land gefährden: Dagegen spreche schon der bundesweite Mangel an Flächen und die Praxis in Mecklenburg-Vorpommern, wonach es trotz der umfangreichen Pflichten für Projektierer zur Bürgerbeteiligung nicht zu einem Rückgang von Genehmigungsanträgen gekommen sei.

Zulässigkeit einer Abgabe

Im Zusammenhang mit der Kompetenzfrage wurde weiterhin diskutiert, inwieweit der Landesgesetzgeber eine Abgabe regeln kann. Hintergrund hierfür ist die Option im BüGembeteilG, wonach die Windparkprojektierer anstelle einer Bürgerbeteiligung auch eine Abgabe an die Gemeinde leisten können. Dabei führt das BVerfG zunächst überzeugend aus, dass es sich bei der Abgabe nicht um eine Steuer handelt, sondern um eine nicht-steuerliche Abgabe. In diesem Zusammenhang verweist es insbesondere auch auf die Zweckbindung der Mittel für Maßnahmen der Akzeptanzsteigerung. Daraus leitet es ab, dass sich die Kompetenz aus der zugrunde liegenden Sachkompetenz ableite und nicht aus der Finanzverfassung. Demgemäß war das Land hier befugt, eine solche Abgabe zu regeln.

Weiterhin führt das Gericht aus, dass es sich nicht um eine Ausgleichsabgabe handelt. Derartige Ausgleichsabgaben, die bereits mehrfach Gegenstand der verfassungsrechtlichen Rechtsprechung waren, sind Abgaben, die als Ausgleich für eine bestehende aber nicht erfüllte Pflicht geleistet werden. Eine Ausgleichsabgabe liege hier aber nicht vor, weil die Zahlung der Abgabe selbst ebenso wie die alternative Pflicht zur gesellschaftsrechtlichen Beteiligung der Bürger eine Erhöhung der Akzeptanz führe und damit gleichberechtigte Pflichterfüllung ist und nicht Ausgleich für eine nicht erfüllte Pflicht.

An dieser Stelle hätte man nun allerdings durchaus weitere Ausführungen zur Zulässigkeit der Abgabe erwartet. Insbesondere könnte man fragen, ob hier die strengen Anforderungen an eine Sonderabgabe erfüllt sein müssen. Dabei ist zunächst hervorzuheben, dass die Anforderungen an Sonderabgaben ausdrücklich auch für die Länder und deren Abgaben gelten (siehe BVerfGE 92, 91). Andererseits ist zu bedenken, dass das BVerfG die insbesondere in der Kohlepennig-Entscheidung entwickelten Kriterien für die Zulässigkeit von Sonderabgaben (insb. homogene Gruppe und gruppennützige Verwendung) nicht auf alle Abgaben gleichermaßen streng anwendet. So wurde etwa in der Wasserpennig-Entscheidung, bei der es um die Erhebung einer Abgabe für Wasserentnahmen ging, lediglich geprüft, ob die Abgabe sachlich legitimiert ist, ob sie sich hinreichend stark von Steuern unterscheidet und ob der Grundsatz der Vollständigkeit des Haushaltsplans berührt ist. Offensichtlich ging das BVerfG im vorliegenden Beschluss ohne Weiteres davon aus, dass die Voraussetzungen an die Zulässigkeit der Abgabe nach dem BüGembeteilG gegeben sind, da sie aus dem zentralen Zweck der Akzeptanzsteigerung gerechtfertigt ist. Auch wenn dieses Ergebnis zu begrüßen ist, wären etwas konkretere Ausführungen zur

Rechtfertigung von Abgaben wünschenswert gewesen, um hier für zukünftige gesetzliche Entwicklungen mehr verfassungsrechtliche Klarheit zu haben.

Vereinbarkeit mit den Grundrechten

Zentralen Raum in der Entscheidung nimmt – wie bereits dargelegt – die Vereinbarkeit mit den Grundrechten (Art. 12 GG) ein. Dabei werden insgesamt drei Rechtfertigungsgründe für den möglichen Grundrechtseingriff herangezogen: die unmittelbar bezweckte Verbesserung der Akzeptanz für neue Windenergieanlagen, der übergeordnete Zweck der Förderung des Ausbaus der Windenergie sowie die legitimen Gemeinwohlziele des Klimaschutzes (Art. 20a GG), des Schutzes der Grundrechte vor den nachteiligen Folgen des Klimawandels und der Sicherung der Stromversorgung. Dabei wird wiederholt der Klimaschutz als Schutzgebot hervorgehoben. Dabei diene – neben Maßnahmen zur Energieeffizienz und Energieeinsparung – jede auf den weiteren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien gerichtete Maßnahme der Umsetzung dieses Klimaschutzgebots. Daneben wird – zusätzlich zum Klimaschutzziel und als neu entwickelter Begründungsansatz – auch das legitime Ziel der Sicherung der Stromversorgung hervorgehoben. Die Sicherung der Stromversorgung verlange bei gleichzeitiger Wahrung des verfassungsrechtlichen Klimaschutzziels einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien. Ganz unter dem Eindruck der aktuellen politischen Situation führt das BVerfG weiterhin aus, dass eine vermehrte Nutzung der in Deutschland verfügbaren erneuerbaren Energien auch deshalb der Sicherung der Stromversorgung diene, weil so die Abhängigkeit von Energieimporten vermindert und die Eigenversorgung gestärkt werden kann.

Ableitungen

Der Beschluss ist grundsätzlich sehr zu begrüßen, denn das BVerfG stärkt damit die Bedeutung der erneuerbaren Energien und der Akzeptanz im Verfassungsrecht. Neben dieser grundsätzlichen Bedeutung wird auch die Kompetenz zum Erlass strengerer Regeln zur Akzeptanzsteigerung auf Landesebene klargestellt. Ob unterschiedliche Länderregelungen beibehalten werden sollen, wird damit nunmehr politisch zu entscheiden sein. Die praktisch weitreichendste Folge des Beschlusses dürfte jedoch in der – zwar nur mittelbar enthaltenen – Aussage bestehen, dass Abgaben zur Akzeptanzsteigerung zulässig sind. Dies eröffnet dem Gesetzgeber einen erheblichen Handlungsspielraum. Der bislang teilweise vorgebrachten Argumentation, wonach eine Umwandlung der bislang freiwilligen Zuwendung nach § 6 EEG in eine verpflichtende Zahlung verfassungsrechtlich nicht zulässig sei, ist damit endgültig der Boden entzogen.

Kein öffentlich-rechtlicher Vergleichsvertrag über die Freistellung einer Verbindungsleitung von der Regulierung

BGH, B. v. 05.04.2022 – EnVR 36/21 –, vorgehend OLG Düsseldorf, B. v. 26.05.2021 – 3 Kart 845/19

§ 28a EnWG; Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG, Richtlinie 2003/55/EG; § 65 EnWG; § 65 Abs. 1 EnWG; §§ 20 ff. EnWG; § 28a Abs. 1, 2 EnWG; § 29 Abs. 1, § 28a Abs. 3 EnWG; §§ 54, 59 Abs. 1 Satz 1, Abs. 2 EnWG; § 54 Satz 1 Halbsatz 2 VwVfG; 59 Abs. 1 VwVfG; § 134 BGB; § 54 Satz 1 VwVfG; § 54 Satz 2 VwVfG; § 55 VwVfG; § 54 VwVfG; § 13 Abs. 5, § 132 Abs. 1 Satz 2 aF TKG; § 59 VwVfG; § 35 VwVfG; § 39 VwVfG; § 28a Abs. 3, § 29 Abs. 1 EnWG; § 28a Abs. 3 Satz 2 EnWG; § 28a Abs. 3 Satz 3

EnWG; § 28a Abs. 3 Satz 4 EnWG; Art. 194 Abs. 1 AEUV; § 1 Abs. 2 EnWG; Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG; § 54 EnWG; § 59 Abs. 1 Satz 1, §§ 88 ff. VwVfG

Die Bundesnetzagentur darf über die Freistellung einer Verbindungsleitung von der Regulierung (hier: OPAL-Gasfernleitung) nicht durch Abschluss eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrags gemäß § 55 VwVfG entscheiden. Die Rechtsvorschriften der § 29 Abs. 1, § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL, §§ 54, 59 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 2 EnWG stehen dem Abschluss eines solchen Vertrags gemäß § 54 Satz 1 Halbsatz 2 VwVfG nach ihrem Sinn und Zweck entgegen.

(amtl. Ls.)

Zum Sachverhalt:

[1] A. Die Betroffenen wenden sich gegen die von der Bundesnetzagentur angeordnete Untersagung der Versteigerung teilregulierter, entkoppelter Verbindungskapazitäten sowie darauf beruhender Transporte und Nominierungen von Gaslieferungen auf der Ostseepipeline-Anbindungsleitung (nachfolgend: OPAL-Gasfernleitung).

[2] Die OPAL-Gasfernleitung verläuft von Lubmin bei Greifswald bis zum Netzkopplungspunkt Brandov an der deutsch-tschechischen Grenze. Sie dient im Wesentlichen der Anbindung der

Gasfernleitung Nord Stream 1. Die Betroffene zu 3 ist eine der beiden Fernleitungsnetzbetreiberinnen der OPAL-Gasfernleitung. Die Betroffene zu 2, deren Muttergesellschaft die Betroffene zu 1 ist, bucht für ihre Erdgaslieferungen in die Bundesrepublik Deutschland und andere europäische Länder Verbindungskapazitäten der Gasfernleitungen Nord Stream 1 und OPAL.

[3] Mit Beschlüssen vom 25. Februar und 7. Juli 2009 (nachfolgend: Freistellung 2009) nahm die Bundesnetzagentur auf Antrag der Betroffenen zu 3 von ihr betriebene Kapazitäten an der OPAL-Gasfernleitung von rund 32 Mio. kWh/h für die Gaseinspeisung in Deutschland und die Ausspeisung in der Tschechischen Republik für die Dauer von 22 Jahren ab der tatsächlichen Inbetriebnahme von der Anwendung der Vorschriften der Gasnetzregulierung aus. Dabei durften Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung auf den relevanten tschechischen Gasmärkten nicht mehr als 50% der jährlichen Ausspeisekapazität der OPAL-Gasfernleitung buchen.

[4] In den Folgejahren wurden erhebliche Kapazitäten der OPAL-Gasfernleitung nicht genutzt. Die Betroffenen stellten daher 2013 einen Antrag, das Verfahren wiederaufzugreifen; es kam zu Verhandlungen zwischen den Parteien. Die Bundesnetzagentur lehnte den Antrag 2015 ab. Dagegen legten die Betroffenen Beschwerde ein. Im Mai 2016 schlossen sie mit der Bundesnetzagentur einen öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag, der zugunsten der Betroffenen Änderungen an der Freistellung 2009 vorsah (nachfolgend: Vergleichsvertrag Mai 2016). Der Vertrag stand unter dem Vorbehalt der Zustimmung der Europäischen Kommission (nachfolgend: Kommission). Mit Beschluss vom 28. Oktober 2016 (C [2016] 6950; nachfolgend: Kommissionsentscheidung) genehmigte die Kommission die im Vergleichsvertrag Mai 2016 vereinbarte Anpassung der Freistellung 2009 vorbehaltlich der Umsetzung einiger Änderungen. Dem kamen die Vertragsparteien im November 2016 durch den Abschluss eines modifizierten öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrags nach (nachfolgend: Vergleichsvertrag). Der Vergleichsvertrag hebt die Kapazitätsbegrenzung der Freistellung 2009 auf und sieht vor, dass 50% der Verbindungskapazitäten (etwa 15,9 Millionen kWh/h) als getrennt buchbare, feste frei oder dynamisch zuordenbare Ein-

und Ausspeisekapazitäten dem Netzzugang Dritter unterworfen werden, während sie von der Netzentgeltregulierung für die Geltungsdauer der Freistellung 2009 ausgenommen bleiben (teilregulierte Verbindungskapazitäten). Die restlichen Verbindungskapazitäten der Betroffenen zu 3 blieben zwar sowohl von der Netzzugangsregulierung als auch von der Netzentgeltregulierung ausgenommen, durften jedoch weiterhin nur als beschränkt zuordenbare gekoppelte Kapazitäten angeboten werden.

[5] Auf die Klage der Republik Polen erklärte das Gericht der Europäischen Union die Kommissionsentscheidung 2019 für nichtig (Urteil vom 10. September 2019, T-883/16 ,RdE 2020, 70 ff.; bestätigt durch EuGH, Urteil vom 15. Juli 2021, C-848/19 P, ZNER 2021, 485; EuZW 2021, 766 ff. – Bundesrepublik Deutschland/Republik Polen). Daraufhin hat die Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 13. September 2019 der Betroffenen zu 3 mit sofortiger Wirkung untersagt, auf Grundlage des Vergleichsvertrags Versteigerungen teilregulierter entkoppelter Verbindungskapazitäten vorzunehmen sowie auf bereits durchgeführten Versteigerungen beruhende Transporte durchzuführen. Den Betroffenen zu 1 und 2 ist mit sofortiger Wirkung untersagt worden, auf Grundlage bereits gebuchter teilregulierter entkoppelter Verbindungskapazitäten entsprechende Nominierungen abzugeben. Auf die Beschwerde der Betroffenen hat das Beschwerdegericht den Beschluss der Bundesnetzagentur aufgehoben, soweit der Betroffenen zu 1 die Abgabe von Nominierungen untersagt worden ist. Im Übrigen hat es die Beschwerde zurückgewiesen. Dagegen wenden sich die Betroffenen zu 2 und 3 mit der vom Beschwerdegericht zugelassenen Rechtsbeschwerde, der die Bundesnetzagentur entgegentritt.

Aus den Gründen:

[6] B. Die zulässige Rechtsbeschwerde hat keinen Erfolg.

[7] I. Das Beschwerdegericht (OLG Düsseldorf, RdE 2021, 502 ff.) hat seine Entscheidung im Wesentlichen wie folgt begründet:

[8] Die Untersagung sei zu Recht erfolgt. Die Ankündigung der Betroffenen zu 3, am 16. September 2019 eine Versteigerung teilregulierter entkoppelter Kapazitäten für den Monat Oktober 2019 durchführen zu wollen, stelle einen drohenden Verstoß gegen § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 9 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (Gasrichtlinie, nachfolgend: GasRL) dar. Aufgrund der Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung sei die weitere Umsetzung und Vollziehung des Vergleichsvertrags rechtswidrig. Dies folge zwar nicht daraus, dass der Vergleichsvertrag nach Art. 36 Abs. 9 GasRL der Genehmigung durch die Kommission unterliege. Die Durchsetzung des Vergleichsvertrags verstoße aber auch ohne die Einordnung der Kommissionsentscheidung als Genehmigung gegen § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 9 GasRL. Es fehle nach der Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung an einer die nationale Freistellungsentscheidung inhaltlich billigenden Entscheidung der Kommission, die ein konstitutives Element für die Rechtmäßigkeit der Umsetzung bilde. Die Kommissionsentscheidung und der Vergleichsvertrag seien dergestalt miteinander verbunden, dass dies ein Umsetzungshindernis für die Durchführung des Vergleichsvertrags begründe. Solange das Verfahren der Kommission nicht abgeschlossen sei, sei auch die Freistellungsentscheidung nicht rechtmäßig durchführbar. Damit gelte wieder die Freistellung 2009, nach der eine Versteigerung teilregulierter entkoppelter Verbindungskapazitäten unzulässig sei. Die Bundesnetzagentur habe das ihr nach § 65 EnWG eingeräumte Er-

messen rechtmäßig ausgeübt. Da die weitere Durchführung des Vergleichsvertrags unionsrechtswidrig sei, bleibe als einziges Mittel zur wirksamen Abstellung die Untersagung weiterer auf dem Vergleichsvertrag beruhender Versteigerungen, Gastransporte und Nominierungen. Es bestehe kein schutzwürdiges Vertrauen der Betroffenen zu 2 und 3, diese weiterhin durchzuführen.

[9] II. Diese Ausführungen halten der rechtlichen Nachprüfung stand. Zu Recht hat das Beschwerdegericht den auf § 65 Abs. 1 EnWG gestützten Beschluss der Bundesnetzagentur für rechtmäßig erachtet. Nach dieser Vorschrift kann die Regulierungsbehörde Unternehmen oder Vereinigungen von Unternehmen verpflichten, ein Verhalten abzustellen, das den Bestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes sowie den aufgrund dieses Gesetzes ergangenen Rechtsvorschriften entgegensteht. Diese Voraussetzungen liegen für die Untersagungsverfügungen vor. Auch Ermessensfehler lässt die Entscheidung der Bundesnetzagentur nicht erkennen.

[10] 1. Das Beschwerdegericht hat zutreffend angenommen, dass mit der Ankündigung der Betroffenen zu 3, am 16. September 2019 eine Versteigerung teilregulierter entkoppelter Verbindungskapazitäten für den Monat Oktober 2019 durchzuführen, ein Verstoß gegen die Vorschriften der Gasnetzregulierung des Energiewirtschaftsgesetzes sowie die aufgrund dieses Gesetzes ergangenen Rechtsvorschriften drohte. Eine solche Versteigerung hätte den sich aus §§ 20 ff. EnWG ergebenden Vorgaben widersprochen. Zwar können Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und anderen Staaten von der Anwendung dieser Vorschriften bei Vorliegen der Voraussetzungen des § 28a Abs. 1 und 2 EnWG befristet ausgenommen werden. Eine solche Ausnahme ist in Bezug auf die angebotenen Verbindungskapazitäten im Vergleichsvertrag auch vereinbart worden. Der Vergleichsvertrag ist aber unwirksam, so dass es insoweit an der erforderlichen Freistellungsentscheidung der Bundesnetzagentur fehlt. Freigestellt sind nach der bestandskräftigen Freistellung 2009 lediglich Verbindungskapazitäten in Gestalt von beschränkt zuordenbaren gekoppelten Kapazitäten unter Geltung einer Kapazitätsbegrenzung.

[11] a) Die Bundesnetzagentur darf über die Freistellung einer Gasfernleitung von der Regulierung gemäß § 28a EnWG nicht durch Abschluss eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrags entscheiden. Die Rechtsvorschriften der § 29 Abs. 1, § 28a Abs. 3 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL, §§ 54, 59 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 2 EnWG stehen dem Abschluss eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrags gemäß § 54 Satz 1 Halbsatz 2 VwVfG nach ihrem Sinn und Zweck entgegen. Der Vergleichsvertrag ist daher nichtig nach §§ 54, 59 Abs. 1 VwVfG i. V. m. § 134 BGB (vgl. BGH, Urteil vom 5. April 2022 KZR 84/20, z. Veröff. best., Rn. 32 mwN).

[12] aa) Nach § 54 Satz 1 VwVfG kann auf dem Gebiet des öffentlichen Rechts ein Rechtsverhältnis durch Vertrag begründet, geändert oder aufgehoben werden, soweit Rechtsvorschriften nicht entgegenstehen. Insbesondere kann die Behörde, anstatt einen Verwaltungsakt zu erlassen, einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit demjenigen schließen, an den sie sonst den Verwaltungsakt richten würde (§ 54 Satz 2 VwVfG). Ein öffentlich-rechtlicher Vertrag im Sinn des § 54 Satz 2 VwVfG, durch den eine bei verständiger Würdigung des Sachverhalts oder der Rechtslage bestehende Ungewissheit durch gegenseitiges Nachgeben beseitigt wird (Vergleich), kann geschlossen werden, wenn die Behörde den Abschluss des Vergleichs nach pflichtgemäßem Ermessen für zweckmäßig hält (§ 55 VwVfG). Entgegenstehende Vorschriften im Sinn von § 54 Satz 1 VwVfG sind dabei nicht nur solche, die ein ausdrückliches Vertragsformverbot aussprechen, sondern auch solche, aus deren Sinn und Zweck sich ein entsprechendes Verbot ableiten lässt (BGH, Urteil vom 5. April 2022 – KZR 84/20, z. Veröff.

best., Rn. 35 mwN). Bei der Auslegung von Rechtsvorschriften, die als Vertragsformverbote in Betracht kommen, muss allerdings beachtet werden, dass § 54 VwVfG den Behörden bei der Ausübung ihrer öffentlich-rechtlichen Verwaltungstätigkeit den öffentlich-rechtlichen Vertrag als Handlungsform für den Regelfall zur Verfügung stellt, so dass Vertragsformverbote als Ausnahme von diesem Grundsatz eng auszulegen sind (BVerwG, Urteil vom 21. September 2018 – 6 C 8/17, BVerwGE 163, 181 Rn. 68 mwN zu § 13 Abs. 5 und § 132 Abs. 1 Satz 2 aF TKG; Gurlit in Säcker, TKG, 3. Aufl., § 132 Rn. 29).

[13] bb) Nach diesen Grundsätzen stehen § 29 Abs. 1, § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL, §§ 54, 59 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 2 EnWG – auch wenn diesen Vorschriften kein ausdrückliches Vertragsformverbot zu entnehmen ist – einer Befugnis der Bundesnetzagentur zum Abschluss eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrags nach § 55 VwVfG entgegen (§ 54 Satz 1 Halbsatz 2 VwVfG). Ein solcher Vertrag ist nicht nur rechtswidrig, sondern nach Sinn und Zweck dieser Vorschriften gemäß § 59 VwVfG nichtig. Er ist von vornherein nicht geeignet, das mit Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL verfolgte Ziel einer einheitlichen und zugleich restriktiven Anwendung der Vorschriften zur Erteilung einer Regulierungsfreistellung in den einzelnen Mitgliedstaaten der Europäischen Union zu gewährleisten. Die Freistellung einer Gasfernleitung von der Regulierung darf nach Sinn und Zweck der genannten Regelungen nur erfolgen, wenn die dafür bestehenden tatsächlichen und rechtlichen Voraussetzungen nach Ansicht der für die Entscheidung zuständigen Beschlusskammer der Bundesnetzagentur und zudem nach Ansicht der Kommission (vollständig) erfüllt sind und dies in einer Genehmigungsentscheidung (§ 35 VwVfG) mit der gemäß § 39 VwVfG, Art. 36 Abs. 6 Unterabs. 4, Abs. 8 GasRL erforderlichen Begründung niedergelegt wird (vgl. BVerwGE 163, 181 Rn. 66, 69 mwN zu § 13 Abs. 5 und § 132 Abs. 1 Satz 2 aF TKG).

[14] [1] Gemäß § 28a Abs. 3, § 29 Abs. 1 EnWG entscheidet die Regulierungsbehörde auf Antrag des betroffenen Gasversorgungsunternehmens, ob die vom Antragsteller nachzuweisenden Voraussetzungen gemäß Absatz 1 und 2 der Vorschrift dafür vorliegen, Verbindungsleitungen zwischen Deutschland und anderen Staaten befristet von der Regulierung auszunehmen, und trifft eine etwaige Freistellungsentscheidung durch Genehmigung. Die Prüfung und das Verfahren richten sich nach Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL (§ 28a Abs. 3 Satz 2 EnWG). Die Entscheidung zur Gewährung einer Ausnahme ist ordnungsgemäß zu begründen und zu veröffentlichen (Art. 36 Abs. 6 Unterabs. 4 GasRL). Die Regulierungsbehörde teilt der Kommission gemäß Art. 36 Abs. 8 Satz 2 bis 4 GasRL ihre Entscheidung unverzüglich zusammen mit allen für die Entscheidung bedeutsamen Informationen mit. Diese müssen eine ausführliche Begründung, einschließlich finanzieller Informationen enthalten, die die Notwendigkeit der Ausnahme rechtfertigen. Die Regulierungsbehörde hat eine Freistellungsentscheidung nach Maßgabe einer endgültigen Entscheidung der Kommission innerhalb von einem Monat zu ändern oder aufzuheben (§ 28a Abs. 3 Satz 3 EnWG, § 28a Abs. 3 Satz 4 EnWG aF, Art. 36 Abs. 9 Unterabs. 3 GasRL).

[15] (2) Bei der im Hinblick auf das Vorliegen eines Vertragsformverbots gemäß § 54 Satz 1 Halbsatz 2 VwVfG erforderlichen Auslegung von § 29 Abs. 1, § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL ist das sich aus der Gasrichtlinie und dem Energiewirtschaftsgesetz ergebende allgemeine regulatorische Ziel zu berücksichtigen, einen für alle Beteiligten gleichermaßen geltenden Regelungsrahmen zu schaffen. Der Regelungsrahmen dient dem Ziel der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs und damit den sich aus Art. 194 Abs. 1 AEUV ergebenden Zielen der Energiepolitik der

Europäischen Union, insbesondere der Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts und der Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten (vgl. EuGH, EuZW 2021, 766 Rn. 37 ff. – Bundesrepublik Deutschland/Republik Polen; ErWG 35 i. V. m. ErWG 21 bis 23 GasRL, § 1 Abs. 2 EnWG). Die Freistellung einer Gasfernleitung von der Regulierung begründet stets eine besondere Gefahr für und einen besonderen Begründungsbedarf im Hinblick auf diese Ziele. Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL sollen daher eine einheitliche und zugleich restriktive Anwendung der Vorschriften zur Erteilung einer Regulierungsfreistellung in den einzelnen Mitgliedstaaten gewährleisten (vgl. die Begründung des Rats zur Vorgängerregelung in Art. 22 der Richtlinie 2003/55/EG, ABl. C 50 E vom 4. März 2003, S. 57; ferner Arndt in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 28a Rn. 2; Pielow/Schülken in Hempel/Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, § 28a EnWG Rn. 9 [Stand: Oktober 2021]). Die einheitliche und zugleich restriktive Anwendung wird durch den Verwaltungs- und Regelungsverband der nationalen Regulierungsbehörden mit der Kommission (Art. 36 Abs. 6 Unterabs. 4, Abs. 8 Unterabs. 4 GasRL; vgl. auch Britz, EuR 2006, 46, 65; allg. Franke/Schütte in Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl., § 21 Rn. 11 ff.; Weiß in Baur/Salje/Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl., Kap. 32 Rn. 1 ff.) und zudem durch die besonderen Begründungs- und Transparenzanforderungen, die sich aus § 28a Abs. 3, Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL ergeben, sichergestellt.

(3) [16] (3) Das vorgesehene Verfahren sichert die einheitliche und restriktive Anwendung der Vorschriften zur Erteilung einer Freistellung von der Regulierung zusätzlich ab. Die Freistellungsentscheidung ist von den Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten – hier der Bundesnetzagentur (§ 54 EnWG) – zu treffen, deren Unabhängigkeit gemäß Art. 39 Abs. 4 und 5 GasRL zu gewährleisten ist (EuGH, Urteil vom 2. September 2021 – C-718/18, ZNER 2021, 485; RdE 2021, 534Rn. 112 ff. – Kommission/Bundesrepublik Deutschland). Zuständig ist eine Beschlusskammer, die mit einem oder einer Vorsitzenden und zwei Beisitzenden besetzt ist (§ 59 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 2 EnWG). Das Beschlusskammerverfahren ist justizähnlich ausgestaltet. Es soll im hierarchischen Verwaltungsaufbau eine unabhängige Entscheidung durch einen Ausschuss (§§ 88 ff. VwVfG; vgl. auch BVerwG, Urteil vom 20. Oktober 2021 – 6 C 8/20, juris Rn. 76) gewährleisten, dessen Mitglieder eine besondere Qualifikation aufweisen. Das Verfahren ist auf eine einseitig verbindliche Entscheidung ausgerichtet, bei der die Sachaufgabe in den Vordergrund tritt (Gurlit in Säcker, TKG, 3. Aufl., § 132 Rn. 21, 29 und vor § 132 Rn. 18; Thole in Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl., § 28a EnWG Rn. 26; Ohlenburg in Manssen, Telekommunikations- und Multimediarecht, C § 132 Rn. 4 f., 14 [Stand: 29. Dezember 2020]). Die nationale Regulierungsbehörde hat zudem einem Beschluss der Kommission zur Änderung oder zum Widerruf der nationalen Freistellungsentscheidung innerhalb eines Monats nachzukommen und die Kommission hiervon in Kenntnis zu setzen (Art. 36 Abs. 9 Unterabs. 1 Satz 1, Unterabs. 3 GasRL, § 28a Abs. 3 Satz 3 EnWG, § 28a Abs. 3 Satz 4 EnWG aF), wenn sie nicht – was ihr freisteht – auf ein Änderungsverlangen hin von einer Freistellung ganz absieht (vgl. Siegel in Kment, EnWG, 2. Aufl., § 28a Rn. 12; Thole in Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl., § 28a EnWG Rn. 30).

[17] (1) Die § 29 Abs. 1, § 28a EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL, §§ 54, 59 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 2 EnWG sollen folglich sicherstellen, dass die Freistellungsvoraussetzungen (vollständig) erfüllt sind und dies in einer begründeten Genehmigungsentscheidung (§ 35 VwVfG) niedergelegt wird. Demgegenüber setzt ein öffentlich-rechtlicher Vergleichsvertrag vor-

aus, dass bestehende tatsächliche und rechtliche Unsicherheiten hier im Hinblick auf das Vorliegen der Freistellungsvoraussetzungen – nicht geklärt, sondern durch gegenseitiges Nachgeben beigelegt werden. Ein Vergleich gewährleistet nicht, dass alle für die Freistellung erforderlichen tatsächlichen und rechtlichen Voraussetzungen vorliegen. Das Ziel einer einheitlichen und restriktiven Anwendung der Freistellungsvorschriften wird nicht erreicht. So ergibt sich etwa aus der Präambel des Vergleichsvertrags, dass die Bundesnetzagentur vor einer förmlichen Entscheidung über den Antrag auf Wiederaufgreifen des Verfahrens ergänzende Ermittlungen für notwendig hielt, die indes im Hinblick auf den Abschluss des Vergleichsvertrags unterblieben sind. Ein öffentlich-rechtlicher Vergleichsvertrag kann angesichts der durch ihn vorausgesetzten Unsicherheiten zudem keine ausreichende Begründung für die Freistellung enthalten. Das kann zu einer Beeinträchtigung der Rechtsschutzmöglichkeiten Dritter führen, die sich – wie etwa vorliegend die Republik Polen und verschiedene Gasversorgungsunternehmen – gegen die Freistellungsentscheidung wenden wollen (siehe auch Art. 41 Abs. 16 GasRL). Obgleich es für die Frage des abstrakt und generell zu beurteilenden Vertragsformverbots (§ 54 Abs. 1 Halbsatz 2 VwVfG) darauf hier nicht ankommt, hält es dementsprechend auch die Kommission ausweislich des von der Bundesnetzagentur im Rechtsbeschwerdeverfahren vorgelegten Schreibens vom 21. Oktober 2019 mittlerweile für zweifelhaft, ob ein öffentlich-rechtlicher Vergleichsvertrag eine hinreichend ausführliche Analyse der Folgen der Entscheidung erlaubt und ein ausreichendes Maß an Rechtssicherheit gewährleisten kann.

[18] b) Eine gemäß § 28a EnWG wirksame Freistellungsentscheidung läge aber auch dann nicht vor, wenn der Vergleichsvertrag nicht gegen ein Vertragsformverbot verstieße. Die Ansicht der Rechtsbeschwerdeführerinnen, die Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung habe zur Folge, dass die Kommission ihre Prüfung wiederaufnehmen müsse und der Vergleichsvertrag weiter durchgeführt werden dürfe, solange kein Widerrufs- oder Änderungsverlangen der Kommission ergangen und von der Bundesnetzagentur umgesetzt worden sei, greift nicht durch. Ist das Verfahren, wovon zu Recht auch die Rechtsbeschwerdeführerinnen ausgehen, in den Stand vor der Kommissionsentscheidung zurückversetzt, fehlt es an der erforderlichen Mitwirkungshandlung der Kommission im Sinn von § 58 Abs. 2 VwVfG. Der Vergleichsvertrag ist auch aus diesem Grund unwirksam.

[19] aa) Die der Kommission nach § 28a Abs. 3 Satz 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 9 Unterabs. 1 GasRL obliegende Überprüfung einer nationalen Freistellungsentscheidung stellt – wäre die Handlungsform überhaupt zulässig – eine durch Rechtsvorschrift angeordnete Mitwirkungshandlung im Sinn von § 58 Abs. 2 VwVfG dar.

[20] (1) Der Anwendungsbereich von § 58 Abs. 2 VwVfG umfasst neben der Genehmigung, der Zustimmung und dem Einvernehmen sämtliche Mitwirkungsformen, die einer anderen Behörde eine Entscheidungsbefugnis einräumen, die die vertragsschließende Behörde in ihrer Willensbildung bindet (vgl. Bonk/Neumann/Siegel in Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 9. Aufl., § 58 Rn. 25; Fehling in Fehling/Kastner/Störmer, VwVfG, 5. Aufl., § 58 Rn. 29; Mann in Mann/Sennekamp/Uechtritz, VwVfG, 2. Aufl., § 58 Rn. 37; Rozek in Schoch/Schneider, VwVfG, § 58 Rn. 41 [Stand: Juli 2020]; Schliesky in Knack/Henneke, VwVfG, 11. Aufl., § 58 Rn. 32; Spieth in BeckOK VwVfG, § 58 Rn. 15 [Stand: 1. Oktober 2021]). Dies folgt aus der auf die Sicherung der Kompetenzordnung zwischen verschiedenen Verwaltungsträgern und damit der Wahrung öffentlicher Interessen gerichteten Zielsetzung der Vorschrift des § 58 Abs. 2 VwVfG (vgl. Begründung des Gesetzes-

entwurfs der Bundesregierung, BTDrucks. 7/910, S. 81; Bonk/Neumann/Siegel in Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 9. Aufl., § 58 Rn. 22; Fehling in Fehling/Kastner/Störmer, VwVfG, 5. Aufl., § 58 Rn. 2; Mann in Mann/Sennekamp/Uechtritz, VwVfG, 2. Aufl., § 58 Rn. 3; Rozek in Schoch/Schneider, VwVfG, § 58 Rn. 3 [Stand: Juli 2020]; Schliesky in Knack/Henneke, VwVfG, 11. Aufl., § 58 Rn. 3; Spieth in BeckOK VwVfG, Überblick zu § 58 [Stand: 1. Oktober 2021]; Tegethoff in Kopp/Ramsauer, VwVfG, 21. Aufl., § 58 Rn. 1).

[21] (2) Bei dem Überprüfungsverfahren durch die Kommission handelt es sich entgegen der Ansicht der Betroffenen zu 3 um eine solche die Regulierungsbehörde bindende Mitwirkungshandlung. Die nationale Regulierungsbehörde hat – wie oben bereits ausgeführt – einem Beschluss der Kommission zur Änderung oder zum Widerruf der nationalen Freistellungsentscheidung innerhalb eines Monats nachzukommen und die Kommission hiervon in Kenntnis zu setzen (Art. 36 Abs. 9 Unterabs. 1 Satz 1, Unterabs. 3 GasRL, § 28a Abs. 3 Satz 3 EnWG, § 28a Abs. 3 Satz 4 EnWG aF). Die Vorschrift ist darauf gerichtet, die sofortige Umsetzung der Entscheidung der Kommission durch einseitiges Handeln der Regulierungsbehörde zu ermöglichen. Es handelt sich um eine gebundene Entscheidung, bei der der Regulierungsbehörde kein Ermessensspielraum zusteht; will sie die Entscheidung der Kommission nicht umsetzen, kann sie lediglich von einer Freistellung ganz absehen (vgl. Siegel in Kment, EnWG, 2. Aufl., § 28a Rn. 12; Thole in Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Aufl., § 28a EnWG Rn. 30). Der Einwand der Betroffenen zu 3, an einer Mitwirkungshandlung fehle es, weil das Überprüfungsverfahren der Kommission dem Erlass der Freistellungsentscheidung durch die nationale Regulierungsbehörde nachfolge, greift nicht durch, weil die Mitwirkungshandlung sowohl gemäß §§ 35, 45 Abs. 1 Nr. 5 VwVfG als auch gemäß § 58 Abs. 2 VwVfG nachgeholt werden kann. Dabei hängt es von der Mitwirkungshandlung selbst und den mit ihr in Zusammenhang stehenden Bestimmungen ab, ob sie (zudem) Rückwirkung entfaltet (vgl. etwa BVerwGE 120, 54 [juris Rn. 21] zur Genehmigung; Emmenegger in Mann/Sennekamp/Uechtritz, VwVfG, 2. Aufl., § 45 Rn. 119 ff.; Mann, ebenda § 58 Rn. 43).

[22] bb) Die Kommission ist in den Fällen, in denen sie – wie hier gemäß § 28a Abs. 3 Satz 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 9 GasRL – in einem Verwaltungs- und Regulierungsverbund mit einer nationalen Behörde tätig wird, auch Behörde im Sinn von § 58 Abs. 2 VwVfG (vgl. Tegethoff in Kopp/Ramsauer, VwVfG, 22. Aufl., § 58 Rn. 16a; Fehling in Fehling/Kastner/Störmer, VwVfG, 5. Aufl., § 58 Rn. 32; Mann in Mann/Sennekamp/Uechtritz, VwVfG, 2. Aufl., § 58 Rn. 41; Kahl, NVwZ 2011, 449, 454; Rozek in Schoch/Schneider, VwVfG, § 58 Rn. 40 [Stand: Juli 2020]; Schneider, NJW 1992, 1197, 1199 f.; aA wohl Stelkens in Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 9. Aufl., § 58 Rn. 40 [jeweils zum Unionsbeihilferecht]).

[23] cc) An der erforderlichen bindenden Mitwirkungshandlung der Kommission gemäß § 28a Abs. 3 Satz 2 EnWG i. V. m. Art. 36 Abs. 9 Unterabs. 1 GasRL fehlt es hier, weil das Gericht der Europäischen Union die Kommissionsentscheidung für nichtig erklärt hat. Diese Entscheidung war – wie das Beschwerdegericht zutreffend angenommen hat – gemäß Art. 83 der Verfahrensordnung des Gerichts der Europäischen Union und Art. 60 der Satzung des Gerichtshofs der Europäischen Union sofort wirksam. Sie ist im Laufe des Rechtsbeschwerdeverfahrens durch den Gerichtshof der Europäischen Union letztverbindlich bestätigt worden (EuGH, EuZW 2021, 766 ff. – Bundesrepublik Deutschland/Republik Polen). Die Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung gemäß Art. 264 Abs. 1 AEUV bewirkt, dass das Überprüfungsverfahren in die Lage zurückversetzt wird, in der es sich vor dem Erlass der Kommis-

sionsentscheidung befunden hat (vgl. EuGH, Urteil 31. März 1971 – Rs. 22/70, Slg. 1971, 263 Rn. 59 – Rat/Kommission). Der Vergleichsvertrag wäre daher auch mangels der erforderlichen Mitwirkungshandlung der Kommission unwirksam, § 58 Abs. 2 VwVfG.

[24] c) Danach hat das Beschwerdegericht zu Recht angenommen, dass weiterhin (nur) die bestandskräftige Freistellung 2009 gilt. Es bedarf keiner Entscheidung, ob die Kommission verpflichtet ist oder gewesen wäre, das Überprüfungsverfahren nach Art. 36 Abs. 8 und 9 GasRL nach der Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung (von sich aus) wiederaufzunehmen und fortzuführen. Denn auch dies unterstellt, läge in Bezug auf die streitgegenständlichen Kapazitäten keine wirksame Freistellungsentscheidung vor. Die Parteien hatten bei der Kommission gemäß Art. 36 Abs. 8 GasRL (nur) den Vergleichsvertrag Mai 2016 notifiziert, der unter dem vertraglichen Vorbehalt der (uneingeschränkten) Zustimmung der Kommission stand. Er konnte und kann mithin ohne eine solche Zustimmung nicht wirksam werden, auch wenn die Kommission das Verfahren binnen der in Art. 36 Abs. 9 Unterabs. 1 GasRL genannten Frist von zwei Monaten nicht fortführt.

[25] 2. Zu Recht hat das Beschwerdegericht danach auch die Untersagung der Durchführung von Gastransporten durch die Betroffene zu 3 und der Abgabe entsprechender Nominierungen durch die Betroffene zu 2, jeweils von auf Grundlage des Vergleichsvertrags bereits vermarkteter teilregulierter entkoppelter Verbindungskapazitäten, nicht beanstandet (§ 65 Abs. 1 EnWG).

[26] a) Das Beschwerdegericht hat zutreffend und insoweit von der Rechtsbeschwerde unangegriffen angenommen, dass die Durchführung weiterer Gastransporte auf der Grundlage des Vergleichsvertrags bereits vermarkteter teilregulierter Verbindungskapazitäten durch die Betroffene zu 3 und damit ein Verstoß gegen die Vorschriften der Gasnetzregulierung des Energiewirtschaftsgesetzes drohte. Solche Transporte hätten aus den oben ausgeführten Gründen den sich aus §§ 20 ff. EnWG ergebenden Vorgaben widersprochen.

[27] b) Gleiches gilt für die von der Betroffenen zu 2 nach den Feststellungen des Beschwerdegerichts für den 11. und 12. September 2019 abgegebenen Nominierungen auf der Grundlage des Vergleichsvertrags bereits gebuchter teilregulierter entkoppelter Verbindungskapazitäten. Wie für die Vermarktung fehlt es auch für die Inanspruchnahme bereits gebuchter teilregulierter Verbindungskapazitäten an einer erforderlichen Ausnahme von den Vorschriften der Gasnetzregulierung, weil der Vergleichsvertrag zwischen den Betroffenen und der Bundesnetzagentur unwirksam ist.

[28] c) Dabei kommt es nicht darauf an, welche Auswirkungen die Unwirksamkeit des Vergleichsvertrags auf die Wirksamkeit der über diese Verbindungskapazitäten bereits abgeschlossenen Ein- und Ausspeiseverträge hat. Denn diese Verträge begründen keine Ausnahme von den gesetzlichen Vorschriften der Gasnetzregulierung. Ohne Erfolg macht die Rechtsbeschwerde daher geltend, die den untersagten Transporten und Nominierungen zugrundeliegenden Verbindungskapazitäten seien in stärkerem Maße der Gasnetzregulierung unterworfen als die auf Grundlage der Freistellung 2009 vergebenen Kapazitäten. Ohne wirksame Freistellung dürfen diese Verbindungskapazitäten nicht teilreguliert vermarktet und genutzt werden.

[29] 3. Ferner hat die Bundesnetzagentur das ihr gemäß § 65 Abs. 1 EnWG eingeräumte Aufgreif- und Auswahlermessen rechts- und verfahrensfehlerfrei ausgeübt. Eine Ermessensentscheidung ist nach den gemäß § 83 Abs. 5 EnWG auch im Energiewirtschaftsrecht geltenden allgemeinen Grundsätzen gerichtlich nur daraufhin überprüfbar, ob die Behörde die ge-

setzlichen Grenzen des Ermessens überschritten (Ermessensüberschreitung), ihr Ermessen überhaupt nicht ausgeübt (Ermessensnichtgebrauch) oder von dem Ermessen in einer dem Zweck der Ermächtigung nicht entsprechenden Weise Gebrauch gemacht hat (Ermessensfehlgebrauch; vgl. BGH, Beschlüsse vom 23. Januar 2018 – EnVR 5/17, ZNER 2018, 138; RdE 2018, 207Rn. 19 – Stadtwerke Wedel GmbH; vom 13. November 2018 – EnVR 30/17, ZNER 2019, 30; N&R 2019, 38 Rn. 44 – Karenzzeiten III, jeweils mwN). Solche Fehler sind weder aufgezeigt noch ersichtlich.

[30] a) Die Bundesnetzagentur hat unter Hinweis auf das ihr eingeräumte Entschließungs- und Auswahlermessen ausgeübt, der Erlass der Untersagungsverfügungen sei offensichtlich das mildeste verbliebene Mittel gewesen, nachdem eine Duldung des Verhaltens wegen des Urteils des Gerichts der Europäischen Union vom 10. September 2019 einen Ermessensfehlgebrauch bedeutet hätte. Sie habe zuvor vergeblich versucht, die Betroffenen mit Schreiben vom 10. September 2019 zu einem rechtskonformen Verhalten zu bewegen. Das unionsrechtliche Gebot einer möglichst wirksamen Anwendung des Rechts der Union (effet utile) sei zu berücksichtigen gewesen. Es sei daher auch gerechtfertigt, mit der Untersagung der Durchführung weiterer Transporte und Nominierungen in bestehende Ein- und Ausspeiseverträge einzugreifen. Diesbezüglich bestehe kein schutzwürdiges Vertrauen der Betroffenen. Die Betroffene zu 3 habe in ihren allgemeinen Geschäftsbedingungen einen Vorbehalt für den Fall einer Untersagung der Erfüllung oder Durchführung dieser Verträge aufgenommen. Zudem sei den Betroffenen das Nichtigkeitsklageverfahren vor dem Gericht der Europäischen Union bekannt gewesen.

[31] b) Dagegen ist im Rahmen der beschränkten gerichtlichen Kontrolle der Ermessensentscheidung nichts zu erinnern.

[32] aa) Entgegen der Ansicht der Betroffenen liegt kein Ermessensausfall vor. Die Bundesnetzagentur war sich des ihr eingeräumten Ermessens bewusst und hat von ihm Gebrauch gemacht. Es stellt keinen Ermessensfehler dar, dass sie sich in Ausübung ihres Entschließungsermessens gemäß Art. 4 Abs. 3 Satz 2 EUV zur Umsetzung des Urteils des Gerichts der Europäischen Union vom 10. September 2019 gehalten sah und dabei dem öffentlichen Interesse an der Beachtung der Vorschriften der Gasnetzregulierung ein höheres Gewicht beigemessen hat als den Individualinteressen der Rechtsbeschwerdeführerinnen. Ebenso wenig ist zu beanstanden, dass die Bundesnetzagentur im Rahmen ihres Auswahlermessens davon ausgegangen ist, zur wirksamen Abstellung der Verstöße gegen die Vorschriften der Gasnetzregulierung komme keine mildere Maßnahme in Betracht.

[33] bb) Es stellt ferner keinen Ermessensfehler dar, dass die Bundesnetzagentur ein schutzwürdiges Vertrauen der Betroffenen an der weiteren Vollziehung des Vergleichsvertrags und der auf dessen Grundlage abgeschlossenen Ein- und Ausspeiseverträge verneint hat. Dem steht nicht entgegen, dass sowohl der Vergleichsvertrag als auch die auf diesem beruhenden Ein- und Ausspeiseverträge jeweils zu einem Zeitpunkt abgeschlossen worden sind, in dem die Kommissionsentscheidung noch als wirksam anzusehen war.

[34] (1) Das Versteigerungsverbot betrifft nur die Inanspruchnahme der in dem Vergleichsvertrag erteilten Regulierungsfreistellung für den Zeitraum nach der Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung. Für diesen Zeitraum können sich die Betroffenen jedoch nicht auf die im Unionsrecht anerkannte Vermutung der Rechtmäßigkeit von Entscheidungen der Kommission berufen (vgl. hierzu EuGH, Urteile vom 5. Oktober 2004 – C-475/01, EuZW 2004, 729 Rn. 18 – Kommission/Hellenische Republik; vom 14. Juni 2012 – C-533/10,

EuZW 2012, 704 Rn. 39 – CIVAD/Receveur des douanes de Roubaix, jeweils mwN). Ihr Vertrauen in den Fortbestand der Regulierungsfreistellung ist daher nicht mehr schutzwürdig.

[35] (2) Keine abweichende Bewertung ergibt sich für das Transport- und Nominierungsverbot. Zwar bezieht es sich auf Verbindungskapazitäten, die bereits zuvor vermarktet worden sind. Untersagt wird aber nur deren weitere Nutzung durch künftige Gastransporte sowie die Abgabe hierauf gerichteter Nominierungen. Betroffen sind damit ausschließlich Leistungszeiträume nach der Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung. Für diese Zeiträume haben das Beschwerdegericht und die Bundesnetzagentur zu Recht ein schutzwürdiges Vertrauen der Betroffenen verneint, weil die Betroffene zu 3 vor dem Hintergrund der Nichtigkeitsklagen der Republik Polen und anderer Gasversorgungsunternehmen auf Veranlassung der Bundesnetzagentur in § 7 ihrer Allgemeinen Geschäftsbedingungen eine den anderen Betroffenen bekannte Regelung aufgenommen hat, die es ihr im Fall der Untersagung der Durchführung von Erdgastransporten ermöglichte, auf dem Vergleichsvertrag basierende Ein- und Ausspeiseverträge zu kündigen. Die Betroffenen konnten daher nicht darauf vertrauen, dass bereits abgeschlossene Ein- und Ausspeiseverträge nach einer Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung und der damit einhergehenden Unwirksamkeit des Vergleichsvertrags weiterhin vollziehbar bleiben würden.

[36] cc) Der von der Rechtsbeschwerde erhobene Einwand, das angeordnete Versteigerungs-, Transport- und Nominierungsverbot stelle einen unverhältnismäßigen Eingriff in die nach Art. 17 EU-Grundrechtecharta geschützte Eigentumsгарantie dar, greift nicht durch. Da der Vergleichsvertrag unwirksam ist, steht den Betroffenen daraus kein durch Art. 17 EU-Grundrechtecharta geschütztes vermögenswertes Recht zu (vgl. EuGH, Urteile vom 3. September 2015 – C-398/13, EuZW 2015, 838 Rn. 60 mwN – Inuit Tapiriit Kanatami/Kommission; vom 21. Mai 2019 – C-235/17, juris Rn. 69 – Kommission/Ungarn, jeweils mwN). Es ist kein Recht zur künftigen Nutzung teilregulierter entkoppelter Verbindungskapazitäten entstanden, dessen Ausübung durch die Untersagungsverfügung beschränkt würde. Das gilt auch, soweit die untersagte Durchführung von Transporten und die Abgabe von Nominierungen für bereits vermarktete teilregulierte Verbindungskapazitäten in Rede steht.

[37] dd) Es stellt keinen Ermessenfehler dar, dass sich die Bundesnetzagentur nicht mit der lediglich zur Vorbereitung einer Entscheidung in dem Streitschlichtungsverfahren bei der World Trade Organization zwischen der Russischen Föderation und der Europäischen Union getroffenen Aussage des WTO-Panels vom 10. August 2018 auseinandergesetzt hat.

Der Aussage des Panels kommt auch nach Ansicht der Rechtsbeschwerde keine Bindungswirkung zu. Dass sich aus ihrem Inhalt Umstände ergeben würden, deren Nichtberücksichtigung einen Ermessenfehler bei der hier getroffenen Entscheidung begründen könnte, ist weder aufgezeigt noch ersichtlich. Der Vergleichsvertrag kann angesichts seiner Unwirksamkeit keine Grundlage für eine Freistellung sein. Selbst wenn die Buchungsbeschränkungen der Freistellung 2009 also – wie die Rechtsbeschwerdeführerinnen geltend machen – gegen Art. XI Abs. 1 GATT verstießen, ist nicht ersichtlich, dass und wie dem bei der von der Bundesnetzagentur nach der Entscheidung des Gerichts der Europäischen Union gemäß § 65 EnWG zu treffenden Entscheidung rechtmäßig hätte abgeholfen werden können.

[38] 4. Schließlich liegen entgegen der Ansicht der Rechtsbeschwerde keine Anhaltspunkte dafür vor, dass die Nichtigerklärung der Kommissionsentscheidung durch den Gerichtshof nach den dafür geltenden Maßstäben (vgl. BVerfGE 123, 267,

353 f. [juris Rn. 240]; 142, 123 Rn. 153, jeweils mwN) einen Ultra-vires-Akt darstellen könnte. Die Entscheidung ist im Verfahren nach Art. 263 AEUV ergangen und hält sich im Rahmen der dem Gerichtshof der Europäischen Union nach Art. 23 Abs. 1 Satz 2 GG übertragenen Zuständigkeiten. Das gilt insbesondere auch für die Auslegung des unionsrechtlichen Grundsatzes der Energiesolidarität (Art. 194 Abs. 1 AEUV) durch den Gerichtshof.

[39] 5. Entgegen der Ansicht der Betroffenen ist eine Vorlage an den Gerichtshof der Europäischen Union gemäß Art. 267 Abs. 3 AEUV nicht veranlasst. Insbesondere kommt es nach dem Ausgeführten nicht auf die von den Rechtsbeschwerdeführerinnen aufgeworfene Frage an, ob eine nationale Regulierungsfreistellung gemäß Art. 36 Abs. 6 bis 9 GasRL stets der ausdrücklichen Genehmigung der Kommission bedarf, oder ob sie Wirkung entfaltet, bis die Kommission eine Änderung oder einen Widerruf verlangt. Eine solche Regulierungsfreistellung liegt nämlich wegen der auf den (nationalen) Regelungen des § 54 Satz 1, § 58 Abs. 2, § 59 VwVfG beruhenden Unwirksamkeit des Vergleichsvertrags schon nicht vor.

[...]

Zur Sonderrechtsfähigkeit von PV-Modulen

BGH, U. v. 18.03.2022 – V ZR 269/20 u. a.
(Verfahrensgang: OLG Karlsruhe, U. v. 17.11.2020 – 19 U 49/19; LG Mosbach, U. v. 27.03.2019 – 2 O 101/18)

§ 93, § 94 Abs. 1 Satz 1, § 94 Abs. 2, § 95 Abs. 1 Satz 1, § 95 Abs. 2, §§ 305 ff., §§ 929 ff. BGB

1. Photovoltaikanlagen sind kein Gebäude i. S. d. § 94 BGB.
2. Einzelne Module einer Photovoltaikanlage sind nicht als wesentliche Bestandteile der Gesamtanlage anzusehen, wenn sie durch ein gleiches oder ähnliches Bauteil ersetzt und wenn sie zudem ihrerseits wieder in eine andere Anlage eingebaut werden und dort Strom erzeugen könnten. Maßgeblich ist dabei, ob die Module noch durch zumindest vergleichbare, auf dem Markt verfügbare Modelle hätten ersetzt und ob sie ihrerseits in anderen Anlagen hätten verwendet werden können.

3. Einzelne Module einer Photovoltaikanlage können nicht Scheinbestandteile der Photovoltaikanlage i. S. v. § 95 Abs. 1 BGB sein, da die Photovoltaikanlage kein Gebäude i. S. v. § 94 BGB ist, sondern eine bewegliche Sache im Rechtssinne.

(Leitsätze der Redaktion)

Tatbestand:

[1] Der Kläger ist Insolvenzverwalter. Im Juli 2011 verkaufte die Insolvenzschildnerin der Beklagten 120 Module einer Freiland-Photovoltaikanlage nebst einem Miteigentumsanteil an deren Unterkonstruktion. Die Anlage mit insgesamt 5.000 Photovoltaikmodulen, neun Wechselrichtern und einer Gesamtleistung von 1.050 kWp war zuvor auf dem Grundstück eines Dritten errichtet worden. Der Vertrag enthält u. a. folgende Regelungen:

„Vorbemerkung

[...].

2. Auf Grundlage des unter Ziffer 1 genannten Nutzungsrechts errichtete der Verkäufer auf der in der Anlage 1 markierten Freilandfläche eine Photovoltaikanlage. Das

Eigentum an dieser Anlage, und zwar die Module, die mit der in der Angebot/Bestellung näher bezeichneten Nummer gekennzeichnet sind, soll auf der Grundlage des vorliegenden Vertrages auf den Käufer übergehen. [...].

[...].

§ 1 Kaufgegenstand – Photovoltaikanlage

1. Gegenstand dieses Vertrages ist die Übergabe und Übereignung einer Photovoltaikanlage. [...].

2. [...].

3. Zum Schutz des Käufers steht der Vertrag unter der aufschiebenden Bedingung, dass die Eintragung einer beschränkten persönlichen Dienstbarkeit zugunsten des Verkäufers mit Rang vor etwaigen Belastungen in Abteilung III des Grundbuches erfolgt und [...] Abteilung II, soweit sie den Vertragszweck gefährden, um die Befugnis zu Nutzung der Freiflächen des Grundstückes grundbuchmäßig abzusichern. Die Bewilligung hierzu wurde vom Grundstückseigentümer notariell erteilt.

[...].

§ 8 Eigentumsvorbehalt

Die Photovoltaikanlage einschließlich der Zubehörteile bleibt bis zur vollständigen Zahlung des Kaufpreises im Eigentum des Verkäufers. Nach vollständiger Zahlung des Kaufpreises geht das Eigentum und Miteigentum an der Anlage (Vorbemerkung zu Ziffer 2 und § 1 Abs. 1) auf den Käufer über, worüber die Parteien einig sind. Die Übergabe gilt als erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem der Kaufpreis vollständig bezahlt ist.

[...].“

[2] Zugleich unterzeichneten die Insolvenzschuldnerin und der Beklagte ein „Angebot/Bestellung zur Lieferung einer Photovoltaikanlage“, in dem die Module und die Unterkonstruktion näher beschrieben waren. Die Beklagte zahlte den Kaufpreis von 112.455 €. Sie vermietete die gekauften Module einschließlich Unterkonstruktion an eine Tochtergesellschaft der Insolvenzschuldnerin. Anfang des Jahres 2012 wurde zugunsten der Insolvenzschuldnerin ein – im Rang einem entsprechenden Recht eines Dritten nachfolgendes – Photovoltaikanlagenrecht in das Grundbuch eingetragen. Am 1. März 2016 wurde das Insolvenzverfahren über das Vermögen der Schuldnerin eröffnet und der Kläger zum Insolvenzverwalter bestellt.

[3] Der Kläger begehrt die Feststellung, dass die Beklagte kein Eigentum an den Modulen und der Unterkonstruktion erworben habe. Das Landgericht hat die Klage abgewiesen. Das Oberlandesgericht hat ihr stattgegeben. Mit der von diesem zugelassenen Revision, deren Zurückweisung der Kläger beantragt, verfolgt die Beklagte ihren Antrag auf Klageabweisung weiter.

Entscheidungsgründe:

I.

[4] Das Berufungsgericht meint, die Beklagte sei weder Eigentümerin der Photovoltaikmodule noch Miteigentümerin der Unterkonstruktion geworden. Einem Eigentumserwerb stehe entgegen, dass die Module und die Unterkonstruktion nicht sonderrechtsfähig seien. Es handele sich um Bestandteile der Photovoltaikanlage. Zwar sei die Anlage ihrerseits nicht wesentlicher Bestandteil des Grundstücks (§ 94 Abs. 1 Satz 1 BGB), weil sie nur zu einem vorübergehenden Zweck auf dem Grundstück des Dritten errichtet worden sei (§ 95 Abs. 1 Satz 1 BGB). Die Module und die Unterkonstruktion seien aber deshalb nicht sonderrechtsfähig, weil sie in die Photovoltaik-

anlage als Gebäude zu dessen Herstellung eingefügt worden und daher als wesentliche Bestandteile der Anlage anzusehen seien (§ 94 Abs. 2 BGB). Der Begriff des Gebäudes im Sinne dieser Norm setze entgegen anderer Auffassung nicht etwas mit Baustoffen „Gebautes“ voraus. Es bleibe schon unklar, was unter den Begriff „Baustoffe“ zu fassen sei. Zudem lasse eine an diesen Begriffen orientierte Abgrenzung sich mit dem Zweck der Vorschrift, wirtschaftliche Werte zu erhalten und für eine rechtssichere Vermögenszuordnung zu sorgen, nicht vereinbaren. Im Hinblick auf diesen Zweck sei eine Gebäudeeigenschaft der Anlage anzunehmen, denn diese weise eine beträchtliche Größe auf und verkörpere einen erheblichen wirtschaftlichen Wert. Die Module und die Elemente der Unterkonstruktion der Anlage seien auch zu deren Herstellung als Gebäude in diese eingefügt worden, und zwar nicht nur zu einem vorübergehenden Zweck, so dass sie nicht als Scheinbestandteile anzusehen seien (§ 95 Abs. 2 BGB). Es bestünden keine Anhaltspunkte dafür, dass bereits bei Errichtung der Anlage beabsichtigt gewesen sei, das von der Schuldnerin später praktizierte Vertriebs- und Anlagenkonzept zum Zwecke der Liquiditätsbeschaffung zu nutzen. Vielmehr habe ursprünglich die gesamte Anlage als Kreditunterlage dienen sollen.

II.

[5] Dies hält rechtlicher Nachprüfung nicht stand. Mit der von dem Berufungsgericht gegebenen Begründung kann der Klage nicht stattgegeben werden.

[6] 1. Im Ausgangspunkt zutreffend nimmt das Berufungsgericht an, dass die Beklagte das Eigentum an den Modulen und das Miteigentum an der Unterkonstruktion (nachfolgend der Einfachheit halber auch lediglich Module) nur durch eine wirksame Übereignung durch die Insolvenzschuldnerin erlangt haben kann, was voraussetzt, dass die Module im Zeitpunkt der Übereignung Gegenstand besonderer Rechte sein konnten (§ 93 BGB). Denn anderenfalls wäre das dingliche Rechtsgeschäft, durch das der Beklagten das Eigentum verschafft werden sollte, nichtig (vgl. Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 6 mwN, zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt).

[7] 2. Rechtlich nicht zu beanstanden ist auch die Annahme des Berufungsgerichts, dass die Module und die Unterkonstruktion nicht nach § 94 Abs. 1 BGB als wesentliche Bestandteile des Grundstücks anzusehen sind, weil die Photovoltaikanlage nur zu einem vorübergehenden Zweck mit dem Grundstück verbunden wurde und daher insgesamt einen Scheinbestandteil des Grundstücks im Sinne von § 95 Abs. 1 Satz 1 BGB darstellt (vgl. Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 7 ff., zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt).

[8] 3. Rechtsfehlerhaft ist aber die Ansicht des Berufungsgerichts, die Module seien nach § 94 Abs. 2 BGB wesentliche und damit nicht sonderrechtsfähige Bestandteile der Photovoltaikanlage, weil diese als Gebäude anzusehen und die Module zu dessen Herstellung eingefügt worden seien.

[9] a) Der Senat hat inzwischen entschieden, dass eine Freiland-Photovoltaikanlage jedenfalls dann, wenn sie – wie hier – aus einer gerüstähnlichen Aufständerung aus Stangen oder Schienen sowie darin eingesetzten Photovoltaikmodulen besteht, kein Gebäude i. S. v. § 94 BGB darstellt (vgl. Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 12 ff., zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt). Gebäude i. S. v. § 94 BGB sind zwar auch andere größere Bauwerke, deren Beseitigung eine dem (Teil-)Abriss eines Gebäudes im engeren Sinne vergleichbare Zerschlagung wirtschaftlicher Werte bedeutete. Ein Bauwerk setzt in diesem Zusammenhang aber regelmäßig etwas mit klassischen Baustoffen „Gebautes“ von solcher Grö-

ße und Komplexität voraus, dass die Beseitigung die Zerstörung oder wesentliche Beschädigung und den Verlust der Funktionalität der Sache zur Folge hätte (Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 20, zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt).

[10] b) Die Annahme des Berufungsgerichts, die Photovoltaikanlage stelle nach Sinn und Zweck des § 94 Abs. 2 BGB ein Gebäude dar, weil sie eine beträchtliche Größe aufweist und über einen erheblichen wirtschaftlichen Wert verfügt, ist mit diesen Maßstäben nicht zu vereinbaren. Es ist auch nicht davon auszugehen, dass die Freiland-Photovoltaikanlage im vorliegenden Fall etwas im dargestellten Sinne „Gebauetes“ darstellt. Ähnlichkeiten mit einem herkömmlichen Gebäude weist sie nicht auf. Sie ist ausweislich der mit „Angebot/Bestellung zur Lieferung einer Photovoltaikanlage“ überschriebenen Urkunde sowie der Anlage 2a („Produktsteckbrief“ bzw. „Projektdaten“) zur Vertragsurkunde insbesondere nicht als massive, in sich feste Einheit mittels klassischer Baustoffe hergestellt, sondern lediglich modular mit Hilfe von Schrauben, Klemmen oder sonstigen ohne größeren Aufwand wieder lösbaren Verbindungselementen zusammengesetzt worden. Selbst wenn sie zur Sicherung ihrer Standfestigkeit über eine Verankerung im Boden verfügt, könnte sie ohne wesentliche Beschädigung abgebaut, in ihre Einzelteile zerlegt und an anderer Stelle wieder aufgestellt werden, ohne dadurch ihre Funktionsfähigkeit einzubüßen.

III.

[11] Das Berufungsurteil kann somit keinen Bestand haben. Die Sache ist nicht zur Endentscheidung reif, weil weitere Feststellungen zu treffen sind. Sie ist daher zur neuen Verhandlung und Entscheidung an das Berufungsgericht zurückzuverweisen (§ 562 Abs. 1, § 563 Abs. 1 ZPO). Für das weitere Verfahren weist der Senat auf Folgendes hin:

[12] 1. Die Übereignung an die Beklagte wäre unwirksam, wenn die Module und die Elemente der Unterkonstruktion zum Zeitpunkt der Übereignung als wesentliche Bestandteile der Photovoltaikanlage i. S. v. § 93 BGB anzusehen wären.

[13] a) Wesentliche Bestandteile einer Sache sind nach § 93 BGB solche, die voneinander nicht getrennt werden können, ohne dass der eine oder der andere Teil zerstört oder in seinem Wesen verändert wird. Die Wesentlichkeit der einzelnen Bestandteile einer Sache bestimmt sich nach den Wirkungen ihres (gedachten) Ausbaus. Eine Zerstörung oder Wesensveränderung des abzutrennenden Teils ist daher anzunehmen, wenn dieses durch die Trennung wertlos wird oder nur noch Schrottwert hat, nicht aber wenn es nach dem Ausbau in gleicher oder in ähnlicher Weise in eine andere Anlage integriert werden und damit wieder seine Funktion erfüllen kann. Ebenso wird die Restsache durch die Trennung nicht zerstört oder in ihrem Wesen verändert, wenn sie nach der Abtrennung des Bestandteils noch in der bisherigen Weise benutzt werden kann, sei es auch erst, nachdem sie zu diesem Zweck wieder mit anderen Sachen verbunden worden ist (vgl. zum Ganzen Senat, Urteil vom 11. November 2011 – V ZR 231/10, BGHZ 191, 285 Rn. 14 ff.; BGH, Urteil vom 3. März 1956 – IV ZR 334/55, BGHZ 20, 159, 161 f.). Somit wären die einzelnen Module nicht als wesentliche Bestandteile der Gesamtanlage anzusehen, wenn sie durch ein gleiches oder ähnliches Bauteil ersetzt und wenn sie zudem ihrerseits wieder in eine andere Anlage eingebaut werden und dort Strom erzeugen könnten (vgl. Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 27, zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt).

[14] b) Ob ein Bestandteil nach diesen Maßstäben im Sinne des § 93 BGB wesentlich ist, bestimmt sich nach den Verhältnissen im Zeitpunkt der Verbindung, wenn es darauf ankommt, ob an dem Bestandteil bestehende Rechte Dritter infolge der Verbin-

dung untergegangen sind. Ist dagegen zu beurteilen, ob Rechte Dritter an einem Bestandteil begründet werden können, der bereits in eine zusammengesetzte Sache eingefügt ist, kommt es auf die Verhältnisse bei Entstehung des Rechts an (hierzu ausführlich Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 30 ff., zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt).

[15] c) Folglich sind für die hier zu entscheidende Frage, ob die Beklagte das Eigentum an den Modulen erwerben konnte oder ob diese als wesentliche Bestandteile der Photovoltaikanlage nach § 93 BGB nicht Gegenstand gesonderten Eigentums sein konnten, die Verhältnisse bei der Übereignung der Module durch die Insolvenzschriftnerin maßgeblich. Diese ist frühestens im Juli 2011 erfolgt. Maßgeblich ist, ob die Module zu diesem Zeitpunkt noch durch zumindest vergleichbare, auf dem Markt verfügbare Modelle hätten ersetzt und ob sie ihrerseits in anderen Anlagen hätten verwendet werden können. Dem Kläger wird Gelegenheit zu geben sein, hierzu ergänzend vorzutragen. Sollten keine gegenteiligen Anhaltspunkte vorgebracht werden, wird das Berufungsgericht davon ausgehen dürfen, dass sich die maßgeblichen Verhältnisse in der eher kurzen Zeitspanne zwischen der Errichtung der Anlage und der Übereignung nicht geändert haben.

[16] Unerheblich ist indes entgegen der Auffassung des Klägers, ob das gesamte Solarkraftwerk durch den Ausbau eines oder mehrerer Module die bisherige Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verloren und nur noch die geringere Einspeisevergütung aus dem Jahr der Übereignung an die Beklagte erhalten hätte, weil für sie nach § 32 Abs. 5 EEG aF in diesem Fall ein neues Fertigstellungsdatum gegolten hätte. Denn eine solche Verringerung der Einspeisevergütung für die Photovoltaikanlage führte weder zu ihrer wirtschaftlichen Zerstörung noch zu einer Wesensveränderung i. S. v. § 93 BGB (hierzu Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 44, zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt).

[17] 2. Scheinbestandteile der Photovoltaikanlage können die Module nicht sein. Da die Photovoltaikanlage – wie gezeigt – kein Gebäude i. S. v. § 94 BGB ist, handelt es sich um eine bewegliche Sache im Rechtssinne. Dann können die einzelnen Module nicht Scheinbestandteile dieser Anlage sein, denn § 95 Abs. 1 BGB ist auf Bestandteile einer beweglichen Sache i. S. v. § 93 BGB nicht entsprechend anwendbar (hierzu ausführlich Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 39 ff., zur Veröffentlichung in BGHZ bestimmt). Die Sonderrechtsfähigkeit der Module und Komponenten der Unterkonstruktion kann daher nicht auf § 95 Abs. 1 BGB gestützt werden.

[18] 3. Sollten die Module und die Unterkonstruktion sonderrechtsfähig gewesen sein, wird das Berufungsgericht zu prüfen haben, ob bei der Übereignung deren weitere Voraussetzungen vorlagen, also insbesondere eine hinreichend bestimmte dingliche Einigung sowie die Übergabe der Module bzw. ein die Übergabe ersetzender Tatbestand nach §§ 929 ff. BGB (vgl. Senat, Urteile vom 22. Oktober 2021 – V ZR 225/19, juris Rn. 29 ff. und V ZR 8/20, ZInsO 2022, 87 Rn. 32 ff.).

[19] 4. Die Übereignung scheiterte hingegen nicht an dem fehlenden Eintritt der unter § 1 Nr. 3 des Vertrags vereinbarten aufschiebenden Bedingung. Denn bei der Auslegung dieser Abrede ergibt sich jedenfalls nicht mit der notwendigen Klarheit, dass auch der Eigentumsübergang durch die Eintragung der Dienstbarkeit aufschiebend bedingt sein sollte.

[20] a) Es handelt sich, wie dem Senat aus mehreren Parallelverfahren (vgl. Senat, Urteile vom 22. Oktober 2021 – V ZR 225/19, Rn. 1, V ZR 8/20, ZInsO 2022, 87 Rn. 1, sowie V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 1, letzteres zur Veröffentli-

chung in BGHZ bestimmt) bekannt und von dem Kläger in der mündlichen Verhandlung auch nicht in Abrede gestellt worden ist, bei der Klausel um eine von der Insolvenzschuldnerin mehrfach gleichlautend verwendete Allgemeine Geschäftsbedingung im Sinne der §§ 305 ff. BGB. Die Auslegung von Allgemeinen Geschäftsbedingungen ist revisionsrechtlich in vollem Umfang überprüfbar. Im Unterschied zu individuellen Vertragsbestimmungen sind sie objektiv ohne Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalls und des Willens der konkreten Parteien auszulegen. Besondere Bedeutung kommt daher dem Wortlaut einer Klausel und seinem Verständnis durch die typischerweise beteiligten redlichen Verkehrskreise unter Berücksichtigung ihrer Interessen zu. Verbleiben nach Ausschöpfung aller in Betracht kommenden Auslegungsmöglichkeiten Zweifel und sind zumindest zwei Auslegungsergebnisse rechtlich vertretbar, geht die Unklarheit nach § 305c Abs. 2 BGB zu Lasten des Verwenders (vgl. zum Ganzen BGH, Urteil vom 17. Dezember 2020 – I ZR 130/19, NJW 2021, 771 Rn. 44 mwN).

[21] b) Nach diesen Maßstäben ist zu Lasten der Insolvenzschuldnerin davon auszugehen, dass die Übereignung nicht unter der aufschiebenden Bedingung der Eintragung der Dienstbarkeit stehen sollte (siehe zur Begründung Senat, Urteil vom 22. Oktober 2021 – V ZR 69/20, NJW 2022, 614 Rn. 48 ff.). Die von dem Kläger gegen diese Auslegung des Senats vorgebrachten Argumente führen zu keiner anderen Beurteilung.

Preisanpassungsrechte und -pflichten von Fernwärmeversorgungsunternehmen

BGH, U. v. 26.01.2022 – VIII ZR 175/19
(Verfahrensgang: LG Lübeck, U. v. 16.05.2019 – 14 S 231/17; AG Ahrensburg, 17.10.2017 – 47 C 1334/16)

§§ 133, 134, 157 BGB; § 315 BGB; § 1 Abs. 3, 4, § 4 Abs. 1, 2; § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV (in der bis zum 4. Oktober 2021 geltenden Fassung)

a) Ein Fernwärmeversorgungsunternehmen ist gemäß § 4 Abs. 1, 2 AVBFernwärmeV in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV berechtigt und – soweit das Kundeninteresse dies erfordert – verpflichtet, eine von ihm gegenüber Endkunden verwendete – von Vertragsbeginn an unwirksame oder ab einem bestimmten Zeitpunkt danach unwirksam gewordene – Preisänderungsklausel auch während des laufenden Versorgungsverhältnisses mit Wirkung für die Zukunft einseitig anzupassen, wenn und soweit dadurch sichergestellt wird, dass die Klausel den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV entspricht (Fortentwicklung der Senatsurteile vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 32 ff. und vom 19. Juli 2017 – VIII ZR 268/15, NJW-RR 2017, 1200 Rn. 57).

b) Dagegen ist ein Fernwärmeversorgungsunternehmen nicht berechtigt, wirksam vereinbarte Preise einseitig nach billigem Ermessen (§ 315 BGB) zu ändern.

(amtl. Ls.)

Tatbestand:

[1] Die Beklagte, Rechtsnachfolgerin der W. A. GmbH, ist ein Energieversorgungsunternehmen, das im Bebauungsplangebiet R. in A. Kunden mit Fernwärme beliefert. Die Fernwärme wird in einem Blockheizkraftwerk erzeugt, das ausschließlich

mit Erdgas betrieben wird, welches die Beklagte von einem Lieferanten bezieht.

[2] Die Rechtsvorgängerin der Beklagten bot der in ihrem Liefergebiet wohnhaften Klägerin ab dem 21. September 2001 den Abschluss eines vorformulierten Fernwärmelieferungsvertrags (nachfolgend: Mustervertrag) an. Die Klägerin unterzeichnete das ihr übersandte Vertragsexemplar nicht, nahm jedoch ab dem 21. September 2001 von der Rechtsvorgängerin der Beklagten beziehungsweise später von der Beklagten Fernwärme ab.

[3] Die Abrechnungen für die an die Klägerin gelieferte Fernwärme erstellte die Beklagte bis einschließlich April 2014 auf Grundlage der Preisbestimmung für Arbeits-, Grund- und Messpreise in § 7 des Mustervertrags. Die darin enthaltene Preisanpassungsregelung für den Arbeitspreis (§ 7 Abs. 2 des Mustervertrags) hat der Senat in einem Rechtsstreit zwischen der hiesigen Beklagten und einem anderen Fernwärmekunden zwischenzeitlich für unwirksam erachtet, namentlich weil der gewählte Preisänderungsparameter (leichtes Heizöl „HEL“) die tatsächlichen Brennstoffbezugskosten der Beklagten nicht ausreichend abbildete (Urteil vom 18. Dezember 2019 – VIII ZR 209/18, juris Rn. 19 ff.; zum Wortlaut der Preisregelungen in § 7 des Mustervertrags und im Bezugsvertrag siehe Rn. 3 f.).

[4] Nachdem die Kopplung an die „HEL“-Notierung im Gasbezugsvertrag der Beklagten ab Oktober 2013 entfallen war, stellte diese zum 1. Mai 2014 ihr Preisbemessungs- und Preisänderungssystem gegenüber ihren Endkunden um. Der Preis für Fernwärmelieferungen bestand hiernach nur noch aus einem Arbeits- und einem Grundpreis, für die zudem gegenüber dem Mustervertrag geänderte Preisgleitklauseln vorgesehen waren. Insbesondere die Veränderung des verbrauchsabhängigen Arbeitspreises knüpfte nunmehr an zwei Gaspreisindizes (NCG und EGIX) an. Die Änderungen im Preisbemessungssystem der Beklagten wurden öffentlich bekannt gemacht; ihre Endkunden und auch die Klägerin erhielten außerdem unter dem 24. April 2014 eine entsprechende Mitteilung. Die Abrechnungen für den Lieferzeitraum Mai bis Dezember 2014 und für das Jahr 2015 erstellte die Beklagte unter Anwendung der geänderten Preisbestimmungen.

[5] Die Klägerin zahlte für die abgenommene Fernwärme die ihr von der Beklagten in Rechnung gestellten – nach Maßgabe der jeweiligen Preisanpassungsklauseln alle sechs Monate angepassten – Entgelte. Mit der Abrechnung für das Jahr 2009, die der Klägerin am 25. Februar 2010 zugeht, verlangte die Beklagte zuletzt einen Arbeitspreis von 56,19 € netto/MWh. In der Jahresabrechnung 2010, die der Klägerin am 17. Januar 2011 zugeht, legte die Beklagte höhere Arbeitspreise zugrunde. Auch in den Jahresabrechnungen für den hier streitgegenständlichen Zeitraum von 2011 bis 2015 berücksichtigte sie weitere Erhöhungen des Arbeitspreises und ab Mai 2014 zudem den angepassten Grundpreis.

[6] Mit Schreiben vom 18. Dezember 2013 widersprach die Klägerin der Festsetzung des Arbeitspreises „rückwirkend bis zum Jahr 2010“ sowie mit einem weiteren Schreiben vom 15. Februar 2014 den Wärmepreisanpassungen und Abrechnungen für die Jahre 2011 bis 2013 und verlangte Rückzahlung des insoweit überzahlten Wärmeentgelts. Spätestens mit ihrer am 29. Dezember 2016 zugestellten Klage widersprach sie zudem den Preisanpassungen in den Jahresabrechnungen für 2014 und 2015 und verlangte auch insoweit entsprechende Rückzahlung. Die Beklagte hat sich für die Abrechnungszeiträume 2011 bis 2013 auf Verjährung berufen.

[7] Mit der vorliegenden Klage hat die Klägerin die Beklagte auf Rückerstattung der ihrer Ansicht nach für die Jahre 2011 bis 2015 überzahlten Fernwärmeentgelte in Höhe von

insgesamt 3.348,05 € nebst Zinsen – ausgehend von dem mit der Jahresabrechnung für 2009 zuletzt geforderten Arbeitspreis von 56,19 € netto/MWh für den gesamten Abrechnungszeitraum 2011 bis 2015 sowie unter Zugrundelegung des bis April 2014 geltenden Grund- und Messpreises auch ab Mai 2014 bis Dezember 2015 – in Anspruch genommen. Das Amtsgericht hat die Beklagte verurteilt, an die Klägerin für den Zeitraum von 2012 bis 2015 einen Betrag von 2.811,81 € nebst Rechtshängigkeitszinsen zu zahlen, und die Klage im Übrigen – wegen Verjährung des auf das Abrechnungsjahr 2011 gerichteten Rückzahlungsanspruchs – abgewiesen. Die hiergegen gerichtete Berufung der Beklagten ist beim Landgericht ohne Erfolg geblieben. Auf die Anschlussberufung der Klägerin hat das Landgericht die Beklagte zur Zahlung weiterer – die Abrechnung des Jahres 2011 betreffender – 509,24 € nebst Rechtshängigkeitszinsen verurteilt. Mit der vom Berufungsgericht zugelassenen Revision verfolgt die Beklagte ihr Klageabweisungsbegehren weiter.

Entscheidungsgründe:

[8] Die Revision hat teilweise Erfolg.

I.

[...]

II.

[20] [...] Zutreffend ist das Berufungsgericht davon ausgegangen, dass die von der Beklagten im Zeitraum von Januar 2011 bis einschließlich April 2014 zugrunde gelegte Preisanpassungsklausel nach § 7 Abs. 2 des Mustervertrags – wie der Senat für ebendiese Klausel bereits entschieden hat – gemäß § 24 Abs. 4 der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 742) in der bis zum 4. Oktober 2021 geltenden Fassung in Verbindung mit § 134 BGB nichtig ist, so dass der Klägerin für die Jahre 2011 bis 2013 ein Anspruch aus § 812 Abs. 1 Satz 1 Alt. 1 BGB für überzahlte Lieferentgelte in Höhe der vom Berufungsgericht zuerkannten 2.262,37 € zusteht.

[21] Für die Jahre 2014 und 2015 kann ein entsprechender Rückzahlungsanspruch mit der vom Berufungsgericht gegebenen Begründung hingegen nicht bejaht werden. Denn wie die Revision zu Recht geltend macht, war die Beklagte vorliegend gemäß § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 Satz 1 AVBFernwärmeV in der bis zum 4. Oktober 2021 geltenden Fassung berechtigt, die unwirksame Preisanpassungsklausel aus § 7 Abs. 2 des Mustervertrags einseitig mit Wirkung ab dem 1. Mai 2014 durch eine geänderte, den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV entsprechende Preisgleitklausel zu ersetzen. Ob die von ihr ab diesem Zeitpunkt verwendete neue Preisänderungsklausel den Vorgaben des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV genügt und somit wirksam als Grundlage für die von der Beklagten erstellten Jahresabrechnungen für 2014 (ab Mai) und 2015 herangezogen werden konnte, lässt sich allerdings erst nach weiteren Feststellungen beurteilen. Dabei ist die vom Berufungsgericht für das Jahr 2014 ausgesprochene Verurteilung zur Rückzahlung überzahlter Entgelte insgesamt aufzuheben, auch wenn die neu eingeführte Preisänderungsklausel erst ab Mai 2014 greifen könnte. Denn die Beklagte hat für das Jahr 2014 eine einheitliche Jahresabrechnung erstellt.

[22] 1. Rechtsfehlerfrei und von der Revision unangegriffen hat das Berufungsgericht angenommen, dass mit der Entnahme von Fernwärme aus dem Verteilernetz der Rechtsvorgängerin der Beklagten durch die Klägerin ab dem Jahr 2001 konkludent ein Versorgungsvertrag über die Belieferung mit Fernwärme zu den für gleichartige Versorgungsverhältnisse gel-

tenden Preisen gemäß § 2 Abs. 2 AVBFernwärmeV zustande gekommen ist (vgl. Senatsurteile vom 19. Juli 2017 – VIII ZR 268/15, NJW-RR 2017, 1200 Rn. 16 mwN; vom 15. Februar 2006 – VIII ZR 138/05, NJW 2006, 1667 Rn. 14 ff.; vom 18. Dezember 2019 – VIII ZR 209/18, NJW 2020, 1205 Rn. 17), in welchen die Beklagte als Rechtsnachfolgerin auf Versorgerseite eingetreten ist. Die zum Zeitpunkt des Vertragsschlusses geltende Preis- und Preisänderungsklausel in § 7 des Mustervertrags ist damit Bestandteil des vorliegend zu beurteilenden Vertragsverhältnisses geworden.

[23] 2. Dabei hat das Berufungsgericht zutreffend gesehen, dass der Wärmeversorgungsvertrag der Parteien und damit auch die von der Klägerin beanstandete Preisänderungsklausel (in ihrer ursprünglichen und ihrer geänderten Fassung) dem Anwendungsbereich der AVBFernwärmeV unterfallen. Gemäß § 1 Abs. 1 AVBFernwärmeV werden die §§ 2 bis 34 AVBFernwärmeV in der jeweils gültigen Fassung Bestandteil des Versorgungsvertrags, soweit – wie hier – ein Fernwärmeversorgungsunternehmen für den Anschluss an die Fernwärmeversorgung und die Versorgung mit Fernwärme Vertragsmuster oder Vertragsbedingungen verwendet, die für eine Vielzahl von Verträgen vorformuliert sind (Allgemeine Versorgungsbedingungen; vgl. auch Senatsurteile vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 17 f.; vom 24. September 2014 – VIII ZR 350/13, NJW 2014, 3639 Rn. 12; vom 19. Juli 2017 – VIII ZR 268/15, aaO Rn. 17 f.). Dementsprechend sind die von der Beklagten verwendeten Preisänderungsklauseln und die im streitgegenständlichen Zeitraum von 2011 bis 2015 auf ihrer Grundlage vorgenommenen Preisanpassungen an den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV in der vom 12. November 2010 bis zum 4. Oktober 2021 gültigen Fassung zu messen.

[24] 3. Zutreffend hat das Berufungsgericht außerdem angenommen, dass die Beklagte im Zeitraum von Januar 2011 bis April 2014 von ihr vorgenommene Erhöhungen des der Klägerin in Rechnung gestellten Arbeitspreises auf eine nach § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV unwirksame Preisanpassungsklausel gestützt hat und der Klägerin deshalb für die abgerechneten Jahre 2011 bis 2013 ein Rückerstattungsanspruch zusteht, soweit die von ihr geleisteten Entgelte den der Jahresabrechnung für 2009 zuletzt zugrunde gelegten Arbeitspreis überschritten haben.

[25] a) Die ursprüngliche Preisanpassungsklausel für den Arbeitspreis in § 7 Abs. 2 des Fernwärmelieferungsvertrags ist gemäß § 24 Abs. 4 Satz 1 AVBFernwärmeV in Verbindung mit § 134 BGB nichtig. Sie verstößt – wie das Berufungsgericht im Ergebnis ebenfalls zutreffend angenommen hat – gegen das in der vorgenannten Norm verankerte Gebot der Kostenorientierung, da der gewählte Preisänderungsparameter die tatsächlichen Brennstoffbezugskosten der Beklagten nicht ausreichend abbildet. Zur näheren Begründung wird diesbezüglich auf das dieselbe Preisanpassungsklausel der Beklagten betreffende Senatsurteil vom 18. Dezember 2019 (VIII ZR 209/18, NJW 2020, 1205 Rn. 19 ff.; bestätigt durch Senatsurteile vom 10. März 2021 – VIII ZR 200/18, NJW-RR 2021, 626 Rn. 22; vom 24. März 2021 – VIII ZR 202/18, VIII ZR 207/18, jeweils juris Rn. 20, und VIII ZR 205/18, RdE 2021, 310 Rn. 21) Bezug genommen.

[26] b) Rechtsfehlerfrei ist diesbezüglich weiterhin die Annahme des Berufungsgerichts, dass sich der Rückerstattungsanspruch der Klägerin gemäß § 812 Abs. 1 Satz 1 Alt. 1 BGB nach dem mit der am 25. Februar 2010 zugegangenen Jahresabrechnung für das Jahr 2009 zuletzt geltend gemachten Arbeitspreis von 56,19 €/MWh netto (66,87 €/MWh brutto) bemisst. Allen nachfolgenden Preiserhöhungen hat die Klägerin binnen drei Jahren ab Zugang der jeweiligen Jahresrechnung, in der die jeweilige Preiserhöhung erstmals berücksichtigt

worden ist, widersprochen und war damit nach der vom Senat in diesem Zusammenhang entwickelten ergänzenden Vertragsauslegung (§§ 157, 133 BGB) auch nicht daran gehindert, insoweit die Unwirksamkeit der Preisänderungsklausel geltend zu machen (siehe hierzu Senatsurteile vom 24. September 2014 – VIII ZR 350/13, NJW 2014, 3639 Rn. 16; vom 18. Dezember 2019 – VIII ZR 209/18, aaO Rn. 40 ff. mwN).

[27] c) Entgegen der Auffassung der Revision ist die nichtige Preisanpassungsklausel insoweit auch nicht im Wege der ergänzenden Vertragsauslegung (§§ 157, 133 BGB) durch eine die Weitergabe von Bezugskostensteigerungen erlaubende Klausel zu „ersetzen“. Soweit die Revision diesbezüglich auf die Senatsrechtsprechung zur ergänzenden Vertragsauslegung im Bereich der Gasgrundversorgung (siehe grundlegend Senatsurteile vom 28. Oktober 2015 – VIII ZR 158/11, BGHZ 207, 209 Rn. 66 ff., und VIII ZR 13/12, juris Rn. 68 ff.) verweist, verkennt sie nicht nur die grundlegenden Unterschiede und Interessenlagen gegenüber der Fernwärmeversorgung (vgl. Senatsurteil vom 18. Dezember 2019 – VIII ZR 209/18, NJW 2020, 1205 Rn. 42), sondern insbesondere, dass eine solche Bezugskostenweitergabe von vornherein nicht mit den nach § 24 Abs. 4 Satz 1 AVBFernwärmeV an vertragliche Preisänderungsklauseln zu stellenden Anforderungen vereinbar wäre, wonach gerade nicht allein auf die Kostenentwicklung bei Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme (Kostenelement) abgestellt werden darf, sondern außerdem vielmehr zwingend die jeweiligen Verhältnisse auf dem Wärmemarkt (Marktelement) angemessen zu berücksichtigen sind (vgl. grundlegend etwa Senatsurteile vom 6. April 2011 – VIII ZR 273/09, BGHZ 189, 131 Rn. 33; vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 19 f.).

[28] d) Schließlich greift auch die von der Beklagten gegen die die Abrechnungsjahre 2011 bis 2013 betreffenden Rückzahlungsansprüche der Klägerin erhobene Einrede der Verjährung (§ 214 BGB) nicht durch. Insofern begegnet es keinen revisionsrechtlichen Bedenken und wird von der Revision auch nicht angegriffen, dass das Berufungsgericht die von der Beklagten mit Schreiben vom 8. Oktober 2015 gegenüber dem Prozessbevollmächtigten der Klägerin für das Abrechnungsjahr 2011 betreffende Ansprüche abgegebene Verjährungsverzichtserklärung bis zum 31. Dezember 2016 dahingehend ausgelegt hat, dass hiervon auch die Ansprüche der – in der in Bezug genommenen Liste namentlich aufgeführten – Klägerin betroffen sein sollten. Da die Rückforderungsansprüche – entgegen der von der Beklagten geäußerten Auffassung – im Übrigen nicht bereits mit der Leistung der einzelnen Abschlagszahlungen, sondern erst mit Erteilung der jeweiligen (Jahres-) Abrechnung entstanden sind (vgl. hierzu bereits Senatsurteil vom 10. März 2021 – VIII ZR 200/18, NJW-RR 2021, 626 Rn. 37 mwN), ist die Verjährung (§ 195 BGB) der Rückzahlungsansprüche durch die am 29. Dezember 2016 zugestellte Klage jeweils rechtzeitig gehemmt worden (§ 204 Abs. 1 Nr. 1 BGB).

[29] 4. Rechtsfehlerhaft – jedenfalls auf Grundlage der bislang getroffenen Feststellungen – ist allerdings die Annahme des Berufungsgerichts, die Klägerin habe auch einen Anspruch auf (teilweise) Rückerstattung der für die Jahre 2014 und 2015 erbrachten Lieferentgelte, weil die den betreffenden Jahresabrechnungen insoweit (ab Mai 2014) zugrunde gelegte – geänderte – Preisanpassungsklausel nicht wirksam Vertragsbestandteil geworden sei. Vielmehr war die Beklagte nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV berechtigt, die von ihr bis einschließlich April 2014 verwendete unwirksame Klausel (§ 7 Abs. 2 des Mustervertrags) auch während des laufenden Versorgungsverhältnisses mit Wirkung für die Zukunft an die Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV anzupassen, um auf dieser Grundlage fortan

den von der Klägerin geschuldeten Wärmepreis zu berechnen. Ob die von der Beklagten geänderte Preisgleitklausel ihrerseits den Wirksamkeitsanforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV genügt, wird sich allerdings erst nach weiteren Feststellungen beurteilen lassen, welche das Berufungsgericht – von seinem Rechtsstandpunkt indes folgerichtig – bislang noch nicht getroffen hat.

[30] a) Ein Fernwärmeversorgungsunternehmen ist gemäß § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV berechtigt, eine von ihm verwendete Preisänderungsklausel auch während eines laufenden Versorgungsverhältnisses mit Wirkung für die Zukunft einseitig anzupassen, wenn und soweit dies erforderlich ist, damit diese Klausel nunmehr oder weiterhin den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV entspricht. Eine solche Befugnis und – soweit das Kundeninteresse dies erfordert – sogar Verpflichtung des Fernwärmeversorgers zur Anpassung unwirksamer Preisgleitklauseln verwirklicht die vom Ordnungsgeber angesichts der Besonderheiten der Fernwärmeversorgung (monopolartige Versorgungsstruktur, hohe Kostenintensität insbesondere bezüglich der Errichtung der Anlage und des Verteilungsnetzes, Langfristigkeit der Versorgungsverhältnisse, Abhängigkeit von der Entwicklung der Bezugs-/Herstellungskosten und des Wärmemarktes) in der AVBFernwärmeV entwickelte Regelungskonzeption und ermöglicht einen angemessenen Ausgleich der Interessen von Versorgungsunternehmen und Wärmekunden während der gesamten, naturgemäß auf längere Zeit angelegten Dauer des Versorgungsvertrags.

[31] aa) Im Ausgangspunkt ist das Berufungsgericht allerdings zutreffend davon ausgegangen, dass sich im Anwendungsbebereich der AVBFernwärmeV notwendige Preisanpassungen in laufenden Versorgungsverhältnissen ausschließlich über – bereits mit Vertragsabschluss vereinbarte – Preisänderungsklauseln nach Maßgabe von § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV vollziehen und das Versorgungsunternehmen daneben nicht außerdem nach § 4 Abs. 1 und 2 AVBFernwärmeV befugt ist, die Preise einseitig nach billigem Ermessen (§ 315 BGB) zu ändern (so aber etwa Dibbern/Wollschläger, CuR 2011, 148, 151; Hack, Energie-Contracting, 3. Aufl., B Rn. 73; siehe zudem weitere Nachweise bei Hempel/Franke/Fricke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, Stand: Mai 2014, § 4 AVBFernwärmeV Rn. 12).

[32] (1) Ein entsprechendes einseitiges Preisänderungsrecht der Versorgungsunternehmen hat der Senat allerdings – worauf die Revision im Grundsatz zutreffend hingewiesen hat – den zeitgleich mit der AVBFernwärmeV am 1. April 1980 in Kraft getretenen Verordnungen über Allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden vom 21. Juni 1979 (BGBl. I S. 676 – AVBGasV), für die Elektrizitätsversorgung von Tarifkunden vom 21. Juni 1979 (BGBl. I S. 684 – AVBEltV) und für die Versorgung mit Wasser vom 20. Juni 1980 (BGBl. I S. 750 – AVBWasserV) entnommen.

(a) Im Bereich der Gasgrundversorgung ergab sich das entsprechende Preisbestimmungsrecht des Versorgers aus den – mit Ablauf des 7. November 2006 außer Kraft getretenen – Regelungen in § 4 Abs. 1 und 2 AVBGasV (siehe nunmehr § 5 GasGVV). Danach stellte das Gasversorgungsunternehmen „zu den jeweiligen allgemeinen Tarifen und Bedingungen“ Gas zur Verfügung und wurden Änderungen dieser allgemeinen Tarife und Bedingungen erst nach öffentlicher Bekanntgabe wirksam. In der Begründung zu § 4 AVBGasV heißt es (BR-Drucks. 77/79, S. 38):

„Nach Absatz 1 sind die GVV [Gasversorgungsunternehmen] verpflichtet, die Kunden zu den ‚jeweiligen‘ allgemeinen Tarifen und Bedingungen, wozu auch diejenigen Regelungen gehören, die sie in Ausfüllung der vorliegen-

den Verordnung vorsehen, zu versorgen. Auf diese Weise wird sichergestellt, daß sich z. B. Tarifänderungen ohne entsprechende Kündigungen der laufenden Verträge nach öffentlicher Bekanntgabe (Absatz 2) vollziehen können. Dies trägt dem Umstand Rechnung, daß es sich um Massenschuldverhältnisse mit langfristiger Vertragsbindung handelt. Die GVV müssen die Möglichkeit haben, Kostensteigerungen während der Vertragslaufzeit in den Preisen an die Kunden weiterzugeben. Entsprechende Vertragskündigungen, verbunden mit dem Neuabschluß von Verträgen, würden hier vor allem zu praktischen Schwierigkeiten führen [...].“

[33] Daraus hat der Senat in ständiger Rechtsprechung hergeleitet, dass § 4 Abs. 1 und 2 AVBGasV den Gasversorgungsunternehmen im Bereich der Versorgung von Tarifkunden ein einseitiges Leistungsbestimmungsrecht gewährte, dessen Ausübung der Kunde nach § 315 BGB auf seine Billigkeit überprüfen lassen konnte (siehe etwa Senatsurteile vom 15. Juli 2009 – VIII ZR 56/08, BGHZ 182, 41 Rn. 20; vom 28. Oktober 2015 – VIII ZR 158/11, BGHZ 207, 209 Rn. 22 f.).

[34] Erst im Anschluss an das Urteil des Gerichtshofs der Europäischen Union vom 23. Oktober 2014 (C-359/11 und C-400/11, NJW 2015, 849 – Schulz und Egbringhoff) konnte hieraus für die Zeit ab dem 1. Juli 2004 – dem Ablauf der Umsetzungsfrist der Gas-Richtlinie – ein gesetzliches Preisanpassungsrecht des Energieversorgers nicht (mehr) entnommen werden, weil eine solche Auslegung von § 4 Abs. 1 und 2 AVBGasV nicht mit den in Art. 3 Abs. 3 Satz 4 bis 6 in Verbindung mit Anhang A der genannten Richtlinie aufgestellten Transparenzanforderungen vereinbar gewesen wäre (siehe hierzu grundlegend Senatsurteile vom 28. Oktober 2015 – VIII ZR 158/11, aaO Rn. 33, und VIII ZR 13/12, juris Rn. 35; vgl. außerdem Senatsurteil vom 29. Januar 2020 – VIII ZR 80/18, BGHZ 224, 302 Rn. 16 mwN).

[35] (b) Auch im Bereich der Stromgrundversorgung stand dem Versorger nach der – ebenfalls mit Ablauf des 7. November 2006 außer Kraft getretenen – Parallelvorschrift in § 4 Abs. 1 und 2 AVBELtV (siehe nunmehr § 5 StromGVV) und der insoweit entsprechenden Begründung des Ordnungsgebers (BR-Drucks. 76/79, S. 38) bis zum Ablauf der Umsetzungsfrist der Strom-Richtlinie ein solches einseitiges Preisbestimmungsrecht in den Grenzen des § 315 BGB zu (siehe Senatsurteile vom 6. April 2016 – VIII ZR 211/10, NJW 2016, 3593 Rn. 18; vom 28. März 2007 – VIII ZR 144/06, BGHZ 171, 374 Rn. 16).

[36] (c) Für die öffentliche Versorgung mit Wasser bestimmt die Regelung in § 4 Abs. 1 und 2 AVBWasserV, dass der Versorger „zu den jeweiligen allgemeinen Versorgungsbedingungen einschließlich der dazugehörenden Preise“ Wasser zur Verfügung stellt und dass Änderungen der allgemeinen Versorgungsbedingungen ebenfalls erst nach öffentlicher Bekanntgabe wirksam werden. Daneben ist in § 24 Abs. 3 AVBWasserV allerdings auch die Möglichkeit der Verwendung von Preisänderungsklauseln vorgesehen, die „kostennah“ auszugestalten sind und die Änderung der Preise nur von solchen Berechnungsfaktoren abhängig machen dürfen, die der Beschaffung und der Bereitstellung des Wassers zuzurechnen sind. In der Verordnungsbegründung ist hierzu ausgeführt (BR-Drucks. 196/80, S. 37):

„Nach Absatz 1 sind Wasserversorgungsunternehmen verpflichtet, die Kunden zu den jeweiligen allgemeinen Bedingungen, wozu auch diejenigen Regelungen gehören, die sie in Ausfüllung der vorliegenden Verordnung vorsehen, zu versorgen. Dabei ist klargestellt, daß dem Versorgungsverhältnis auch die jeweiligen Preise zugrunde liegen.“

Wenden die Versorgungsunternehmen allerdings Preisgleitklauseln an, so kommt Absatz 1 in bezug auf die konkrete Preisänderung keine selbständige Bedeutung zu, da es ohnehin dem Sinn und Zweck solcher Klauseln entspricht, in das Vertragsverhältnis den jeweiligen Preis einzuführen.“

Insgesamt stellen Absatz 1 und 2 sicher, daß sich Änderungen der Versorgungsbedingungen, soweit die Verordnung diese zuläßt (z. B. technische Anschlussbedingungen), und grundsätzlich auch Preisänderungen ohne entsprechende Kündigung der laufenden Verträge nach öffentlicher Bekanntgabe vollziehen können.“

[37] Auch insoweit geht der Senat deshalb in ständiger Rechtsprechung von einem – im Rahmen der Billigkeit nach § 315 BGB auszuübenden – einseitigen Recht des Wasserversorgers zur Änderung der Tarifstruktur aus (vgl. Senatsurteile vom 8. Juli 2015 – VIII ZR 106/14, NJW 2015, 3564 Rn. 22 f.; vom 17. Mai 2017 – VIII ZR 245/15, NJW 2018, 46 Rn. 16; jeweils mwN). Alternativ besteht die Möglichkeit, bei Vertragsabschluss eine Preisänderungsklausel nach Maßgabe des § 24 Abs. 3 AVBWasserV zu vereinbaren (zur mangelnden praktischen Relevanz von Preisänderungsklauseln in diesem Bereich vgl. allerdings Rajczak, Wasserpreise auf dem Prüfstand des Zivilrechts, 2014, S. 75; Dibbern/Wollschläger, CuR 2011, 148, 149; jeweils mwN).

[38] (2) Im Unterschied dazu hat der Ordnungsgeber – aufgrund der im Bereich der Fernwärmeversorgung bestehenden Besonderheiten (monopolartige Versorgungsstruktur, kostenintensive Installation der Anlage und des Leitungsnetzes, Langfristigkeit der Lieferverhältnisse, Abhängigkeit von der Entwicklung der Bezugs-/Herstellungskosten und des Wärme-marktes) – in § 4 Abs. 1 und 2 AVBFernwärmeV ein einseitiges Preisbestimmungsrecht des Versorgers jedoch gerade nicht vorgesehen, sondern misst vielmehr allein Preisänderungsklauseln im Sinne von § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV die Funktion zu, erforderliche Preisanpassungen zu ermöglichen.

[39] (a) Dies ergibt sich bereits aus dem Wortlaut des § 4 Abs. 1 und 2 AVBFernwärmeV, wonach das Fernwärmeversorgungsunternehmen den betreffenden Wärmeträger zwar „zu den jeweiligen allgemeinen Versorgungsbedingungen“ zur Verfügung stellt und Änderungen dieser allgemeinen Versorgungsbedingungen erst nach öffentlicher Bekanntgabe wirksam werden. Im Unterschied zu § 4 Abs. 1 und 2 Satz 2 AVBWasserV, § 4 Abs. 1 und 2 AVBGasV sowie § 4 Abs. 1 Satz 1 und Abs. 2 AVBELtV werden hier jedoch „Preise“ oder „Tarife“ gerade nicht genannt.

[40] (b) Dementsprechend stellt auch die Begründung zu § 4 AVBFernwärmeV klar, dass die Änderungsbefugnisse des Fernwärmeversorgers eine unmittelbare Anpassung der Preise nach dem Willen des Ordnungsgebers gerade nicht umfassen, sondern sich erforderliche Preisanpassungen während des laufenden Versorgungsverhältnisses vielmehr über vertraglich vereinbarte Preisgleitklauseln vollziehen (BR-Drucks. 90/80, S. 37 f.). Dort heißt es:

„Nach Absatz 1 sind die Fernwärmeversorgungsunternehmen verpflichtet, die Kunden zu den jeweiligen allgemeinen Bedingungen, wozu auch diejenigen Regelungen gehören, die sie in Ausfüllung der vorliegenden Verordnung vorsehen, zu versorgen. Auf diese Weise wird sichergestellt, daß sich Änderungen der Versorgungsbedingungen, soweit die Verordnung diese zuläßt (z. B. technische Anschlussbedingungen), ohne entsprechende Kündigungen der laufenden Verträge nach öffentlicher Bekanntgabe (Absatz 2) vollziehen können.“

Preisanpassungen können sich über Preisgleitklauseln vollziehen (§ 24 Abs. 3).“

[41] Diese ausdrücklich hervorgehobene Maßgeblichkeit der Sonderbestimmung des § 24 Abs. 3 (alte Fassung; nunmehr § 24 Abs. 4) AVBFernwärmeV – die in den Regelungswerken der AVBGasV und der AVBEltV keine Entsprechung findet – zeigt, dass nach dem Willen des Ordnungsgebers Preisanpassungen im Bereich der Fernwärmeversorgung gerade nicht mittels einseitiger Änderungen durch den Versorger vollzogen werden sollen, sondern den Versorgungsunternehmen vielmehr allein die Möglichkeit der Verwendung von Preisgleitklauseln eröffnet ist, um angemessene Preisanpassungen während laufender Versorgungsverhältnisse anhand vorab festgelegter Berechnungsfaktoren vornehmen zu können. Zugleich unterscheidet sich die Regelungskonzeption der AVBFernwärmeV auch von derjenigen im Bereich der öffentlichen Wasserversorgung, für den – wie aufgezeigt – der Ordnungsgeber den Versorgern ausdrücklich ein Wahlrecht zwischen der Verwendung von Preisänderungsklauseln (§ 24 Abs. 3 AVBWasserV) und einseitigem Preisbestimmungsrecht (§ 4 Abs. 1 und 2 AVBWasserV) einräumen wollte.

[42] (c) Insbesondere würde es – wie das Berufungsgericht im Ausgangspunkt richtig erkannt hat – Sinn und Zweck der in § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV mit konkreten Anforderungen ausgestalteten Sonderregelung zuwiderlaufen, wenn den Fernwärmeversorgungsunternehmen zusätzlich nach § 4 Abs. 1 und 2 AVBFernwärmeV ein einseitiges Preisbestimmungsrecht nach billigem Ermessen zustünde (§ 315 BGB).

[43] Der Ordnungsgeber hielt es angesichts der Langfristigkeit der Versorgungsverträge im Fernwärmebereich für erforderlich, dass sich notwendige Preisanpassungen im Rahmen von Preisanpassungsklauseln und dadurch ohne Kündigung der Vertragsverhältnisse vollziehen können (BR-Drucks. 90/80, S. 56). Solche automatisch wirkenden Preisgleitklauseln sollen dazu dienen, dem Lieferanten das Risiko langfristiger Kalkulation abzunehmen und umgekehrt den Kunden davor zu bewahren, dass der Verwender mögliche künftige Kosten erhöhungen vorsorglich schon bei Vertragsabschluss durch Risikozuschläge aufzufangen versucht (vgl. Lange, Änderung von Preisänderungsklauseln, 2021, S. 23).

[44] Zu diesem Zweck müssen Preisanpassungsklauseln in Fernwärmelieferungsverträgen nach § 24 Abs. 4 Satz 1 AVBFernwärmeV so ausgestaltet sein, dass sie sowohl die Kostenentwicklung bei der Erzeugung und Bereitstellung von Fernwärme durch das Unternehmen als auch die jeweiligen Verhältnisse auf dem Wärmemarkt angemessen berücksichtigen. Hierdurch soll zum einen eine kostenorientierte Preisbemessung gewährleistet werden, zum anderen aber auch dem Umstand Rechnung getragen werden, dass sich die Gestaltung der Fernwärmepreise „nicht losgelöst von den Preisverhältnissen am Wärmemarkt vollziehen kann“ (BR-Drucks. 90/80, S. 56). Mit diesen Vorgaben wollte der Ordnungsgeber den wirtschaftlichen Bedürfnissen in der Fernwärmeversorgung Rechnung tragen und zugleich die Interessen von Versorgungsunternehmen und Wärmekunden in einen angemessenen Ausgleich bringen (vgl. Senatsurteile vom 6. April 2011 – VIII ZR 273/09, BGHZ 189, 131 Rn. 33; vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 19 ff.).

[45] Diese an einem angemessenen Interessenausgleich über die gesamte Vertragsdauer hinweg orientierte Ausgestaltung des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV würde aber obsolet, wenn dem Versorgungsunternehmen zugleich ein nur durch § 315 BGB begrenztes einseitiges Preisänderungsrecht zustünde. Auch hieraus folgt mithin, dass sich Preisanpassungen während eines laufenden Fernwärmeversorgungsverhältnisses ausschließlich über Preisgleitklauseln nach Maßgabe des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV vollziehen dürfen.

[46] bb) Allerdings sind Fernwärmeversorgungsunternehmen entgegen der Auffassung des Berufungsgerichts nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV berechtigt, eine im Versorgungsvertrag enthaltene Preisanpassungsklausel einseitig mit Wirkung für die Zukunft auch während des laufenden Versorgungsverhältnisses zu ändern, soweit dies erforderlich ist, damit diese nunmehr oder weiterhin den Anforderungen nach § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV entspricht. Denn nur so kann das vom Ordnungsgeber verfolgte Regelungsziel, eine kosten- und marktorientierte Preisbemessung unter Verhinderung unangemessener Preisgestaltungsspielräume der Versorgungsunternehmen zu sichern und über das so zu wahrende Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung während der gesamten Dauer des Versorgungsvertrags die Interessen von Versorgungsunternehmen und Wärmekunden angemessen auszugleichen (vgl. Senatsurteil vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 35 ff.), vollständig erreicht werden (vgl. im Ergebnis und mit unterschiedlichen Begründungsansätzen auch OLG Düsseldorf, CuR 2018, 108, 111; LG Nürnberg-Fürth, Urteil vom 22. Mai 2013 – 3 O 4143/12, juris Rn. 21; LG Würzburg, Urteil vom 29. Januar 2019 – 3 S 1994/17, juris Rn. 41 ff.; Thomale, RdE 2019, 365, 373; Recknagel, N&R 2020, 130, 134 f.; Topp, IR 2020, 209, 211; Fricke, N&R 2019, 183, 184; Schardt/Hakuba, IR 2020, 92, 93; Witzel/Topp/Witzel, Allgemeine Versorgungsbedingungen für Fernwärme, 2. Aufl. S. 78 f.; Lange, Änderung von Preisänderungsklauseln, 2021, S. 59 f., 66 f.; Hempel/Franke/Fricke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, Stand: Mai 2014, § 24 AVBFernwärmeV Rn. 161 ff.; Wollschläger, EnWZ 2020, 57, 59 f.; anders hingegen OLG Frankfurt am Main, Urteile vom 21. März 2019 – 6 U 190/17, WRP 2019, 912 Rn. 16 ff., und 6 U 191/17, juris Rn. 21 ff. [jeweils aufgehoben durch BGH, Urteile vom 23. April 2020 – I ZR 86/19, CuR 2020, 134, und I ZR 85/19, NJW-RR 2020, 929]; LG Darmstadt, CuR 2017, 161, 162; LG Hamburg,

Urteil vom 29. November 2019 – 312 O 577/15, juris Rn. 268 ff.; Todorovic, EWeRK 2019, 207, 210).

[47] (1) Aufgrund von § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV sind Fernwärmeversorgungsunternehmen auch während eines laufenden Versorgungsverhältnisses zur Änderung der von ihnen verwendeten allgemeinen Versorgungsbedingungen berechtigt, sofern diese Änderung erforderlich ist, um zukünftig den Vorgaben der AVBFernwärmeV – bei Preisanpassungsklauseln also jene aus § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV – zu genügen.

[48] (a) Nach § 4 Abs. 1 AVBFernwärmeV stellt das Fernwärmeversorgungsunternehmen zu den „jeweiligen“ allgemeinen Versorgungsbedingungen Dampf, Kondensat oder Heizwasser als Wärmeträger zur Verfügung. Auf diese Weise wird nach dem ausdrücklichen Willen des Ordnungsgebers sichergestellt, dass sich Änderungen der Versorgungsbedingungen, soweit die Verordnung diese zulässt, ohne entsprechende Kündigungen der laufenden Verträge vollziehen können (BR-Drucks. 90/80, S. 38). Als zusätzliche (formelle) Voraussetzung bestimmt § 4 Abs. 2 AVBFernwärmeV, dass solche Änderungen der allgemeinen Versorgungsbedingungen erst nach öffentlicher Bekanntgabe wirksam werden.

[49] Allgemeine Versorgungsbedingungen sind dabei diejenigen Vertragsmuster oder Vertragsbedingungen, die Fernwärmeversorgungsunternehmen für den Anschluss an die Fernwärmeversorgung und für die Versorgung mit Fernwärme verwenden und die für eine Vielzahl von Verträgen vorformuliert sind (§ 1 Abs. 1 Satz 1 AVBFernwärmeV). Hierzu gehören auch diejenigen Regelungen, die der Versorger in Ausfüllung der AVBFernwärmeV vorsieht (BR-Drucks. 90/80, S. 37 f.), also insbesondere auch von ihm verwendete Preisänderungsklauseln nach Maßgabe von § 24 Abs. 4 AVBFern-

wärmeV. Auch die Verordnung spricht dementsprechend im Regelungszusammenhang des § 1 Abs. 4 und des § 2 Abs. 3 AVBFernwärmeV von „allgemeinen Versorgungsbedingungen [...] einschließlich der dazugehörigen Preisregelungen und Preislisten“ (siehe nunmehr überdies den ab 5. Oktober 2021 gültigen § 1a Abs. 1 AVBFernwärmeV: „allgemeine[n] Versorgungsbedingungen, einschließlich der dazugehörigen Preisregelungen, Preisanpassungsklauseln und Preiskomponenten“).

[50] (b) Allerdings räumt § 4 Abs. 1 und 2 AVBFernwärmeV – wie bereits aufgezeigt – den Versorgungsunternehmen bezüglich der allgemeinen Versorgungsbedingungen und somit auch bezüglich der von ihnen verwendeten Preisanpassungsregelungen kein unbegrenztes einseitiges Änderungsrecht ein.

[51] Denn der Ordnungsgeber der AVBFernwärmeV hat aus der „monopolartigen Stellung“ der Fernwärmeversorgungsunternehmen und der dadurch bedingten Abhängigkeit der Verbraucher, aber auch aus den wirtschaftlich-technischen Eigenheiten der leitungsgebundenen Energieversorgung von vornherein „spezifische Regelungsbedürfnisse“ sowie ein besonderes öffentliches Interesse an einer möglichst kostengünstigen und zu weitgehend gleichen Bedingungen erfolgenden Versorgung abgeleitet (siehe BR-Drucks. 90/80, S. 32). Vor diesem Hintergrund hat ein Kunde grundsätzlich einen Anspruch gegen das Fernwärmeversorgungsunternehmen, zu den in der Verordnung enthaltenen Bedingungen versorgt zu werden (vgl. § 1 Abs. 3 AVBFernwärmeV), und lässt die Verordnung nur in einzelnen Bereichen eng begrenzte Spielräume zu, welche die Fernwärmeversorger überhaupt durch eigene Bestimmungen ausfüllen können (BR-Drucks. 90/80, S. 35).

[52] Dementsprechend gestattet auch § 4 Abs. 1 AVBFernwärmeV nach dem ausdrücklichen Willen des Ordnungsgebers Änderungen der allgemeinen Versorgungsbedingungen nur, „soweit die Verordnung diese zulässt“ (BR-Drucks. 90/80, S. 38). Insofern wird zwar keine ausdrückliche Ermächtigung zu spezifischen Änderungen erforderlich sein, welche die Verordnung lediglich vereinzelt – etwa in § 4 Abs. 3 Satz 5 (Änderung der technischen Werte) oder in § 18 Abs. 1 Satz 5 AVBFernwärmeV (Änderung des Verfahrens zur Wärmemessung, ab dem 5. Oktober 2021 nunmehr § 18 Abs. 1 Satz 4) – vorsieht. Jedoch sind Änderungen allgemeiner Versorgungsbedingungen nach dem Regelungszweck der AVBFernwärmeV nur dann möglich, wenn nach den Vorschriften dieser Verordnung dem Versorgungsunternehmen in diesem Bereich überhaupt ein entsprechender Gestaltungsspielraum zukommt und die betreffende Änderung auch im Übrigen mit den diesbezüglichen Vorgaben der Verordnung zu vereinbaren ist (ähnlich Thomale, RdE 2019, 365, 369; Lange, Änderung von Preisänderungsklauseln, 2021, S. 46).

[53] (c) Bei der Verwendung von Preisanpassungsklauseln kommt den Versorgern ein eigener Gestaltungsspielraum im vorgenannten Sinne zu, denn § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV legt die für eine Preisanpassung maßgeblichen Berechnungsfaktoren nicht selbst fest, sondern überlässt es den Versorgungsunternehmen – unter Einhaltung von Transparenzfordernissen, Kosten- und Marktorientierung – entsprechende Preisänderungsklauseln zu entwickeln und zu verwenden. Für das Bestehen beziehungsweise die Reichweite einer diesbezüglichen Anpassungsbefugnis nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV im laufenden Versorgungsverhältnis ist deshalb entscheidend, ob und inwieweit dies mit den Vorgaben der AVBFernwärmeV und dabei maßgeblich mit den Anforderungen und dem Regelungszweck des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV zu vereinbaren ist.

[54] (2) Hiervon ausgehend ist ein Fernwärmeversorgungsunternehmen nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV berechtigt und – soweit das Kundeninteresse dies erfordert – auch verpflichtet, eine Preisänderungsklausel auch während eines laufenden Versorgungsverhältnisses einseitig mit Wirkung für die Zukunft anzupassen, wenn und soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass diese nunmehr oder weiterhin den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV entspricht. Denn nur auf diesem Wege kann die mit dieser Vorschrift bezweckte kosten- und marktorientierte Preisbemessung und damit ein angemessener Ausgleich der Interessen von Versorgungsunternehmen und Wärmekunden während der gesamten Dauer des Versorgungsvertrages erreicht werden. Ohne eine entsprechende Änderungsbefugnis wäre der Versorger gezwungen, Preissteigerungen fortwährend selbst zu tragen, auch wenn dies seine wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und damit den Fortbestand der Fernwärmeversorgung in Frage stellte. Auch könnten eingetretene Kostensenkungen sonst nicht an die Kunden weitergegeben werden.

[55] (a) Bei Fernwärmelieferungsverträgen handelt es sich typischerweise um langfristig angelegte Versorgungsverhältnisse, für die § 32 Abs. 1 AVBFernwärmeV die formularmäßige Vereinbarung einer anfänglichen Vertragslaufzeit von bis zu zehn Jahren gestattet, die sich ohne rechtzeitige Kündigung stillschweigend um weitere fünf Jahre verlängert. Hiermit wollte der Ordnungsgeber einerseits der (anfänglichen) Kapitalintensität der Fernwärmeversorgung und dem damit einhergehenden Interesse beider Vertragsparteien an einer möglichst verlässlichen Preiskalkulation Rechnung tragen, andererseits aber auch die Versorgungssicherheit der Wärmekunden sichern, denen ein Wechsel zu einem anderen Energieanbieter regelmäßig nicht kurzfristig und nur unter erschwerten Bedingungen möglich sein wird (vgl. BR-Drucks. 90/80, S. 59, 32; Senatsurteil vom 21. Dezember 2011 – VIII ZR 262/09, NJW-RR 2012, 249 Rn. 16; Lange, Änderung von Preisänderungsklauseln, 2021, S. 21 f.). Im Bereich der Fernwärmeversorgung gibt es – anders als im Bereich der Strom- und Gasversorgung – keinen Grundversorger, der die Belieferung des Kunden übernehmen müsste. Der Kunde wäre im Falle einer Kündigung also – da künftig kein weiterer Fernwärmeversorger zur Verfügung stünde – gezwungen, auf eine andere Energieart auszuweichen.

[56] Vor diesem Hintergrund ist es aufgrund der Langfristigkeit der Fernwärmeversorgungsverträge sowohl aus Sicht des Versorgers als auch des Kunden erforderlich, dass sich notwendige Preisanpassungen während des laufenden Versorgungsverhältnisses stets im Rahmen von Preisänderungsklauseln, das heißt ohne Kündigung der Vertragsverhältnisse, vollziehen können (BR-Drucks. 90/80, S. 56). Dementsprechend sind die Vorgaben des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV darauf angelegt, eine kosten- und marktorientierte Preisbemessung unter Verhinderung unangemessener Preisgestaltungsspielräume der Versorgungsunternehmen zu sichern und über das so zu wahrende Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung während der gesamten Dauer des Versorgungsvertrages die Interessen von Versorgungsunternehmen und Wärmekunden angemessen auszugleichen (vgl. Senatsurteil vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 35 mwN).

[57] (b) Allerdings kann gerade die Langfristigkeit von Fernwärmeversorgungsverträgen zur Folge haben, dass sich im Zuge der Vertragsdurchführung Umstände einstellen, die ihrerseits zu einer Änderung der – im Rahmen der Vereinbarung der Preisänderungsklausel bei Vertragsbeginn zugrunde gelegten – Kosten- und/oder Marktverhältnisse führen und nach denen die geforderte und bis dahin auch gegebene Kosten-

und Marktorientierung der ursprünglich verwendeten Preisgleitklausel nicht länger gewahrt ist.

[58] Dabei kommen insbesondere Veränderungen in Betracht, die oder deren genaues Ausmaß das Versorgungsunternehmen im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses noch nicht ab- oder vorhersehen kann, oder/und die seinem Einfluss gänzlich entzogen sind. So sind sich ändernde Umstände sowohl bei den Kosten der Erzeugung und der Bereitstellung der Fernwärme – etwa durch Änderungen der Art und Weise, wie das Fernwärmeversorgungsunternehmen die Wärme erzeugt oder beschafft (Brennstoff, Bezugskosten) – als auch bei den Verhältnissen auf dem Wärmemarkt – womit der allgemeine, das heißt der sich auch auf andere Energieträger erstreckende Wärmemarkt gemeint ist (Senatsurteil vom 13. Juli 2011 – VIII ZR 339/10, NJW 2011, 3222 Rn. 21) – denkbar. Auch die in den Preisänderungsklauseln verwendeten Preisnotierungen – wie vorliegend beispielsweise Indizes des Statistischen Bundesamts – werden bisweilen inhaltlich verändert, durch andere ersetzt oder fallen vollständig weg (vgl. Fricke, N&R 2019, 183; EnWZ 2016, 498, 500).

[59] Wie der Senat bereits entschieden hat, erfordert der an einem Interessenausgleich über die gesamte Vertragsdauer hinweg orientierte Zweck des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV zwar nicht, einer Preisanpassungsklausel schon deshalb von Anfang an die Wirksamkeit gemäß § 134 BGB zu versagen, weil sich zu einem späteren Zeitpunkt im Zuge der Vertragsdurchführung Umstände einstellen (können), die zu einer Änderung der Kosten- und/oder Marktverhältnisse führen und nach denen die geforderte und bis dahin auch gegebene Kosten- und Marktorientierung der vom Wärmeversorger verlangten Preise nicht mehr gewahrt ist (siehe Senatsurteil vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 32, 36 [zu § 24 Abs. 3 AVBFernwärmeV aF]).

[60] Ab dem Eintritt solch veränderter Umstände entfaltet eine solche Preisänderungsklausel jedoch gemäß § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV in Verbindung mit § 134 BGB ex nunc keine Wirkung mehr und der geschuldete Wärmepreis bleibt deshalb für die restliche Vertragslaufzeit bei dem zuletzt verordnungskonform gebildeten Preis stehen (vgl. Senatsurteil vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, aaO Rn. 32 ff., 44). Ab diesem Zeitpunkt würde der an einem angemessenen Interessenausgleich über die gesamte Vertragsdauer hinweg orientierte Zweck der Vorschrift des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV nicht mehr erreicht, wenn man dem Energieversorger keine „Heilungsmöglichkeit“ einräumte.

[61] (c) Davon ausgehend ist es mit den Vorgaben und dem Regelungsziel von § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV nicht nur vereinbar, sondern unter deren Berücksichtigung vielmehr erforderlich, dass ein Fernwärmeversorgungsunternehmen nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV befugt und – soweit das Kundeninteresse dies erfordert – sogar verpflichtet ist, Preisänderungsklauseln auch während laufender Versorgungsverhältnisse anzupassen, um bei Veränderungen der der Klausel zugrunde liegenden Kosten- oder Marktverhältnisse weiterhin einen angemessenen Wärmepreis vom Kunden zu verlangen.

[62] Allein hierdurch kann das vom Ordnungsgeber angestrebte Ziel des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV, eine kosten- und marktorientierte Preisbemessung unter Verhinderung unangemessener Preisgestaltungsspielräume der Versorgungsunternehmen zu sichern und ein entsprechendes Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung während der gesamten Dauer des Versorgungsvertrags unter angemessenem Ausgleich der beiderseitigen Interessen zu wahren, vollständig erreicht werden. Denn – wie aufgezeigt – ist insbesondere aufgrund der Langfristigkeit von Fernwärmeversorgungsverhältnissen re-

gelmäßig bereits bei Vertragsbeginn damit zu rechnen, dass sich im Zuge der Vertragsdurchführung zu irgendeinem Zeitpunkt Veränderungen einstellen werden, aufgrund derer die Preisänderungsklausel in ihrer ursprünglichen Fassung für die restliche Vertragslaufzeit unwirksam wird. Dies berührt die Interessen beider Parteien, da weder im Interesse der Aufrechterhaltung der Energieversorgung notwendige Preissteigerungen noch eingetretene Kostensenkungen an den Kunden weitergegeben werden können.

[63] (d) Allerdings führen die Vorgaben des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV dazu, dass eine Anpassung einer vom Fernwärmeversorger verwendeten Preisänderungsklausel nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV nicht in seinem Ermessen steht, sondern vielmehr vom Vorliegen mehrerer Voraussetzungen abhängig ist.

[64] (aa) So muss zunächst die im Versorgungsverhältnis bislang zugrunde gelegte Preisänderungsklausel nach § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV in Verbindung mit § 134 BGB unwirksam (geworden) sein. Denn eine Anpassung der ursprünglichen Preisänderungsklausel wird – wie ausgeführt – erst dann erforderlich, wenn diese aufgrund geänderter Verhältnisse nicht länger eine kosten- und marktorientierte Preisbemessung im Sinne des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV gewährleistet.

[65] Entsprechendes gilt allerdings auch in dem Fall, dass die verwendete Preisänderungsklausel (gegebenenfalls unerkannt) bereits bei Vertragsabschluss nicht den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV genügte. Denn auch hier gebietet es das Regelungsziel des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV, dem Versorgungsunternehmen eine Anpassung nach § 4 Abs. 1 und 2 AVBFernwärmeV zu gestatten, um die Interessen der Vertragsparteien zumindest für die restliche Vertragslaufzeit unter Berücksichtigung der Kosten- und Marktverhältnisse angemessen auszugestalten.

[66] Hingegen besteht keine Veranlassung, dem Versorger über die genannten Fälle hinaus die Befugnis zu gewähren, auch eine (weiterhin) wirksame Preisänderungsklausel einseitig durch eine andere Klausel zu ersetzen und damit den von den Parteien vereinbarten Vertragsinhalt zu verändern, ohne dass dies nach den Vorgaben und dem Regelungsziel des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV notwendig wäre.

[67] (bb) Weiter muss, wie sich unmittelbar aus § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV ergibt, die angepasste Preisänderungsklausel unter Zugrundlegung der zum Zeitpunkt ihrer Einführung aktuellen Verhältnisse ihrerseits den Anforderungen dieser Vorschrift – namentlich bezüglich Transparenz sowie Kosten- und Marktorientierung – genügen. Zudem wird die Änderung nach § 4 Abs. 2 AVBFernwärmeV erst nach öffentlicher Bekanntgabe wirksam.

[68] Ihre Geltung entfaltet die geänderte Klausel dabei aufgrund der Zukunftsgerichtetheit des § 4 Abs. 1 AVBFernwärmeV („zu den jeweiligen allgemeinen Versorgungsbedingungen“) und des § 24 Abs. 4 Satz 1 AVBFernwärmeV („Kostenentwicklung“, siehe auch Senatsurteil vom 25. Juni 2014 – VIII ZR 344/13, BGHZ 201, 363 Rn. 34) erst ab dem Zeitpunkt des Wirksamwerdens. Somit kann ein Versorgungsunternehmen eine bereits zuvor nach § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV in Verbindung mit § 134 BGB bestehende Nichtigkeit nicht rückwirkend durch eine nachträgliche Anpassung der Klausel beseitigen.

[69] (cc) Für das Vorliegen der vorgenannten Voraussetzungen ist dabei das Fernwärmeversorgungsunternehmen, welches den Wärmepreis anhand der angepassten Preisänderungsklausel berechnen möchte, nach allgemeinen Grundsätzen darlegungs- und beweibelastet. Sind die vorgenannten Voraussetzungen nicht vollständig erfüllt, ist ein Fernwärmeversorgungsunternehmen zur einseitigen Anpassung einer Preisän-

derungsklausel während eines laufenden Versorgungsverhältnisses nicht berechtigt. In diesem Fall kann eine geänderte Klausel nur gemäß §§ 145 ff. BGB durch aufeinander bezogene korrespondierende Willenserklärungen der Parteien (Angebot und Annahme) Vertragsbestandteil werden und fortan der Berechnung des Wärmepreises zugrunde gelegt werden; auch in diesem Fall muss die geänderte Klausel aber die Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV wahren (siehe hierzu bereits Senatsurteil vom 19. Juli 2017 – VIII ZR 268/15, NJW-RR 2017, 1200 Rn. 57).

[70] (3) Soweit das Berufungsgericht demgegenüber ein aus den Vorschriften der AVBFernwärmeV abzuleitendes Recht des Versorgers zur Anpassung unwirksamer Preisänderungsklauseln mit der Begründung ablehnt, dass ein Versorgungsunternehmen, dem die Vorteile einer langfristigen Bindung zugutekämen, nicht daran gehindert sei, „überschaubare Kündigungsfristen“ zu vereinbaren, um damit Änderungen der Kostenstruktur hinreichend zu begegnen (unter Bezugnahme auf OLG Frankfurt am Main, Urteil vom 21. März 2019 – 6 U 191/17, juris Rn. 30 [aufgehoben durch BGH, Urteil vom 23. April 2020 – I ZR 85/19, NJW-RR 2020, 929]), setzt es sich in Widerspruch zum Willen des Verordnungsgebers, der im Hinblick auf die Kapitalintensität der Fernwärmeversorgung sowie im Interesse einer möglichst verlässlichen Berechnungsgrundlage der Preiskalkulation ausdrücklich die Bedeutung langfristiger Versorgungsverträge betont und dementsprechend in § 32 AVBFernwärmeV die Möglichkeit der Vereinbarung einer Erstlaufzeit von bis zu zehn Jahren vorgesehen hat (BR-Drucks. 90/80, S. 59). In diesem Zusammenhang übersieht das Berufungsgericht zudem, dass grundsätzlich auch der Kunde, dem ein Wechsel zu einem anderen Lieferanten oder einer anderen Energieart nicht oder nur unter erschwerten Bedingungen möglich ist, ein erhebliches Interesse an einer möglichst verlässlichen und kontinuierlichen Fernwärmeversorgung hat und dementsprechend regelmäßig ebenfalls vom Abschluss langfristiger Versorgungsverträge profitieren wird.

[71] Entsprechendes gilt, soweit das Berufungsgericht auf die Möglichkeit des Ausspruchs einer „rechtzeitigen Änderungskündigung“ durch das Versorgungsunternehmen verweist, um „tiefgreifenden Veränderungen der Kostenstruktur“, wie etwa bei Umstellung der Wärmeerzeugungsanlagen auf einen anderen Brennstoff, zu begegnen. Denn der Verordnungsgeber wollte durch die Zulassung der Vereinbarung von Preisgleitklauseln gerade sicherstellen, dass sich notwendige Preis Anpassungen ohne Kündigung laufender Vertragsverhältnisse vollziehen können, um zu verhindern, dass der an die vereinbarte Vertragslaufzeit anknüpfenden Preiskalkulation im Nachhinein die Grundlage entzogen wird (vgl. BR-Drucks. 90/80, S. 38, 56, 59).

[72] Bei alledem ist schließlich zu bedenken, dass es sich bei der Energieversorgung – auch im Fernwärmebereich – um ein Massengeschäft handelt, bei dem die gleitende Preisentwicklung die erforderliche rationelle Abwicklung sichert, indem sie auf beiden Seiten die Notwendigkeit vermeidet, einen langfristigen Vertrag allein deshalb zu kündigen, um im Rahmen eines neu abzuschließenden Folgevertrags einen neuen Preis aushandeln zu können (vgl. Senatsurteil vom 14. Mai 2014 – VIII ZR 114/13, BGHZ 201, 230 Rn. 36 mwN [zur Inhaltskontrolle einer im unternehmerischen Geschäftsverkehr verwendeten Preisanpassungsklausel in einem Gaslieferungsvertrag]; vgl. auch Wollschläger IR 2021, 175, 178; Thomale, RdE 2019, 365, 367, 369).

[73] (4) Entgegen der Annahme des Berufungsgerichts (im Anschluss an OLG Frankfurt am Main, Urteil vom 21. März 2019 – 6 U 191/17, juris Rn. 22 [aufgehoben durch BGH, Urteil vom 23. April 2020 – I ZR 85/19, NJW-RR 2020, 929]); siehe

auch LG Hamburg, Urteil vom 29. November 2019 – 312 O 577/15, juris Rn. 271, 277) ist auch den Ausführungen im Senatsurteil vom 19. Juli 2017 (VIII ZR 268/15, NJW-RR 2017, 1200, dort Rn. 57) nicht zu entnehmen, dass ein Fernwärmeversorgungsunternehmen zu einer einseitigen Änderung einer Preisanpassungsklausel von vornherein nicht befugt sei, sondern solche Klauseln während eines laufenden Versorgungsverhältnisses allein durch übereinstimmende Willenserklärungen der Vertragsparteien geändert werden könnten.

[74] In der betreffenden Entscheidung hat der Senat das Berufungsgericht außerhalb der tragenden Entscheidungsgründe für das weitere Verfahren nach Zurückverweisung vielmehr allein darauf hingewiesen, dass der Fernwärmeversorger ausweislich des Akteninhalts offenbar zumindest für einen Teil des streitgegenständlichen Abrechnungszeitraums eine geänderte Preisgleitklausel zugrunde gelegt hatte, zu der bis dahin jedoch keinerlei Feststellungen getroffen worden waren (siehe Senatsurteil vom 19. Juli 2017 – VIII ZR 268/15, aaO). Darüber hinaus hat der Senat – worauf auch die Revision zu Recht hinweist – Ausführungen zum Bestehen einer Befugnis von Fernwärmeversorgungsunternehmen, unwirksame Preisänderungsklauseln auch während eines laufenden Versorgungsverhältnisses nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV einseitig anzupassen, weder gemacht noch waren sie veranlasst, da die bis dahin getroffenen Feststellungen nicht einmal eine abschließende Beurteilung zuließen, ob die ursprünglich verwendete Preisgleitklausel – was das dortige Berufungsgericht verneint hatte – nach § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV (§ 24 Abs. 3 AVBFernwärmeV aF) in Verbindung mit § 134 BGB unwirksam war (Senatsurteil vom 19. Juli 2017 – VIII ZR 268/15, aaO Rn. 25 ff.). Dementsprechend hat der Senat lediglich auf die – in jedem Fall bestehende (siehe hierzu bereits unter II 4 a bb (2) (d) (cc)) – Möglichkeit einer einvernehmlichen vertraglichen Änderung nach Maßgabe der §§ 145 ff. BGB hingewiesen (Senatsurteil vom 19. Juli 2017 – VIII ZR 268/15, aaO Rn. 57; vgl. auch Thomale, RdE 2019, 365, 372; Fricke, N&R 2019, 180, 184; Topp, IR 2020, 209, 210; Wollschläger, IR 2021, 175, 178; Schardt/Hakuba, IR 2020, 92, 93; Lange, Änderung von Preisänderungsklauseln, 2021, S. 65 f.; siehe zudem LG Würzburg, Urteil vom 29. Januar 2019 – 3 S 1994/17, juris Rn. 41 ff.).

[75] (5) Dem Recht des Fernwärmeversorgungsunternehmens, unwirksame Preisänderungsklauseln einseitig auch während eines laufenden Versorgungsverhältnisses den Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV anzupassen, steht ebenfalls nicht entgegen, dass nach dem durch Artikel 2 der Verordnung zur Umsetzung der Vorgaben zu Fernwärme und Fernkälte in der Richtlinie (EU) 2018/2002 sowie in der Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 28. September 2021 (BGBl. I, S. 4591) der Vorschrift § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV mit Wirkung vom 5. Oktober 2021 angefügten Satz 4 Änderungen einer Preisänderungsklausel nicht einseitig durch öffentliche Bekanntgabe erfolgen dürfen.

[76] Für den streitgegenständlichen Abrechnungszeitraum bis Dezember 2015 ist diese Vorschrift bereits nicht maßgebend, auch wenn es sich nach Auffassung des Verordnungsgebers insoweit lediglich um eine „klarstellende Regelung“ handelt (BR-Drucks. 310/21 [Beschluss], S. 20). Denn nach der ständigen Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts und des Senats sind auch einer nachträglichen verbindlichen Auslegung eines Gesetzes durch den Gesetzgeber – und ebenso einer Verordnung nach Art. 80 Abs. 1 GG durch den Verordnungsgeber – Grenzen gezogen, weil hierzu letztlich in aller Regel die rechtsprechende Gewalt berufen ist (vgl. nur Senatsurteile vom 4. November 2015 – VIII ZR 244/14, NVwZ-RR 2016, 172 Rn. 26; vom 6. Mai 2015 – VIII ZR 56/14, BGHZ 205, 228

Rn. 21; vom 4. März 2015 – VIII ZR 110/14, WM 2015, 1344 Rn. 41; vom 19. November 2014 – VIII ZR 79/14, NJW 2015, 873 Rn. 37; Senatsbeschluss vom 8. Mai 2018 – VIII ZR 71/17, juris Rn. 10; BVerfGE 126, 369, 392; 135, 1, 15).

[77] Überdies ergibt sich aus den Ausführungen in der Verordnungsbegründung nicht nur, dass auch die Anfügung von § 24 Abs. 4 Satz 4 AVBFernwärmeV auf einem Fehlverständnis der mit dem Senatsurteil vom 19. Juli 2017 getroffenen Aussagen fußt (vgl. BR-Drucks. 310/21 [Beschluss], S. 19), sondern vor allem, dass der (jetzige) Ordnungsgeber hiermit zwar den Verbraucher „benachteiligende“ einseitige Änderungen bestehender (wirksamer) Preisanpassungsklauseln (BR-Drucks. 310/21 [Beschluss], S. 20), nicht aber zugleich auch eine zur Einhaltung der Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV erforderliche Anpassung unwirksamer Preisgleitklauseln verhindern wollte, die dem Interesse beider Vertragsparteien dient, eine kosten- und marktorientierte Preisbemessung unter Verhinderung unangemessener Preisgestaltungsspielräume der Versorgungsunternehmen zu sichern und gleichzeitig aber zu gewährleisten, dass das Gleichgewicht von Leistung und Gegenleistung während der gesamten Dauer des Versorgungsvertrags unter angemessenem Ausgleich der Interessen von Versorgungsunternehmen und Wärmekunden gewahrt bleibt.

[78] (6) Schließlich ist die Annahme eines sich aus § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV ergebenden einseitigen Anpassungsrecht bei unwirksamen Preisänderungsklauseln auch mit den Vorgaben der Richtlinie 93/13/EWG des Rates vom 5. April 1993 über missbräuchliche Klauseln in Verbraucherverträgen (ABl. EG Nr. L 95, S. 29; im Folgenden: Klausel-Richtlinie) zu vereinbaren (a. A. Todovic, EWeRK 2019, 207, 212).

[79] In der vorliegenden Konstellation geht es bereits im Ausgangspunkt nicht um eine von dem Gerichtshof der Europäischen Union nur unter bestimmten Bedingungen für zulässig erachtete Ersetzung einer missbräuchlichen Klausel durch das nationale Gericht (siehe etwa EuGH, C-260/18, WM 2019, 1963 Rn. 48 – Dziubak; C-269/19, NJW 2021, 611 Rn. 30 ff. – Banca B.; C-932/19, WM 2021, 2136 Rn. 48 – JZ; jeweils mwN; vgl. auch Senatsurteil vom 6. April 2016 – VIII ZR 79/15, BGHZ 209, 337 Rn. 22 ff. mwN), sondern vielmehr um eine sich unmittelbar aus den Vorschriften der AVBFernwärmeV ergebende Befugnis des Versorgers zur einseitigen Anpassung unwirksamer Preisgleitklauseln nach Maßgabe des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV, die ihrerseits nicht den Bestimmungen der Klausel-Richtlinie unterliegt (Art. 1 Abs. 2; vgl. auch Lange, Änderung von Preisänderungsklauseln, 2021, S. 61 f.).

[80] b) Ausgehend davon war die Beklagte entgegen der Auffassung des Berufungsgerichts vorliegend nach § 4 Abs. 1 und 2 in Verbindung mit § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV grundsätzlich berechtigt, die von ihr bis einschließlich April 2014 verwendete Preisänderungsklausel (§ 7 Abs. 2 des Mustervertrags) während des laufenden Versorgungsverhältnisses an die Anforderungen des § 24 Abs. 4 AVBFernwärmeV anzupassen, um auf dieser Grundlage ab Mai 2014 den von der Klägerin geschuldeten Wärmepreis zu berechnen. Denn die ursprüngliche Preisänderungsklausel war – wie unter II 3 a ausgeführt – bereits unabhängig von den Änderungen im Bezugsvertrag der Beklagten ab Oktober 2013 nach § 24 Abs. 4 Satz 1 AVBFernwärmeV in Verbindung mit § 134 BGB unwirksam. Nach den Feststellungen des Berufungsgerichts hat die Beklagte die geänderte Klausel auch den Anforderungen des § 4 Abs. 2 AVBFernwärmeV entsprechend öffentlich bekanntgegeben.

[81] Ob allerdings die von der Beklagten gegenüber ihren Endkunden und auch der Klägerin ab Mai 2014 verwendete Preisanpassungsklausel entsprechend der Maßgabe des § 24 Abs. 4 Satz 1 AVBFernwärmeV sowohl die Kostenentwicklung bei Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme durch die Beklagte als auch die jeweiligen Verhältnisse auf dem Wärmemarkt angemessen berücksichtigt, kann ohne nähere (gegebenenfalls sachverständige) Feststellungen zu dieser geänderten Klausel und ihrer Wirkungsweise nicht beurteilt werden. Entsprechende Feststellungen hat das Berufungsgericht – von seinem Rechtsstandpunkt aus folgerichtig – bislang nicht getroffen und wird diese im Rahmen seiner erneuten Befassung nachzuholen haben.

III.

[82] Nach alledem kann das Berufungsurteil in dem aus dem Tenor ersichtlichen Umfang keinen Bestand haben; es ist daher insoweit aufzuheben (§ 562 Abs. 1 ZPO). Die weitergehende Revision ist zurückzuweisen. Im Umfang der Aufhebung ist die Sache nicht zur Endentscheidung reif und deshalb insoweit an das Berufungsgericht zurückzuverweisen (§ 563 Abs. 1 Satz 1 ZPO), damit dieses – gegebenenfalls nach ergänzendem Vortrag der Parteien – die erforderlichen Feststellungen treffen kann.

Zur Unentgeltlichkeit der Nutzung einer Kundenanlage nach § 3 Nr. 24.a EnWG

BGH, B. v. 25.01.2022 – EnVR 20/18

(Verfahrensgang: OLG Frankfurt am Main, B. v. 08.03.2018 – 11 W 40/16 = ZNER 2018, 427–432)

§ 3 Nr. 24.a; § 82, § 86 Abs. 4 EnWG

Bei der Voraussetzung der Unentgeltlichkeit einer Nutzung der Kundenanlage nach § 3 Nr. 24.a lit. d) EnWG kommt es darauf an, dass der für eine Belieferung der an die Kundenanlage angeschlossenen Letztverbraucher verlangte Strompreis kein Entgelt für die Nutzung der Kundenanlage enthält. Daher ist der Betreiber einer Kundenanlage, der zugleich als Stromlieferant auftritt, gehalten, die von ihm verlangten nutzungsabhängigen Preise so zu kalkulieren, dass sie keine Bestandteile enthalten, welche die Nutzung der Kundenanlage vergüten.

(Leitsatz der Redaktion)

Gründe:

[1] A. Die Antragstellerin zu 1 ist der städtische Energie-, Wasser- und Fernwärmeversorger in Frankfurt am Main. Sie ist Eigentümerin der Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung in Frankfurt am Main. Die Antragstellerin zu 2 ist ein 100%iges Tochterunternehmen der Antragstellerin zu 1. Sie betreibt das Stromverteilernetz in Frankfurt am Main. Die Antragsgegnerin ist ein Energieversorgungsunternehmen und 100%ige Tochtergesellschaft der S. GmbH & Co KG.

[2] Die S. GmbH & Co. KG ist Eigentümerin der Wohnanlage H. in Frankfurt am Main mit 397 Wohneinheiten (fortan: Wohnanlage). Dabei handelt es sich um öffentlich geförderte Wohnungen im Sozialmietwohnungsbau, die sich in den Gebäuden M. sowie P. befinden. Die Antragsgegnerin betreibt auf dem Gelände der Wohnanlage eine Umspanneinrichtung, welche an das Mittelspannungsnetz der Antragstellerin zu 2 angeschlossen ist. Die Antragsgegnerin beliefert nach einer über die Umspanneinrichtung erfolgten Umwandlung in Nie-

derspannung die Wohneinheiten der Wohnanlage mit Strom. Sie stellt den Verbrauchern im Rahmen der Jahresabrechnung neben einem Grundpreis einen auf den konkreten Verbrauch bezogenen Arbeitspreis von 0,18 € pro kWh in Rechnung. Der jährliche Gesamtverbrauch dieser so von der Antragsgegnerin versorgten Gebäude bewegt sich zwischen 1.000 und 1.200 MWh.

[3] Im Jahr 2012 schloss die Antragsgegnerin mit der Antragstellerin zu 2 einen Netznutzungsvertrag für nachgelagerte Netzbetreiber. Im Jahr 2014 teilte die Antragsgegnerin mit, dass sie die elektrischen Anlagen der Wohnanlage nicht als Energienetz, sondern als Kundenanlage betreibe.

[4] Die Antragstellerinnen beantragten bei der Beschwerdegegnerin (im Folgenden: Landesregulierungsbehörde), in einem besonderen Missbrauchsverfahren nach § 31 Abs. 1 EnWG das Verhalten der Antragsgegnerin darauf zu überprüfen, ob es mit den Bestimmungen der Abschnitte zwei und drei des dritten Teils des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf dieser Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen übereinstimmt, und die erforderlichen Anordnungen zu treffen. Die Landesregulierungsbehörde lehnte diese Anträge ab und stellte fest, dass die elektrischen Anlagen zur Stromversorgung der Liegenschaft H. im Einklang mit den Voraussetzungen des § 3 Nr. 24a EnWG als Kundenanlage betrieben würden.

[5] Auf die von den Antragstellerinnen gegen die Entscheidung der Landesregulierungsbehörde erhobene Beschwerde hat das Oberlandesgericht diese Entscheidung aufgehoben und die Landesregulierungsbehörde verpflichtet, den Antrag der Antragstellerinnen unter Beachtung der Rechtsauffassung des Beschwerdegerichts neu zu bescheiden. Die Rechtsbeschwerde hat es nicht zugelassen.

[6] Dagegen wendet sich die Antragsgegnerin mit der zulassungsfreien Rechtsbeschwerde und der Nichtzulassungsbeschwerde, denen die Antragstellerinnen entgegneten.

[7] B. Die Rechtsmittel haben keinen Erfolg.

[8] I. Das Beschwerdegericht hat zur Begründung seiner Entscheidung im Wesentlichen ausgeführt:

[9] Die zulässige Beschwerde habe in der Sache Erfolg. Nach Berücksichtigung aller vorgetragenen Umstände und unter Auswertung der zur Akte gelangten Unterlagen blieben Zweifel, ob die zu beurteilende Anlage eine der Ausnahmeschrift des § 3 Nr. 24a, Nr. 16 EnWG unterfallende Kundenanlage darstelle. Diese Zweifel führten dazu, dass wegen des zwischen reguliertem Netz und Kundenanlage bestehenden Regel-Ausnahmeverhältnisses die streitgegenständliche Anlage dem regulierten Netz zuzurechnen sei. Es könne nicht zweifelsfrei festgestellt werden, dass die Anlage gemäß § 3 Nr. 24a Buchst. d EnWG jedermann unentgeltlich zur Verfügung gestellt werde. Das Kriterium der Unentgeltlichkeit bedeute zum einen, dass der Betreiber einer Kundenanlage kein Nutzungsentgelt von durchleitenden Energielieferanten fordern dürfe. Zum anderen dürfe den angeschlossenen Kunden kein verbrauchsabhängiges weiteres Entgelt für den Betrieb der Anlage in Rechnung gestellt werden. Die Angaben der Antragsgegnerin und der Landesregulierungsbehörde seien nicht geeignet, das Fehlen eines verbrauchsabhängigen Entgelts für den Betrieb der Kundenanlage zweifelsfrei zu stützen. Die Antragstellerinnen hätten nachvollziehbar und überzeugend dargelegt, dass der von der Antragsgegnerin berechnete Strompreis im Verhältnis zu den tatsächlich einkalkulierten Kosten nicht günstig sei, sondern über ihren Tarifen liege und damit die Vermutung versteckter verbrauchsabhängiger Kosten begründe. Die Antragsgegnerin und die Landesregulierungsbehörde hätten nicht nachvollziehbar darlegen können, wie außerhalb des verbrauchsabhängig berechneten Strompreises die unstreitig mit dem Betrieb der Anlage und der Unterhaltung des Net-

zes verbundenen Kosten auf die Nutzer umgelegt würden. Die Antragsgegnerin behaupte, dass diese Kosten in der Kaltmiete enthalten seien. Es bleibe jedoch unklar, wie die bei der Antragsgegnerin als Betreiberin der Anlage anfallenden Kosten im Rahmen der von ihrer Muttergesellschaft eingezogenen Kaltmiete berücksichtigt werden könnten. Nachvollziehbar sei insoweit ohne weitere Erläuterung allein, dass die Kosten der Errichtung der Anlage als Pauschalbetrag in die Kaltmiete eingeflossen sein könnten; für die laufenden mit dem Betrieb der Anlage verbundenen Kosten sei dies indes nicht ohne weitere Angaben verständlich. Ausgehend von diesen Darstellungen treffe die materielle Beweislast für die Unentgeltlichkeit die Antragsgegnerin, so dass aus den genannten Gründen davon auszugehen sei, dass die Anlage nicht unentgeltlich zur Verfügung gestellt werde.

[10] II. Die Rechtsbeschwerde ist unzulässig. Ein Verfahrensfehler, der nach § 86 Abs. 4 EnWG zur Statthaftigkeit der Rechtsbeschwerde ohne Zulassung führt, ist nicht aufgezeigt.

[11] 1. Die Rechtsbeschwerde macht geltend, das Beschwerdegericht habe den Untersuchungsgrundsatz verletzt, soweit es sich auf eine mangelnde Darlegung der Strompreiskalkulation der Antragsgegnerin stütze. Die Antragsgegnerin habe weder Mitwirkungspflichten verletzt noch bestünden eine gesetzliche Darlegungslast oder eine gesetzliche Beweislast. Die materielle Beweislast schränke den Amtsermittlungsgrundsatz nicht ein.

[12] a) Die Verletzung des Untersuchungsgrundsatzes (§ 82 EnWG) als solche kann grundsätzlich keinen Verstoß gegen die Pflicht zur Gewährung rechtlichen Gehörs (Art. 103 Abs. 1 GG) begründen. Sie allein kann daher nicht Grundlage für eine nach § 86 Abs. 4 Nr. 3 EnWG zulassungsfreie Rechtsbeschwerde sein. Dies hat der Senat für § 74 Abs. 4 Nr. 4 GWB aF entschieden (BGH, Beschluss vom 23. Juni 2009 – KVR 57/08, juris Rn. 16). Da § 86 EnWG die Regelung des § 74 GWB aF übernimmt (BT-Drucks. 15/3917, S. 72), kann insoweit nichts anderes gelten. Der Verfassungsgrundsatz des rechtlichen Gehörs gibt den Parteien auch in Verfahren, für die der Untersuchungsgrundsatz gilt, keinen Anspruch darauf, dass sich das Gericht Tatsachen erst beschafft (BGH, Urteil vom 11. Juni 2002 – X ZB 27/01, GRUR 2002, 957, 958 [juris Rn. 18] – Zahnstruktur; Beschluss vom 23. Juni 2009 – KVR 57/08, juris Rn. 16; für das Strafverfahren vgl. BVerfGE 63, 45, 50).

[13] b) Ebenso wenig legt die Rechtsbeschwerde im Zusammenhang mit der Darlegung des Verstoßes gegen den Untersuchungsgrundsatz eine Versagung des rechtlichen Gehörs schlüssig dar. Der Anspruch auf rechtliches Gehör verpflichtet das Gericht, das Vorbringen der Beteiligten zur Kenntnis zu nehmen und bei der Entscheidung in Erwägung zu ziehen. Bereits nach der eigenen Darstellung der Antragsgegnerin war ihre Preiskalkulation wiederkehrender Bestandteil des Verfahrens. Es war offensichtlich, dass die Frage nutzungsabhängiger Entgelte aus Sicht des Gerichts entscheidungserheblich war. Die Rechtsbeschwerde zeigt weder übergangenen Sachvortrag noch übergangene Beweisantritte auf.

[14] Das Beschwerdegericht hat keinen Vortrag der Antragsgegnerin übergangen. Vielmehr hat es ihn einer inhaltlichen Beurteilung unterzogen und als nicht ausreichend erachtet, um zu einer der Antragsgegnerin günstigeren materiellrechtlichen Beurteilung zu gelangen. Darin liegt keine Verletzung von Art. 103 Abs. 1 GG.

[15] 2. Die Rechtsbeschwerde macht weiter geltend, das Beschwerdegericht habe ohne vorherigen Hinweis Anforderungen an den Sachvortrag gestellt, mit denen auch ein gewissenhafter und kundiger Prozessbeteiligter nach dem bisherigen Prozessverlauf nicht zu rechnen brauche und habe dadurch gegen Art. 103 Abs. 1 GG verstoßen. Es sei nicht vorhersehbar gewesen, dass zur Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzungen

des § 3 Nr. 24a Buchst. d EnWG eine detaillierte Strompreiskalkulation erforderlich sei.

[16] Damit ist eine Verletzung von Art. 103 Abs. 1 GG ebenfalls nicht schlüssig dargelegt. Die Rechtsbeschwerde räumt selbst ein, dass ihre Preiskalkulation wiederkehrender Bestandteil des Prozesses war und die Antragstellerinnen stets darauf abstellten, dass es für eine unentgeltliche Zurverfügungstellung auch auf den verbrauchsabhängigen Teil des Stromlieferpreises ankomme. Diese Frage war damit zentraler Gegenstand des Prozesses; die der Antragsgegnerin nachteilige Würdigung des Beschwerdegerichts stellt keine Verletzung des rechtlichen Gehörs dar.

[17] III. Die Nichtzulassungsbeschwerde ist unbegründet. Eine Zulassung der Rechtsbeschwerde ist weder zur Entscheidung einer Rechtsfrage von grundsätzlicher Bedeutung noch zur Fortbildung des Rechts oder zur Sicherung einer einheitlichen Rechtsprechung geboten.

[18] 1. Die Nichtzulassungsbeschwerde macht geltend, die Sache habe grundsätzliche Bedeutung, weil nach der Rechtsauffassung des Beschwerdegerichts für die Unentgeltlichkeit nach § 3 Nr. 24a Buchst. d EnWG auch der verbrauchsabhängige Strompreis des Liefervertrages maßgeblich sei, woraus die Verpflichtung folge, die Stromkalkulation darzulegen.

[19] 2. Damit ist eine grundsätzliche Bedeutung nicht dargelegt. Zwar hat sich der Senat mit der von der Nichtzulassungsbeschwerde aufgeworfenen Frage noch nicht befasst. Ihre Beantwortung im Sinne des Beschwerdegerichts ist jedoch nicht zweifelhaft. Die Nichtzulassungsbeschwerde zeigt nicht auf, dass andere Gerichte oder ein erheblicher Teil der Literatur eine abweichende Auffassung vertreten (vgl. BGH, Beschluss vom 10. November 2020 – EnVZ 5/20, juris Rn. 7). § 3 Nr. 24a Buchst. d EnWG verlangt, dass die Kundenanlage jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt wird. Hierbei macht es keinen Unterschied, ob ein verbrauchsabhängiges Entgelt für die Nutzung der Kundenanlage versteckt als Teil des Strompreises oder gesondert und getrennt vom Strompreis erhoben wird. Das Gesetz stellt maßgeblich darauf ab, dass kein Nutzungsentgelt verlangt wird (vgl. BT-Drucks. 17/6072, S. 51). Für das Ziel des Gesetzes ist es offensichtlich unerheblich, in welcher Art das verbrauchsabhängige Entgelt für die Nutzung der Kundenanlage verlangt wird.

[20] Es entspricht herrschender Meinung, dass verbrauchsabhängige Entgelte für die Nutzung der Kundenanlage einer Unentgeltlichkeit entgegenstehen (vgl. Schex in Kment, EnWG, 2. Aufl., § 3 Rn. 61; Theobald in Theobald/Kühling, EnWG, 2021, § 3 Rn. 205 f.; Voß/Weise/Heßler, EnWZ 2015, 12, 15; Burbach, RdE 2019, 56, 60). Dies erfasst jede Form einer Vergütung nach der Menge der durchgeleiteten Energie. Damit verfolgt das Gesetz das Ziel, auf eine – bei natürlichen Monopolen auch im Hinblick auf die Preisgestaltung erforderliche – Regulierung bei Kundenanlagen nur dann zu verzichten, wenn von vornherein keine Gefahr besteht, dass die Kosten der Kundenanlage nutzungsabhängig erhoben werden. Demgemäß stellt die Gesetzesbegründung auch darauf ab, dass es an der Unentgeltlichkeit nicht nur bei einem Nutzungsentgelt, sondern auch bei einer prohibitiven Preisgestaltung oder einem sonstigen Umgehungstatbestand fehle (BT-Drucks. 17/6072, S. 51). Diese Gefahr besteht selbstverständlich auch, wenn der Betreiber der Kundenanlage selbst als Energielieferant auftritt (vgl. Burbach, RdE 2019, 56, 60).

[21] Es ist mithin – wovon das Beschwerdegericht zutreffend ausgeht – entscheidend, dass der für eine Belieferung der an die Kundenanlage angeschlossenen Letztverbraucher verlang-

te Strompreis kein Entgelt für die Nutzung der Kundenanlage enthält. Daher ist gerade der Betreiber einer Kundenanlage, der zugleich als Stromlieferant auftritt, gehalten, die von ihm verlangten nutzungsabhängigen Preise so zu kalkulieren, dass sie keine Bestandteile enthalten, welche die Nutzung der Kundenanlage vergüten.

[22] 3. Die Ausführungen im Rahmen der zulassungsfreien Rechtsbeschwerde zur Frage, ob das Beschwerdegericht den Untersuchungsgrundsatz nach § 82 EnWG verletzt habe, enthalten keine ausreichende Darlegung der Zulassungsgründe nach § 86 Abs. 2 EnWG.

[23] IV. Auf die von der Landesregulierungsbehörde in ihrer Stellungnahme zusätzlich geltend gemachten Rechtsbeschwerde- und Zulassungsgründe kommt es nicht an. Die Landesregulierungsbehörde hat selbst kein Rechtsmittel eingelegt. Ihre Stellungnahme ist – unabhängig von der Frage, ob sich die Antragsgegnerin diese Ausführungen zu eigen gemacht hat – schon deshalb nicht geeignet, den von der Antragsgegnerin eingelegten Rechtsmitteln zum Erfolg zu verhelfen, weil die Frist zur Begründung des Rechtsmittels bereits abgelaufen war.

[24] V. Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 Satz 2 EnWG, die Festsetzung des Gegenstandswerts auf § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 GKG und § 3 ZPO.

Änderung von Preisbildungsmodalitäten auf dem Regelreservemarkt

BGH, B. v. 11.01.2022 – EnVR 69/21

(Verfahrensgang: BGH, B. v. 29.11.2021 – EnVR 69/21 = ZNER 2022, 40–42; OLG Düsseldorf, B. v. 24.11.2021 – 3 Kart 49/21)

Art. 5 Abs. 4, 6 Abs. 3, 18 der Verordnung (EU) 2017/2195 (EB-VO); Art. 19 Abs. 4 GG; § 88 Abs. 5, § 77 Abs. 3, 4 EnWG

1. Aus der den Übertragungsnetzbetreibern übertragenen Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit folgt, dass den Übertragungsnetzbetreibern ein Auftrag zur Gestaltung der Modalitäten oder Methoden der Regelreservemärkte gemäß Art. erteilt ist. Das gilt auch für die Änderung bereits genehmigter Modalitäten oder Methoden gemäß Art. 6 Abs. 3 EB-VO.

2. Die Durchführung einer öffentlichen Konsultation ist grundsätzlich geboten und kann nicht durch bei der Regulierungsbehörde bereits vorliegende Erkenntnisse ersetzt werden.

(Leitsätze der Redaktion)

Gründe:

[1] A. Die Antragstellerin bietet Kraftwerkskapazitäten ihrer Schwestergesellschaft und Dritter unter anderem auf dem Regelarbeitsmarkt an. Sie wendet sich gegen eine Entscheidung der Bundesnetzagentur, mit der diese die ursprünglich genehmigte Preisobergrenze für Regelarbeitsgebote herabgesetzt hat.

[2] Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß Art. 18 der Verordnung (EU) 2017/2195 vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (nachfolgend: EBVO) einen Vorschlag für Modalitäten für Regelreserveanbieter (nachfolgend: MfRRA) unterbreitet. Die MfRRA wurden nach Konsul-

tationen von der Bundesnetzagentur genehmigt. Ihnen liegt ein Modell der freien Preisbildung nach dem Gebotspreis zugrunde. Sie unterscheiden zwischen einem Leistungspreis für die Vorhaltung von Regelleistung und einem Arbeitspreis für die Erbringung von Regelarbeit. Im Regelleistungsmarkt erhalten erfolgreiche Bieter einen Leistungspreis für die Vorhaltung von Regelleistung unabhängig von deren Abruf. Die Höhe des Preises richtet sich nach dem jeweiligen Gebotspreis. Im Regelleistungsmarkt nicht erfolgreiche Bieter können nach Auktionsende über ihre Kapazitäten wieder frei verfügen. Eine Vergütung für Regelarbeitsgebote erfolgt dagegen erst bei einem Abruf der bezuschlagten Gebote. Der Arbeitspreis richtet sich nach dem Gebotspreis. Der Abruf erfolgt nach der Merit-Order der bezuschlagten Gebote, bei positiver Regelarbeit erfolgt der Abruf in preislich aufsteigender, bei negativer Regelarbeit in umgekehrter preislicher Reihenfolge. Während die Kosten aus dem Regelleistungsmarkt über die Netzentgelte finanziert werden, werden die Kosten für den Abruf von Regelarbeit über den regelzoneneinheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis von denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen getragen, die den Abruf durch den nicht ausgeglichenen Bilanzkreis verursacht haben.

[3] Ziffer 38 Abs. 4 (i) der MfRRA sah in der von der Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 2. Oktober 2019 (BK6-18-004-RAM) genehmigten Fassung vor, dass das Angebot des Regelreserveanbieters einen Arbeitspreis bis zur Höhe der technischen Preisobergrenze von 99.999 €/MWh enthält. Der Regelarbeitsmarkt begann am 2. November 2020. In dem Zeitraum bis zum 16. Dezember 2020 kam es häufig zu hohen Preisniveaus für Regelarbeitsgebote. An 33 Tagen wiesen mindestens ein Drittel der bezuschlagten Regelarbeitsgebote einen Arbeitspreis über 9.999 €/MWh aus. Am 2. Dezember 2020 kam es in dem Viertelstundenintervall von 10.30 Uhr bis 10.45 Uhr zu einem Abruf von Sekundärregelung von 1.357 MW, wobei das höchste abgerufene Gebot bei 61.141,16 €/MWh lag und der mittlere bezuschlagte Arbeitspreis 33.874,70 €/MWh betrug.

[4] Mit Beschluss vom 16. Dezember 2020 (nachfolgend: Beschluss) änderte die Bundesnetzagentur, nachdem sie die Übertragungsnetzbetreiber am 15. Dezember 2020 telefonisch angehört hatte, die Regelung des § 38 Abs. 4 (i) MfRRA. Sie setzte die ursprünglich genehmigte Preisgrenze für Regelarbeitsgebote auf 9.999,99 €/MWh herab und wies die Übertragungsnetzbetreiber an, dies unverzüglich umzusetzen.

[5] Die Antragstellerin hat Beschwerde gegen den Beschluss eingelegt. Sie macht unter anderem geltend, dieser sei in einem Verfahren ergangen, das die in der EB-VO und im Energiewirtschaftsgesetz vorgesehenen Verfahrensregeln missachtet habe. Mit Beschluss vom 24. November 2021 hat das Beschwerdegericht die streitgegenständliche Entscheidung aufgehoben. Dagegen hat die Bundesnetzagentur die zugelassene Rechtsbeschwerde eingelegt. Die Antragstellerin beantragt, die aufschiebende Wirkung der Beschwerde gegen den Beschluss vom 16. Dezember 2020 anzuordnen.

[6] B. Der Antrag der Antragstellerin hat Erfolg. Die Voraussetzungen für die Anordnung der aufschiebenden Wirkung liegen vor.

[7] I. Für die Anordnung der aufschiebenden Wirkung der Beschwerde ist gemäß § 88 Abs. 5, § 77 Abs. 3 und 4 EnWG in Verbindung mit § 80 Abs. 5 VwGO im Rechtsbeschwerdeverfahren der Bundesgerichtshof zuständig (BGH, Beschluss vom 29. November 2021 – EnVR 69/21, juris Rn. 10 mwN). Die Anordnung ergeht gemäß § 77 Abs. 3 Satz 4, Satz 1 Nr. 2 EnWG unter anderem, wenn ernstliche Zweifel an der Rechtmäßigkeit der angefochtenen Verfügung bestehen.

[8] II. Das ist hier in Bezug auf den Beschluss vom 16. Dezember 2020 der Fall.

[9] 1. Ernstliche Zweifel an der Rechtmäßigkeit einer Entscheidung sind gegeben, wenn erhebliche Gründe dafür sprechen, dass die angefochtene Entscheidung einer rechtlichen Prüfung wahrscheinlich nicht standhält. Die angefochtene Entscheidung wird in dem Eilverfahren nach § 77 Abs. 3 EnWG damit keiner umfassenden Rechtmäßigkeitskontrolle unterzogen. Ernstliche Zweifel erfordern nicht die volle gerichtliche Überzeugung von der Rechtswidrigkeit der angefochtenen Entscheidung (BGH, Beschluss vom 23. Juni 2020 – KVR 69/19, BGHZ 226, 67 Rn. 11 mwN zu § 65 Abs. 3 aF GWB – Facebook; vgl. Hanebeck in Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 77 Rn. 17; Kalwa/Göge, in Elspas/Graßmann/Rasbach, EnWG, § 77 Rn. 15; Huber in Kment, EnWG, 2. Aufl., § 77 Rn. 12; zu § 67 GWB Bechtold/Bosch, GWB, 10. Aufl., § 67 Rn. 7).

[10] 2. An der Rechtmäßigkeit des angegriffenen Beschlusses sind solche Zweifel begründet, weil seine Aufhebung überwiegend wahrscheinlich erscheint.

[11] a) Die Bundesnetzagentur hat sich zur Begründung des Beschlusses auf Art. 5 Abs. 4 lit. c, Art. 18 Abs. 1 lit. a EB-VO, § 29 Abs. 1 EnWG, § 27 Abs. 1 Nr. 2 StromNZV gestützt und unter anderem ausgeführt, gemäß Art. 6 Abs. 3 EBVO könne die nach Art. 5 Abs. 4 EB-VO für die Annahme eines Vorschlags für Modalitäten oder Methoden zuständige Regulierungsbehörde Änderungen der genehmigten Modalitäten oder Methoden vorschlagen. Die Genehmigung der MfRRA basiere auf Art. 5 Abs. 4 lit. c EB-VO und falle damit unter die Änderungskompetenz der Regulierungsbehörde. Von der nach Art. 6 Abs. 3 Satz 2, Art. 10 EB-VO vorgesehenen öffentlichen Konsultation der Interessenträger habe die Beschlusskammer in Ausübung des ihr gemäß § 56 Abs. 1 Satz 2, § 67 Abs. 2 EnWG zustehenden Ermessens ausnahmsweise abgesehen, weil von einer öffentlichen Konsultation keine weiteren Informationen und Gesichtspunkte zu erwarten gewesen seien, die der Beschlusskammer nicht ohnehin bereits aus der Vergangenheit und den bei ihr nach Beginn des Regelarbeitsmarkts eingegangenen Schreiben der interessierten Wirtschaftskreise bekannt seien. So habe die Beschlusskammer vor Erlass des Beschlusses vom 2. Oktober 2019 (BK6-18-004 RAM) eine Marktkonsultation durchgeführt. Dabei hätten sich die Marktteilnehmer zu der bisher geltenden technischen Preisgrenze von 99.999 €/MWh äußern können. Davon sei umfangreich auch im Hinblick auf die ökonomischen Vor- und Nachteile von Preisgrenzen in verschiedenen Höhen Gebrauch gemacht worden. Zudem sei von den Übertragungsnetzbetreibern in Absprache mit der Bundesnetzagentur bereits in der Vergangenheit in Folge des Abrufs extremer Arbeitspreisgebote am 17. Oktober 2017 eine Preisobergrenze eingeführt worden. Damals wie heute hätten sich sowohl die Regelreserveanbieter als auch die Bilanzkreisverantwortlichen zu dem Thema geäußert. Die wesentlichen Argumente sowohl für das Für und Wider als auch für verschiedene Höhen und Berechnungsmöglichkeiten technischer Preisgrenzen seien der Beschlusskammer daher hinreichend bekannt. Durch eine Konsultation träte ein erheblicher Zeitverlust ein, der einseitig zu Lasten der Bilanzkreisverantwortlichen gehen würde, die der Gefahr von sehr hohen Ausgleichsenergiepreisen ausgesetzt seien. Zudem stehe zu befürchten, dass eine vorherige Konsultation die Gefahr des Eintritts extremer Ausgleichsenergiepreise noch erhöhen würde, weil dies Marktteilnehmer veranlassen könnte, noch extremer zu bieten.

[12] b) Das wird einer rechtlichen Prüfung im Hauptsacheverfahren mit überwiegender Wahrscheinlichkeit nicht standhalten.

[13] aa) Die Bundesnetzagentur war nach Art. 6 Abs. 3, 10 EB-VO in der bei Erlass des Beschlusses geltenden Fassung (nachfolgend: EB-VO 2017) wohl nicht berechtigt, eine Änderung der MfRRA ohne vorheriges Änderungsverlangen an die Übertragungsnetzbetreiber (selbst) vorzuschlagen und sodann ohne vorherige öffentliche Konsultation zu genehmigen.

[14] (1) Die Übertragungsnetzbetreiber sollen nach Erwägungsgrund 6 EBVO die Verantwortung für die Organisation der Regelreservemärkte in Europa übernehmen, sich um Integration bemühen und das System auf möglichst effiziente Weise ausgeglichen halten. Zu diesem Zweck sehen Art. 4 Abs. 1, Art. 18 Abs. 1 EB-VO vor, dass die jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber die erforderlichen Modalitäten oder Methoden entwickeln sollen. Die Regulierungsbehörde hat gemäß Art. 3 Abs. 2 lit. f EB-VO die den Übertragungsnetzbetreibern auch nach nationalem Recht übertragene Verantwortung für die Gewährleistung der Systemsicherheit zu achten. Aus den genannten Regelungen folgt, dass den Übertragungsnetzbetreibern ein Auftrag zur Gestaltung der Modalitäten oder Methoden erteilt ist (vgl. OLG Düsseldorf, RdE 2020, 204 [juris Rn. 61]).

[15] Das gilt auch für die Änderung bereits genehmigter Modalitäten oder Methoden gemäß Art. 6 Abs. 3 EB-VO, was sich aus der in Satz 2 der Vorschrift enthaltenen Verweisung auf das in den Art. 4 und 5 EB-VO beschriebene Verfahren ergibt. Die Regulierungsbehörde muss den Übertragungsnetzbetreibern daher grundsätzlich ermöglichen, den Gestaltungsauftrag auch bei einer Änderung bereits genehmigter Modalitäten und Methoden wahrzunehmen, indem sie von den Übertragungsnetzbetreibern zunächst einen Vorschlag für eine Änderung verlangt. Das trägt dem Umstand Rechnung, dass unterschiedlich beurteilt werden kann, ob und gegebenenfalls in welcher Höhe eine Preisgrenze für die effiziente Funktionsweise des Markts gemäß Art. 30 Abs. 2 EB-VO erforderlich ist. Einem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber kommt daher maßgebliche – auch inhaltliche – Bedeutung zu (vgl. First amendment of Methodology for pricing balancing energy and cross zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process vom 2. Juni 2021 zum Vorschlag einer Preisgrenze von 15.000 € durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber; abrufbar unter <https://consultations.entsoe.eu>).

[16] Diesem Verständnis von Art. 6 Abs. 3 EB-VO 2017 entsprechen die Änderungen, die die Europäische Kommission mit Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 vom 22. Februar 2021 an Art. 4, 5 und 6 EB-VO vorgenommen hat. Art. 6 Abs. 3 EB-VO wurde dabei dahin gefasst, dass die Regulierungsbehörde Vorschläge für eine Änderung der Modalitäten oder Methoden verlangen und eine Frist für die Vorlage dieser Vorschläge festlegen kann. Art. 6 Abs. 3 EB-VO 2021 enthält dagegen keine Befugnis der Regulierungsbehörde, genehmigte Modalitäten und Methoden ohne ein vorheriges Änderungsersuchen an die Übertragungsnetzbetreiber zu ändern. Dabei kann hier offenbleiben, ob – was indes naheliegen könnte – die Bundesnetzagentur bei ergebnislosem Ablauf einer den Übertragungsnetzbetreibern für den Vorschlag einer Änderung gesetzten und nach den Umständen angemessenen Frist die Änderung der MfRRA selbst vornehmen könnte. Ein solches Verlangen an die Übertragungsnetzbetreiber ist hier nicht erfolgt.

[17] (2) Darüber hinaus fehlt es an der nach den Regelungen der EB-VO erforderlichen Konsultation der Interessenträger. Nach Art. 10 Abs. 1 und 6 EBVO konsultieren die gemäß dieser Verordnung für die Einreichung von Vorschlägen für Modalitäten oder Methoden oder für deren Änderungen zuständigen Übertragungsnetzbetreiber die Interessenträger, einschließlich der relevanten Behörden jedes Mitgliedstaats, über einen Zeit-

raum von mindestens einem Monat. Sie berücksichtigen die aus den Konsultationen hervorgegangenen Stellungnahmen in angemessener Weise, bevor sie der Regulierungsbehörde ihre Vorschläge zur Genehmigung vorlegen. In allen Fällen ist zusammen mit dem Vorschlag eine fundierte Begründung vorzulegen, weshalb die Stellungnahmen berücksichtigt oder nicht berücksichtigt wurden. Auf die Änderung bereits genehmigter Modalitäten oder Methoden findet die Vorschrift aufgrund der Verweisung in Art. 6 Abs. 3 Satz 2 EB-VO Anwendung. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen Modalitäten oder Methoden vorschlagen, die zu einem möglichst effizienten Systemausgleich und einem wirksamen Wettbewerb, Diskriminierungsfreiheit und Transparenz in den Regelreservemärkten führen, wobei der Grundsatz der Optimierung zwischen höchster Gesamteffizienz und geringsten Gesamtkosten für alle Beteiligten anzuwenden ist (Art. 3 EB-VO). Die Ermittlung der diese Ziele und Grundsätze berücksichtigenden Modalitäten oder Methoden kann nur gelingen, wenn den Interessenträgern die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben wird und die Stellungnahmen ausreichend berücksichtigt werden. Das gilt auch dann, wenn bereits genehmigte Modalitäten oder Methoden geändert werden sollen. Die Durchführung einer öffentlichen Konsultation ist in diesem Fall insbesondere im Hinblick auf die bisherigen Erfahrungen aller Marktteilnehmer mit den zu ändernden Modalitäten oder Methoden und mögliche Gestaltungsalternativen geboten und von erheblicher Bedeutung. Sie kann nicht durch bei der Regulierungsbehörde bereits vorliegende Erkenntnisse ersetzt werden, zumal diese mangels Veröffentlichung der Verfahrenseinleitung und der damit verbundenen Gelegenheit aller Marktteilnehmer zur Beteiligung notwendig unvollständig sind.

[18] (3) Es spricht daher viel dafür, dass von einem Änderungsverlangen an die Übertragungsnetzbetreiber und der Durchführung einer öffentlichen Konsultation grundsätzlich nicht abgesehen werden darf. Sofern wegen drohender schwerer, unzumutbarer und nicht wieder zu beseitigender Nachteile für Marktteilnehmer jedoch ein eiliges Handeln geboten ist, wird die Bundesnetzagentur aber gemäß § 56 Abs. 1 Satz 2, § 72 EnWG eine einstweilige Anordnung erlassen und das nach Art. 6 Abs. 3, Art. 4, 5 und 10 EB-VO erforderliche Verfahren sodann mit der gebotenen Beschleunigung durchführen können. Auch wenn die Vorschriften der EB-VO eine solche Eilkompetenz nicht ausdrücklich vorsehen, dürfte dies nach Sinn und Zweck der Verordnung, insbesondere Art. 3, Art. 30 Abs. 2, Art. 44 Abs. 1 EB-VO, jedenfalls nicht ausgeschlossen sein. Eine (endgültige) Änderung der Modalitäten oder Methoden ohne das erforderliche vorherige Änderungsverlangen an die Übertragungsnetzbetreiber und ohne öffentliche Konsultation – wie sie hier erfolgt ist – wird dagegen nach dem oben Ausgeführten kaum in Betracht kommen.

[19] bb) Allerdings wird voraussichtlich im Hauptsacheverfahren ein Vorabentscheidungsverfahren nach Art. 267 Abs. 3 AEUV durchzuführen sein, weil die entscheidungserheblichen Fragen zur Auslegung dieser Vorschriften nach den dafür maßgeblichen Grundsätzen (vgl. EuGH, Urteile vom 6. Oktober 1982 – Rs. 283/81, NJW 1983, 1257, 1258 – C. I. L. F. I. T.; vom 1. Oktober 2015 – C-452/14, GRUR Int. 2015, 1152 Rn. 43 mwN – Doc Generic) weder geklärt noch zweifelsfrei zu beantworten sind. Aus den genannten Erwägungen sprechen aber im Sinn von § 77 Abs. 3 Satz 4, Satz 1 Nr. 2 EnWG erhebliche Gründe dafür, dass die angefochtene Entscheidung einer rechtlichen Prüfung überwiegend wahrscheinlich nicht standhält.

[...]

Entwertung von Zuschlägen bei EEG-Ausschreibung

OLG Düsseldorf, B. v. 27.04.2022 – VI-3 Kart 87/21 [V]
(Verfahrensgang: BNetzA, B. v. 26.03.2021 – 625f, WIN18-1-013)

§ 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017; § 36e Abs. 1 EEG 2017; § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017

1. Die Entwertung eines Zuschlags gemäß § 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 wegen eines Fristablaufs nach § 36e Abs. 1 EEG 2017 und die daran anknüpfende Pönale nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 setzen ein Verschulden des Bieters nicht voraus.

2. Die Bundesnetzagentur darf zum Zwecke der verbindlichen Regelung der Pönale nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 von der Handlungsform des Bescheids Gebrauch machen.

(amtl. Ls.)

Gründe:

A.

Die Beschwerdeführerin plant und realisiert Windenergieanlagen. Sie wendet sich gegen eine am 26. März 2021 durch die Bundesnetzagentur ausgesprochene Entwertung der Gebotsmenge und eine damit verbundene, von der Bundesnetzagentur auf ... Euro bezifferte Pönale gemäß § 35a Abs. 1 Nr. 1 und § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG (zurückgehend auf das Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13. Oktober 2016, BGBl. Teil I Nr. 49, S. 2258; im Folgenden: EEG 2017).

Mit Bescheid des Landratsamtes T. vom 21. Dezember 2016 war der Beschwerdeführerin unter Anordnung der sofortigen Vollziehung die immissionsschutzrechtliche Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von insgesamt acht Windenergieanlagen („Windpark A“) auf seinerzeit als Wald genutzten Flächen in E. und J. erteilt worden.

Unter 2.3. des vorerwähnten Bescheids („Umfang der Entscheidung“) findet sich unter anderem der Hinweis, dass eine Umwandlungsgenehmigung nach dem Landeswaldgesetz (LWaldG BW) von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ausdrücklich nicht umfasst, sondern gesondert einzuholen sei. Die so beschriebene Beschränkung der in § 13 BImSchG geregelten Konzentrationswirkung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung entsprach den Vorgaben unter Nr. 5.1 des Windenergieerlasses Baden-Württemberg vom 5. Mai 2012. Dementsprechend hatte die Beschwerdeführerin bereits am 31. August 2016 und parallel zum immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren beim Regierungspräsidium G. einen weiteren Antrag gestellt, auf den letztlich mit Bescheid vom 9. Februar 2018 unter Anordnung der sofortigen Vollziehung die dauerhafte und befristete Waldumwandlung im Sinne von § 9 und § 11 LWaldG BW zur Realisierung des noch sieben Anlagen umfassenden „Windparks A“ genehmigt wurde. Die Reduktion der Anlagenanzahl auf sieben beruhte darauf, dass ein in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung vom 21. Dezember 2016 als auflösende Bedingung formulierter Vogelschutznachweis hinsichtlich einer der ursprünglich geplanten acht Windenergieanlagen nicht hatte geführt werden können.

Kurz vor Erteilung der vorgenannten Genehmigung vom 9. Februar 2018 hatte die Beschwerdeführerin bei der Bundesnetz-

agentur ein Gebot für Windenergieanlagen an Land zum Gebotstermin vom 1. Februar 2018 eingereicht, das sich auf die verbliebenen sieben Windkraftanlagen bezog und in dem die Gebotsmenge mit ... kW und der Gebotswert mit ... ct/kWh angegeben wurden. Unter 5.3 des Formulars wurde vermerkt, dass die Sicherheit durch Überweisung auf das behördliche Konto geleistet werde. Die entsprechende Zahlung in Höhe von ... Euro zuzüglich der Gebühr war bereits am 19. Januar 2018 veranlasst worden.

Am 20. Februar 2018 teilte die Bundesnetzagentur der Beschwerdeführerin im Wege der Vorabauskunft mit, dass das vorbezeichnete Gebot in dem Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der anzulegenden Werte von Windenergieanlagen an Land zum 1. Februar 2018 einen Zuschlag erhalten habe. Im dazugehörigen Zuschlagsbescheid vom 20. Februar 2018 heißt es auszugsweise:

Die Zuschlagsentscheidungen wurden am 20.02.2018 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur öffentlich bekannt gemacht und gelten damit am 27.02.2018 als bekanntgegeben.

...

Sofern die von diesem Zuschlag erfassten Anlagen nicht innerhalb von 24 Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen werden, ist vom Bieter eine Pönale nach § 55 Absatz 1 Nummer 2 EEG an den Netzbetreiber zu zahlen. ...

Sofern die von diesem Zuschlag erfassten Anlagen nicht innerhalb von 30 Monaten nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen werden, erlischt gemäß § 36a Absatz 1 EEG grundsätzlich der Zuschlag. Diese Frist kann unter den Voraussetzungen des § 36e Absatz 2 EEG von der Bundesnetzagentur einmalig verlängert werden.

Am 12. März 2019 beschloss das Verwaltungsgericht Freiburg unter anderem die Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung desjenigen Widerspruchs, den ein – als Vereinigung im Sinne des § 3 Abs. 1 UmwRG anerkannter – Naturschutzverein am 6. April 2018 gegen die der Beschwerdeführerin erteilte immissionsschutzrechtliche Genehmigung vom 21. Dezember 2016 eingelegt hatte. Die dagegen gerichteten Beschwerden des Landes Baden-Württemberg und der Beschwerdeführerin blieben jeweils ohne Erfolg. In seinem Beschluss vom 17. Dezember 2019 führte der Verwaltungsgerichtshof Baden-Württemberg unter anderem aus, dass die Genehmigung vom 21. Dezember 2016 kraft Gesetzes (§ 13 BImSchG) – d. h. unbeschadet des anderslautenden behördlichen Willens – die erforderliche Waldumwandlungsgenehmigung einschließe, der Bescheid aber voraussichtlich rechtswidrig sei. So hätte nicht ein vereinfachtes, sondern ein förmliches Genehmigungsverfahren durchgeführt werden müssen. Außerdem fehle es an ausreichenden forstrechtlichen Ausgleichsmaßnahmen in Form von Nebenbestimmungen.

Seine vorbezeichnete Auffassung zur Konzentrationswirkung des § 13 BImSchG legte der Verwaltungsgerichtshof auch einem weiteren Beschluss vom 17. Dezember 2019 aus einem Parallelverfahren zugrunde. Mit diesem wurde eine Beschwerde gegen die vom Verwaltungsgericht Freiburg mit Beschluss vom 15. Februar 2019 ausgesprochene Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung einer Klage des Naturschutzvereins gegen eine andere – abermals gesondert erteilte – Waldumwandlungsgenehmigung zurückgewiesen.

Mit Bescheid vom 14. Mai 2020 nahm das Regierungspräsidium G. die der Beschwerdeführerin erteilte Waldumwandlungsgenehmigung vom 9. Februar 2018 gemäß § 48 Abs. 1 VwVfG BW zurück. Über die vom Naturschutzverein zwischenzeitlich erhobene, gegen die vorbezeichnete Genehmigung gerichtete Klage wurde deshalb in der Sache nicht mehr entschieden.

Unter dem 26. März 2021 teilte die Bundesnetzagentur der Beschwerdeführerin mit, dass ausweislich der Inbetriebnahmemeldungen im Marktstammdatenregister von der bezuschlagten Gebotsmenge (... kW) bis zum 1. März 2021 0 kW in Betrieb genommen worden seien. In diesem mit einer Rechtsbehelfsbelehrung versehenen Schreiben heißt es auszugsweise:

Ausschreibungsverfahren Windenergieanlagen an Land
zum Gebotstermin 01.02.2018
Entwertung wegen Fristablauf

...

Inbetriebnahmezeitraum zur Ermittlung von Erlöschen und Pönale (unter Berücksichtigung von § 104 Absatz 8 EEG 2017)	Bezuschlagte Anlagenleistung	Pönale	Erlöschen der Gebotsmenge
Inbetriebnahme bis 31.08.2020	0 kW	keine Pönale	nein
Inbetriebnahme nach 31.08.2020 und bis 30.10.2020	0 kW	10 Euro pro kW	nein
Inbetriebnahme nach 30.10.2020 und bis 30.12.2020	0 kW	20 Euro pro kW	nein
Inbetriebnahme nach 30.12.2020 und bis 01.03.2021	0 kW	30 Euro pro kW	nein
Keine Inbetriebnahme oder Inbetriebnahme nach 01.03.2021	... kW	30 Euro pro kW	ja

...

Die erloschene Gebotsmenge (... Kilowatt) wird gemäß § 35a Absatz 1 Nummer 1 EEG 2017 von mir entwertet.

Die Höhe Ihrer Strafzahlung beträgt ... Euro. Der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber ist die V GmbH. Er wird sich mit Ihnen zur Abwicklung der Zahlung in Verbindung setzen.

Nach Eingang der Zahlung bei der V GmbH wird die geleistete Sicherheit zurückgewährt. Sofern ein Geldbetrag überwiesen wurde, wird der Betrag zurücküberwiesen; ... Der regelverantwortliche Übertragungsnetzbetreiber darf seine Forderung gemäß § 55 Absatz 7 EEG 2017 aus der Sicherheit befriedigen, sofern die Strafzahlung nicht vor Ablauf des zweiten Kalendermonats gezahlt wird, der auf die Entwertung des Zuschlags folgt. Die Entwertung bzw. Mitteilung der verspäteten Inbetriebnahme erfolgte am 26.03.2021, so dass die V GmbH nach dem 31.05.2021 auf die Sicherheit zurückgreifen darf.

Hiergegen richtet sich die Beschwerdeführerin mit ihrer am 26. April 2021 eingelegten Beschwerde, [...]

B.

Die Beschwerde hat keinen Erfolg.

I. Die Beschwerde ist zulässig, insbesondere insgesamt als Anfechtungsbeschwerde gemäß § 75 Abs. 1 Satz 1 EnWG statthaft. Denn bei der Mitteilung der Entwertung vom 26. März 2021 und den daran anknüpfenden Ausführungen zur Strafzahlung – gegen die sich die Beschwerde entgegen der Auffassung der Bundesnetzagentur ebenfalls richtet – handelt es sich jeweils um Entscheidungen im Sinne des § 75 Abs. 1 Satz 1 EnWG.

1. Der in § 73, § 75 EnWG gebrauchte Begriff der Entscheidung deckt sich mit dem Begriff des Verwaltungsakts im Sinne des § 35 VwVfG (vgl. BGH, Beschluss vom 19. Juni 2007 – KVR 17/06, juris Rn. 22). Kennzeichnend für einen Verwaltungsakt ist insbesondere dessen Regelungscharakter. Regelungscharakter hat eine Maßnahme, wenn sie nach ihrem Erklärungsgehalt darauf gerichtet ist, eine Rechtsfolge zu setzen. Das ist nicht nur dann der Fall, wenn Rechte des Betroffenen unmittelbar begründet, geändert oder aufgehoben werden, sondern – als Besonderheit des feststellenden Verwaltungsakts – auch dann, wenn sie mit bindender Wirkung festgestellt oder verneint werden (vgl. BGH, Beschluss vom 11. Dezember 2018 – EnVR 1/18, juris Rn. 17 m. w. N.; siehe auch Senatsbeschluss vom 25. Juni 2014 – VI-3 Kart 93/13 (V), juris Rn. 32). Ob ein behördliches Schreiben eine verbindliche Regelung durch Verwaltungsakt enthält und welchen Inhalt dieser gegebenenfalls hat, ist durch Auslegung nach der entsprechend anwendbaren Regelung des § 133 BGB zu ermitteln (vgl. BVerwG, Urteil vom 22. März 2012 – 1 C 3/11, juris Rn. 24 m. w. N.). Bei der Ermittlung des objektiven Erklärungs Wertes sind alle dem Empfänger bekannten oder erkennbaren Umstände heranzuziehen, insbesondere auch die Begründung des Verwaltungsakts (BGH, Beschluss vom 12. Dezember 2017 – EnVR 2/17, juris Rn. 16 m. w. N.).

2. Eine Regelung im vorgenannten Sinn hat die Bundesnetzagentur am 26. März 2021 hinsichtlich der Entwertung des Zuschlags getroffen.

Zwar hat die Bundesnetzagentur nicht – wie es für einen Bescheid typisch wäre – in das Schreiben eine Entscheidungsformel aufgenommen, wohl aber ausweislich der Betreffzeile, der Begründung und der Rechtsbehelfsbelehrung unzweideutig zum Ausdruck gebracht, dass sie unter Anwendung des § 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 eine verbindliche Entscheidung über den der Beschwerdeführerin am 20. Februar 2018 erteilten Zuschlag treffen wolle. Nach dieser Bestimmung entwertet die Bundesnetzagentur einen Zuschlag, soweit der Zuschlag nach Ablauf der Frist zur Realisierung der Anlage erlischt. Das Erlöschen des Zuschlags hat die Bundesnetzagentur hier in erster Linie – d. h. vorbehaltlich des § 104 Abs. 8 EEG 2017 – aus § 36e Abs. 1 EEG 2017 abgeleitet, der diese Rechtsfolge an den Ablauf einer 30-monatigen Frist knüpft.

Weil der Zuschlag nach dem Vorgesagten bereits durch den Fristablauf seine Wirkung verliert, dient die Entwertung der Dokumentation einer bereits eingetretenen Rechtsfolge (vgl. BT-Drucks. 18/8860, S. 208; BeckOK-EEG/Boewe/Nuys § 35a Rn. 3 [Stand: 16. November 2020]; für konstitutive Wirkung der Entwertung offenbar BeckOK-EEG/von Oppen/Schmeichel, § 55 Rn. 10 [Stand: 16. November 2020]). Gleichwohl handelt es sich aber um einen mit der Anfechtungsbeschwerde anfechtbaren Verwaltungsakt. Denn mit der Entwertung wird die Rechtslage verbindlich festgestellt (ebenso BeckOK-EEG/Boewe/Nuys aaO; siehe auch Baumann/Strauß in Baumann/Gabler/Günther, EEG 1. Auflage § 35a Rn. 2).

3. Die Anfechtungsbeschwerde ist darüber hinaus auch insoweit statthaft, als sie sich gegen die „Festsetzung“ der Strafzahlung richtet.

[...]

Jedenfalls aufgrund des letztgenannten Begründungsteils sind die Ausführungen zur Pönale im Bescheid vom 26. März 2021 in der Gesamtschau als Entscheidung – an Stelle eines bloßen Hinweises auf die Rechtslage – zu qualifizieren. Denn mit den Erwägungen zu § 55 Abs. 7 EEG 2017 hat die Bundesnetzagentur nicht allein auf das Verhältnis zwischen der Beschwerdeführerin und dem Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch auf eine eigene besondere Rechtsbeziehung zur Beschwerdeführerin Bezug genommen. Die Bundesnetzagentur wirkt – wie bereits aufgezeigt – bei der Befriedigung der Forderung des Übertragungsnetzbetreibers mit, wenn eine fristgerechte Zahlung unterbleibt. Die Sicherheit, die nach § 31, § 36a EEG 2017 zu erbringen ist, um bereits einen Ausschluss vom öffentlich-rechtlich ausgestalteten Zuschlagsverfahren zu vermeiden (§ 33 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 EEG 2017), und welche auch hier im Vorfeld des Gebotstermins vom 1. Februar 2018 per Überweisung auf das Verwehrkonto der Bundesnetzagentur geleistet worden ist, dient ausdrücklich der Sicherung der jeweiligen Forderungen der Übertragungsnetzbetreiber auf Pönalen nach § 55 EEG 2017 (§ 33 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Die Strafzahlungspflicht ist mithin unmittelbar mit einer behördeneigenen Aufgabe verknüpft. Dementsprechend hatte die Bundesnetzagentur beim Erlass des Bescheids vom 26. März 2021 aus Sicht der Beschwerdeführerin einen nochmals gesteigerten Anlass, Anfall und Höhe der Pönale verbindlich festzustellen.

II. In der Sache bleibt die Beschwerde ohne Erfolg.

[...]

2. Die Bundesnetzagentur ist in ihrer Entscheidung vom 26. März 2021 zu Recht davon ausgegangen, dass der Zuschlag vom 20. Februar 2018 zu entwerten war, weil er infolge des Ablaufs der Frist zur Realisierung der Anlage erloschen war.

2.1. Nach der durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 21. Dezember 2020 (BGBl. Teil I Nr. 65, S. 3138; im Folgenden: EEG 2021) eingeführten Regelung des § 100 Abs. 1 (Satz 1) Nr. 2 EEG 2021 sind im Ausgangspunkt die Bestimmungen des EEG in den am 31. Dezember 2020 geltenden Fassungen anzuwenden für Strom aus Anlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2021 ermittelt worden ist. Zu diesen Bestimmungen zählt die bereits angesprochene Regelung des § 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017, die durch das EEG 2021 freilich unverändert geblieben ist.

2.2. Gemäß § 35a Abs. 1 Nr. 1 EnWG 2017 entwertet die Bundesnetzagentur einen Zuschlag, soweit der Zuschlag nach Ablauf der Frist zur Realisierung der Anlage erlischt. Ein solcher Fristablauf war hier zu verzeichnen.

Gemäß § 36e Abs. 1 (Satz 1) EEG 2017 erlischt der Zuschlag bei Geboten für Windenergieanlagen an Land 30 Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags, soweit die Anlagen nicht bis zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen worden sind. Hiernach hätten die Anlagen der Beschwerdeführerin spätestens am 27. August 2020 in Betrieb genommen werden müssen, da der Zuschlag vom 20. Februar 2018 als am 27. Februar 2018 bekannt gegeben galt, § 35 Abs. 2 EEG 2017.

Gemäß § 104 Abs. 8 Satz 1 EEG 2017 in der Fassung des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 und weiterer energierechtlicher Bestimmungen vom 25. Mai 2020 (BGBl. Teil I Nr. 24, S. 1070) verlängerte sich die genannte 30-monatige Frist allerdings um sechs weitere Kalendermonate, weil es sich bei dem Zuschlag vom 20. Februar 2018 um einen noch nicht erloschenen Zuschlag han-

delte, der in einer Ausschreibung vor dem 1. März 2020 erteilt worden war. Damit sollte den Auswirkungen der sogenannten Corona-Pandemie auf die Realisierung von Erneuerbare-Energien-Projekten Rechnung getragen werden (vgl. BT-Drucks. 19/18964, S. 12). Die entsprechende – mit dem EEG 2021 wiederum aufgehobene – Regelung des § 104 Abs. 8 EEG 2017 war hier gemäß § 100 Abs. 1 (Satz 1) Nr. 2 EEG 2021 anzuwenden. Sie führte zur Verlängerung der Realisierungsfrist bis spätestens zum Montag, den 1. März 2021 (vgl. zum Begriff des Kalendermonats BeckOK-EEG/von Oppen/Schmeichel, § 54 Rn. 12 [Stand: 16. November 2020] sowie § 31 Abs. 3 VwVfG).

Die Anlagen des „Windparks A“ sind jedoch bis zum heutigen Tage nicht in Betrieb genommen worden. Dementsprechend ist der Zuschlag kraft Gesetzes erloschen. Das Vorbringen der Beschwerdeführerin zu ihrem Bemühen um Beachtung der damaligen baden-württembergischen Genehmigungspraxis steht dem Eintritt dieser Rechtsfolge nicht entgegen. Insbesondere setzt der nach § 35a Abs. 1 Nr. 1, § 36e Abs. 1 EEG 2017 maßgebliche Fristablauf ein Verschulden des Bieters nicht voraus.

2.2.1. Dass es sich bei der in § 36e Abs. 1 EEG 2017 bezeichneten Frist um eine materiell-rechtliche, von einem Verschulden des Bieters unabhängige Frist handelt, verdeutlicht bereits der Wortlaut der Regelung. Nach diesem kommt es für das Erlöschen des Zuschlags allein auf den Fristablauf und die unterbliebene Inbetriebnahme an.

2.2.2. Es handelt sich um eine bewusste Wortwahl des Gesetzgebers. Dies wird durch die Gesetzesmaterialien sowie die Gesetzssystematik einschließlich eines Vergleichs mit der Regelung des § 61 WindSeeG bestätigt.

Mit der in § 36e Abs. 1 EEG 2017 bezeichneten Frist sollte ausweislich der Entwurfsbegründung ein klar definierter Zeitraum für den Bau und die Inbetriebnahme vorgesehen werden (BT-Drucks. 18/8860, S. 211). Bei der Fristbemessung hat der Gesetzgeber sich an der durchschnittlichen, auf 12 bis 15 Monate taxierten Realisierungsdauer ab Erteilung der – für ein Gebot nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 erforderlichen – immissionsschutzrechtlichen Genehmigung orientiert, aber zusätzlich einen „zeitlichen Puffer für nicht vorhersehbare Verzögerungen“ einräumen wollen (vgl. BT-Drucks. aaO S. 211 f.). Unabsehbaren oder vom Bieter unbeeinflussbaren Risiken sollte mithin in generalisierender Weise durch die Länge der Frist Rechnung getragen werden. An diesem Regelungskonzept hat der Gesetzgeber festgehalten, soweit er mit Blick auf die spezielle Pandemielage eine abermals pauschal bemessene Verlängerung der Frist um sechs Kalendermonate (§ 104 Abs. 8 EEG 2017) als geboten erachtete (vgl. BT-Drucks. 19/18964, S. 12). Eine – von der Beschwerdeführerin der Sache nach erstrebte – individuell-fallbezogene Überprüfung der Ursachen eines Fristablaufs wäre hiermit nicht vereinbar. Dies gilt umso mehr, als mit dem Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 13. Oktober 2016 (BGBl. Teil I Nr. 49, S. 2258) neben der Regelung des § 36e Abs. 1 EEG 2017 auch spezielle Vorschriften im WindSeeG geschaffen worden sind, die nach Maßgabe des § 2 WindSeeG Anwendung finden, ausdrücklich eine einzelfallbezogene Bewertung ermöglichen und sich deshalb von § 36e EEG 2017 signifikant unterscheiden.

So regelt § 61 WindSeeG eine Ausnahme von den im WindSeeG vorgesehenen Sanktionen bei Nichteinhaltung der Realisierungsfristen und knüpft dabei unter anderem an eine Exkulpation an (vgl. § 61 Abs. 1 Nr. 1 und Abs. 2 WindSeeG). Demgegenüber sieht § 36e Abs. 2 EEG 2017 für ein spezielles Verzögerungsrisiko – und zwar gerade den hier eingetretenen Fall eines gegen die immissionsschutzrechtliche Genehmigung

gerichteten Drittrechtsbehelfs – ein abermals formales Schutzinstrument vor. Dem Bieter wird unter bestimmten weiteren Voraussetzungen ein antragsabhängiger, dann aber gebundener Anspruch auf Verlängerung der Frist des § 36e Abs. 1 EEG 2017 gewährt. Eine solche Fristverlängerung ist von der Beschwerdeführerin jedoch nicht einmal beantragt worden.

2.2.3. Dem Fristablauf steht auch nicht die von der Beschwerdeführerin geltend gemachte Verantwortlichkeit der baden-württembergischen Behörden für die – nach verwaltungsgerichtlicher Beurteilung rechtswidrige – Genehmigungspraxis entgegen.

2.2.3.1. Allerdings ist in der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts anerkannt, dass sich Behörden unter bestimmten engen Voraussetzungen nicht auf den Ablauf einer die weitere Rechtsverfolgung abschneidenden oder die Anspruchsberechtigung vernichtenden Ausschlussfrist berufen dürfen (vgl. BVerwG, Urteil vom 10. November 2016 – 8 C 11/15, juris Rn. 22 m. w. N.). Eine solche Ausnahme kommt nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts in Betracht, wenn erstens die Versäumung der Frist auf staatliches Fehlverhalten bei der Anwendung von Rechtsvorschriften zurückzuführen ist, ohne deren korrekte Beachtung der Betroffene seine Rechte nicht wahren kann, und wenn zweitens durch die Berücksichtigung der verspäteten Handlung der Zweck des Gesetzes nicht verfehlt würde (vgl. BVerwG aaO).

2.2.3.2. Auch unter Zugrundelegung der vorgenannten Rechtsprechung ist das Fristversäumnis hier indes beachtlich.

2.2.3.2.1. Ob der Ablauf einer Frist ausnahmsweise außer Betracht zu bleiben hat, lässt sich nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts nicht allgemeingültig, sondern nur im Einklang mit dem Regelungsbereich, in dem die Ausschlussfrist wirkt, und mit Blick auf ihre dortige Funktion bestimmen (vgl. BVerwG aaO). Der Senat hat jedoch zu § 36f Abs. 2 Satz 1 EEG 2017 bereits ausgeführt, dass eine originäre Prüfungskompetenz der Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Rechtmäßigkeit des Handelns der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbehörde der gesetzlichen Kompetenzverteilung zuwiderliefe (vgl. Senatsbeschluss vom 11. März 2020 – VI-3 Kart 772/19 (V), juris Rn. 31 ff.). Eine solche Überprüfung verlangt die Beschwerdeführerin der Bundesnetzagentur aber ab, soweit sie das Nichterlöschen des Zuschlags trotz Fristablaufs aus dem fehlerhaften Handeln anderer Behörden ableiten will, zumal die Bundesnetzagentur als Bundesbehörde nicht einmal Beteiligte des (einstweiligen) verwaltungsgerichtlichen Verfahrens war (zur subjektiven Rechtskraftwirkung vgl. BeckOK-VwGO/Lindner, § 121 Rn. 49 [Stand: 1. Oktober 2021] m. w. N.).

2.2.3.2.2. Davon abgesehen zeigt gerade die Vorschrift des § 36e Abs. 2 EEG 2017, dass den mit einem Rechtsbehelf gegen die immissionsschutzrechtliche Genehmigung verbundenen Risiken mithilfe des darin geregelten Antragsrechts begegnet werden soll.

Von dieser Möglichkeit zur Beantragung einer Fristverlängerung hätte die Beschwerdeführerin hier spätestens ab dem 21. Dezember 2018 – und damit noch vor der verwaltungsgerichtlichen Entscheidung vom 12. März 2019 – erfolgversprechend Gebrauch machen können. Denn § 36e Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017 ist punktuell durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtliche Vorschriften vom 17. Dezember 2018 (BGBl. Teil I Nr. 47, S. 2549) berichtigt worden. Bis dahin war eine Fristverlängerung nach dem Gesetzeswortlaut nicht nur von einem Drittrechtsbehelf (§ 36e Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017) ohne aufschiebende Wirkung, sondern einer gerade „in diesem Zusammenhang“ behördlich oder gerichtlich angeordneten

sofortigen Vollziehung abhängig. Dieser – in der Entwurfsbegründung zur geänderten Fassung als redaktionelles Versehen bezeichnete (vgl. BT-Drucks. 19/5523, S. 72) – Zusatz wurde jedoch mit Wirkung vom 21. Dezember 2018 durch das vorerwähnte Gesetz gestrichen. Denn die Verlängerung der Fristen sollte selbstverständlich auch bei einer schon vor Einlegung des Rechtsbehelfs – hier im Genehmigungsbescheid vom 21. Dezember 2016 – erfolgten Anordnung der sofortigen Vollziehung möglich sein (vgl. BT-Drucks. aaO; zu § 36e Abs. 2 EEG 2021 siehe BT-Drucks. 19/25326, S. 16 [mit Bezugnahme auf die Neuregelung in § 63 BImSchG]).

Soweit eine solche Fristverlängerung mit Blick auf die von der Beschwerdeführerin eingestandene Rechtswidrigkeit der ihr erteilten Genehmigung in der Rückschau sinnlos gewesen sein sollte, weil der Gesetzgeber erst mit § 36f Abs. 2 Satz 1 EEG 2021 die Gültigkeit eines Zuschlags auf den Fall der Neuerteilung der Genehmigung erstreckt hat (vgl. dazu BT-Drucks. 19/23482, S. 111 f. [„Beseitigung einer Unsicherheit“]; Senatsbeschluss vom 11. März 2020 – VI-3 Kart 772/19 (V), juris Rn. 31 ff.), hätte sich lediglich ein der Beschwerdeführerin gesetzlich zugewiesenes Risiko verwirklicht. Denn ein Bieter ist nach einer erfolgreichen Drittanfechtung der Genehmigung oder einer Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung eines Rechtsbehelfs ohnehin an einem Betrieb der Anlage gehindert. Gerade dies verdeutlicht, dass den Bieter das Risiko der Rechtswidrigkeit der Genehmigung trifft (vgl. auch zu den Voraussetzungen der Fristverlängerung nach § 36e Abs. 2 EEG 2017 BT-Drucks. 18/8860, S. 212), sein Vertrauen in deren Rechtmäßigkeit also nicht eine ungeschriebene Ausnahme von den Rechtswirkungen des Fristablaufs nach § 36e Abs. 1 EEG 2017 zulässt, sondern allenfalls in einem Haftungsprozess von Bedeutung sein kann (zur Amtshaftung bei rechtswidrig erteilten Genehmigungen vgl. BGH, Urteil vom 2. Februar 2017 – III ZR 41/16, juris Rn. 28 m. w. N.).

2.3. War damit die Frist des § 36e Abs. 1 EEG 2017 abgelaufen, so war der Zuschlag zu entwerfen, § 35a Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017. Ein Ermessen stand der Bundesnetzagentur nicht zu. Dementsprechend kann die Beschwerdeführerin auch nicht mit ihrem Vorbringen zur Verletzung von Anhörungs- und Amtsermittlungspflichten der Bundesnetzagentur durchdringen. Denn nach dem Rechtsgedanken des § 46 VwVfG können grundsätzlich können nur solche Verfahrensfehler zur Aufhebung eines Verwaltungsakts führen, auf denen die Entscheidung beruhen kann (vgl. Senatsbeschluss vom 19. Januar 2018 – VI-3 Kart 446/18 (V), juris Rn. 38). An einer solchen Entscheidungserheblichkeit fehlt es hier jedoch gerade. Die Anlagen sind unstreitig bis zum heutigen Tage nicht in Betrieb genommen worden.

3. Der Bescheid vom 26. März 2021 ist auch insoweit rechtmäßig, als darin der Anfall der Pönale, deren Höhe und die Befugnis zur Verwendung der Sicherheit geregelt worden sind. Insbesondere hat ein Bieter bei einem Gebot für Windenergieanlagen an Land gemäß § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 eine Pönale an den Übertragungsbetreiber zu leisten, soweit – wie hier – mehr als fünf Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots nach § 35a EEG entwertet werden, und die Bundesnetzagentur war auch dazu befugt, Regelungen zu dieser Strafzahlung durch Bescheid zu treffen.

3.1. Eine Auslegung der Bestimmungen in § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und Abs. 7 EEG 2017 ergibt, dass die Bundesnetzagentur zum Zwecke der verbindlichen Regelung der Pönale hier von der Handlungsform des Bescheids Gebrauch machen durfte (zur sogenannten Verwaltungsaktbefugnis vgl. etwa BVerwG, Urteil vom 22. Oktober 2003 – 6 C 23/02, juris Rn. 14 m. w. N.).

Zwar besteht die Verpflichtung nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 – wie bereits aufgezeigt – im Verhältnis zwischen

dem Bieter und dem Übertragungsnetzbetreiber, und es ist im Grundsatz gerade nicht Aufgabe der Bundesnetzagentur, über im EEG geregelte privatrechtliche Ansprüche zu entscheiden. Solche Ansprüche sind vielmehr im ordentlichen Rechtsweg geltend zu machen (vgl. dazu etwa BGH, Urteile vom 18. Februar 2020 – XIII ZR 13/19, juris Rn. 17 ff.; vom 15. Mai 2019 – VIII ZR 134/18, juris Rn. 23 ff.; vom 5. Juli 2017 – VIII ZR 147/16, juris Rn. 18 ff.; BeckOK-EEG/Stenzel § 85 Rn. 13 [Stand: 16. November 2020]; siehe auch BT-Drucks. 18/8860, S. 248 [zur Clearingstelle]). Jedenfalls die gegenüber dem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber bestehende Pflicht zur Strafzahlung nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 nimmt nach der gesetzlichen Konzeption aber eine Sonderstellung ein.

3.1.1. Dass behördliche Regelungen in Bezug auf Strafzahlungsverpflichtungen des Bieters gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber nicht schlechterdings systemwidrig sind, sondern durchaus in Betracht kommen, verdeutlicht bereits die Vorschrift des § 61 Abs. 3 WindSeeG. Mit dieser wird der Bundesnetzagentur die Aufgabe zugewiesen, auf Antrag über eine Ausnahme von einer Sanktion (§ 61 Abs. 1 WindSeeG) zu entscheiden. Eine damit vergleichbare behördliche Befugnis sieht das Gesetz in § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 zwar nicht ausdrücklich vor. Immerhin knüpft diese Pönale aber – anders als der in § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017 geregelte Tatbestand – an eine Entwertung im Sinne des § 35a EEG an, ist also unmittelbar Folge einer behördlichen Entscheidung.

3.1.2. Die Bundesnetzagentur ist überdies – wie schon dargelegt – in die Befriedigung der nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 bestehenden Forderung des Übertragungsnetzbetreibers eingebunden. Insbesondere hat die Bundesnetzagentur – wie im Bescheid vom 26. März 2021 zutreffend ausgeführt – eine Inanspruchnahme der Sicherheit zu ermöglichen, wenn der Bieter die Forderung des Übertragungsnetzbetreibers nicht vor Ablauf des zweiten Kalendermonats erfüllt hat, der auf die Entwertung der Gebotsmenge folgt (vgl. § 55 Abs. 7 EEG 2017). Dem liegt auch nicht etwa eine vertraglich begründete Sicherheitsbeziehung zugrunde (vgl. zur Bürgschaft für öffentlich-rechtliche Forderungen BVerwG, Beschluss vom 12. März 2018 – 10 B 25/17, juris Rn. 17 ff.; BGH, Urteil vom 16. Februar 1984 – IX ZR 45/83, juris Rn. 10). Vielmehr ist das in § 31 EEG 2017 geregelte „Sicherungsmittel eigener Art“ (so BT-Drucks. 18/18860, S. 206) ein gesetzlich vorgegebener Bestandteil des Ausschreibungsverfahrens nach den §§ 28 ff. EEG 2017 (siehe auch zum Steuerrecht Loose in Tipke/Kruse, AO/FGO § 242 AO Rn. 4 und § 244 AO Rn. 4 [Stand: 168. Lieferung]).

3.1.3. Erschöpft sich die dargestellte, gesetzlich vorgesehene Mitwirkung der Bundesnetzagentur in den Fällen des § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 gerade nicht in einer Information des Übertragungsnetzbetreibers nach § 55 Abs. 8 EEG 2017, so war es ihr hier auch erlaubt, als Annex zur Entwertung und für die Zwecke des § 55 Abs. 7 EEG 2017 Regelungen zur Pönale selbst zu treffen, zumal das so gefundene Auslegungsergebnis durch einen Vergleich mit der Neuregelung in § 55 Abs. 7 EEG 2021 bestätigt wird.

[...]

3.3. Auch der Strafzahlungspflicht steht nicht entgegen, dass das Verstreichen der Realisierungsfrist – so jedenfalls das Vorbringen der Beschwerdeführerin – auf eine fehlerhafte Rechtsanwendung durch die baden-württembergischen Behörden zurückzuführen sein mag.

3.3.1. Ebenso wie das Erlöschen des Zuschlags nach § 36e EEG 2017 hängt auch die an die Entwertung gemäß § 35a EEG 2017 anknüpfende Pönale nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG

2017 nicht von einem Verschulden des Bieters ab (Bauer/Kantenwein, EnWZ 2017, 3, 6; Leutritz/Herms/Richter in Maslaton, Windenergieanlagen 2. Auflage Kapitel 4 Rn. 300; BeckOK-EEG/von Oppen/Schmeichel, § 55 Rn. 27 [Stand: 16. November 2020]; Herms/Leutritz/Richter in Frenz/Müggenborg/Cosack/Henning/Schomerus, EEG 5. Auflage § 55 Rn. 4). Dies ergibt sich schon aus dem eindeutigen Wortlaut der Regelung, in systematischer Hinsicht aber auch aus einem Vergleich mit der bereits erwähnten Regelung des § 61 WindSeeG.

3.3.2. Ob das Einfordern der Pönale sich im Einzelfall als rechtsmissbräuchlich erweisen kann (so Schulz/Möller, ER 2015, 87, 95), bedarf keiner Entscheidung. Denn jedenfalls unter den hier gegebenen Umständen kommt dies nicht in Betracht.

3.3.2.1. Richtig ist, dass der Gesetzgeber mit der Regelung des § 55 EEG 2017 in erster Linie die Ernsthaftigkeit und Verbindlichkeit des Verhaltens der Bieter gewährleisten (BT-Drucks. 18/8860, S. 235), d. h. insbesondere die Beteiligung von Bietern mit tatsächlicher Realisierungsabsicht sicherstellen wollte (vgl. BT-Drucks. 19/24039, S. 32 [zum WindSeeG]). Bieter sollten einen erhöhten wirtschaftlichen Anreiz haben, die geplante Anlage zügig und in dem geplanten Umfang zu realisieren (BT-Drucks. 18/8860, S. 235). Pönalen dienen vor diesem Hintergrund gerade dazu, die Wahrscheinlichkeit der Realisierung der bezuschlagten Projekte zu erhöhen (vgl. BT-Drucks. 19/24039, S. 32 [zum WindSeeG]). Diese gesetzgeberische Intention lässt allerdings nicht den Schluss zu, dass die Strafzahlungspflicht – abweichend vom Gesetzeswortlaut – von der positiven Feststellung eines Mangels an Ernsthaftigkeit abhängt oder aber entfällt, wenn der Bieter den Nachweis führt, dass die unterbliebene oder verzögerte Inbetriebnahme auf von ihm nicht beeinflussbaren Umständen beruht habe.

Die Verpflichtung zur Strafzahlung nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017 ist unmittelbar mit der bereits dargelegten Leistung einer Sicherheit verknüpft. Diese ist wiederum Bestandteil des Ausschreibungsverfahrens, das darauf ausgerichtet ist, im Rahmen eines transparenten, diskriminierungsfreien und wettbewerblichen Verfahrens die Anspruchsberechtigten des in EEG-Anlagen erzeugten Stroms und den anzulegenden Wert (Marktprämie) zu ermitteln. Es geht mithin bei den §§ 28 ff. EEG 2017 um Teilhabe an einer Begünstigung (Senatsbeschluss vom 2. Dezember 2020 – VI-3 Kart 177/20 (V), juris Rn. 74). Um in den Genuss einer solchen – im Fall des Erhalts durch § 83a EEG 2017 und 2021 in besonderem Maße gesicherten – Begünstigung zu gelangen, wird dem Bieter in wirtschaftlicher Hinsicht eine Risikoübernahme abverlangt. Zu den Realisierungsrisiken zählt die Gefahr einer Drittanfechtung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. Dieses Risiko hat der Gesetzgeber ausweislich der Bestimmung in § 36e Abs. 2 EEG 2017 ausdrücklich erkannt (vgl. auch zum Förderzeitraum § 36i EEG 2017 und 2021), gleichwohl aber auch für solche Fälle das Erlöschen des Zuschlags und daran anknüpfende Strafzahlungen – systemintern zu verwenden gemäß § 3 Abs. 3 Nr. 10 EEG – nicht ausgeschlossen. Als Schutzinstrument hat der Gesetzgeber die Möglichkeit einer Fristverlängerung vorgesehen. Hat die Beschwerdeführerin aber nicht einmal den Versuch unternommen, von diesem Mittel Gebrauch zu machen, kommt der Einwand des Rechtsmissbrauchs von vornherein nicht in Betracht, zumal ein Bieter auch im Übrigen nicht schutzlos gestellt ist. Sein Interesse an einer rechtzeitigen Inbetriebnahme der Anlage wird bereits bei der Bewertung des Vollzugsinteresses nach § 80, § 80a VwGO berücksichtigt (vgl. OVG NRW, Beschluss vom 29. September 2020 – 8 B 1576/19, juris Rn. 66), und rechtswidrig erteilte Genehmigungen können eine Staatshaftung auslösen (vgl. BGH, Urteil vom 2. Februar 2017 – III ZR 41/16, juris Rn. 28 m. w. N.).

3.3.2.2. Die Beschwerdeführerin kann zuletzt auch nichts aus der gesetzgeberischen Intention für sich herleiten, die einer punktuellen Änderung des § 55 EEG 2017 durch das EEG 2021 zugrunde liegt. Zwar hat der Gesetzgeber die dem bisherigen Recht entnommene Möglichkeit einer Strafzahlungspflicht trotz einer – hier nicht beantragten – Fristverlängerung im Sinne des § 36e Abs. 2 EEG 2017 als „nicht angebracht“ bezeichnet (BT-Drucks. 19/23482, S. 126; siehe zuvor bereits BT-Drucks. 19/18091, S. 6) und deshalb in § 55 Abs. 5a EEG 2021 eine Verlängerung der Pönalfristen um den Zeitraum einer Zuschlagsverlängerung geregelt. Diese Einschätzung des Änderungsgesetzgebers betreffe aber allenfalls eine Pönale nach § 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017, während die Regelungen im Bescheid vom 26. März 2021 sich bereits aufgrund der Entwertung als rechtmäßig erweisen (§ 55 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017).

[...]

D.

Die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung war nicht zuzulassen. Insbesondere haben die entscheidungserheblichen Rechtsfragen keine grundsätzliche Bedeutung, weil deren richtige Beantwortung nicht zweifelhaft ist (vgl. dazu BGH, Beschluss vom 7. Februar 2006 – KVZ 40/05, juris Rn. 2; Senatsbeschluss vom 6. Oktober 2021 – VI-3 Kart 256/20, juris Rn. 75 m. w. N.).

[...]

Tarifspaltung in Grundversorgung zulässig

OLG Düsseldorf, B. v. 01.04.2022 – VI-5 W 2/22 (Kart)
(Verfahrensgang: LG Dortmund, B. v. 02.03.2022 – 10 O 11/22 EnW)

§§ 36, 38, 102, 106, 108 EnWG

1. Das Energieversorgungsunternehmen, das in der Grundversorgung verschiedene Tarife anbieten kann, ist dabei nicht auf eine verbrauchsabhängige Differenzierung beschränkt. Auch höhere Beschaffungskosten können ein sachlicher Grund für eine Preisdifferenzierung sein.

2. Die Tarifspaltung zwischen Alt- und Neukunden beruht auf einem sachlichen Grund und stellt daher keine Diskriminierung dar, wenn das als Grund- und Ersatzversorger tätige Energieversorgungsunternehmen damit dem Umstand Rechnung trägt, dass es in einem nicht vorhersehbaren Maße zusätzliche Energie – und das zu höheren Preisen – beschaffen muss, weil es durch die unvorhersehbare Entwicklung auf den Energiemärkten zum Ende des Jahres 2021 und das kurzfristige Ausscheiden einzelner Energielieferanten aus dem Markt zumindest vorübergehend zusätzliche Haushaltskunden in erheblichem Umfang zu beliefern hat.

(amtl. Ls.)

Gründe:

I.

Die Parteien streiten im einstweiligen Verfügungsverfahren über die Frage, ob die Antragsgegnerin es zu unterlassen hat, ihren Kunden, die Energie über die Grund- oder Ersatzversorgung beziehen, je nach dem Zeitpunkt des Versorgungsbeginns unterschiedliche Preise anzubieten.

Der Antragsteller ist die Verbraucherzentrale O. e. V., der sich nach seiner Satzung der Durchsetzung von Verbraucherinteressen widmet. Er ist in die Liste der qualifizierten Einrichtungen nach § 4 UKlaG eingetragen.

Die in H. ansässige Antragsgegnerin ist ein kommunales Energieversorgungsunternehmen und Grund- und Ersatzversorger i. S. d. §§ 36, 38 EnWG im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Strom und Gas.

Mit Wirkung ab dem 21.12.2021 unterscheidet die Antragsgegnerin in der Preisgestaltung bei der Grund- und Ersatzversorgung zwischen Alt- und Neukunden. Kunden, deren Vertrag vor dem 21.12.2021 begonnen hat (im Folgenden: Altkunden), zahlen ein geringeres Entgelt als Kunden, deren Vertrag am 21.12.2021 oder später (im Folgenden: Neukunden) begonnen hat. Wegen der Einzelheiten der Tarifgestaltung ab dem 21.12.2021 wird auf die Preisblätter der Antragsgegnerin zu Strom und Gas Bezug genommen (Anl. AS 2). Die Tarife der Grund- und Ersatzversorgung sind im Übrigen identisch.

Der Antragsteller hat die Antragsgegnerin erfolglos abgemahnt.

Er hat behauptet, er habe erstmals am 28.12.2021 von der unterschiedlichen Preisgestaltung bei Alt- und Neukunden Kenntnis erlangt. Er hat gemeint, die Preisgestaltung mit einer Unterscheidung zwischen Alt- und Neukunden sei rechtswidrig. § 36 Abs. 1 S. 1 EnWG sei eine verbraucherschützende Norm i. S. d. § 2 Abs. 1 S. 1 UKlaG. Die Differenzierung von Grundversorgungstarifen nach Alt- und Neukunde verstoße gegen § 36 Abs. 1 S. 1 EnWG, weil eine Aufspaltung innerhalb der gleichen Verbrauchsgruppe unzulässig sei. Dies ergebe sich aus dem Wortlaut, dem Regelungszweck und der richtlinienkonformen Auslegung der Norm. Der Verfügungsanspruch folge daneben auch aus §§ 3a, 3 Abs. 1, § 8 Abs. 1 S. 1 UWG wegen eines Verstoßes gegen die Marktverhaltensregel des § 36 EnWG.

Der Antragsteller hat beantragt,

die Antragsgegnerin zu verpflichten, es bei Meidung eines Ordnungsgeldes von bis zu 250.000 €, ersatzweise Ordnungshaft oder Ordnungshaft bis zu sechs Monaten, Ordnungshaft zu vollstrecken an den Mitgliedern des Vorstands, es im Rahmen geschäftlicher Handlungen gegenüber Verbrauchern im Zusammenhang mit Strom- und/oder Gaslieferverträgen in der Grund- und/oder Ersatzversorgung künftig zu unterlassen, Haushaltskunden i. S. d. § 3 Nr. 22 EnWG zu unterschiedlichen Preisen zu beliefern, wenn für die Unterscheidung allein das Datum des Vertragsschlusses wesentlich ist.

Die Antragsgegnerin hat beantragt, den Antrag zurückzuweisen.

Sie hat gemeint, § 36 EnWG sei schon kein Verbraucherschutzgesetz i. S. d. § 2 Abs. 1 S. 1 UKlaG. Jedenfalls aber verstoße ihre Preisdifferenzierung nach dem Zeitpunkt des Vertragsschlusses dagegen nicht. Die Differenzierung sei erfolgt, weil zahlreiche Kunden aufgrund von Kündigungen oder Insolvenzen dritter Energielieferanten die Grund- oder Ersatzversorgung in Anspruch nähmen. Daher sei der Energiebedarf der Grundversorger sprunghaft angestiegen, sodass die zusätzlich benötigte Energie kurzfristig am Markt und zwar zu erheblich höheren Preisen beschafft werden müsse.

Das zunächst angerufene Landgericht Bochum hat sich mit Beschluss vom 10.02.2022 für örtlich unzuständig erklärt und das Verfahren auf Antrag des Antragstellers mit Zustimmung der Antragsgegnerin an das Landgericht Dortmund – Kammer für Handelssachen/Energiekammer – verwiesen. Diese hat den Antrag auf Erlass einer einstweiligen Verfügung durch den angegriffenen Beschluss zurückgewiesen. Ob ein Verfügungsgrund vorliege, könne offenbleiben, weil kein Ver-

fügungsanspruch bestehe. Dass die von der Antragsgegnerin eingeführte Preisspaltung gegen § 36 Abs. 1 S. 1 EnWG verstoße, lasse sich nicht feststellen. Wegen der Einzelheiten wird auf die Entscheidung des Landgerichts Bezug genommen.

Mit seiner hiergegen gerichteten, form- und fristgerecht eingelegten sofortigen Beschwerde wiederholt und vertieft der Antragsteller sein erstinstanzliches Vorbringen. Er meint, das Landgericht habe rechtsirrig einen Verstoß gegen das Gebot der Gleichpreisigkeit und den Kontrahierungszwang abgelehnt und auch eine Diskriminierung durch die Anknüpfung an den Zeitpunkt des Beginns der Belieferung rechtsfehlerhaft verneint. Der sofortigen Beschwerde hat das Landgericht mit Beschluss vom 11.03.2022 nicht abgeholfen und die Sache dem Senat zur Entscheidung vorgelegt.

Wegen des weiteren Vorbringens der Parteien wird auf deren Schriftsätze nebst Anlagen verwiesen.

II.

Die nach §§ 567 Abs. 1 Nr. 2, 569 ZPO zulässige, insbesondere fristgerecht eingelegte sofortige Beschwerde des Antragstellers gegen den Beschluss der 1. Kammer für Handelssachen des Landgerichts Dortmund hat in der Sache keinen Erfolg. Zu Recht und mit zutreffender Begründung hat das Landgericht seinen Antrag auf Erlass einer einstweiligen Anordnung zurückgewiesen, weil es schon an einem Verfügungsanspruch fehlt. Ein solcher steht dem Antragsteller unter keinem rechtlichen Gesichtspunkt zu.

1. Für die Entscheidung über die sofortige Beschwerde in dieser energiewirtschaftsrechtlichen Streitigkeit i. S. d. § 102 Abs. 1 EnWG ist gem. §§ 106 Abs. 1, 108 EnWG der Kartellsenat zuständig.

2. Aus §§ 2 Abs. 1 S. 1, 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, 4 Abs. 1, 2 UKlaG i. V. m. § 36 Abs. 1 S. 1, § 38 Abs. 1 EnWG kann der Antragsteller einen Anspruch auf Unterlassung der Preisdifferenzierung bei Alt- und Neukunden nicht herleiten.

Dabei kann zugunsten des Antragstellers unterstellt werden, dass es sich bei § 36 Abs. 1 EnWG angesichts des Schutzziels und der gewichtigen verfassungsrechtlichen Bedeutung der Grundversorgung um ein Verbraucherschutzgesetz i. S. d. § 2 Abs. 1 S. 1 UKlaG handelt (vgl. dazu nur OLG Köln, Beschl. v. 02.03.2022 – 6 W 10/22, Rn. 23, zit. nach juris). Die Sicherstellung der Elektrizitäts- und Gasversorgung gehört zum Bereich der Daseinsvorsorge. Sie ist eine Leistung von Verfassungsrang, „deren der Bürger zur Sicherung einer menschenwürdigen Existenz unumgänglich bedarf“ (BVerfG, Beschl. v. 20.03.1984 – 1 BvL 28/82, Rn. 37, BVerfGE 66, 248 – „Enteignung zugunsten Energieversorgung“). Letztlich bedarf – wie schon das Landgericht zutreffend ausgeführt hat – diese zwischen den Parteien streitige Frage keiner Vertiefung, weil die Preisgestaltung der Antragsgegnerin mit der Unterscheidung zwischen Alt- und Neukunden in der Grund- und Ersatzversorgung nicht gegen § 36 EnWG verstößt.

Gemäß § 36 Abs. 1 S. 1 EnWG haben Energieversorgungsunternehmen – wie die Antragsgegnerin – für Netzgebiete, in denen sie die Grundversorgung von Haushaltskunden durchführen, Allgemeine Bedingungen und Allgemeine Preise für die Versorgung öffentlich bekannt zu geben und im Internet zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen und Preisen jeden Haushaltskunden zu versorgen.

2.1. Aus dem Wortlaut der Norm und ihrem Sinn und Zweck lässt sich – wie das Landgericht zutreffend festgestellt hat – ein Verbot der Preisgestaltung mit einer Unterscheidung nach Alt- und Neukunden nicht herleiten. Aus § 36 Abs. 1 S. 1 EnWG folgt zunächst, dass das entsprechend Abs. 2 festgestellte kundenstärkste lokale Energieversorgungsunternehmen verpflichtet ist, Letztverbraucher grundsätzlich mit Energie zu

versorgen (sog. Grundversorgung). § 36 Abs. 1 S. 1 EnWG bestimmt weiter, dass für diese Grundversorgung die öffentlich bekannt zu gebenden und im Internet zu veröffentlichen Allgemeinen Bedingungen und Allgemeinen Preise maßgeblich sind. Der Grundversorger ist zum Abschluss des Vertrags und zur Energieversorgung des Haushaltskunden verpflichtet (sog. Kontrahierungszwang). Dieser Kontrahierungszwang gilt für Haushaltskunden zeitlich unbeschränkt und bis zur Grenze der wirtschaftlichen Zumutbarkeit (§ 36 Abs. 1 S. 3 EnWG). Dem begünstigten Haushaltskunden steht spiegelbildlich ein Anspruch auf Abschluss des Grundversorgungsvertrags zu dem vom Grundversorger bekannt gegebenen Allgemeinen Bedingungen und Preisen zu. Weitere gesetzliche Vorgaben zu Inhalt und Aufbau der Allgemeinen Preise sowie den tariflichen Rechten und Pflichten der Grundversorger und ihrer Kunden existieren nicht. Von der Verordnungsermächtigung des § 39 Abs. 2 EnWG ist kein Gebrauch gemacht worden.

Aus einer richtlinienkonformen Auslegung der Vorschrift des § 36 Abs. 1 EnWG im Lichte des Art. 27 RL 2019/944/EU folgt – wie das Landgericht zu Recht ausgeführt hat – nichts anderes. In ihr ist nur bestimmt, dass alle Haushaltskunden das Recht auf Versorgung mit Elektrizität/Gas einer bestimmten Qualität zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen haben. Das schließt eine Preisspaltung nicht schon grundsätzlich, sondern nur dann aus, wenn darin eine unzulässige Diskriminierung liegt. Anderes lässt sich auch Art. 3 RL 2009/73 EG nicht entnehmen.

2.2. Zu Recht hat das Landgericht in der differenzierten Preisgestaltung auch keinen Verstoß gegen das Gebot der Gleichpreisigkeit gesehen.

Da der Grundversorger kraft Gesetzes im Rahmen der Grundversorgung Monopolist ist und das Wettbewerbsprinzip in Anbetracht dieser Versorgungspflicht nicht greift, schreibt § 36 Abs. 1 i. V. m. § 38 Abs. 1 S. 3 EnWG zwar im Grundsatz eine Gleichpreisigkeit im Bereich der Grund- und Ersatzversorgung von Haushaltskunden vor. Indessen ist ein Energieversorgungsunternehmen nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs grundsätzlich auch im Rahmen der Grundversorgung frei, verschiedene, wie etwa verbrauchsabhängige Tarife anzubieten (vgl. BGH, Urt. v. 07.03.2017 – EnZR 56/15, Rn. 25; v. 31.07.2013 – VIII ZR 162/09, Rn. 34; v. 11.05.2011 – VIII ZR 42/10, Rn. 32; OLG Düsseldorf, Urt. v. 13.04.2011 – VI-2 U (Kart) 3/09, Rn. 19; sämtlich zit. nach juris; ebenso: Kment/Rasbach, EnWG, 2. A., 2019, § 36 Rn. 15; Säcker/Busche, BerlKommEnR, 4. A., 2019, vor § 36 Rn. 11). Die Grenze der Zulässigkeit liegt im Bereich der Monopolversorgung in der Ungleichbehandlung ohne sachlich gerechtfertigten Grund.

Entgegen dem Angriff der Beschwerde erfolgt die Tarifspaltung zwischen Alt- und Neukunden nicht ohne sachlichen Grund und stellt daher – wie schon das Landgericht zu Recht ausgeführt hat – keine Diskriminierung dar. Mit ihr will die Antragsgegnerin dem Umstand Rechnung tragen, dass sie als Grund- und Ersatzversorgerin durch die unvorhersehbare Entwicklung auf den Energiemärkten zum Ende des Jahres 2021 und das kurzfristige Ausscheiden einzelner Energielieferanten aus dem Markt zumindest vorübergehend zusätzliche Haushaltskunden in einem solchen Umfang zu beliefern hatte, dass sie in einem nicht vorhersehbaren Maße zusätzliche Energie – und das zu höheren Preisen – beschaffen musste. Kurzfristig und unterjährig von dem Grundversorger zu beschaffende Ersatzenergie ist typischerweise um ein Vielfaches teurer als die Energie, die der Versorger geplant und mit großem zeitlichen Vorlauf beschaffen kann (Theobald/Kühling/Heinlein/Weitenberg, EnWG, 113. EL Aug. 2021, § 38 Rn. 35; Kment/Rasbach, aaO, § 38 Rn. 9). Gerade weil die Ersatzversorgung nicht planbar ist, ergeben sich schon dadurch naturgemäß höhere Kos-

ten. Dementsprechend sieht § 38 Abs. 1 S. 2 EnWG zwar vor, dass der Grundversorger für diese Kundengruppe „gesonderte allgemeine Preise“ veröffentlichen kann. Indessen wird diese Regelung, die dem Grundsatz verursachungsgerechter Kostenzuordnung entspricht, durch S. 3 wieder entwertet. Das Gebot der Gleichpreisigkeit von Grund- und Ersatzversorgung der Haushaltskunden (§ 38 Abs. 1 S. 3 EnWG) untersagt es dem Grundversorger gerade, seine Zusatzbelastung durch die höheren Kosten (nur) den ersatzversorgten Haushaltskunden mit höheren Preisen als im Rahmen der Grundversorgung in Rechnung zu stellen. Auf diese Weise will der Gesetzgeber unter dem Gesichtspunkt der Daseinsvorsorge dieser Verbrauchergruppe besonderen Schutz zukommen lassen (Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. A., 2015, § 38 Rn. 20). Faktisch läuft dies allerdings auf eine Subventionierung der ersatzversorgten Kunden durch die grundversorgten Kunden und damit auf eine Durchbrechung des Prinzips der verursachungsgerechten Kostenzuordnung hinaus, was der Regelung des § 38 Abs. 1 S. 3 EnWG im Gesetzgebungsverfahren auch – erfolglos – entgegengehalten worden ist (BR-Drs. 613/1/04, S. 32).

Vor diesem Hintergrund begegnet es auch aus der Sicht des Senats in der Sache keinen Bedenken, wenn der Grundversorger, der dem Kontrahierungszwang unterliegt, die zusätzlichen Beschaffungskosten, die ihm hier in der unvorhersehbaren Sonder-situation zum Ende des Jahres 2021 durch das kurzfristige Ausscheiden einzelner Energielieferanten und zudem angesichts der Preisentwicklung im Markt in erheblichem Umfang entstanden sind, im Wege einer Preisspaltung zeitnah und verursachungsgerecht der Gruppe der Neukunden weiterbelastet. Die Alternative einer Preiserhöhung hätte sich – worauf das Landgericht schon hingewiesen hat – nach den maßgeblichen Bestimmungen der §§ 5 f. Strom-/Gas-GVV frühestens zum 01.03.2022 umsetzen lassen, weil sie nur zum Monatsersten und auch dann nur möglich ist, wenn sie mindestens sechs Wochen vorher angekündigt worden ist. Sie hätte auch nur die zu diesem Stichtag noch in der Grund- und Ersatzversorgung befindlichen Kunden betroffen, d. h. nicht diejenigen, durch deren Ersatzversorgung die höheren Kosten verursacht worden sind, sofern diese bis dahin von der gesetzlich gegebenen Möglichkeit Gebrauch machen, aus der Ersatzversorgung in einen Sondervertrag zu wechseln. Die Antragsgegnerin hatte mit Blick auf ihre Verpflichtung als Grundversorger – anders als bei der Versorgung von Sondervertragskunden – keine Möglichkeit, die Ersatz- und auch die Grundversorgung ihrer Kunden zu beenden und sich damit den zusätzlichen, erheblich erhöhten Beschaffungskosten zu entziehen. § 36 Abs. 1 S. 2 EnWG sieht die Beendigung des konkreten Grundversorgungsverhältnisses durch den Grundversorger nur für den Fall der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit vor. Durch diese Begrenzung der Grundversorgungspflicht wird die Verfassungsmäßigkeit der Grundversorgung sichergestellt, denn der Grundversorger wird durch die Verpflichtung zur Grundversorgung in seinen Grundrechten aus Art. 14 GG (Eigentum), Art. 12 GG (Berufsfreiheit) und Art. 2 Abs. 1 GG (Allgemeine Handlungsfreiheit) berührt. Er wird daher vom Kontrahierungszwang frei, wenn diese Grundrechte unverhältnismäßig tangiert werden (OLG Köln, Beschl. v. 02.03.2022 – 6 W 10/22, Rn. 36, zit. nach juris; Theobald/Kühling/Heinlein/Weitenberg, aaO, § 36 Rn. 11, 72). Da die wirtschaftliche Unzumutbarkeit die Ausnahme zur grundsätzlich bestehenden Grundversorgungspflicht ist, ist sie eng auszulegen (Theobald/Kühling/Heinlein/Weitenberg, aaO, EnWG § 36 Rn. 72). Erfasst werden nur wirtschaftliche Gründe, die die konkrete Lieferbeziehung, also die Person oder die Abnahmestelle bzw. Marktllokation des Grundversorgungsberechtigten betreffen (BeckOK EnWG/Schnurre, 1. Ed. 15.7.2021, § 36 Rn. 24 ff.). Sonstige Gründe rechtfertigen keinen Ausschluss der Grundversorgung. Von daher können erhöhte Beschaffungskosten des

Grundversorgers keinen Fall der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit begründen.

2.3. Ob und inwieweit im Einzelfall in der Höhe der für Neukunden maßgeblichen Preise eine sachlich nicht gerechtfertigte und damit missbräuchliche Erhöhung liegt, betrifft nicht die hier geltend gemachte generelle Unzulässigkeit der Preisspaltung für Alt- und Neukunden. Vielmehr unterliegt ein für Neukunden erhöhter Grundversorgungstarif der kartellrechtlichen Überprüfung nach Maßgabe der §§ 19 Abs. 2 Nr. 3, 29 GWB. Da die Grundversorger aus rechtlichen Gründen (§ 36 EnWG, § 1 Abs. 3 Strom-/Gas-GVV) eine Monopolstellung innehaben, greift insoweit insbesondere die spezielle Missbrauchsaufsicht im Bereich der Energieversorgung nach § 29 GWB ein. Missbräuchlich ist gem. § 29 S. 1 Nr. 1 GWB das Fordern von Entgelten oder sonstigen Geschäftsbedingungen, die ungünstiger sind als diejenigen anderer Versorgungsunternehmen (Alt. 1) oder von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten (Alt. 2). § 29 S. 1 Nr. 2 GWB regelt weiter, dass es verboten ist, Entgelte zu fordern, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten, so dass die Kartellbehörde alternativ zu der Vergleichsmarktbetrachtung nach Nr. 1 dieser Vorschrift eine kostenbasierte Entgeltkontrolle durchführen kann. Somit ist auch der absolute und nicht nur der relativ im Vergleich zu anderen Unternehmen überhöhte Preis Gegenstand der Missbrauchsaufsicht (Theobald/Kühling, aaO, Wettbewerbsrecht/Vergaberecht Wettbewerbsrecht I. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft Rn. 78). Der zeitliche Geltungsbereich des § 29 GWB ist zwar derzeit gem. § 186 Abs. 1 GWB bis zum 31.12.2022 beschränkt. Der Referentenentwurf des BMWK vom 16.03.2022 für ein ‚Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung‘ sieht allerdings gerade vor dem Hintergrund dieser jüngsten Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten u. a. eine bis zum 31.12.2027 verlängerte Geltungsdauer vor (Art. 2 Nr. 3, S. 14, 27, 48). Flankierend dazu ist nach dem Referentenentwurf eine Änderung des § 36 EnWG dahin beabsichtigt, dass zukünftig die für die Grundversorgung veröffentlichten Allgemeinen Preise und Bedingungen nicht danach unterscheiden dürfen, wann der Abschluss eines Grundversorgungsvertrags erfolgt (Art. 1 Nr. 16a, S. 10, 24). Ergänzt werden soll dies im Rahmen des § 38 EnWG durch eine grundsätzliche Aufgabe des Gebots der Gleichpreisigkeit der Ersatz- mit der Grundversorgung. Danach soll der Grundversorger künftig die Allgemeinen Preise der Ersatzversorgung jeweils zum ersten Tag eines Kalendermonats neu ermitteln und ohne Einhaltung einer Frist anpassen können, bei ihrer Ermittlung kann er einen Aufschlag für erhöhte Vertriebskosten und einen besonderen Beschaffungskostenanteil vorsehen (Art. 1 Nr. 17, S. 10, 24). Damit soll den – schon unter 2.2. angesprochenen und hier gegenständlichen – überraschenden Entwicklungen an den Energiemärkten zum Ende des Jahres 2021 mit dem kurzfristigen Ausscheiden einzelner Energielieferanten aus dem Markt und dem Umstand Rechnung getragen werden, dass durch den Grundversorger jedenfalls vorübergehend teilweise zusätzliche Haushaltskunden in einem solchen Umfang zu beliefern waren, dass er in einem nicht vorhersehbaren Maße zusätzliche Energie beschaffen musste (S. 24, 39 f.). Dieses Bedürfnis von Grundversorgern, in ihrer Funktion als Interimsversorger auch preislich kurzfristig auf insoweit gegebenenfalls höhere Beschaffungs- und Vertriebskosten für die Ersatzversorgung reagieren zu können, soll durch die Anpassung des § 38 EnWG berücksichtigt werden (S. 40).

2.4. Vor diesem Hintergrund kann der Antragsteller schließlich aus den Entscheidungen der Landgerichte Hannover (v. 03.03.2022 – 25 O 6/22, BeckRS 2022, 4179), Mannheim (v.

17.02.2022 – 22 O 3/22 Kart) und Frankfurt (v. 14.02.2022 – 3-06 O 6/22, BeckRS 2022, 2402) nichts zu seinen Gunsten herleiten, da diese sich zu wettbewerbs- und kartellrechtlichen Unterlassungsansprüchen von Mitwettbewerbern hinsichtlich der konkreten Preisgestaltung verhalten.

3. Da ein Verstoß gegen §§ 36 Abs. 1 S. 1, 38 Abs. 1 EnWG schon nicht vorliegt, ergibt sich ein Unterlassungsanspruch auch nicht aus §§ 3, 3a, 8 Abs. 1, 3 UWG.

[...]

Anerkennung der Fremdkapitalkosten bei Konzernfinanzierungen und Begrenzung der Bemessungsgrundlage der kalkulatorischen Gewerbesteuer im Rahmen der Netzentgeltkalkulation

OLG Düsseldorf, B. v. 23.03.2022 – VI-3 Kart 25/21 [V]
(Verfahrensgang: BNetzA, B. v. 15.12.2020 – BK4-12-656A02)

§§ 10a Abs. 8 S. 1, 23, 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV; §§ 3, 29 Abs. 2 S. 1, 73 Abs. 1 S. 1 EnWG; § 39 Abs. 1 S. 2 VwVfG; §§ 7, 8 StromNEV

1. Die unter Tenorziffer 3 der Festlegung vom 15.12.2020 (BK4-12-656A02) vorgenommene Änderung der in der Festlegung zur Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapital- und Betriebskosten (BK4-12-656/BK4-12-656A01) aufgestellten Anforderungen für die Bewertung von im Rahmen einer Konzernfinanzierung angefallenen Fremdkapitalkosten als „marktüblich“ ist rechtswidrig. Mit der ergänzenden Vorgabe, die auf Konzernebene für den Netzbetreiber beschafften Mittel den Investitionsmaßnahmen summarisch zuzuordnen, hat die Bundesnetzagentur den ihr in § 32 Abs. 1 Nr. 8a ARegV hinsichtlich der Auswahl und Ausgestaltung der Berechnungsvorgaben eingeräumten Entscheidungsspielraum rechtsfehlerhaft ausgefüllt. Die vorgegebene summarische Zuordnung von Fremdkapital und Fremdkapitalkonditionen auf sämtliche Investitionsmaßnahmen beruht auf einer unzutreffenden Erfassung und Würdigung sowohl der Mechanismen der Konzernfinanzierung als auch der Auswirkungen der geänderten Vorgaben auf dieses Finanzierungsmodell.

2. Die die Behandlung von Hybridanleihen oder Fremdkapitalaufnahmen mit einem vergleichbaren Charakter betreffende Regelung in Tenorziffer 4 der Festlegung ist rechtswidrig. Die Vorgabe, dass nur der nicht als Eigenkapital geltende Anteil als Fremdkapital berücksichtigungsfähig ist, sowie das darauf aufsetzende Gebot, die Verzinsungshöhe des berücksichtigungsfähigen echten Fremdkapitalanteils durch Herausrechnung des Eigenkapitalzinssatzanteils aus der Gesamtverzinsung zu ermitteln, verstoßen gegen das allgemeine Bestimmtheitsgebot.

3. Die Regelung unter Tenorziffer 5, wonach die Bemessungsgrundlage der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf eine fiktive Eigenkapitalquote von 40% begrenzt werden soll, ist rechtmäßig. Die unter Übertragung des Rechtsgedankens der Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 05.05.2020 (EnVR 26/19) abweichend von den Vorgaben für die Netzkostenermittlung vorgenommene Begrenzung der Bemessungsgrundlage auf eine fiktive Eigenkapitalquote von 40% stellt eine sachgerechte Berechnungsvorgabe für den Ansatz der kalkulatorischen Gewerbesteuer im Rah-

men der Berechnung der sich aus genehmigten Investitionsmaßnahmen ergebenden Kapitalkosten dar.

4. Die Bundesnetzagentur war nach § 29 Abs. 2 S. 1 EnWG dazu ermächtigt, die bestandskräftige Ausgangsfestlegung zu ändern. Sie hat die Änderung der Bemessungsgrundlage der kalkulatorischen Gewerbesteuer rechtsfehlerfrei auf die veränderte Einschätzung der Schutzwürdigkeit einer 40% übersteigenden Eigenkapitalquote und damit auf einen Erkenntnisfortschritt in Bezug auf sonstige Gegebenheiten des Netzbetriebs gestützt.

(amtl. Ls.)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-271-1]

Rechtswidrigkeit der Festlegung zum generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (gsP)

OLG Düsseldorf, B. v. 16.03.2022 – VI-3 Kart 169/19 [V]
(Verfahrensgang: BNetzA, B. v. 28.11.2018 – BK4-18-056)

§§ 4 Abs. 1, 5-16, 19, 22, 24, 25, 27 ARegV; § 7 Abs. 7 StromNEV; §§ 9 Abs. 3 S. 1, 21 Abs. 1, 21a Abs. 4 S. 7, 23b, 75 Abs. 1 und Abs. 2, § 78 Abs. 1 und Abs. 3 EnWG

1. Die Bundesnetzagentur hat den ihr bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode zustehenden weiten Beurteilungsspielraum durch die Einbeziehung des Jahres 2006 in den bei der Törnqvist-Methode zugrunde gelegten Betrachtungszeitraum (sog. Stützintervall) rechtsfehlerhaft ausgefüllt.

2. Die Auswahlentscheidung der Bundesnetzagentur hinsichtlich des als Deflator für die Umsatzerlöse bei der Ermittlung des Outputs nach der Törnqvist-Methode herangezogenen sog. Monitoring-Index ist (allein) deshalb zu beanstanden, weil sie dessen Eignung in untauglicher, da von nicht belastbaren Tatsachenannahmen ausgehender Weise begründet hat.

3. Im Übrigen ist die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors rechtmäßig. Dies gilt sowohl für die weitere Ermittlung der Outputfaktoren nach der Törnqvist-Methode als auch für die der Inputfaktoren (Berechnung der Abschreibungen nach handelsrechtlichen Vorgaben, Heranziehung eines jährlich aktualisierten Zinses für das eingesetzte Fremdkapital, Gewichtung von Preisbestandteilen). Bei der Anwendung der Malmquist-Methode gilt dies insbesondere für den Rückgriff auf die Modelle und Daten der statischen Effizienzvergleiche, die Abbildung der Eigenkapitalzinsen, den Verzicht auf eine Bereinigung der mit der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (SFA) berechneten Werte um Aufholeffekte, die im Zusammenhang mit der Dateneinhüllungsanalyse (DEA) getroffenen Annahmen zu den Skalenerträgen, den Verzicht auf eine Bestabrechnung sowie die Beurteilung der Robustheit. Auch die Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Bestandteile anhand einer Residualbetrachtung ist nicht zu beanstanden.

4. Die von der Beschwerdeführerin beantragte Beiziehung und Offenlegung der Akten der Datenerhebungsverfahren betreffend die Törnqvist-, Malmquist- und Monitoring-Da-

ten war nicht veranlasst, da ein entscheidungserheblicher Inhalt der Akten nicht ersichtlich ist. Dies gilt auch im Lichte der Neuregelung der Veröffentlichung unternehmensbezogener Daten durch die Bundesnetzagentur in § 23b EnWG. (amtl. Ls.)

Gründe:

A.

Die Beschwerdeführerin, eine Elektrizitätsverteilernetzbetreiberin, wendet sich gegen die Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen gemäß § 9 Abs. 3 ARegV für die dritte Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur.

Im Rahmen der Anreizregulierung werden von den Regulierungsbehörden die Erlösbergrenzen gemäß § 4 Abs. 1 ARegV nach Maßgabe der §§ 5-16, 19, 22, 24 und 25 ARegV und in Anwendung der Regulierungsformel gemäß Anlage 1 zu § 7 ARegV bestimmt. Nach dieser Formel werden Bestandteile, die nicht dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteilen nach § 11 Abs. 2 ARegV angehören, mithilfe des Verbraucherpreisgesamtindex (im Folgenden: VPI) an die allgemeine Geldentwicklung mit einem Zweijahresverzug (t-2) jährlich angepasst, da eine jährliche Kostenprüfung nicht länger stattfindet. Die Formel sieht mit der Abkürzung (Pft) unter anderem die Einbeziehung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (auch als Xgen bezeichnet) vor. Dieser ist in § 9 ARegV geregelt und ermittelt sich aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung.

Zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber für die dritte Regulierungsperiode holte die Bundesnetzagentur ein Gutachten des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH (WIK) ein, dessen Fassung vom 16.12.2016 sie im Markt konsultierte und dessen finale Fassung am 10.07.2017 veröffentlicht wurde (im Folgenden: WIK-Gutachten). Hinsichtlich der Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Bestandteile sprach sich das WIK für die Anwendung einer sog. Residualbetrachtung aus, da für die Gesamtwirtschaft kein einheitlicher deutschlandweiter Einstandspreisindex existiert. Die Residualbetrachtung macht sich zunutze, dass bei funktionierendem Wettbewerb die die Veränderungsrate des Verbraucherpreisindex (VPI) als allgemeine Inflationsrate die Differenz zwischen der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung und dem gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt ausdrückt. Zur Bestimmung der netzwirtschaftlichen Bestandteile identifizierten die Gutachter zwei gleichwertig geeignete Methoden: Den Törnqvist- und den Malmquist-Index. Der Törnqvist-Index gehört zu den sog. Indexzahlen und bildet die Produktivität als Verhältnis von Output (Ausbringungsmengen) und Input (hierfür erforderliche Produktionsfaktoren) von Unternehmen mit Hilfe von Daten aus der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ab. In methodischer Hinsicht werden Mengen- und Preisindizes gebildet, die Veränderungen von realen Mengen und Preisen über die Zeit beschreiben. Steigt der Output im Zeitablauf stärker als der Input, wird dies dem technischen Fortschritt zugeschrieben. Der Malmquist-Index vergleicht die Änderung von statischen Effizienzwerten von Unternehmen in unterschiedlichen Perioden miteinander und quantifiziert, inwieweit sich die effizienten Kosten über die Zeit hinweg verändern.

Die zur Anwendung dieser Methoden erforderliche Datenerhebung erfolgte aufgrund der – jeweils in der Entwurfsfassung

vorher konsultierten – Beschlüsse zur Festlegung von Vorgaben zur Erhebung von Daten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode vom 31.01.2018 (Az. BK4-17-094, im Folgenden: Törnqvist-Datenfestlegung) und zur Festlegung von Vorgaben für die ergänzende Erhebung von Daten zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Strom vom 18.05.2018 (Az. BK4-18-001, im Folgenden: Malmquist-Datenfestlegung). Die für die Berechnung jeweils erforderlichen Daten und Berechnungswerkzeuge (Törnqvist-Tool bzw. Malmquist-Programmierscodes) waren auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht, wobei die Datengrundlage für den Malmquist-Index, die bereits Schwärzungen der Daten von zwei Netzbetreibern enthielt, in Umsetzung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu § 31 ARegV vom 11.12.2018 (EnVR 1/18) von der Internetseite wieder entfernt wurde.

Am 19.08.2018 stellte die Bundesnetzagentur den Entwurf eines Beschlusses zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, der lediglich eine Bandbreite der Ergebnisse aus den beiden verwendeten Methoden bezifferte, zur Konsultation und führte im weiteren Verlauf eine Nachkonsultation aufgrund des Papiers vom 15.11.2018 durch.

Am 28.11.2018 hat sie den hier streitgegenständlichen Beschluss zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (Az. BK4-18-056) erlassen und diesen auf 0,90% festgesetzt. Die Bundesnetzagentur hat dabei, der Empfehlung im WIK-Gutachten folgend, zur Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Bestandteile auf die Veränderungsrate des VPI abgestellt, also eine gemeinsame Abbildung der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung vorgenommen, und zur Begründung ausgeführt, dass die Volkswirtschaft in Deutschland wettbewerblich organisiert sei und die allgemeine Inflationsrate deshalb die Differenz zwischen der Wachstumsrate der Inputpreise der Gesamtwirtschaft und der Rate des technologischen Fortschritts ausdrücke. Des Weiteren hat sie die von ihr final ermittelten Werte von 1,35% (Malmquist-Index) bzw. 1,82% (Törnqvist-Index) als plausiblen unteren Wert bzw. plausiblen oberen Wert für den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor angesehen, wobei unter methodischen Gesichtspunkten kein Vorteil einer bestimmten Methode zu erkennen sei. Deshalb und unter Berücksichtigung der Tatsache, dass es sich vorliegend um die erstmalige Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors handele, sei es zur Sicherstellung eines validen, aber auch erreichbaren und übertreffbaren Werts angemessen, sich sicherheitshalber am unteren Rand der Bandbreite zu orientieren. Hierdurch werde den gegebenenfalls bestehenden Restunsicherheiten gesondert Rechnung getragen. Um keine unbeabsichtigten Brüche zwischen dem Elektrizitäts- und Gassektor zu verursachen, hat es die Bundesnetzagentur schließlich für angemessen gehalten, mit Blick auf den im Beschluss vom 21.02.2018 (Az. BK4-17-093) festgelegten, deutlich abweichenden generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode (auch: genereller sektoraler Produktivitätsfaktor Gas) von 0,49% einen Abschlag von einem Drittel des rechnerisch-methodischen Werts von 1,35% zu machen.

[...]

B.

Die zulässige Beschwerde hat in der Sache Erfolg.

[...]

Die Bundesnetzagentur hat die Höhe des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors im Sinne des § 9 Abs. 3 ARegV rechtswidrig ermittelt und festgesetzt, indem sie den Beurteilungsspielraum, der ihr bei Anwendung der Törnqvist-Methode bei der Wahl des Betrachtungszeitraums, des sog. Stützintervalls,

zusteht, rechtsfehlerhaft ausgefüllt hat. Darüber hinaus ist ihre Auswahlentscheidung hinsichtlich des als Deflator für die Umsatzerlöse herangezogenen Monitoring-Index zu beanstanden, da sie dessen Eignung unzureichend begründet hat. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass bei einer rechtmäßigen Festsetzung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach der Törnqvist-Methode dieser einen niedrigeren Wert annimmt als der nach der Malmquist-Methode ermittelte generelle sektorale Produktivitätsfaktor und die Bundesnetzagentur insgesamt einen niedrigeren generellen sektoralen Produktivitätsfaktor festgesetzt hätte als den von ihr festgesetzten Wert von 0,90%. Die angefochtene Festlegung ist somit aufzuheben und die Bundesnetzagentur zur Neubescheidung unter Beachtung der Rechtsauffassung des Senats zu verpflichten. Die von der Beschwerdeführerin darüber hinaus gegen die Rechtmäßigkeit der Festlegung geführten Angriffe bleiben hingegen ohne Erfolg.

I. Die gerichtliche Prüfung der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors durch die Bundesnetzagentur unterliegt nach zwischenzeitlich gefestigter höchstrichterlicher Rechtsprechung (BGH, Beschl. v. 26.01.2021 – u. a. EnVR 7/20, juris Rn. 17 ff. – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I; Beschl. v. 26.10.2021 – EnVR 17/20, juris Rn. 15 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II) nur einem eingeschränkten Prüfungsmaßstab.

1. Die Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist gesetzlich bzw. verordnungsrechtlich nicht vollständig determiniert.

a) § 9 ARegV, der die verordnungsrechtlichen Anforderungen an die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors normiert, beruht auf § 21a Abs. 4 S. 7 EnWG, nach dem die Vorgaben für die Festlegung und Entwicklung der Obergrenze innerhalb einer Regulierungsperiode den Ausgleich der allgemeinen Geldentwertung unter Berücksichtigung eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors vorsehen müssen. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor kann als Korrekturfaktor angesehen werden, durch den der VPI um Effizienzveränderungen in der Netzwirtschaft bereinigt wird. Er bildet mithin die unterschiedliche Kostenentwicklung beim Betrieb eines Strom- oder Gasnetzes im Vergleich zur gesamtwirtschaftlichen Preisentwicklung ab und ist daher in der Regulierungsformel auch als Abzug vom VPI ausgestaltet.

b) Nach § 9 Abs. 1 ARegV wird der generelle sektorale Produktivitätsfaktor aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung ermittelt. Während der Verordnungsgeber den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für Gas- und Stromnetzbetreiber für die erste Regulierungsperiode auf 1,25% und für die zweite Regulierungsperiode auf 1,5% jährlich festgelegt hat (§ 9 Abs. 2 ARegV), hat seit der dritten Regulierungsperiode nach § 9 Abs. 3 S. 1 ARegV die Bundesnetzagentur den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor jeweils vor Beginn einer Regulierungsperiode für die gesamte Regulierungsperiode nach Maßgabe von Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, zu ermitteln. Die Ermittlung hat unter Einbeziehung der Daten von Netzbetreibern aus dem gesamten Bundesgebiet für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren zu erfolgen, § 9 Abs. 3 S. 2 ARegV. Die Bundesnetzagentur kann, wie für die dritte Regulierungsperiode geschehen, jeweils einen Wert für Stromversorgungsnetze und für Gasversorgungsnetze ermitteln, § 9 Abs. 3 S. 4 ARegV.

c) Diese Vorgaben beanspruchen auch im Licht der Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Union zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden Geltung. Der Ge-

richtshof hat mit Urteil vom 02.09.2021 in der Rechtssache C-718/18 die Umsetzung der EU-Richtlinien 2009/72/EG (Strom) sowie 2009/73/EG (Gas) durch den deutschen Gesetzgeber für europarechtswidrig erklärt, weil § 24 S. 1 EnWG der Bundesregierung unmittelbar bestimmte Zuständigkeiten überträgt, die nach den Richtlinien ausschließlich der Regulierungsbehörde vorbehalten sind. Die Unabhängigkeit, die der Regulierungsbehörde im Rahmen der durch Art. 37 der Richtlinie 2009/72/EG bzw. Art. 41 der Richtlinie 2009/73/EG ausschließlich ihr übertragenen Aufgaben und Befugnisse verliehen wird, kann nicht durch Rechtsakte wie die von der Bundesregierung mit Zustimmung des Bundesrats auf der Grundlage von § 24 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen beschränkt werden. Dies gilt auch für die auf der Grundlage von § 21a Abs. 6 EnWG erlassene Regulierungsformel in Anlage 1 zu § 7 ARegV und die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors gemäß § 9 ARegV. Diese Vorschriften sind aber, wie vom Bundesgerichtshof bereits mehrfach entschieden, grundsätzlich weiterhin anwendbar (BGH, Beschl. v. 08.10.2019 – EnVR 58/18, juris Rn. 60. ff – Normativer Regulierungsrahmen; a. a. O., Rn. 15 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II).

2. Auswahlentscheidungen der Bundesnetzagentur, die sie bei der Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, der Wahl einer zu seiner Ermittlung geeigneten Methode und deren Modellierung und Anwendung im Einzelnen zu treffen hat, sind nur eingeschränkt gerichtlich überprüfbar. Dies folgt aus den Ausführungen des Bundesgerichtshofs zum Umfang der gerichtlichen Kontrolle, die dieser in verschiedenen Rechtsbeschwerdeverfahren betreffend die Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die Betreiber von Gasversorgungsnetzen für die dritte Regulierungsperiode (a. a. O., Rn. 17 ff. – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I) gemacht hat.

a) Der gerichtlichen Kontrolle unterliegen danach in erster Linie die Kriterien, an denen sich die Regulierungsbehörde bei der ihr vom Verordnungsgeber übertragenen Auswahl und der Anwendung einer bestimmten von mehreren in Betracht kommenden Methoden orientiert, mit der sie den Produktivitätsfaktor als regulatorische, nicht exakt bestimmbare Größe abschätzt. Insoweit hat die Bundesnetzagentur in eigener Würdigung zu entscheiden, welche Kriterien heranzuziehen und in welcher Weise diese anzuwenden und zu anderen Kriterien ins Verhältnis zu setzen sind, wobei sie sich dabei gegebenenfalls sachverständiger Hilfe bedienen kann.

Die Validität der Datengrundlagen gehört dabei zu den Umständen, die die Regulierungsbehörde unter Berücksichtigung des Stands der wissenschaftlichen Erkenntnis zu prüfen und zu bewerten und zu anderen Gesichtspunkten wie der Datenverfügbarkeit, dem erforderlichen Ermittlungsaufwand sowie gegebenenfalls rechtlichen Vorgaben etwa zur Fehlertoleranz in Beziehung zu setzen hat. Deshalb erstreckt sich die Verpflichtung des zur Rechtskontrolle der Entscheidung der Regulierungsbehörde berufenen Gerichts nicht auf eine vollständige Nachprüfung der Validität der Datengrundlagen einer gewählten Methode.

Des Weiteren muss die Bundesnetzagentur ermitteln, welche wissenschaftlich anerkannten Verfahren grundsätzlich in Betracht kommen und deren jeweilige Vor- und Nachteile gegeneinander abwägen, ohne dass sie vor der Entscheidung für eine bestimmte Methode alle möglicherweise geeigneten, in der Wissenschaft diskutierten Verfahren und Modelle umfassend aufarbeiten und in allen Einzelheiten auf ihre Anwendbarkeit, die konkrete Modellierbarkeit, die Verlässlichkeit und die Robustheit danach zu gewinnender Ergebnisse überprüfen müsste. Wählt die Regulierungsbehörde mit schlüssigen Erwägungen einen bestimmten, dem Stand der Wissenschaft ent-

sprechenden Ansatz, hängt es daher von den Umständen des Einzelfalls ab, ob und gegebenenfalls in welchem Umfang sie entweder vor dieser Entscheidung oder bei deren Umsetzung verpflichtet ist, Alternativen zu prüfen oder sich um eine zusätzliche Absicherung des gefundenen Ergebnisses zu bemühen. Der Maßstab hierfür ergibt sich dabei nicht allein aus dem Stand der wissenschaftlichen Erkenntnis, vielmehr ist rechtlich zu bestimmen, in welchem Umfang niemals vollständig zu vermeidende tatsächliche Unsicherheiten bei der Prognosegrundlage hinzunehmen sind und wie sie sich auswirken.

Bei der Ausfüllung von Beurteilungsspielräumen oder der Ausübung eines ihr eingeräumten (Regulierungs-)Ermessens ist die Bundesnetzagentur zudem grundsätzlich nicht verpflichtet, im Zweifel die den Netzbetreibern günstigere Entscheidung zu treffen. Die regulatorische Entscheidung dient dazu, für die Netzbetreiber wettbewerbsanaloge Entgelte zu ermitteln, weshalb die Netzbetreiber die – den Maßstäben des Gesetzes und insbesondere der Zielsetzung des § 1 Abs. 1 EnWG entsprechende – Regulierung ihrer Entgelte insgesamt und nicht nur insoweit hinnehmen müssen, als im Einzelfall festgestellt werden kann, dass ein bestimmtes Entgelt in einer hypothetischen Wettbewerbssituation nicht erzielbar wäre. Damit wäre eine uneingeschränkte Anlegung der Maßstäbe, die für Eingriffe in Freiheitsrechte gelten, die zur Abwehr von Gefahren für die öffentliche Sicherheit und Ordnung getroffen werden, nicht vereinbar.

b) Demzufolge sind Auswahlentscheidungen der Bundesnetzagentur, die sie bei der Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, der Wahl einer zu seiner Ermittlung geeigneten Methode und deren Modellierung und Anwendung im Einzelnen zu treffen hat, nur eingeschränkt gerichtlich überprüfbar, nämlich nur – insoweit aber vollständig – darauf hin, ob die materiell-rechtlichen und verfahrensrechtlichen Grenzen eingehalten worden sind, die die Bundesnetzagentur zu beachten hatte. Eine von der Bundesnetzagentur bei der Wahl der Methode oder der Anwendung der gewählten Methode getroffene Auswahlentscheidung kann von Rechts wegen nur dann beanstandet werden, wenn sich feststellen lässt, dass der gewählte methodische Ansatz von vornherein ungeeignet ist, die Funktion zu erfüllen, die ihm nach dem durch die Entscheidung der Regulierungsbehörde auszufüllenden gesetzlichen Rahmen zukommt, oder wenn ein anderes methodisches Vorgehen unter Berücksichtigung aller maßgeblichen Umstände so deutlich überlegen ist, dass die getroffene Auswahlentscheidung nicht mehr als mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar angesehen werden kann (so auch bereits BGH, Beschl. v. 03.03.2020 – EnVR 26/18, juris Rn. 33 – Eigenkapitalzinssatz III).

c) Verfassungsrechtliche Bedenken gegen diesen eingeschränkten Prüfungsmaßstab bestehen nicht. Der Bundesgerichtshof hat diesbezüglich zu Recht darauf hingewiesen, dass er aus den Grenzen der rechtlichen Determinierung und Determinierbarkeit der Aufklärung und Bewertung komplexer ökonomischer Zusammenhänge im Allgemeinen und der regulatorischen Aufgaben im Besonderen folgt und deshalb sowohl mit Art. 19 Abs. 4 GG als auch mit dem Anspruch auf Gewährung effektiven Rechtsschutzes vereinbar ist (BGH, a. a. O., Rn. 28 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I). Die Besonderheiten, die sich für die gerichtliche Kontrolle aus der in diesem Kontext von der Bundesnetzagentur zu treffenden Vielzahl an wertenden Auswahlentscheidungen ergeben, hatte der Bundesgerichtshof bereits in seinen Entscheidungen zum „Eigenkapitalzinssatz III“ (u. a. Beschl. v. 03.03.2020 – EnVR 26/18, juris Rn. 33) gewürdigt. Hiergegen gerichtete Verfassungsbeschwerden hat das Bundesverfassungsgericht durch Beschluss vom 29.07.2021 (1 BvR 1588/20, 1 BvR

1776/20, 1 BvR 1778/20, BeckRS 2021, 23595) nicht zur Entscheidung angenommen.

d) Die höchstrichterliche Rechtsprechung zum Prüfungsmaßstab trägt zudem den Anforderungen des Unionsrechts Rechnung, konkret der von den Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG nach Maßgabe der von der europäischen Rechtsprechung (EuGH, Urt. v. 03.12.2020 – C-767/19; Urt. v. 02.09.2021 – C-718/18, juris) verlangten Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde von externen Weisungen anderer öffentlicher oder privater Stellen. Gemäß dem in langjähriger Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Union entwickelten Grundsatz der richtlinienkonformen Auslegung sind die Regelungen der Anreizregulierungsverordnung wo auch immer möglich und bis zu der den Gerichten durch den Willen des nationalen Gesetzgebers gezogenen Grenzen im Sinne einer Gewährleistung und Sicherung dieser Unabhängigkeit auszulegen (BGH, a. a. O., Rn. 15 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II m. w. N.).

II. Danach ist die von der Bundesnetzagentur zur Ermittlung der gesamtwirtschaftlichen Bestandteile angewandte sog. Residualbetrachtung, bei der sie auf die Veränderungsrate des VPI abgestellt und eine gemeinsame Abbildung der Einstandspreis- und Produktivitätsentwicklung vorgenommen hat, nicht zu beanstanden.

[...]

III. Unter Anlegung des eingangs dargestellten Prüfungsmaßstabes ist jedoch die Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach der Törnqvist-Methode mit Blick auf die Wahl des Betrachtungszeitraums, konkret die Einbeziehung des Jahres 2006, rechtswidrig.

[...]

5. Die Auswahlentscheidung der Bundesnetzagentur zugunsten des Stützintervalls von 2006 bis 2017 ist indes rechtsfehlerhaft, weil sich dieses im Rahmen der erforderlichen Plausibilisierung wegen der Einbeziehung des Jahres 2006 nicht als hinreichend aussagekräftig und belastbar erweist und andere Stützintervalle als Prognosegrundlage deutlich überlegen sind. Damit genügt die Auswahlentscheidung der Bundesnetzagentur nicht den gesetzlichen Anforderungen an die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors.

a) Die von der Bundesnetzagentur bei Anwendung der Törnqvist-Methode getroffene Auswahlentscheidung für ein Stützintervall bedarf der Absicherung durch eine Plausibilisierung.

Nach höchstrichterlicher Rechtsprechung hängt es von den Umständen des Einzelfalls ab, ob und gegebenenfalls in welchem Umfang die Bundesnetzagentur vor einer methodischen Entscheidung oder bei deren Umsetzung verpflichtet ist, Alternativen zu prüfen oder sich um eine zusätzliche Absicherung des gefundenen Ergebnisses zu bemühen. Insbesondere kommt es darauf an, ob sich bei der Verfolgung eines gewählten Ansatzes Anhaltspunkte dafür ergeben, dass und gegebenenfalls in welcher Beziehung und in welchem Umfang eine grundsätzliche Methodenentscheidung oder die Weichenstellung in einem Einzelpunkt der Untersuchung einer erneuten Überprüfung bedarf, um ein verlässliches und aussagekräftiges Ergebnis zu gewinnen (BGH, a. a. O., Rn. 23 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I).

Solche Anhaltspunkte, die eine Absicherung erforderlich machen, liegen im Streitfall mit Blick auf die Einbeziehung des Jahres 2006 vor.

aa) Dies gilt zunächst wegen der Einordnung des Jahres 2006 als „Ausreißerjahr“.

(1) Wie vorstehend unter 4.a) und b) aufgezeigt, war das Jahr 2006 durch einmalige Sondereffekte geprägt, die im Zusam-

menhang mit dem Beginn der Netzentgeltregulierung stehen, und die sich auch auf die Qualität der für das Jahr zur Verfügung stehenden Daten, insbesondere zu den durchschnittlichen Netzentgelten, ausgewirkt haben.

Dies zeigt sich auch bei einer Betrachtung der jährlichen Veränderungsdaten des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors: Diejenige zwischen den Jahren 2006 und 2007 nimmt mit 15,47 % nicht nur den höchsten ermittelten positiven Wert an, sondern übersteigt auch den zweithöchsten, für 2009–2010 ermittelten Wert von 7,87 % um das Doppelte. Dass es sich bei dem Jahr 2006 mit Blick auf seinen Einfluss auf die Produktivitätsentwicklung um ein „Ausreißerjahr“ handelt, wird letztlich auch von der Bundesnetzagentur nicht in Frage gestellt, die in dem gemeinsam mit dem Bundeskartellamt vorgelegten Monitoringbericht 2018 (Stand: 21.11.2018, S. 153 Fn. 50) selbst unter Hinweis auf Sondereffekte bei der Einführung der Regulierung eine hierdurch bedingte, nur sehr eingeschränkte Eignung des Jahres 2006 als Bezugsjahr für einen Zeitreihenvergleich konzediert hat.

(2) Diese Einordnung begründet im Streitfall das Erfordernis einer zusätzlichen Absicherung. Anders als von der Bundesnetzagentur im Verhandlungstermin vertreten, lässt sich die Einbeziehung des Jahres 2006 nicht allein mit der Wahl des längst möglichen Stützintervalls rechtfertigen mit der Folge, dass weitere Plausibilisierungserwägungen entbehrlich wären.

(a) Zwar dürfen historische Daten, die als Grundlage für die Abschätzung des zukünftigen Produktivitätsfortschritts dienen, auch auf besonderen, sich nicht wiederholenden regulatorischen Einflüssen beruhen. Die Abbildung der Auswirkungen regulatorischer Vorgaben ist sogar geboten, weil der generelle sektorale Produktivitätsfaktor die Besonderheiten der netzwirtschaftlichen Branche in Abgrenzung zur Gesamtwirtschaft abbilden soll. Einmalige regulatorische Sondereffekte sind im Zeitablauf immer wieder zu beobachten. Auch in dem zu prognostizierenden Zeitraum können sie auftreten, ohne dass ihr Auftreten und dessen konkrete Auswirkungen auf den Produktivitätsfortschritt absehbar wären. Ein sachangemessener Umgang mit einmaligen regulatorischen Sondereffekten wird deshalb regelmäßig durch die Heranziehung eines möglichst langen Betrachtungszeitraums gewährleistet, der den Einfluss einmaliger Effekte glättet und dadurch sicherstellt, dass eine möglichst belastbare Prognosegrundlage für die zukünftige Entwicklung besteht. Dieser Ansatz entspricht auch der Intention des Verordnungsgebers, nach dessen Willen der in § 9 Abs. 3 S. 2 ARegV vorgegebene Mindestzeitraum von vier Jahren, für den die Daten von Netzbetreibern in die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors einzubeziehen sind, dazu dienen soll, die Belastbarkeit des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors zu gewährleisten (BR-Drs. 417/07 S. 49; BT-Drs. 17/7632 S. 5; vgl. auch BGH, a. a. O., Rn. 65 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I).

(b) Die deshalb im Ansatz zutreffende Annahme der Bundesnetzagentur, dass die Heranziehung eines möglichst langen Zeitraums als Stützintervall auch einen möglichst starken Glättungseffekt zeitigt und deshalb die Prognosegüte verbessert, gilt allerdings nicht uneingeschränkt. Auch der Bundesgerichtshof geht nicht davon aus, dass die Entscheidung für das längst mögliche Stützintervall stets die richtige ist, sondern hält lediglich die Annahme der Bundesnetzagentur, dass das längst mögliche Stützintervall grundsätzlich vorzugswürdig ist, für fehlerfrei. Zugleich erkennt er aber an, dass die Vorteile des längst möglichen Beobachtungszeitraums mit der Eignung einzelner Jahre als Grundlage für die Prognoseentscheidung in Konflikt geraten können, der durch eine Abwägungsentscheidung zu lösen ist (BGH, a. a. O., Rn. 35 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II).

Einmalige Sondereffekte können sich in so erheblicher Weise auf die Prognosegrundlage auswirken, dass der Glättungseffekt seine Wirkung nicht mehr entfalten kann und sich die Prognosegüte erheblich verschlechtert. Dies gilt jedenfalls dann, wenn der Betrachtungszeitraum noch keine solche Länge erreicht, dass ein Glättungseffekt schon wegen der Vielzahl der getroffenen Beobachtungen zwingend zu erwarten ist. Wenn wie im Streitfall maximal lediglich 11 jährliche Produktivitätsentwicklungen betrachtet werden können, kann gerade nicht ausgeschlossen werden, dass einmalige Sondereffekte wie der dargestellte Ausreißercharakter des Jahres 2006 das Ergebnis wesentlich bestimmen. Die Bundesnetzagentur hat deshalb zu untersuchen, ob das gefundene Ergebnis mit Blick auf die darin abgebildeten Sondereffekte für die zukünftige Entwicklung aussagekräftig ist oder durch diese so stark verzerrt wird, dass es keine robuste Prognosegrundlage mehr darstellt. Dies geschieht im Wege der Plausibilisierung üblicherweise mittels einer Vergleichsbetrachtung anderer in Betracht kommender Stützintervalle.

(c) Das Erfordernis einer solchen Plausibilisierung hat die Bundesnetzagentur im angefochtenen Beschluss auch selbst erkannt, wenn sie dort (S. 22 ff.) ausdrücklich – im Wesentlichen wortgleich mit ihren Ausführungen in der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas – darauf verweist, dass bei der Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors *grundsätzlich* ein möglichst langer Zeitraum berücksichtigt werden sollte, für ein möglichst großes Stützintervall sprechende Gesichtspunkte aufzeigt und sodann eine Untersuchung der Ergebnisse auf ihre Robustheit anhand von Vergleichsbetrachtungen anstellt. Dafür, dass sie ihre Auswahlentscheidung allein mit der ihrer Ansicht nach stets richtigen Grundsatzentscheidung für das längst mögliche Stützintervall begründen wollte und die Untersuchungen zur Robustheit allein mit Blick auf die im Konsultationsverfahren geäußerte Kritik an der Einbeziehung des Jahres 2006 in die im Gasbereich angestellten Vergleichsbetrachtungen erfolgt sind, wie von ihr im Verhandlungstermin vertreten, findet sich im angefochtenen Beschluss hingegen kein Anhalt.

(bb) Hiervon abgesehen bedarf das von der Bundesnetzagentur anhand des längst möglichen Stützintervalls ermittelte Ergebnis auch deshalb einer Absicherung, weil Investitionszyklen mit Blick auf den sog. Basisjahreffekt nur unvollständig abgebildet sind und deshalb eine Überzeichnung des Produktivitätsfortschritts zu befürchten ist.

Aus der vorstehend unter 4.c) dargelegten höchstrichterlichen Rechtsprechung zum Umgang mit dem Basisjahreffekt folgt entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur nicht, dass die unvollständige Abbildung von Investitionszyklen mit Blick auf das Basisjahr schon deshalb gerechtfertigt wäre und das Stützintervall keiner weiteren Plausibilisierung mehr bedürfte, weil es sich um einen regulatorisch bedingten und schon deshalb bei der Produktivitätsmessung zu berücksichtigenden Effekt handelt. Dies gilt schon deshalb nicht, weil der Basisjahreffekt zwar eine Besonderheit der Netzwirtschaft ist, deren Produktivitätsentwicklung es abzubilden gilt, er selbst aber nicht zu Veränderungen bei der Produktivitätsmessung führt, sondern nur die unvollständige Abbildung des ihm zugrundeliegenden Investitionszyklus, mithin die Wahl des Betrachtungszeitraums.

Erfolgos macht die Bundesnetzagentur in diesem Zusammenhang zudem geltend, dass sich der Basisjahreffekt an anderer Stelle im Rahmen des Regulierungssystems erlössteigernd auswirken würde und dies auf unternehmerischen Entscheidungen der Netzbetreiber beruhe. Dafür, dass der generelle sektorale Produktivitätsfaktor der Abschöpfung etwaiger Übererlöse aus dem Basisjahreffekt dienen würde, finden sich weder im Verordnungswortlaut noch in der Begründung

Anhaltspunkte. Zudem hat der Bundesgerichtshof in seiner Entscheidung zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas hervorgehoben, dass keine Bindung an die Vorgaben der einschlägigen Netzentgeltverordnungen besteht (etwa BGH, a. a. O., Rn. 107 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I) und damit die systematische Unabhängigkeit des § 9 ARegV von den weiteren Vorgaben der Netzentgeltregulierung betont.

b) Die von der Bundesnetzagentur zur Plausibilisierung des Stützintervalls gewählte Vorgehensweise ist ungeeignet, da sie für die mit Blick auf die Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors erforderliche, zukunftsgerichtete Prognose fernliegt und ihre Eignung deshalb einer Begründung bedürft hätte, die nicht vorliegt.

aa) Die Bundesnetzagentur hat den sich bei Wahl eines Stützintervalls von 2006 bis 2017 ergebenden Wert des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors plausibilisiert, indem sie den Mittelwert aus acht Vergleichszeiträumen betrachtet hat, die mit dem Jahr 2007 beginnen und bei denen jeweils das Endjahr variiert wird, so dass sich als kürzestes Stützintervall der Zeitraum von 2007 bis 2010 ergibt. Hierbei erfahren die Jahre 2007 bis 2010 eine Übergewichtung, da sie in sämtlichen betrachteten Stützintervallen berücksichtigt werden, die jüngeren Jahre werden hingegen untergewichtet.

bb) Eine solche Vorgehensweise ist, wenn sie nicht durch besondere Umstände des Einzelfalls gerechtfertigt ist, nicht sachangemessen. Die Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für die kommende Regulierungsperiode erfordert eine zukunftsgerichtete Prognose. Erfolgt diese, wie in § 9 ARegV vorgesehen, anhand der Analyse der Verhältnisse der Vergangenheit, so liegt die Annahme nahe, dass bei Betrachtung eines längeren Zeitraums den kürzer in der Vergangenheit liegenden Jahren für die zu treffende Prognose eine höhere Aussagekraft zukommt als den weiter in der Vergangenheit liegenden Jahre, nicht aber umgekehrt.

Von einer solchen Annahme ist die Bundesnetzagentur in einem vergleichbaren regulatorischen Kontext auch selbst explizit ausgegangen. In der vorangegangenen Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas vom 21.02.2018 (dort S. 20) hat sie die Robustheit des dort gleichfalls gewählten längst möglichen Stützintervalls von 2006 bis 2016 untersucht, indem sie einen Vergleich mit dem Mittelwert angestellt hat, der sich ergibt, wenn das gewählte Stützintervall jeweils um das am längsten zurückliegende Jahr verkürzt wird. Das kürzeste sich unter Berücksichtigung der verordnungsrechtlichen Vorgabe eines Mindestzeitraums von vier Jahren ergebende Stützintervall war 2013 bis 2016. Diese Jahre waren von allen betrachteten Zeiträumen umfasst und erhielten damit eine stärkere Gewichtung. Ihre damalige Vorgehensweise begründete die Bundesnetzagentur ausdrücklich mit der Annahme, dass die vier aktuellsten Jahre für eine zukunftsgerichtete Prognose die größte Aussagekraft besäßen. Diese Annahme entspricht auch dem Ansatz, den sie bereits im zweiten Referenzbericht „Generelle sektorale Produktivitätsentwicklung im Rahmen der Anreizregulierung“ vom 26.01.2006 (abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/2_ReferenzberichtAnreizregulierung.html) vertreten hatte und wonach neuere Zahlenwerte näher an den heutigen Verhältnissen liegen als die älteren. Diese Einschätzung hat auch der erkennende Senat (Beschl. v. 10.07.2019 – VI-3 Kart 721/18 [V], Rn. 131) bereits für plausibel erachtet, was höchst richterlich nicht beanstandet wurde (BGH, a. a. O., Rn. 87 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I).

Mit Blick auf die Zukunftsgerichtetheit der zu treffenden Prognose hätte die Bundesnetzagentur deshalb Gründe darlegen müssen, die die Untergewichtung der jüngeren Jahre gegenüber den älteren Jahren des Betrachtungszeitraums als sachangemessen erscheinen lassen. Dies gilt umso mehr, als die hier streitgegenständliche vergangenheitsbezogene Betrachtungsweise der von ihr durchgeführten Plausibilisierung bereits im Konsultationsverfahren moniert und auf die Ergebnisse einer gegenwartsbezogenen Betrachtungsweise analog der Vorgehensweise bei der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas hingewiesen worden ist (etwa Stellungnahme des BDEW vom 09.11.2018, S. 11 f., Bl. 4108 ff. VV, nebst dem von diesem vorgelegten Kurzgutachten von Oxera „Untersuchung der Törnqvist-Methode zur Ermittlung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors-Strom für die dritte Regulierungsperiode“ vom 09.11.2018, S. 3 f., Bl. 4129 f. VV).

Solche Gründe hat die Bundesnetzagentur nicht dargelegt. Besondere Umstände, die für eine größere Aussagekraft von länger in der Vergangenheit liegenden Beobachtungen für die zukünftige Entwicklung sprechen könnten im Vergleich zu solchen, die in jüngerer Vergangenheit liegen, etwa singuläre netzwirtschaftliche Besonderheiten der letzten Jahre, hat sie nicht benannt und sind auch nicht ersichtlich. Die Übergewichtung der länger in der Vergangenheit liegenden Jahre lässt sich auch nicht mit dem von der Bundesnetzagentur in der mündlichen Verhandlung herausgestellten Anliegen begründen, sie habe keine Überprüfung der Robustheit der Prognose des gesamten einbezogenen Zeitraums, sondern nur eine auf das Jahr 2006 bezogene durchführen wollen. Sie kann sich zwar dazu entscheiden, zur Validierung des Jahres 2006 Stützintervalle zu bilden, die sich zeitlich stärker an dem zu untersuchenden Jahr orientieren, mithin die länger zurückliegenden Jahre stärker zu gewichten. Um einen unverzerrten Vergleich von Intervallen mit und ohne Jahresscheibe 2006 zu ermöglichen, hätte sie bei einer solchen Vorgehensweise jedoch nicht den sich aus einer Betrachtung der möglichen Stützintervalle mit dem Startjahr 2007 ergebenden Mittelwert mit dem Wert vergleichen dürfen, den der generelle sektorale Produktivitätsfaktor bei dem gewählten Stützintervall von 2006 bis 2017 annimmt. Bei dieser Vergleichsbetrachtung wirkt sich die Übergewichtung der länger zurückliegenden Jahre nur einseitig und damit verzerrend auf den Mittelwert der Stützintervallvarianten mit dem Startjahr 2007, nicht aber auf das gewählte Stützintervall aus. Eine belastbare Validierung der Einbeziehung des Jahres 2006 setzt indes voraus, dass sich die sich gegenüberstehenden Intervallvarianten im Wesentlichen nur mit Blick auf die Einbeziehung des Jahres 2006 unterscheiden und nicht durch einseitig wirkende Effekte überlagert werden. Demzufolge hätte die Bundesnetzagentur allenfalls eine Vergleichsbetrachtung zwischen den denkbaren Stützintervallvarianten mit dem Startjahr 2006 und denjenigen mit dem Startjahr 2007 anstellen können, was sie jedoch gerade nicht gemacht hat.

c) Demgegenüber stützen naheliegende, im Wesentlichen bereits im Konsultationsverfahren aufgezeigte Vergleichsbetrachtungen anderer Zeiträume, die zur Plausibilisierung des von der Bundesnetzagentur ermittelten Ergebnisses herangezogen werden können, die Annahme, dass die Aufnahme des Jahres 2006 in das Stützintervall dem von der Bundesnetzagentur verfolgten Glättungseffekt nicht dienlich ist, sondern der ermittelte Wert des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wesentlich durch die Einbeziehung dieses „Ausreißerjahres“ bestimmt und dabei deutlich nach oben verzerrt wird.

aa) Dies wird zunächst bei einer Vorgehensweise entsprechend derjenigen deutlich, die die Bundesnetzagentur mit plausiblen

Erwägungen bei der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas für sachgemessen erachtet hat.

Bei der Bildung eines Mittelwerts über die möglichen neun Betrachtungszeiträume, die sich ergeben, wenn man ausgehend von dem Jahr 2017 als Endjahr die Anfangsjahre von 2006 bis 2014 variiert, ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von -0,53%, der um 2,35 Prozentpunkte unterhalb des Werts liegt, den die Bundesnetzagentur mit 1,82% für das gewählte Stützintervall ermittelt hat. Wenn man unter – systematisch überzeugenderer – Außerachtlassung des Anfangsjahres 2006 den Mittelwert über die sich für acht Betrachtungszeiträume mit den Anfangsjahren 2017 bis 2014 ergebenden Werte des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors bildet, liegt dieser sogar noch weiter entfernt bei -0,83%.

Auch bei einer Betrachtung der einzelnen sich für die einbezogenen Stützintervalle ergebenden Werte zeigt sich eine singuläre Stellung des gewählten Stützintervalls gegenüber denjenigen, die das Jahr 2006 nicht mit einbeziehen: So sinkt der für das Stützintervall 2007 bis 2017 ermittelte generelle sektorale Produktivitätsfaktor deutlich auf 0,53%, der sodann in keinem anderen der ordnungskonform möglichen Stützintervalle mehr überschritten wird.

Der zugrunde liegende Sachverhalt unterscheidet sich damit deutlich und maßgeblich von demjenigen, der der Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas zugrunde lag. Dort ergab sich für beide Alternativen der Vergleichsbetrachtung (mit und ohne Einbeziehung des Jahres 2006) mit 0,51% jeweils ein Wert, der sogar geringfügig über dem für das dort gewählte Stützintervall errechneten Wert von 0,49% lag. Darin hat der Bundesgerichtshof folgerichtig eine Bestätigung des von der Bundesnetzagentur gewählten Vorgehens erblickt (BGH, a. a. O., Rn. 88 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I).

bb) Auch eine in zeitlicher Hinsicht nicht gewichtete Betrachtung, bei der auf den Durchschnittswert aller Werte des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors abgestellt wird, die sich aus sämtlichen ordnungskonform denkbaren Stützintervallen ergeben, zeigt eine deutliche Abweichung zum ermittelten Wert von 1,82%. Bei Außerachtlassung des Jahres 2006 würde sich bei 36 möglichen Betrachtungszeiträumen ein Mittelwert von 0,26% ergeben, bei einer Einbeziehung des Jahres 2006 bei 45 möglichen Betrachtungszeiträumen ein Mittelwert von 1,07%.

cc) Wenn man den von der Bundesnetzagentur einseitig bei der Plausibilisierung gewählten Ansatz einer Übergewichtung länger zurückliegender Jahre aufgreift und, um einen unverzerrten Vergleich von Intervallen mit und ohne Einbeziehung des Jahres 2006 zu gewährleisten, den sich aus den Stützintervallvarianten mit dem Startjahr 2006 ergebenden Mittelwert von 4,31% mit dem sich aus den Stützintervallvarianten mit dem Startjahr 2007 ergebenden Mittelwert von 2,05% vergleicht, gelangt man ebenfalls zu dem Ergebnis, dass die Einbeziehung des Jahres 2006 erheblichen Einfluss auf den ermittelten generellen sektoralen Produktivitätsfaktor hat.

d) Angesichts der deutlichen Verzerrung des gewählten Stützintervalls durch das „Ausreißerjahr“ sind andere Stützintervalle, die das Jahr 2006 nicht einbeziehen, als Grundlage für eine Prognose des für die dritte Regulierungsperiode anzusetzenden generellen sektoralen Produktivitätsfaktors deutlich überlegen, womit das gewählte Stützintervall nicht mehr den Vorgaben des § 9 Abs. 3 S. 1 und S. 2 ARegV genügt.

Dies gilt jedenfalls für das Stützintervall 2007 bis 2017, das dem gewählten Stützintervall in nahezu jeder Hinsicht überlegen ist. Es dient in hohem Maße der Glättung temporärer Effekte, da es sich über einen Betrachtungszeitraum von 11 Jahren erstreckt und damit 10 Beobachtungen ermöglicht,

mithin nur geringfügig weniger als das von der Bundesnetzagentur gewählte Stützintervall, bei dem der angestrebte Glättungseffekt aber durch die Abbildung eines „Ausreißerjahres“ gerade konterkariert wird. Über die Vermeidung der Abbildung die Prognosegrundlage erheblich verzerrender Sondereffekte durch die Herausnahme des Jahres 2006 hinaus bildet ein solches Stützintervall auch die durch den Basisjahreffekt geprägten Investitionszyklen deutlich besser ab als das von der Bundesnetzagentur gewählte Stützintervall und führt deshalb in geringerem Maße zu Verzerrungen. Zwar werden die um die drei im möglichen Betrachtungszeitraum liegenden Basisjahre 2006, 2011 und 2016 liegenden Investitionszyklen nicht alle vollständig abgebildet, sondern nur der auf das Basisjahr 2011 zurückgehende. In der Gesamtbetrachtung wird aber jedenfalls die Produktivitätsentwicklung von zwei Basisjahren sowie jeweils von zwei einem Basisjahr vorangegangenen und nachfolgenden Jahren abgebildet. Mit Blick auf das Basisjahr 2006 findet nur der die Produktivitätsentwicklung überschätzende Effekt des Folgejahres, der sich in der Betrachtung der Entwicklung 2007-2008 zeigt, Berücksichtigung. Letzterer Effekt fehlt aber gerade mit Blick auf den Investitionszyklus um das Basisjahr 2016, da keine Daten für das Jahr 2018 mehr vorliegen und er sich in der Veränderungsrate 2017-2018 niedergeschlagen hätte.

Da nach alledem die Ungeeignetheit des gewählten Stützintervalls und die greifbare Überlegenheit anderer Stützintervalle bereits nach der Aktenlage offensichtlich ist, bedurfte es keiner weiteren Sachverhaltsermittlung durch den Senat, insbesondere nicht der Einholung eines Sachverständigenutachtens zur Frage der Robustheit des Stützintervalls.

IV. Des Weiteren ist die Festlegung im Hinblick auf den von der Bundesnetzagentur gewählten Deflator der als Outputfaktor verwendeten Bruttoumsatzerlöse rechtswidrig, weil die Annahmen der Bundesnetzagentur zu dessen Eignung nicht tragfähig sind. Die übrigen Einwendungen gegen die Ermittlung des Outputfaktors bleiben indes ohne Erfolg.

1. Zur Ermittlung des generellen Produktivitätsfaktors nach der Törnqvist-Methode wird ein Outputfaktor ermittelt, der je Periode mit dem Inputfaktor ins Verhältnis gesetzt wird, um die Produktivitätsentwicklung jeder Periode und daraus sodann den Mittelwert der Produktivitätsentwicklung eines jeden Jahres zu bilden. Als Outputfaktor hat die Bundesnetzagentur den Bruttoproduktionswert des Netzbetriebs, der sich aus der Summe der Umsatzerlöse, der Bestandsveränderungen und der aktivierten Eigenleistungen errechnet, verwendet. Dabei müssen bei der Ausgestaltung des Törnqvist-Index als Mengenindex die preisbereinigten (realen) Größen herangezogen werden, um zu gewährleisten, dass reine Mengenerwartungen abgebildet werden. Da die einzelnen Bestandteile des Bruttoproduktionswerts, u. a. die Umsatzerlöse, keine reine Mengengröße darstellen, sondern sowohl eine Mengen- als auch eine Preiskomponente beinhalten, ist eine Preisbereinigung (Deflationierung) der genannten Bestandteile nötig. Die erforderliche Preisbereinigung hat die Bundesnetzagentur anhand der durchschnittlichen Netzentgelte der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Jahre 2006 bis 2017 vorgenommen (Festlegung, S. 26 ff.).

2. Rechtsfehlerfrei hat die Bundesnetzagentur als Outputfaktor den Bruttoproduktionswert des Netzbetriebs herangezogen. Anhaltspunkte dafür, dass andere mögliche Outputfaktoren greifbar überlegen gewesen wären, liegen nicht vor. Mit Blick auf den ebenfalls als Outputfaktor in Betracht kommenden Produktionswert haben die Gutachter der Bundesnetzagentur unter Darstellung und Abwägung der Vor- und Nachteile keinen der denkbaren Outputfaktoren für überlegen angesehen (WIK-Gutachten, S. 30), ohne dass die Beschwerdeführerin hiergegen etwas erinnert hätte. Soweit im Konsultationsver-

fahren die alternative Verwendung physischer Outputs auf Grundlage der bei allen Stromnetzbetreibern erhobenen Strukturdaten vorgeschlagen worden ist (etwa S. 16 f. der Stellungnahme zum Produktivitätsfaktor Strom des BDEW, Bl. 4113 ff. VV, sowie das darin in Bezug genommene Oxera-Gutachten, Bl. 4127 ff. VV), ist nicht aufgezeigt worden, aus welchen Gründen dieses dem gewählten Outputfaktor greifbar überlegen sein sollte. Zwar besteht bei monetären Größen der Nachteil, dass diese preisbereinigt werden müssen. Die Kombination verfügbarer Strukturdaten zu einem physischen Outputindex verlangt indes eine Auswahl und Gewichtung verschiedener Variablen, mithin ebenfalls methodische Wertungen, und ist deshalb nicht bzw. jedenfalls nicht in erheblich geringerem Maß anfällig für Fehler oder Verzerrungen. Eine deutliche Überlegenheit physischer Outputfaktoren gegenüber monetär basierten Outputfaktoren kann aus diesem Grund nicht angenommen werden.

Im Übrigen war die Bundesnetzagentur auch nicht dazu verpflichtet, ohne konkrete Anhaltspunkte andere Faktoren auf ihre Überlegenheit gegenüber dem von ihr herangezogenen, als Outputfaktor grundsätzlich geeigneten Bruttoproduktionswert zu überprüfen (BGH, a. a. O., Rn. 48 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I). Sie hat dies aber bezugnehmend auf ein hierzu eingeholtes Gutachten, das von Swiss Economics (Bl. 120 ff. VV) stammt, gleichwohl auf S. 26 des angefochtenen Beschlusses mit Blick auf physische Outputfaktoren getan und ihre Entscheidung für die Vorzugswürdigkeit der von ihr gewählten Methode nachvollziehbar begründet.

3. Zu beanstanden ist indes die Auswahlentscheidung der Bundesnetzagentur hinsichtlich des Deflators.

a) Die Bundesnetzagentur hat angenommen, dass sich als Deflator für die Umsatzerlöse die durchschnittlichen Netzentgelte der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden der Jahre 2006 bis 2017 eignen, da die Netzentgelte den wesentlichen Einflussfaktor für die Umsatzerlöse darstellten, und hat diese mit dem jeweiligen Verbrauchsanteil gewichtet. Die hierfür erforderlichen Daten hätten vorgelegen und seien im Zusammenhang mit der Monitoringverpflichtung der Bundesnetzagentur bzw. zwischenzeitlich auch des Bundeskartellamts gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG erhoben worden.

Die Verwendung des sog. Monitoring-Index als Deflator für die Umsatzerlöse hat sie im Wesentlichen damit begründet, dass dieser zur notwendigen, möglichst an den tatsächlichen Gegebenheiten orientierten Ermittlung der Preisentwicklungen die geeignetste Quelle darstelle. Nachdem sie sich Zusammenfassung und Ermittlung des Destatis-Index sowie seine Zwecke durch das Statistische Bundesamt habe erläutern lassen, halte sie den Monitoring-Index für die spezifische Aufgabe der Festlegung besser geeignet als den nach allgemeinen, nicht nach Besonderheiten der einzelnen Wirtschaftssektoren differenzierenden Grundsätzen ermittelten Destatis-Index. Der auf einer Vollerhebung basierende Monitoring-Index bilde sowohl die regionalen Preisveränderungen als auch die tatsächlich gezahlten Netzentgelte und die Netzentgeltsteigerungen der vorgelagerten Netzebene ab. Letzteres beruhe auf der Entgeltbildungskonvention der sog. Kaskadierung, bei der die Netzentgelte oberhalb der Mittelspannung durchgereicht und de facto erstmals durch die Kunden der Mittel- und Niederspannungsebene bezahlt würden. So entfielen z. B. 90 bis 95% des Netzentgeltvolumens der Übertragungsnetzbetreiber nicht auf deren Kunden, sondern auf Kunden der nachgelagerten Ebenen. Für die Kunden der Höchstspannungsebene hätten sich die Preise sogar rückläufig entwickelt, da ein Großteil der in den Übertragungsnetzebenen angeschlossenen Letztverbraucher Sondervertragskunden seien. Die diesen gewährten Rabatte überkompensierten den optischen Netzentgeltanstieg des Standardpreisblattes erheblich. Der Destatis-Index sei demge-

genüber nicht besser bzw. sogar ungeeignet, da er auf einer Stichprobe und auf dem Standardpreissystem der Netzbetreiber beruhe und damit nicht auf den tatsächlich gezahlten, in die Umsatzerlöse eingeflossenen Netzentgelten. In Bezug auf die Gewichtung der einzelnen Spannungsebenen komme es zudem zu Unschärfen bei der ausgewiesenen Preissteigerung in den oberen Spannungsebenen (Festlegung, S. 27 ff.).

b) Die Annahme der Bundesnetzagentur, dass der Monitoring-Index als Deflator geeignet ist, obgleich in diesem die Netzentgelte der Ebenen oberhalb der Mittelspannung nicht enthalten sind, ist mit der von ihr gegebenen Begründung nicht tragfähig.

Die erforderliche, mathematisch korrekte Deflationierung der Umsatzerlöse gemäß § 9 Abs. 3 S. 1 EnWG setzt voraus, dass die Preisbestandteile, die in den Umsatzerlösen enthalten sind, auch im Netzentgeltdeflator berücksichtigt worden sind, denn dieser muss die durchschnittliche Preisentwicklung aller Umsatzbestandteile abbilden. Sofern einzelne Preisbestandteile nicht unmittelbar in den Deflator eingeflossen sind, muss sichergestellt sein, dass sie jedenfalls mittelbar abgebildet werden bzw. ihre Nichtberücksichtigung keine ergebnisrelevanten Auswirkungen hat. Unstreitig sind in die nominalen Umsatzerlöse die Netzentgelte sämtlicher Spannungsebenen eingeflossen und damit auch die in den Monitoring-Daten nicht erfassten, auf den Spannungsebenen oberhalb der Mittelspannung angefallenen Netzentgelte. Die Verwendung eines Netzentgeltdeflators, in den nur die durchschnittlichen Netzentgelte der Mittel- und Niederspannungsebene bzw. der diese verbindenden Spannungsebene eingeflossen sind, ist deshalb nur unter der Annahme sachgerecht, dass die abgebildeten Netzentgelte der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden auch für die übrigen Abnahmefälle repräsentativ sind.

Dies folgt im Streitfall nicht bereits daraus, dass die Preisentwicklung über alle Netzebenen im Wesentlichen gleich verlaufen wäre. Es ist zwischen den Verfahrensbeteiligten vielmehr unstreitig geblieben, dass die Netzentgelte auf den höheren Spannungsebenen (d. h. oberhalb der Mittelspannung) deutlich stärker gestiegen sind als die auf den nachgelagerten beiden Netzebenen (d. h. der Nieder- und Mittelspannungsebene einschließlich der diese verbindenden Umspannebene).

Die Beschwerdeführerin wendet zudem zu Recht ein, dass die Annahme der Bundesnetzagentur, die Netzentgelte bzw. Netzentgeltsteigerungen auf den höheren Spannungsebenen seien wegen des sog. Kaskadierungseffekts in Verbindung mit der Inanspruchnahme individueller Netzentgelte durch die auf diesen Ebenen angeschlossenen Letztverbraucher durch die in den Monitoring-Index eingeflossenen Netzentgelte hinreichend abgebildet, auf unzutreffenden Prämissen beruhe.

aa) Zwar geht ein Großteil der auf den Spannungsebenen oberhalb der Mittelspannung angefallenen Netzentgelte deshalb in die Netzentgelte der Mittel- und Niederspannung ein, weil die weiterverteilenden Netzbetreiber die Kosten für die vorgelagerte Netznutzung jeweils an ihre Kunden weitergeben und sich deshalb steigende Netzentgelte auf den höheren Spannungsebenen unmittelbar in den Netzkosten der nachgelagerten Spannungsebenen widerspiegeln (sog. Kaskadierungseffekt).

Welchen Umsatzanteil Weiterverteiler an den Netzentgelten auf den höheren Spannungsebenen haben, ist jedoch – soweit ersichtlich – durch die Bundesnetzagentur nicht konkret ermittelt worden. Sie geht im angefochtenen Beschluss davon aus, dass 90 bis 95% des Netzentgeltvolumens der Übertragungsnetzbetreiber, die im Wesentlichen die Höchstspannungsebene und die darunter gelagerte Umspannebene zur Hochspannung betreiben, auf Kunden der nachgelagerten

Ebenen entfallen. Angaben zu den mit Weiterverbrauchern bzw. Letztverbrauchern anteilig erzielten Umsatzerlösen auf den höheren Spannungsebenen insgesamt macht die Bundesnetzagentur nicht. Nach der von PwC durchgeführten Datenerhebung im Rahmen des Projekts Benchmarking-Transparenz, der die Daten von 164 Netzbetreibern zugrunde lagen und deren Repräsentativität von der Bundesnetzagentur bestritten wird, errechnet sich ein Umsatzanteil der von fremden Weiterverteilern erzielten Erlöse in den höheren Spannungsebenen – d. h. einschließlich der Hochspannungsebene und der dieser nachgelagerten Umspannebene zur Mittelspannung – für die Jahre 2016 und 2017 von lediglich 88%. Dass nach einer Berechnung der Privatgutachter der Beschwerdeführerin anhand der Daten des Törnqvist-Tools der Bundesnetzagentur (Jahresarbeit an Letztverbraucher ohne Verlustenergie) der Anteil der Entnahmemenge der Letztverbraucher auf den höheren Spannungsebenen im Betrachtungszeitraum von 2006 bis 2017 im Durchschnitt ca. 24% (S. 13 f. des E-Bridge-Gutachtens, insbesondere Abb. 9) betrug, könnte sogar noch einen deutlich höheren Umsatzanteil der mit Letztverbrauchern erzielten Erlöse auf den höheren Spannungsebenen nahelegen, auch wenn der Anteil entnommener Jahresarbeit und der Anteil gezahlter Netzentgelte nicht zwingend korrespondieren. Der Berechnung ist die Bundesnetzagentur erst mit nicht nachgelassenem Schriftsatz vom 15.02.2022 unter pauschalem Verweis auf den offenen Widerspruch zu ihren Annahmen zum Anteil des Netzentgeltvolumens der Übertragungsnetzbetreiber entgegengetreten, ohne dass sie konkret vorgetragen hätte, welcher Anteil der Entnahmemenge der Letztverbraucher auf den höheren Spannungsebenen sich nach ihren eigenen Berechnungen aus den Törnqvist-Daten ergibt. Soweit sie mit diesem Vorbringen die Richtigkeit der von der Beschwerdeführerin vorgetragenen Berechnungen bestritten wollte, wäre dies nicht nur verspätet, sondern mangels Substanz auch unerheblich.

Danach kann festgestellt werden, dass der überwiegende Teil der Umsatzerlöse auf den höheren Spannungsebenen mit Weiterverteilern erzielt wird und deshalb unmittelbar dem Kaskadierungseffekt unterliegt. Gleichwohl ist der Anteil der mit Letztverbrauchern erzielten Umsatzerlöse ersichtlich so erheblich, dass die Preisentwicklung dieser Umsatzerlöse nicht von vornherein außer Betracht bleiben durfte.

bb) Die weitere Annahme der Bundesnetzagentur, dass es mit Blick auf die an die höheren Spannungsebenen angeschlossenen Letztverbraucher wegen deren Inanspruchnahme individueller Netzentgelte zu keiner deutlich anderen Preisentwicklung gekommen ist als auf den niedrigeren Spannungsebenen, ist mit der von der Bundesnetzagentur hierfür gegebenen Begründung nicht tragfähig.

(1) Zwar ist die Annahme der Bundesnetzagentur, dass Letztverbraucher, die auf einer der höheren Spannungsebenen angeschlossen sind, infolge ihres Abnahmeverhaltens in aller Regel individuelle Netzentgelte in Anspruch nehmen, mithin nicht die in den Standardpreisblättern ausgewiesenen Entgelte, sondern nur einen Bruchteil derselben zahlen, plausibel und nachvollziehbar. Konkrete Anhaltspunkte dafür, dass diese Annahme unzutreffend ist, hat die Beschwerdeführerin nicht vorgetragen.

(2) Zudem ist mit Blick auf den Zeitraum von 2006 bis 2011 die Annahme der Bundesnetzagentur, dass auch die von Letztverbrauchern auf den höheren Spannungsebenen gezahlten Netzentgelte im Monitoring-Index abgebildet werden, deshalb tragfähig, weil in diesem Zeitraum eine Erstattung der Differenz zwischen den von den Letztverbrauchern gezahlten individuellen Netzentgelten und den im Standardpreisblatt ausgewiesenen Netzentgelten über das eigene Entgeltsystem bzw. das eigene Regulierungskonto des jeweiligen Netzbetreibers

erfolgte, so dass die entgangenen Erlöse über die von den eigenen Kunden generierten Netzentgelte refinanziert wurden. Insoweit kam aber wiederum der Kaskadierungseffekt zum Tragen, weil der überwiegende Teil der hierdurch entstehenden Kosten auf die nachgelagerten Netzebenen durchgereicht wurde und sich damit auch in den Netzentgelten der nachgelagerten Spannungsebenen, die im Monitoring-Index berücksichtigt werden, widerspiegelt.

(3) Etwas anderes gilt aber für den Zeitraum ab 2012, in dem eine Erstattung entgangener Erlöse über das durch das Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 26.07.2011 (BGBl. I S. 1554) eingeführte bundesweite Umlageverfahren nach § 19 StromNEV erfolgt ist.

(a) Der Ansatz, für die Betrachtung der Netzentgeltentwicklung auf den höheren Spannungsebenen auf die individuellen Netzentgelte abzustellen, ist nur insoweit zutreffend, als bei den zu deflationierenden Umsatzerlösen solche Umsätze, die die Netzbetreiber aus der Erstattung ergangener Erlöse nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV generiert haben, unberücksichtigt geblieben sind. Eine sachgerechte Deflationierung setzt voraus, dass die im verwendeten Preisindex berücksichtigten Netzentgelte mit denen korrespondieren, die in die Umsatzerlöse eingeflossen sind. Sind bei der Ermittlung der Umsatzerlöse Erstattungszahlungen nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV berücksichtigt worden, d. h. die Netzbetreiber faktisch so gestellt worden, als wenn sie das Netzentgelt gemäß ihrem Standardpreisblatt generiert hätten, kann bei einer Betrachtung im Rahmen der Deflationierung nicht auf die – deutlich geringeren – individuellen Netzentgelte abgestellt werden. Die Preisbereinigung würde dann nicht für alle Umsatzerlöse erfolgen.

(b) Im Streitfall ist davon auszugehen, dass das Abstellen auf die von den auf den höheren Spannungsebenen angeschlossenen Letztverbrauchern zu zahlenden individuellen Netzentgelte nur mit Blick auf einen Teil derselben gerechtfertigt ist, weil nur ein Teil der Netzbetreiber bei den von ihr der Bundesnetzagentur mitgeteilten Umsatzerlösen eine Bereinigung um Erstattungszahlungen nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV vorgenommen hat.

Soweit die Bundesnetzagentur geltend gemacht hat, dass im Rahmen der Plausibilisierung von der Mehrzahl der Netzbetreiber am Ende des Plausibilisierungsprozesses im Zusammenhang mit der finanziellen Abwicklung von Umlagesachverhalten bestätigt worden sei, entsprechende Aufwands- und Ertragspositionen der Umlagen aus der Datenerhebung bereinigt zu haben, lässt dies keine belastbaren Rückschlüsse darauf zu, dass eine Bereinigung gerade um solche Erstattungszahlungen bestätigt worden ist. Die Bundesnetzagentur hatte in ihrer Datenfestlegung zum Törnqvist-Index, Az. BK4-17-094 (dort. S. 9), die Herausrechnung von Aufwendungen und Erträgen im Zusammenhang mit der Abwicklung von Umlagesachverhalten angeregt und hierzu eine zusätzliche Abfrageposition und einen Hinweis ergänzt. Sie hat aber nicht klargestellt, ob sich die Anregung nur auf die im unmittelbaren Zusammenhang mit der bundesweiten Umlage nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV stehenden Zahlungsströme (Vereinbarung der § 19 StromNEV-Umlage durch die Netzbetreiber und deren Weiterreichung an die Übertragungsnetzbetreiber) aus den Umsatzerlösen erstreckt oder auch auf die Erstattung für infolge individueller Netzentgelte entgangene Erlöse nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV, die im engeren Sinne keinen Umlagesachverhalt darstellt. Nach den Darlegungen des Beschlusskammervorsitzenden im Verhandlungstermin vor dem Senat waren die Einzelheiten betreffend die Umlagesachverhalte nach § 19 Abs. 2 StromNEV im Rahmen des Datenplausibilisierungsverfahrens nicht thematisiert worden. In Ermangelung einer für die Netzbetreiber eindeutigen Anweisung, Erstattungszahlungen nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV aus den

Umsatzerlösen herauszurechnen, ist deshalb anzunehmen, dass dies nicht durch sämtliche Netzbetreiber erfolgt ist. Das Vorbringen der Beschwerdeführerin legt vielmehr nahe, dass der größere Teil der Netzbetreiber keine Herausrechnung vorgenommen hat. Ausweislich der Ergebnisse des Projekts Benchmarking-Transparenz haben nur 29% von 164 Netzbetreibern angegeben, dass sie in der Datenabfrage gemäß der Törnqvist-Datenfestlegung die in der Position B.1.2. ausgewiesenen Umsätze um die Erstattung entgangener Erlöse nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV bereinigt haben.

(c) Durch die nach alledem gerechtfertigte Annahme, dass nur bei einem – nicht näher quantifizierten – Teil der Netzbetreiber die individuellen Netzentgelte ohne Erstattungszahlungen nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV in die zu deflationierenden Umsatzerlöse eingeflossen sind, wird die Eignung des Monitoring-Index, ein verlässliches und aussagekräftiges Ergebnis zu liefern, ernstlich in Zweifel gezogen. Bei der erforderlichen Gesamtbetrachtung kann nicht ausgeschlossen werden, dass es zu einer beachtlichen Ergebnisverzerrung kommt. Weder ist der Anteil der auf den oberen Spannungsebenen erzielten Umsatzerlöse, die unmittelbar dem Kaskadierungseffekt unterfallen, da sie mit Weiterverbrauchern erzielt werden, konkret oder jedenfalls näherungsweise beziffert bzw. belastbar abgeschätzt, noch der Anteil der dort mit Letztverbrauchern erzielten Umsatzerlöse, für den bei der Deflationierung das gezahlte Netzentgelt zuzüglich der Erstattungszahlungen nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV zu berücksichtigen ist. Es fehlt damit an Anknüpfungstatsachen, die verlässliche Rückschlüsse darauf zulassen, dass die erheblichen „optischen“ Preissteigerungen in den Standardpreisblättern der höheren Spannungsebenen, die gerade in den letzten Jahren zu verzeichnen sind, im Verhältnis zu den im Monitoring-Index abgebildeten Netzentgelten durch die Rabatte infolge individueller Netzentgelte erheblich überkompensiert (so die Bundesnetzagentur im angefochtenen Beschluss) oder jedenfalls im Wesentlichen kompensiert worden sind. Allein die Feststellungen der Bundesnetzagentur zur Höhe der gewährten Rabatte von im Zeitverlauf mindestens 50% und zwischenzeitlich 85% rechtfertigen eine solche Annahme nicht, wenn unklar ist, auf welchen Kundenanteil mit welchen Umsatzerlösen sich diese im Deflator überhaupt erlösmindernd ausgewirkt haben.

In diesem Zusammenhang ist eine erhebliche, tatsächliche Unsicherheit nicht hinnehmbar. Wie weit der Beurteilungsspielraum reicht, der der Bundesnetzagentur auch im Hinblick auf die Frage eröffnet ist, in welchem Umfang niemals vollständig zu vermeidende tatsächliche Unsicherheiten bei der Prognosegrundlage hinzunehmen sind, ist rechtlich zu bestimmen (BGH, a. a. O., Rn. 24 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I). Vorliegend verbietet sich die Inkaufnahme erheblicher tatsächlicher Unsicherheiten schon angesichts des auch von der Bundesnetzagentur anerkannten maßgeblichen Einflusses des Deflators auf das Endergebnis (hierzu bereits Senat, Beschl. v. 10.07.2019, VI-3 Kart 721/18 [V], juris Rn. 139), der darauf zurückgeht, dass die nominalen Umsatzerlöse ca. 99% des nominalen Bruttoproduktionswerts ausmachen. Zudem ist davon auszugehen, dass der Bundesnetzagentur die Gewinnung weiterer Erkenntnisse sowohl zum Anteil der mit Letztverbrauchern auf den höheren Spannungsebenen erzielten Umsatzerlöse als auch zur Berücksichtigung von Erstattungszahlungen nach § 19 Abs. 2 S. 13 StromNEV im Rahmen der von den Netzbetreibern gemeldeten Umsatzerlöse mit vertretbarem Aufwand ohne Weiteres möglich sein dürfte, insbesondere weil auf der Höchstspannungsebene nur vier Übertragungsnetzbetreiber tätig sind.

[...]

3. Methodisch fehlerfrei hat die Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des Inputfaktors im Rahmen der Törnqvist-Metho-

de einen jährlich aktualisierten Zins für das eingesetzte Fremdkapital herangezogen.

a) Die Bundesnetzagentur hat die Entwicklung des Kostenblocks „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ durch die Zinsen gemäß § 7 Abs. 7 StromNEV abgebildet. Dass sie sich für den Ansatz eines jährlich aktualisierten Werts für die Fremdkapitalzinsen anstelle des in der Konsultation vorgeschlagenen Mittelwerts entschieden hat, hat sie im angefochtenen Beschluss damit begründet, dass der jährliche Zinssatz der Umlaufrenditen die tatsächlichen Gegebenheiten am Kapitalmarkt widerspiegeln. Durch die Berücksichtigung der Zinsreihen von Anleihen am Kapitalmarkt mit unterschiedlichen Laufzeiten sei sichergestellt, dass der jährliche Durchschnitt sowohl langfristige als auch kurzfristige Verbindlichkeiten, für die sich Unternehmen am Kapitalmarkt frei entscheiden könnten, abbilde. Im Gegensatz zum Eigenkapital sei das Fremdkapital flexibel. Es komme nicht auf die absolute Zinshöhe, sondern auf die Veränderungsraten im Betrachtungszeitraum an, die durch die gewählte Vorgehensweise sachgerecht abgebildet würden (Festlegung, S. 39 f.).

b) Die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur ist zunächst nicht deshalb rechtswidrig, weil sie nicht den Vorgaben des § 5 Abs. 2 Hs. 2 StromNEV entspricht.

Wie bereits höchstrichterlich zur Festlegung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors Gas entschieden, ist die Bundesnetzagentur auch bei der Berechnung der Größe „Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ im Rahmen der Ermittlung der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung nicht an die Netzentgeltverordnungen gebunden. Dass die Bundesnetzagentur zur Ermittlung der Fremdkapitalzinsen die in § 7 Abs. 7 StromNEV angeführten Zinsreihen herangezogen hat, verpflichtet sie weder zur Heranziehung der weiteren Vorgaben der StromNEV, insbesondere von § 5 Abs. 2 Hs. 2 StromNEV, noch zur Begründung ihrer abweichenden Vorgehensweise (zu den Parallelvorschriften in der GasNEV BGH, a. a. O., Rn. 107 f. – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I; bestätigt a. a. O., Rn. 43 f. – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor II).

c) Es liegen auch keine Anhaltspunkte dafür vor, dass der Ansatz eines auf mehrere Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts (rollierenden Mittelwerts) dem Ansatz des jährlichen Durchschnitts der in § 7 Abs. 7 StromNEV aufgeführten Zinsreihen greifbar überlegen wäre.

Zwar entspricht es der ökonomischen Realität, dass sich die Netzbetreiber nicht jedes Jahr das erforderliche Fremdkapital neu beschaffen, sondern sich durch langfristig gebundenes Fremdkapital finanzieren. Dies hat die Bundesnetzagentur im angefochtenen Beschluss auch erkannt. Ihre für die Geeignetheit der gewählten Methode und gegen eine (greifbare) Überlegenheit eines rollierenden Mittelwerts angeführten Erwägungen sind gleichwohl tragfähig. Wie vom Bundesgerichtshof bereits entschieden, steht ihre Vorgehensweise im Einklang mit der Zielrichtung der Ermittlung der Fremdkapitalzinsen im Rahmen der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung, die darin besteht, die Entwicklung der Finanzierungskosten sämtlicher Stromnetzbetreiber während des betrachteten Stützintervalls abzubilden und nicht wie bei der Kostenprüfung die absoluten, zu diesem Zeitpunkt höchstens ansatzfähigen Fremdkapitalzinsen zu ermitteln (BGH, a. a. O., Rn. 110 – Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor I). Angesichts dieser Zielrichtung ist es gerade nicht erforderlich, das Finanzierungsverhalten des einzelnen Netzbetreibers möglichst realitätsgerecht abzubilden, so dass es auch nicht darauf ankommt, wie flexibel Netzbetreiber üblicherweise auf Zinsveränderungen reagieren können. Zudem hat der Bundesgerichtshof (a. a. O.) auch die Erwägung der Bundesnetzagentur,

dass die branchenweite und im Gegensatz zur Kostenprüfung nicht punktuelle, sondern verlaufsbezogene Betrachtung der Zinsentwicklung bereits zu einer Glättung von Sondereffekten führt (vgl. S. 63 des angefochtenen Beschlusses), als sachgerecht erachtet.

Anlass zu einer weiteren Sachaufklärung durch Einholung eines Sachverständigengutachtens bestand nach alledem nicht.

[...]

D.

I. Die Kostenentscheidung beruht auf § 90 S. 1 EnWG. Unter Berücksichtigung des Rechtsgedankens des § 92 Abs. 1 Nr. 1 ZPO und der aus dem einseitigen Anwaltszwang (§ 80 EnWG) resultierenden ungleichen Kostenbelastung im Beschwerdeverfahren entspricht es der Billigkeit, dass die Beschwerdeführerin und die Bundesnetzagentur die Gerichtskosten und ihre außergerichtlichen Kosten jeweils zur Hälfte tragen. Vorliegend hat die für die erneute Bescheidung vorgegebene Rechtsauffassung des Senats eine geringere Bindung der Bundesnetzagentur zur Folge als mit der Beschwerde erstrebt, weil die gegen ihre Vorgehensweise geführten Angriffe nur unter zwei Gesichtspunkten Erfolg und unter einer Vielzahl von anderen Gesichtspunkten keinen Erfolg haben. Damit unterliegt die Beschwerdeführerin teilweise (vgl. BVerwG, Urt. v. 24.09.2009, 7 C 2/09, juris Rn. 67). Da sich der Umfang des Teilunterliegens nicht belastbar quantifizieren lässt, ist eine Kostentragung zu gleichen Teilen angemessen.

E.

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die Streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung haben (§ 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG).

Anspruch auf vermiedene Netzentgelte für aus Speichern eingespeisten Strom

OLG Düsseldorf, B. v. 02.02.2022 – VI-3 Kart 37/21 [V]
(Verfahrensgang: BNetzA, B. v. 18.12.2020 – BK8-20/10465-M1)

§ 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw. § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F.; §§ 3 Nr. 11, 31 Abs. 1, 118 Abs. 6 EnWG; § 18 Abs. 1 Satz 1, Abs. 2 und 3 StromNEV

1. Der Zulässigkeit eines Antrags im besonderen Missbrauchsverfahren nach § 31 Abs. 1 EnWG steht es nicht entgegen, dass die relevanten Streitfragen zum Zeitpunkt der Antragstellung bereits Gegenstand eines zivilgerichtlichen Verfahrens zwischen dem Antragsteller (hier: der weiteren Beteiligten) und dem betroffenen Netzbetreiber (hier: der Antragsgegnerin und Beschwerdeführerin) sind.

2. Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (Stromspeicher) – wie der Streitgegenständliche Batteriespeicher – sind trotz ihrer Erzeugungswirkung im Zeitpunkt der Ausspeisung nicht als „Erzeugungsanlage“ im Sinne des § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw. § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F. zu qualifizieren und werden damit auch nicht vom Begriff der „dezentralen Erzeugungsanlage“ in § 3 Nr. 11 EnWG bzw. § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV erfasst. Dies ergibt sich aus einer Wortlautauslegung, geschichtlichen und systematischen Erwägungen sowie dem seitens des Verordnungsgebers mit der Förderung dezentraler Einspeisung intendierten Zweck.

3. Im Hinblick darauf, dass auch die Ausspeisung der in einem Stromspeicher (zwischen-)gespeicherten Energie in diesem Moment einen Bezug von elektrischer Energie aus vorgelagerten Netzebenen zu vermeiden hilft und daran gemäß § 18 Abs. 1 Satz 3, Abs. 2 und 3 StromNEV die Berechnung vermiedener Netzentgelte anknüpft, hält der Senat es für vertretbar, § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV analog auf die dezentrale Einspeisung von elektrischer Energie durch Stromspeicher anzuwenden.

4. Das für eine Klassifizierung als „dezentrale Erzeugungsanlage“ im Sinne des § 3 Nr. 11 EnWG notwendige Merkmal der „Verbrauchs- und Lastnähe“ ist (bereits) dann erfüllt, wenn eine an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlage oder einer solchen in analoger Anwendung des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV gleichzustellende Anlage in räumlicher Nähe zu Letztverbrauchern gelegen ist und diese aufgrund der Anlagendimensionierung zugleich eine relativ geringe Erzeugungskapazität besitzt (kleine Anlage mit begrenzter Leistungsfähigkeit), so dass typischerweise davon ausgegangen werden kann, dass der erzeugte und in das Netz eingespeiste Strom von den in der näheren Umgebung angeschlossenen Stromverbrauchern verbraucht wird. Der Zweck der Stromerzeugung ist insoweit ohne Belang, d. h. es ist nicht erforderlich, dass die Anlage tatsächlich der lokalen Versorgung dient bzw. der Strom für den lokalen Bedarf produziert wird.

5. Eine Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG schließt einen Anspruch auf Zahlung vermiedener Netzentgelte gemäß § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV nicht aus. Der Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlage muss sich auch nicht die durch die Netzentgeltbefreiung bei der Beladung des Stromspeichers ersparten Kosten bzw. Netzentgelte anrechnen lassen.

(amtl. Ls.)

Gründe:

A.

Die Verfahrensbeteiligten streiten darum, ob die Beschwerdeführerin verpflichtet ist, der weiteren Beteiligten für die Einspeisung von elektrischer Energie aus ihrem Batteriespeicher in ... in das von der Beschwerdeführerin betriebene Verteilernetz ein Entgelt nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV (sog. vermiedene Netzentgelte) zu zahlen.

Die weitere Beteiligte betrieb seit dem ... bis zu seiner ... Zerstörung am ... – sie beabsichtigt eine Wiederinbetriebnahme – einen 5 MW Lithium-Ionen-Batteriespeicher auf einem ... in ... im Bundesland ... (im Folgenden „Batteriespeicher“), der auf der Mittelspannungsebene (20 kV) an das Elektrizitätsverteilernetz der Beschwerdeführerin angeschlossen war. Der Netzanschluss des Batteriespeichers wurde durch einen Netzanschlussvertrag (Anlage AS 1, Bl. 30 ff. VV) und die Netznutzung durch einen Netznutzungsvertrag geregelt (Anlage AS 3, Bl. 59 ff. VV). Beide Vertragswerke enthalten keine Regelung zu den vermiedenen Netzentgelten. Der Netzanschlussvertrag verpflichtet die Beschwerdeführerin, für den Batteriespeicher für die Laufzeit des Vertrags entsprechend seiner Entnahmelistung dauerhaft eine Netzanschlusskapazität von 5.000 kW vorzuhalten.

Der Batteriespeicher war für die Erbringung von Primärregelleistung präqualifiziert und in den Regelleistungsverbund der ... eingebunden. Des Weiteren war der Speicher gemäß § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG bis zum Kalenderjahr 2035 von der Zahlung von Netzentgelten befreit.

[...]

Seit der Inbetriebnahme des Batteriespeichers bis zu seiner ... Zerstörung am ... hat die Beschwerdeführerin der weiteren Beteiligten keine Einspeisevergütung nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV gezahlt, weil sie die Tatbestandsvoraussetzungen für einen Anspruch auf vermiedene Netzentgelte nicht als erfüllt angesehen hat.

Im November/Dezember 2017 erhob die Beschwerdeführerin gegen die weitere Beteiligte vor dem Landgericht ... für die Stromentnahmen des Batteriespeichers Klage wegen nicht gezahlter Umlagen nach § 26 KWKG, § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV, § 17f EnWG, § 18 AbLaV sowie von Konzessionsabgaben nach § 48 EnWG. Gegenüber dem Zahlungsantrag rechnete die weitere Beteiligte hilfsweise mit (vermeintlichen) Ansprüchen nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV in Höhe von insgesamt EUR ... auf, und zwar in Höhe von EUR ... für das Jahr 2015, in Höhe von EUR ... für das Jahr 2016 und in Höhe von EUR ... für das Jahr 2017. Das Landgericht ... verurteilte die Beschwerdeführerin mit Urteil vom 31.05.2018 (...) u. a. zur Zahlung eines Betrags von EUR ... nebst Zinsen, wobei das Gericht das Bestehen einer Aufrechnungslage mit der Begründung verneinte, dass der von der weiteren Beteiligten betriebene Batteriespeicher keine Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie im Sinne des § 3 Nr. 18 EnWG sei. Gegen dieses Urteil legte die weitere Beteiligte unter Beschränkung auf den Aufrechnungseinwand Berufung ein. Am 27.02.2018 glich sie vorbehaltlos die titulierte Klageforderung aus. Das zuständige Oberlandesgericht ... (...) hat das Berufungsverfahren, an dem die Bundesnetzagentur gemäß § 104 Abs. 2 EnWG beteiligt ist, bis zum (rechtskräftigen) Abschluss des hiesigen Beschwerdeverfahrens terminlos gestellt.

Nach Einlegung der Berufung hatte die weitere Beteiligte einen Antrag auf Durchführung eines besonderen Missbrauchsverfahrens nach § 31 Abs. 1 EnWG mit dem Ersuchen gestellt, die Beschwerdeführerin zu verpflichten, ihr für den aus dem Batteriespeicher in deren Netz eingespeisten Strom ab dem 20.04.2015 ein Entgelt nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV zu zahlen, ohne dessen Höhe zu beziffern. Die Bundesnetzagentur hat hierzu die Beteiligten angehört und daraufhin den verfahrensgegenständlichen Beschluss vom 18.12.2020 (...) erlassen, in dem sie feststellt, dass das Verhalten der Beschwerdeführerin, der weiteren Beteiligten keine Vergütung nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV für die dezentrale Einspeisung des Batteriespeichers ... zu zahlen, missbräuchlich sei (Tenorziffer 1), und diese zugleich zur Zahlung eines entsprechenden Entgelts an die weitere Beteiligte verpflichtet (Tenorziffer 2).

[...]

Gegen diese Entscheidung wendet sich die Beschwerdeführerin mit ihrer form- und fristgerecht eingelegten Beschwerde.

[...]

B.

Die zulässige Beschwerde ist unbegründet.

[...]

II. Die Beschwerde hat in der Sache keinen Erfolg.

Dem Missbrauchsantrag der weiteren Beteiligten ist im Ergebnis zu Recht stattgegeben worden. Unter Berücksichtigung des ergänzenden Vorbringens der Bundesnetzagentur und der weiteren Beteiligten in den nachgelassenen Schriftsätzen vom 27.11.2021 und 01.12.2021 sowie der sich damit auseinandersetzenden Stellungnahme der Beschwerdeführerin in ihrem Schriftsatz vom 12.01.2022 ist der Senat letztlich zu der Auffassung gelangt, dass die angefochtene Entscheidung – entgegen der in der mündlichen Verhandlung vom 03.11.2021 geäußerten vorläufigen Rechtsauffassung des Senats – im Ergebnis nicht zu beanstanden ist.

[...]

1.3. Anders als die Beschwerdeführerin meint, fehlte es für den besonderen Missbrauchsantrag auch nicht an einem Sachentscheidungsbedürfnis oder am allgemeinen Rechtsschutzinteresse. Dies ergibt sich – entgegen der Auffassung der Beschwerdeführerin – insbesondere nicht daraus, dass die weitere Beteiligte einen Teil ihrer (vermeintlichen) Ansprüche auf vermiedene Netzentgelte bereits vor Stellung des Missbrauchsantrags vor dem Landgericht ... im Wege einer (Hilfs-)Aufrechnung geltend gemacht hat und diese nunmehr parallel zum Missbrauchsverfahren im Rahmen der Berufung gegen das landgerichtliche Urteil vor dem Oberlandesgericht ... weiterverfolgt.

1.3.1. § 31 EnWG soll Betroffenen die Möglichkeit geben, sich über das Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen zu beschweren (vgl. o. B. II. 1.1.). Im Gegensatz zum Aufsichtsverfahren nach § 65 EnWG, bei dem der Regulierungsbehörde ein Aufgreifermessen zusteht (vgl. dazu BGH, Beschl. v. 03.06.2014 – EnVR 10/13, Juris Rn. 15), obliegt dieser nach § 31 Abs. 1 Satz 2 und 3 EnWG auf Antrag eine Überprüfungspflicht (BGH, Beschl. v. 17.07.2018 – EnVR 12/17, Juris Rn. 19). Daraus folgt, dass die Zulässigkeit eines besonderen Missbrauchsverfahrens nicht mit der Begründung verneint werden kann, dieses diene lediglich der Vorbereitung einer zivilrechtlichen Geltendmachung damit in Zusammenhang stehender Ansprüche (BGH, a. a. O., Rn. 19). Entsprechendes muss für den hier vorliegenden Fall gelten, dass zunächst ein Zivilverfahren angestrengt und sodann später wegen der bereits im Zivilverfahren streitgegenständlichen Ansprüche zugleich ein besonderes Missbrauchsverfahren eingeleitet wird. Die Aufsichtsbefugnis bzw. Überprüfungspflicht der Regulierungsbehörden wird durch eine gleichzeitige Zuständigkeit der Zivilgerichte nicht ausgeschlossen. Verfahrensgegenstand können auch Streitfragen sein, die der Antragsteller anstatt im Verfahren nach § 31 EnWG zusätzlich bzw. parallel in einem zivilgerichtlichen Verfahren gegen den betroffenen Netzbetreiber geltend machen könnte (BGH, Beschl. v. 03.06.2014 – EnVR 10/13, Juris Rn. 16; Boos, in: Theobald/Kühling, a. a. O., § 31 EnWG Rn. 10). Dem Betroffenen wird mit dem besonderen Missbrauchsverfahren vielmehr das Recht eröffnet, anstelle oder neben der Geltendmachung zivilrechtlicher (Abwehr-)Ansprüche nach § 32 EnWG die Regulierungsbehörde mit der Streitschlichtung zu befassen (Weyer, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 31 EnWG Rn. 2). Dies gilt auch dann, wenn das Zivilverfahren erstinstanzlich zum Nachteil des Betroffenen – hier der weiteren Beteiligten – ausgegangen ist und dieser alsdann – möglicherweise mit der Intention, dadurch den Ausgang des Zivilverfahrens in der Berufungsinstanz zu seinen Gunsten zu beeinflussen – hinsichtlich dieser Ansprüche zugleich einen besonderen Missbrauchsantrag nach § 31 Abs. 1 EnWG stellt.

1.3.2. Entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin steht auch die Funktion des besonderen Missbrauchsverfahrens, zügig eine gütliche Streitbeilegung zu erreichen, einem Nebeneinander von Zivil- und besonderem Missbrauchsverfahren nicht entgegen.

Zunächst erscheint auch in der Konstellation eines bereits abhängigen Zivilverfahrens, in dem – so wie hier – bereits erstinstanzlich über den Anspruch der weiteren Beteiligten nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV entschieden wurde, eine solche Streitschlichtung noch sinnvoll möglich; zumindest ist dies nicht ausgeschlossen. Entscheidend ist jedoch, dass der Zweck des besonderen Missbrauchsverfahrens – neben der Streitschlichtung – primär darin besteht, sich über das Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen zu beschweren (vgl. BT-Drs. 15/3917, S. 63) und damit eine Überprüfungspflicht durch die Regulierungsbehörde auszulösen, die mit entsprechenden Maßnahmen zur Abstellung einer Zuwider-

handlung verbunden ist. Das Verfahren nach § 31 Abs. 1 EnWG dient der behördlichen Durchsetzung von Verhaltenspflichten, die sich aus den Bestimmungen der Abschnitte 2 und 3 des dritten Teils des EnWG oder der auf dieser Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen sowie den nach § 29 Abs. 1 EnWG festgelegten oder genehmigten Bedingungen und Methoden ergeben (vgl. Weyer, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 30 EnWG Rn. 167). Es geht um die Wahrnehmung öffentlicher Interessen durch die Regulierungsbehörde. Im Gegensatz dazu streiten im Zivilprozess Parteien (Kläger und Beklagte) im Gleichordnungsverhältnis vor den ordentlichen Gerichten über ihre bürgerlich-rechtlichen Rechte und Pflichten (vgl. § 13 GVG) mit dem Ziel, diesen Streit durch das Gericht verbindlich klären zu lassen. Das besondere Missbrauchsverfahren hat somit eine vollständig andere Funktion und Zielrichtung als ein zivilgerichtliches Verfahren, weshalb letzteres das besondere Missbrauchsverfahren – trotz der im Streitfall bestehenden Interdependenzen und Überschneidungen – weder ersetzen noch überflüssig machen kann. Daher stellt das anhängige Zivilverfahren auch keinen zum Entfallen des allgemeinen Rechtsschutzbedürfnisses oder Sachentscheidungsinteresses führenden (anderen) Weg dar, mit dem sich der von der weiteren Beteiligten erstrebte Erfolg einfacher erreichen ließe als mithilfe des besonderen Missbrauchsverfahrens (vgl. allgemein dazu Schmitz, in: Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 9. Aufl., § 9 Rn. 153, 159). Zumal der Regulierungsbehörde angesichts des im Verfahren nach § 31 Abs. 1 EnWG geltenden Amtsermittlungsgrundsatzes u. U. bessere Erkenntnismöglichkeiten zur Verfügung stehen als den Parteien im Zivilprozess.

Hinzu kommt, dass es sich bei der Frage, ob der weiteren Beteiligten gemäß § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV gegenüber der Beschwerdeführerin ein Anspruch auf vermiedene Netzentgelte zusteht, um eine originär energiewirtschaftsrechtliche Frage handelt, die aufgrund der Sachnähe und vorhandenen Expertise zweckmäßiger von der Regulierungsbehörde beantwortet werden kann. Dieser Aspekt kommt im Übrigen auch in § 104 EnWG zum Ausdruck, dessen Zweck darin besteht, der zuständigen Regulierungsbehörde die Möglichkeit zu geben, auch bei bürgerlichen Rechtsstreitigkeiten das öffentliche Interesse wahrzunehmen und ihren Sachverstand in das konkrete Verfahren einzubringen (Hölscher, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl., § 104 Rn. 1 m. w. N.).

1.3.3. Ein anderes Ergebnis folgt – entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin – auch nicht aus § 17 Abs. 1 Satz 2 GVG bzw. dem dieser Norm zugrunde liegenden Rechtsgedanken.

§ 17 Abs. 1 Satz 2 GVG besagt, dass während der Rechtshängigkeit eine Sache von keiner Partei anderweitig rechtshängig gemacht werden kann. Die Vorschrift stellt damit klar, dass das Prozesshindernis der anderweitigen Rechtshängigkeit über den jeweiligen Rechtsweg hinauswirkt (Lückemann, in: Zöller, ZPO, 33. Aufl., § 17 GVG Rn. 3). Nur ein Streitiges Gerichtsverfahren kann indes zur Rechtshängigkeit eines Streitgegenstands und damit zur Sperrwirkung des § 17 Abs. 1 Satz 2 GVG führen (Hessischer VGH, Urt. v. 24.02.1998 – 14 UE 1897/91, Juris Rn. 19; vgl. dazu auch Mayer, in: Kissel/Mayer, GVG, 10. Aufl., § 17 Rn. 13). Bei einem besonderen Missbrauchsverfahren handelt es sich indes lediglich um ein behördliches und nicht um ein gerichtliches Verfahren, wenn auch mit einer gerichtlichen Nachprüfungsmöglichkeit (vgl. BGH, Beschl. v. 17.07.2018 – EnVR 12/17, Juris Rn. 17 m. w. N.). Ein Antrag nach § 31 Abs. 1 EnWG führt daher zu keiner anderweitigen Rechtshängigkeit und fällt damit schon nicht unter den Anwendungsbereich des § 17 Abs. 1 Satz 2 GVG.

Die Rechtswegsperre gilt im Übrigen nur für „die Sache“, also den Streitgegenstand, mithin den gestellten Antrag, über den

eine gerichtliche Entscheidung begehrt wird, sowie die zur Unterstützung dieses Antrags vorgetragene(n) Tatsachen, wobei indes nicht nur ein exakt identisches oder wortgleiches Prozessbegehren erfasst wird (Mayer, in: Kissel/Mayer, a. a. O., § 17 Rn. 14). Die Vorschrift dient u. a. dazu, Doppelprozesse und divergierende Entscheidungen in derselben Angelegenheit zu vermeiden. Damit soll einer unnützen Belastung sowie der Gefahr widersprechender Entscheidungen im Interesse der Wahrung der Rechtssicherheit vorgebeugt werden (Mayer, in: Kissel/Mayer, a. a. O., § 17 Rn. 13; Ehlers, in: Schoch/Schneider, VwGO, 40. EL Februar 2021, § 17 GVG Rn. 8). Ein Zivilverfahren und ein besonderes Missbrauchsverfahren betreffen jedoch nicht dieselbe Angelegenheit in diesem Sinne. Das von der weiteren Beteiligten in dem anhängigen Zivilverfahren verfolgte Begehren ist darauf gerichtet gewesen, durch (Hilfs-)Aufrechnung ihrer insoweit geltend gemachten, konkret bezifferten Ansprüche auf vermiedene Netzentgelte die Klageforderung der Beschwerdeführerin zum Erlöschen zu bringen (vgl. § 389 BGB). Im Gegensatz dazu ist das Begehren der weiteren Beteiligten im besonderen Missbrauchsverfahren primär darauf ausgerichtet, die Rechtmäßigkeit der Weigerung der Beschwerdeführerin, ihr seit dem ... für den von dem Batteriespeicher in deren Verteilernetz eingespeisten Strom kein Entgelt nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV zu zahlen, durch die Bundesnetzagentur auf seine Rechtmäßigkeit überprüfen zu lassen (§ 31 Abs. 1 Satz 1 EnWG) und diese – im Falle der Rechtswidrigkeit des Verhaltens – zur Anordnung geeigneter Maßnahmen gegenüber der Beschwerdeführerin zur Abstellung der Zuwiderhandlung zu veranlassen (vgl. Antragschrift v. 22.01.2020, S. 2 ff. [Bl. 3 ff. VV]).

2. Das Verhalten der Beschwerdeführerin war überdies missbräuchlich im Sinne des § 31 Abs. 1 Satz 1, 2 EnWG.

Die Beschlusskammer hat den besonderen Missbrauchsantrag der weiteren Beteiligten im Ergebnis zu Recht für begründet erachtet und ein missbräuchliches Verhalten der Beschwerdeführerin bejaht. Die Voraussetzungen für eine zumindest analoge Anwendung des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV in der ab dem 22.07.2017 geltenden Fassung für den von dem Streitgegenständlichen Batteriespeicher in das Netz der Beschwerdeführerin eingespeisten Strom sind erfüllt. Der weiteren Beteiligten steht somit – entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin – ein Anspruch auf Zahlung vermiedener Netzentgelte ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme ihres Batteriespeichers in ... gegenüber der Beschwerdeführerin zu.

2.1. Gemäß § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV in der ab dem 22.07.2017 geltenden Fassung erhalten die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen, die vor dem 01.01.2013 in Betrieb genommen worden sind, vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt dafür, dass infolge der dezentralen Einspeisung in der Regel Netzentgelte auf vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen vermieden werden (de Wyl/Thole/Bartsch, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl., § 17 Rn. 333). Dahinter steckte die Erwartung des Ordnungsgebers, dass lokal erzeugter Strom bestimmte Kosten des Netzaufbaus- und des Netzbetriebs vermeidet (vgl. BT-Drs. 18/11528, S. 12; BR-Drs. 245/05, S. 39). Die Entlastungswirkung dezentraler Einspeisung wird dabei seitens des Ordnungsgebers im Rahmen des § 18 Abs. 1 StromNEV pauschal – ohne Betrachtung der tatsächlichen Wirkungen – unterstellt (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 20; Winkler, in: Kment, EnWG, 2. Aufl., § 120 Rn. 1).

Das Konzept der Entgelte für dezentrale Einspeisung beruht auf folgenden Erwägungen: Infolge der dezentralen Einspeisung wird unmittelbar die Entnahme aus dem vorgelagerten Netz bzw. die Inanspruchnahme der von demselben Netzbetreiber betriebenen vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen

vermindert (Lange, in: Schneider/Theobald, a. a. O., § 19 Rn. 84). Dies hat zur Folge, dass sich der von dem Netzbetreiber, in dessen Netz dezentral eingespeist wird, zu tragende Kostenanteil des vorgelagerten Netzes bzw. die Kosten der eigenen vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen verringern, die ansonsten vor Ort für die Ausspeisung aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene zu entrichten gewesen wären (BT-Drs. 245/05, S. 39). Der dezentrale Einspeiser sorgt damit schon in einem ersten Schritt für eine unmittelbare Netzkostenminderung im jeweiligen Verteilernetz durch Reduzierung der Kosten des vorgelagerten Netzes (Lange/Weise, IR 2014, 146 [146]). Darüber hinaus soll die dezentrale Einspeisung – jedenfalls nach der ursprünglichen Erwartung des Verordnungsgebers (BT-Drs. 245/05, S. 39) – perspektivisch (mittel- bis langfristig) dazu beitragen, dass Netzausbaumaßnahmen im vorgelagerten Netz vermieden und damit die von allen Netznutzern zu tragenden Netzkosten gesenkt werden können (Lange/Weise, ebenda). Der Einspeisung auf unteren Netzebenen folgt zumeist auch ein Verbrauch auf diesen bzw. den nachgelagerten Netzebenen. Da die elektrische Energie physikalisch immer dem Weg des geringsten Widerstands folgt, wird der nächstgelegene Verbraucher diese beziehen; ein (Rück-)Transport über höhere Netzebenen entfällt (Booz, N&R 2018, 130 [130 f.]).

Zur Abgeltung dieses von den Betreibern der dezentralen Erzeugungsanlagen erbrachten Beitrags zur Kostensenkung soll ihnen nach dem Willen des Verordnungsgebers ein Entgelt gezahlt werden (BT-Drs. 245/05, S. 39). Dieses Entgelt muss gemäß § 18 Abs. 1 Satz 2 StromNEV den gegenüber der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass ohne die dezentrale Einspeisung der Strom aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogen würde, wofür deren Netzentgelt zu entrichten gewesen wäre. Diese „vermiedenen“ Netzentgelte sollen „netzkostenneutral“ als Entgelte für die dezentrale Erzeugung an die Stromerzeuger erstattet werden (BT-Drs. 18/11528, S. 12; BR-Drs. 245/05, S. 39). Wirtschaftlich betrachtet handelt es sich dabei um eine Subvention zugunsten der Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen auf Kosten der Netznutzer (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 18).

Allerdings hat sich beim Gesetz- und Verordnungsgeber mittlerweile die Erkenntnis durchgesetzt, dass auch dezentral erzeugter Strom nicht immer vor Ort verbraucht wird (BT-Drs. 18/11528, S. 17). Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der zwischenzeitlich eingeleiteten Energiewende, die zur Folge hat, dass immer mehr Erzeugungsanlagen auf niedrigen Spannungsebenen einspeisen, so dass es zu ungewollten Rückflüssen in die höheren Netzebenen kommt, weil die Erzeugung größer ist als die lokale Last (Booz, N&R 2018, 130 [132]). Dadurch können u. U. sogar zusätzliche Netzkosten verursacht und damit das eigentliche Ziel der Subvention nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV, mittel- bis langfristig tendenziell eine Reduzierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen in den vorgelagerten Netzen und damit geringere Gesamtnetzkosten zu bewirken (BR-Drs. 245/05, S. 39), konterkariert werden (vgl. BR-Drs. 73/17, S. 12; Winkler, in: Kment, a. a. O., § 120 Rn. 2 ff.). Aus diesem Grund hat der Gesetzgeber mit dem „Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur“ vom 17.07.2017 (BGBl. I, S. 2503) über § 120 EnWG die Ansprüche auf vermiedene Netzentgelte reduziert und modifiziert mit dem Ziel, diese schrittweise vollständig abzubauen (vgl. BT-Drs. 18/11528, S. 12 f., 17; dazu Winkler, in: Kment, a. a. O., § 120 Rn. 2 ff.; Mohr, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 18 StromNEV Rn. 5 ff.). Der Umstand, dass sich die mit der Förderung dezentraler Erzeugungsanlagen verbundene Erwartung nicht in dem gewünschten Maße eingestellt hat, darf indes laut

Bundesgerichtshof nicht dazu führen, die Regelung in § 18 StromNEV entgegen dem vom Verordnungsgeber angestrebten Zweck restriktiv auszulegen und bestimmten Einspeisern die nach dieser Vorschrift vorgesehene Vergütung nicht in voller Höhe zuzuerkennen (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 20; Beschl. v. 14.11.2017 – EnVR 41/16, Juris Rn. 40).

2.2. Das Bestehen eines Anspruchs auf vermiedene Netzentgelte setzt voraus, dass es sich bei dem streitgegenständlichen Batteriespeicher um eine dezentrale Erzeugungsanlage im Sinne des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV handelt, was sich wiederum nach § 3 Nr. 11 EnWG bemisst. Die Begriffsbestimmungen in § 3 EnWG sind grundsätzlich auch zur Auslegung der auf der Grundlage dieses Gesetzes ergangenen Verordnungen heranzuziehen, soweit diese gleichlautende Begriffe verwenden und keine abweichenden Bestimmungen enthalten. § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV knüpft an den in § 3 Nr. 11 EnWG definierten Begriff der „dezentralen Erzeugungsanlage“ an und enthält keine abweichende Definition. § 2 StromNEV, der die für die Verordnung wesentlichen Begriffe in Ergänzung zu den Begriffsbestimmungen des Energiewirtschaftsgesetzes definiert (BR-Drucks. 245/05, S. 31), enthält ebenfalls keine abweichende Bestimmung. Deshalb richtet sich die Auslegung nach § 3 Nr. 11 EnWG (BGH, Beschl. v. 27.02.2018 – EnVR 1/17, Juris Rn. 12 f.; Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 16). Danach ist eine dezentrale Erzeugungsanlage „eine an das Verteilernetz angeschlossene verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage“, wobei der Begriff der „Erzeugungsanlage“ in § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG in der bis zum 26.07.2021 geltenden Fassung (nunmehr § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG) legal definiert ist.

2.2.1. Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (im Folgenden auch „Stromspeicher“ genannt) und damit auch der streitgegenständliche Batteriespeicher stellen indes bereits keine Erzeugungsanlage im Sinne des § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw. § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F. dar, obgleich sie auch elektrische Energie erzeugen. Dies ergibt sich bereits aus einer Wortlautauslegung (ebenso i. E. de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [508/513]; vgl. auch Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 [366]; a. A. Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [199 f.]; BeckOK EnWG/Pfeiffer, 1. Ed., Stand: 15.07.2021, § 3 Nr. 18c Rn. 1 f. in Bezug auf ortsfeste Stromspeicher).

2.2.1.1. Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nehmen eine Doppelrolle ein, indem sie die Eigenschaften von Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen in sich vereinen (Schneider/Kirch, RdE 2016, 165 [166 f.]; Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [197/200]; de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [507 f.]; Hagmann, N&R 2021, 135 [137]). Im Zeitpunkt der Stromeinspeicherung (Beladung) entzieht ein Stromspeicher dem Netz elektrische Energie und wandelt diese zum Zwecke der Speicherung anhand eines elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Prozesses um (Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [198]; de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [507]). Der Speicher verhält sich insoweit gleich einem Letztverbraucher (Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [198 f.]; de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [507]; vgl. auch BGH, Beschl. v. 17.11.2009 – EnVR 56/08, Juris Rn. 6 ff. für ein Pumpspeicherkraftwerk). Im Zeitpunkt der Ausspeisung der gespeicherten Energie in das Netz (Entladung/Rückspeisung) findet ein weiterer Umwandlungsprozess statt, bei dem die gespeicherte Energie – abzüglich der technisch bedingten Verluste – erneut in elektrische Energie umgewandelt und in das Netz eingespeist wird, weshalb ein Speicher in diesem Moment jedenfalls in technischer Hinsicht wie eine Erzeugungsanlage wirkt (Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [198]; Schneider/Kirch, RdE 2016, 165 [167]) bzw. diesen insoweit zumindest ähnelt (de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby,

RdE 2015, 507 [508]; Sailer, ZNER 2012, 153 [156]; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 [366]; vgl. auch BT-Drs. 17/6365, S. 33). Bei der Ausspeisung wird indes nicht exakt dieselbe Energiemenge wieder in das Netz abgegeben, die vormals in den Stromspeicher eingespeist wurde, sondern abzüglich eines gewissen Verlusts (de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [507] m. w. N.). Zudem können diese Anlagen nur die Strommengen erzeugen, die sie zuvor aus dem Netz entnommen haben (vgl. auch BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 18c Rn. 2).

2.2.1.2. Gemäß § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw. § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F. handelt es sich bei einer „Erzeugungsanlage“ um eine Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie. Der eigentliche Zweck eines Stromspeichers besteht dagegen nicht in der Erzeugung, sondern in der (Zwischen-)Speicherung der zuvor dem Netz entzogenen elektrischen Energie. Dies ergibt sich auch aus der seit dem 27.07.2021 in § 3 Nr. 15 lit. d) EnWG neu aufgenommenen Legaldefinition der „Energiespeicheranlage“, der auch Stromspeicher wie der streitgegenständliche Batteriespeicher unterfallen. Danach handelt es sich bei „Energiespeicheranlagen“ um „Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben“.

2.2.1.3. Die Verwendung des Begriffs „Erzeugen“ spricht ebenfalls dagegen, Stromspeicher oder Energiespeicheranlagen unter den Terminus der „Erzeugungsanlagen“ zu fassen.

Zwar wird bei rein physikalischer Betrachtung Energie niemals erzeugt oder im eigentlichen Sinne hergestellt, sondern es wird immer nur vorhandene Energie von einem Zustand in einen anderen umgewandelt. Dementsprechend nutzt jede klassische Erzeugungsanlage die in einem Primärenergieträger enthaltene Energie, um mit dieser im Rahmen eines Umwandlungsprozesses elektrische Energie zu erzeugen. Der Unterschied zwischen Stromspeicheranlagen und klassischen (originären) Erzeugungsanlagen besteht darin, dass die von einem Stromspeicher eingespeiste Energie zwei Umwandlungsprozessen – mit entsprechenden Umwandlungsverlusten – unterworfen ist und diese zudem bereits vorher in elektrischer Form im Stromsystem vorhanden war (Drerup/Bourwiege, ER 2016, 197 [199 f.]; vgl. auch BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 18c Rn. 2). Dieser Prozess der (Rück-)Umwandlung von zuvor dem Netz zum Zwecke der Speicherung entnommener elektrische Energie lässt sich indes bei Zugrundelegung eines natürlichen Begriffsverständnisses nicht mit dem Terminus des „Erzeugens“ im Sinne von etwas hervorbringen, (neu) produzieren (vgl. dazu www.duden.de) vereinbaren. Dies gilt insbesondere in Abgrenzung zum Begriff des „Speicherns“ sowie der Bedeutung und Funktion einer Stromspeicheranlage, die an sich darin besteht, dem Netz in einer Überschussphase die derzeit nicht benötigte elektrische Energie zu entziehen und zwischen zu speichern („aufzubewahren“), um diese in einer Mangelphase und somit zeitlich versetzt in das Netz zurück zu speisen.

2.2.2. Weiterhin spricht auch die Normhistorie gegen eine begriffliche Gleichstellung oder Gleichsetzung von Stromspeichern mit Erzeugungsanlagen.

Die Legaldefinition der „Erzeugungsanlage“ in § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. wurde erst durch das „Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts“ (Strommarktgesetz) vom 26.07.2016 (BGBl. I 2016, S. 1786) in die Begriffsbestimmungen in § 3 EnWG überführt. Bis dahin war die Legaldefinition in § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG 2011 verortet. Durch die Überführung sollte die Systematik der Regelungen verbessert, aber keine inhaltliche Änderung bewirkt werden (BR-Drs. 542/15, S. 85;

BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 18c Rn. 1). § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG in der vom 04.08.2011 bis zum 27.12.2012 gültigen Fassung lautete:

„Für die Durchführung von Maßnahmen nach Absatz 1 Nummer 2 sind Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen) mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt an Elektrizitätsversorgungsnetzen mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt verpflichtet, auf Anforderung durch die Betreiber von Übertragungsnetzen und erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Erzeugungsanlage eingebunden ist, gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen.“ [Hervorhebung nicht im Original]

Daraus ist indes – entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur (SS. v. 01.12.2021, S. 6; in diesem Sinne auch Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, a. a. O., § 13 Rn. 48 f., § 13a Rn. 5) – nicht zu schließen, dass auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie (zumindest hinsichtlich der Betriebsform Erzeugung elektrischer Energie) als Erzeugungsanlagen im Sinne des § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw. § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F. anzusehen sind. Zwar wird in den Sätzen 2 und 3 des § 13 Abs. 1a EnWG 2011, die sich inhaltlich auf alle nach Satz 1 erfassten Anlagen beziehen, nur noch der Begriff der „Erzeugungsanlagen“ allein verwendet, weshalb in der Literatur teilweise davon ausgegangen wird, dass der Begriff der „Erzeugungsanlage“ beide in § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG 2011 aufgeführten Anlagentypen und damit auch Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie erfasst (Sötebier, a. a. O., § 13 Rn. 48 f., § 13a Rn. 5) und sich hieran durch die Verortung in § 3 EnWG – so wohl die Ansicht der Bundesnetzagentur (vgl. SS. v. 01.12.2021, S. 6) – entsprechend der Gesetzesbegründung nichts geändert hätte. Dagegen spricht jedoch, dass sich nach Wortlaut und Systematik die Legaldefinition der „Erzeugungsanlage“ in § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG 2011 nur auf die zweite Alternative (Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie) und nicht auf die erste Alternative (Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie) bezieht (Sailer, ZNER 2012, 153 [156 Fn. 53]; vgl. auch BT-Drs. 17/6072, S. 71). Vielmehr dürfte die Alternative der Elektrizitätsspeicherung erst nachträglich in den Gesetzentwurf aufgenommen worden sein, weil sich auch die Gesetzesbegründung (BT-Drs. 17/6072, S. 71) nahezu ausschließlich auf die Alternative der Erzeugungsanlage bezieht (Sailer, ebenda).

Entscheidend gegen eine Einordnung von Stromspeichern unter den Begriff der Erzeugungsanlage oder eine Gleichstellung mit diesen spricht vor diesem Hintergrund schließlich auch, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie in die Legaldefinition in § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw. § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F. gerade keinen Eingang gefunden haben (a. A. BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 18c Rn. 1 f.) und in § 13a Abs. 1 EnWG als Nachfolgeregelung des § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG 2011 (weiterhin) zwischen Anlagen zur Erzeugung und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie unterschieden wird. Dieser Unterscheidung hätte es indes nicht bedurft, wenn es sich bei Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie bereits per definitionem um Erzeugungsanlagen handelte.

2.2.3. Gegen eine begriffliche Gleichstellung von Stromspeichern mit Erzeugungsanlagen spricht – entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur (SS. v. 01.12.2021, S. 5 f.) sowie der weiteren Beteiligten (SS. v. 27.11.2021, S. 1 f.) – in systematischer Hinsicht ferner das Nebeneinander der Begriffe „Energiespeicheranlagen“ (§ 3 Nr. 15 lit. d) EnWG n. F.) einerseits und „Erzeugungsanlage“ (§ 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw.

§ 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F.) andererseits im Begriffskanon des § 3 EnWG.

Die Legaldefinition des Begriffs der „Energiespeicheranlage“ in § 3 Nr. 15 lit. d) EnWG n. F. wurde mit dem „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ vom 16.07.2021 (BGBl. I, S. 3026) in § 3 EnWG aufgenommen. In der Gesetzesbegründung heißt es hierzu (BR-Drs. 165/21, S. 100):

„Bisher kennt das EnWG nach § 3 Nummer 31 im Rahmen der Begriffsbestimmungen bisher [sic!] Speicheranlagen allein als Anlagen zur Speicherung von Gas. Daneben enthält § 118 Absatz 6 Regelungen für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die nicht näher in § 3 definiert werden.

Insbesondere Artikel 36 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944 verwenden jedoch nunmehr den Begriff der Energiespeicheranlage. Dieser Begriff ist nach Artikel 2 Nummer 60 der Richtlinie (EU) 2019/944 als eine Anlage im Elektrizitätsnetz definiert, in der Energiespeicherung erfolgt. Den Begriff der Energiespeicherung definierte wiederum Artikel 2 Nummer 59 der Richtlinie (EU) 2019/944. Für eine präzise Umsetzung der jeweiligen Vorgaben bedarf es daher einer Ergänzung des Begriffskatalogs des EnWG. Der Begriff der Energiespeicheranlage ist dabei in Abgrenzung zur bisherigen Speicheranlage nach § 3 Nummer 31 allein auf Anlagen bezogen, die elektrische Energie aufnehmen.“

Zwar erscheint es vor dem Hintergrund der Gesetzesbegründung nicht ausgeschlossen, Energiespeicher und damit auch Batteriespeicher als Erzeugungsanlagen anzusehen. Die Aufnahme der Definition der „Energiespeicheranlagen“ in § 3 EnWG erfolgte hiernach allein deshalb, um einerseits Strom von Gasspeicheranlagen abzugrenzen und andererseits den Begriff der „Energiespeicheranlage“ in Art. 2 Nr. 59 RL (EU) 2019/944 in deutsches Recht umzusetzen, während es dem Gesetzgeber dabei nicht darum ging, den Begriff der „Erzeugungsanlagen“ inhaltlich zu verengen, um Stromspeicher von diesem auszunehmen. Allerdings spricht das begriffliche Nebeneinander in systematischer Hinsicht gegen diese Auslegung.

Insoweit führt – entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur (SS v. 01.12.2021, S. 5 f.) – auch die identische Verwendung des Merkmals bzw. der Begrifflichkeit „Erzeugung elektrischer Energie“ in der Legaldefinition der „Erzeugungsanlage“ einerseits sowie in der Legaldefinition der „Energiespeicheranlage“ andererseits zu keiner anderen Bewertung. Vielmehr legen die inhaltlich abweichenden Legaldefinitionen nahe, dass „Erzeugungsanlagen“ und „Energiespeicheranlagen“ in einem Alternativverhältnis zueinander stehen, d. h. sich wechselseitig ausschließen.

2.2.4. Dieses (Auslegungs-)Ergebnis wird in systematischer Hinsicht überdies dadurch gestützt, dass in § 3 Nr. 15 EnWG mit den „Energieanlagen“ ein (Ober-)Begriff existiert (BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 15 vor Rn. 1; Boesche, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 47), der sich u. a. explizit auf Anlagen zur Erzeugung und Anlagen zur Speicherung von Energie bezieht und diese zudem in ein Alternativverhältnis stellt („oder“). Unter die Alternative der „Anlagen zur Energiespeicherung“ lassen sich neben den Speicheranlagen im Sinne von § 3 Nr. 31 EnWG auch Stromspeicher – im EnWG durchweg bezeichnet als „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ (vgl. etwa § 12 Abs. 4 oder §§ 13a ff. EnWG) – fassen (BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 15 Rn. 8; vgl. auch Boesche, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 47). In erster Linie entfaltet die Energieanlagen-Bestimmung im Rahmen von § 49 EnWG Bedeutung, der die technischen Anforderun-

gen an die Errichtung und den Betrieb von Energieanlagen betrifft (BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 15 Rn. 1) und auf die Sicherheit der Energieanlagen zielt (Boesche, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 47; Theobald, in: Theobald/Kühling, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 118).

2.2.5. Dafür, dass Stromspeicher nicht unter den Begriff der „Erzeugungsanlage“ in § 3 Nr. 18 lit. c) EnWG a. F. bzw. § 3 Nr. 18 lit. d) EnWG n. F. zu subsumieren sind, zumindest keine (dezentralen) Erzeugungsanlagen im Sinne des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV darstellen, sprechen des Weiteren auch die Normhistorie (Genese) der vermiedenen Netzentgelte sowie der nach der Verordnungsbegründung mit der Förderung dezentraler Erzeugungsanlagen beabsichtigte Zweck.

2.2.5.1. Die Regelung in § 18 StromNEV zur Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte geht zurück auf Ziff. 2.3.3. der „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie“ vom 13.12.1999 (Verbändevereinbarung II) als Förderinstrument für dezentrale Erzeugungsanlagen (Petermann, EWeRK 2016, 185 [186] m. w. N.). Die Grundsätze zur Bestimmung des Entgelts für die dezentrale Einspeisung wurden in der Anlage 6 zur „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung“ vom 13.12.2001 (Verbändevereinbarung II plus) konkretisiert (Petermann, ebenda). Mit dem Inkrafttreten der StromNEV am 29.07.2005 wurde das Entgelt für die dezentrale Einspeisung beibehalten und in § 18 StromNEV verortet (Petermann, ebenda; dazu auch BT-Drs. 18/11528, S. 12). Zu diesem Zeitpunkt kam Stromspeicheranlagen und vor allem Batteriespeichern – wenn überhaupt – eine allenfalls untergeordnete praktische Bedeutung zu (vgl. auch Drerup/Bourwig, ER 2016, 197 [198]: „(...), da die Vorschriften zuerst und dann die Stromspeicher da waren, auf die die Vorschriften Anwendung finden müssen.“; ferner Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 [357]). So wurde denn auch bis zur Energiewende die Speicherung von Elektrizität im EnWG nur in der Übergangsvorschrift des § 118 Abs. 7 EnWG a. F., eingefügt durch Art. 2 des „Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze“ vom 21.08.2009 (BGBl. I, S. 2870) erwähnt (Sailer, ZNER 2012, 153 [154]).

Weiterhin spricht gegen eine Einstufung von Speicheranlagen als (dezentrale) Erzeugungsanlagen im Sinne des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV, dass in der Anlage 1 zur Stromnetzentgeltverordnung im Abschnitt II „Erzeugungsanlagen“ bei den dort aufgezählten Anlagentypen keine „Speicheranlagen“ erwähnt werden (vgl. Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 [366]). Diese Umstände deuten neben der Begriffssemantik (s. o. B. II. 2.2.1.) darauf hin, dass nach dem ursprünglichen Willen des Verordnungsgebers Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie nicht vom Begriff der (dezentralen) Erzeugungsanlage in § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV bzw. § 3 Nr. 11 EnWG umfasst sind.

Die Legaldefinition der „dezentralen Erzeugungsanlage“ in § 3 Nr. 11 EnWG wurde im Jahr 2005 in das EnWG aufgenommen. Durch diese Definition beabsichtigte der Gesetzgeber Art. 2 Nr. 31 RL 2003/54/EG (nunmehr Art. 2 Nr. 31 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG vom 13.07.2009) umzusetzen (BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 11 Rn. 1). Der Gesetzentwurf sah zunächst eine mit der Formulierung der Richtlinie vollständig übereinstimmende Umsetzung vor (BT-Drs. 15/3917, S. 48). Die Definition wurde alsdann auf Empfehlung des federführenden Wirtschaftsausschusses um das Erfordernis einer „verbrauchs- und lastnahen“ Erzeugungsanlage ergänzt (BT-Drs. 15/5628, S. 13, 117). Damit steht die Legaldefinition der dezentralen Erzeugungsanlage in zeitlichem Zusammenhang mit der Statuierung der ebenfalls im Jahr 2005 mit dem „Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ und die auf dessen Grundlage erlassenen

Rechtsverordnungen, zu der auch die Stromnetzentgeltverordnung gehört (vgl. BT-Drs. 18/11528, S. 12; i.E. Petermann, EWeRK 2016, 185 [186]). Zu diesem Zeitpunkt existierte noch keine Legaldefinition der „Erzeugungsanlage“; dies änderte sich erst mit § 13 Abs. 1a Satz 1 EnWG 2011 (s. o. B. II. 2.2.2.).

2.2.5.2. Gegen eine Einordnung von Stromspeichern als (dezentrale) Erzeugungsanlagen spricht des Weiteren, dass sich der vom Ordnungsgeber mit der Förderung dezentraler Einspeisung im Rahmen des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV (ursprünglich) verfolgte Zweck (s. o. B. II. 2.1.) allein mit Stromspeicheranlagen nicht erreichen lässt.

So basierte die Einführung des Anspruchs auf vermiedene Netzentgelte gemäß § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV im Jahr 2005 u. a. auf der Annahme, dass die direkte, dezentrale Einspeisung von Strom in ein nachgelagertes Netz unmittelbar zu einer Reduzierung der Entnahme elektrischer Energie aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene führt, womit sich aus Sicht des Netzbetreibers, in dessen Netz oder Umspannebene dezentral eingespeist wird, der von ihm zu tragende Anteil des vorgelagerten Netzes mindert, was aufgrund der Reduzierung der Kosten des vorgelagerten Netzes zu einer unmittelbaren Netzkostenminderung im jeweiligen Verteilernetz führt. Darüber hinaus sollte die dezentrale Einspeisung nach der Vorstellung des Ordnungsgebers perspektivisch (mittel- bis langfristig) dazu beitragen, dass Netzausbaumaßnahmen im vorgelagerten Netz vermieden und damit die von den Netznutzern zu tragen Netzkosten gesenkt werden können (BR-Drs. 245/05, S. 39; ferner BT-Drs. 18/11528, S. 12). Da es sich bei dem von einem Stromspeicher im Zeitpunkt der Ausspeisung erzeugten und in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom indes um elektrische Energie handelt, die zuvor dem Anschlussnetz zum Zwecke der (Zwischen-)Speicherung entnommen und eben nicht originär aus einem Primärenergieträger generiert wurde, ist allein mithilfe von Speichern, d. h. ohne (klassische/originäre) Erzeugungsanlagen im eigentlichen Sinne, eine generelle Reduzierung der Entnahme elektrischer Energie aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene und damit eine Reduzierung der Kosten für die Netznutzung in den vorgelagerten Netzebenen sowie eine tendenziell mittel- bis langfristige Senkung der (Gesamt-)Netzkosten nicht zu realisieren. Denn Stromspeicher bewirken nicht nur keinen realen Zugewinn der im Stromnetz vorhandenen Energiemenge, sondern verringern diese infolge der bei den Umwandlungsprozessen zwangsläufig auftretenden Umwandlungsverluste sogar noch.

2.2.6. Darüber hinaus spricht auch der Umstand, dass in diversen energierechtlichen Vorschriften ausdrücklich zwischen „Erzeugungsanlagen“ und „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ unterschieden wird bzw. diese dort separat genannt werden (vgl. etwa § 1 Abs. 4 Nr. 3, § 1 Abs. 3, § 12 Abs. 4 Nr. 2, § 13a Abs. 1, § 13b, § 13i, § 13j Abs. 1 Nr. 4, § 17 Abs. 1, § 18 Abs. 2; § 19, § 31, § 118 EnWG), gegen eine begriffliche Gleichsetzung (vgl. auch de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [508]; a. A. wiederum Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [198 ff./200], die darin lediglich gezielte gesetzgeberische Klarstellungen sehen, die es nicht ausschließen, Stromspeicher unter den Begriff der Erzeugungsanlage zu subsumieren). Dies gilt mit § 19 Abs. 4 StromNEV insbesondere auch für die hier relevante Stromnetzentgeltverordnung (a. A. Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [199]). Danach haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbraucher, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Die Regelung in § 19 Abs. 4 StromNEV wurde mit Art. 3 des Strommarktgesetzes vom 26.07.2016 (BGBl. I,

S. 1786) eingeführt (Mohr, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 19 StromNEV Rn. 9).

2.3. Vor dem Hintergrund, dass indes auch die Ausspeisung der in einem Stromspeicher (zwischen-)gespeicherten Energie in das Netz der allgemeinen Versorgung in diesem Moment (punktuell) einen Bezug von elektrischer Energie aus vorgelagerten Netzebenen zu vermeiden hilft und daran gemäß § 18 Abs. 1 Satz 3, Abs. 2 und 3 StromNEV die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte anknüpft (vgl. auch BT-Drs. 18/11528, S. 12), erscheint es dem Senat vertretbar, § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV analog auf die dezentrale Einspeisung von elektrischer Energie durch Stromspeicher anzuwenden (de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [513]; vgl. auch Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 [366]).

2.3.1. Die Voraussetzungen für eine analoge Anwendung, d. h. eine planwidrige Regelungslücke und eine vergleichbare Interessenlage des geregelten und des zu regelnden Sachverhalts (statt vieler BGH, Urt. v. 14.12.2006 – IX ZR 92/05, Juris Rn. 15; Urt. v. 13.11.2001 – X ZR 134/00, Juris Rn. 35; Danwerth, ZfPW 2017, 230 [232 f.] m. w. N.), liegen vor. Die dem Plan des Gesetzgebers widersprechende Lücke muss dabei nicht zwingend von Erlass des Gesetzes an bestehen, sondern kann sich auch später durch eine Veränderung der Lebensverhältnisse ergeben haben (BVerfG, Beschl. v. 03.04.1990 – 1 BvR 1186/89, Juris Rn. 21 ff.; BGH, Urt. v. 14.12.2006 – IX ZR 92/05, Juris Rn. 15). So liegt es auch hier. Der Ordnungsgeber hat bei der Schaffung des § 18 StromNEV auch vor dem Hintergrund der seinerzeit noch geringen praktischen Relevanz von Stromspeichern (s. o. B. II. 2.2.5.1.) nicht bedacht, dass auch Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie eine Erzeugungskomponente haben, die es gerechtfertigt erscheinen lässt, diese – ebenso wie Netzbetreiber, sofern diese in ein vorgelagertes Netz einspeisen und dort Netzentgelte in weiter vorgelagerten Netzebenen vermeiden (vgl. § 18 Abs. 1 Satz 5 StromNEV – dezentralen Erzeugungsanlagen im Sinne des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV bzw. § 3 Nr. 11 EnWG gleichzustellen.

2.3.2. Der zu beurteilende Sachverhalt ist in rechtlicher Hinsicht so weit mit dem Tatbestand vergleichbar, den der Ordnungsgeber geregelt hat, dass angenommen werden kann, der Ordnungsgeber wäre bei einer Interessenabwägung, bei der er sich von den gleichen Grundsätzen hätte leiten lassen wie bei dem Erlass der herangezogenen Norm, zu dem gleichen Abwägungsergebnis gelangt (vgl. zu dieser Anforderung BGH, Urt. v. 14.12.2006 – IX ZR 92/05, Juris Rn. 15).

2.3.2.1. Die wesentlichen Effekte, die den Ordnungsgeber zur Regelung des § 18 StromNEV bewogen haben, sind ein geringerer Anteil des Netzbetreibers an den Kosten des vorgelagerten Netzes und eine tendenziell geringere Belastung des vorgelagerten Netzes (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 20; Beschl. v. 20.06.2017 – EnVR 40/16, Juris Rn. 22). Die Norm dient dem Zweck, dem Betreiber einer dezentralen Erzeugungsanlage die Vorteile zukommen zu lassen, die der Netzbetreiber infolge der dezentralen Einspeisung durch die Vermeidung von Entgelten für die Nutzung vorgelagerter Netze erzielt (BGH, Beschl. v. 14.11.2017 – EnVR 41/16, Juris Rn. 23; Beschl. v. 20.06.2017 – EnVR 40/16, Juris Rn. 20; vgl. auch BT-Drs. 18/11528, S. 12). Die dezentrale Einspeisung elektrischer Energie in ein Verteilernetz führt unmittelbar dazu, dass in diesem Zeitpunkt weniger elektrische Energie aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene entnommen werden muss, so dass der Verteilernetzbetreiber dadurch im Umfang der Stromeinspeisung Netzentgelte erspart. Daraus ergeben sich die vermiedenen Netzentgelte, die nach dem Willen des Ordnungsgebers „netzkostenneutral“ als Entgelte für die dezentrale Einspeisung seitens des Verteilernetzbetreibers an die dezentralen Stromerzeuger erstattet werden (vgl. BR-

Drs. 245/05, S. 39; BT-Drs. 18/11528, S. 12; s. o. B. II. 2.1.). Der Effekt eines geringeren Bezugs aus der vorgelagerten Netzebene tritt in gleicher Weise ein, wenn Strom aus einer Speicheranlage dezentral eingespeist wird (de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [513]; Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 [366]). Die durch die dezentrale Einspeisung vom Verteilernetzbetreiber vermiedenen Netzentgelte müssen nach dem Sinn und Zweck des § 18 StromNEV grundsätzlich demjenigen zugutekommen, der dem Verteilernetzbetreiber diesen Vorteil verschafft hat, mithin den Betreibern der Speicheranlagen, die durch die dezentrale Einspeisung die Vermeidung der Netzentgelte ermöglicht haben (Lehnert/Vollprecht, ebenda).

2.3.2.2. Hinzu kommt, dass ein Stromspeicher bei einer idealtypischen (netzdienlichen) Betriebsweise (d. h. einer Beladung in Überschuss- und einer Entladung in Mangelphasen) dazu beiträgt, dass der in einer Überschussphase im Verteilernetz vorhandene Strom nicht in die vorgelagerten Netzebenen ein- oder zurückgespeist werden muss, so dass Speichern insoweit eine netzentlastende Wirkung zukommt (vgl. auch Hagmann, N&R 2021, 135 [137]; einschränkend Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [198]). Angesichts dessen erscheint es jedenfalls nicht ausgeschlossen (zu dieser Mindestanforderung vgl. Senat, Beschl. v. 11.09.2019 – VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 43; ferner BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 22 ff.), dass Stromspeicher bei abstrakt-genereller Betrachtung – entsprechend der Zielsetzung des Ordnungsgebers (s. o. B. II. 2.1.) – mittel- bis langfristig tendenziell auch kostensenkende Effekte durch eine Reduzierung der Netzausbaumaßnahmen in den vorgelagerten Netzebenen und dadurch der Gesamtnetzkosten haben können. Wäre dem nicht so, erschiene eine Privilegierung der Einspeisung durch die Zahlung vermiedener Netzentgelte und damit eine Förderung von Speicheranlagen unter Berücksichtigung des mit § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV verfolgten Sinn und Zwecks nicht sachgerecht.

2.3.2.3. Für eine analoge Anwendung des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV auf Stromspeicher spricht im Übrigen auch die Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 17.11.2009 (EnVR 56/08) zur Einordnung von Pumpspeicherkraftwerken als Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG und damit als entgeltpflichtige Netznutzer im Sinne des § 14 Abs. 1 Satz 1 StromNEV (in diesem Sinne etwa Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [200]; BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 18c Rn. 2). Dort hat der Bundesgerichtshof ausgeführt, dass nach dem Regelungszusammenhang der Stromnetzentgeltverordnung die Entnahme und die Einspeisung von Strom getrennt zu behandeln seien und dieser Betrachtung nicht entgegenstehe, dass Pumpspeicherkraftwerke ihrer Funktion nach letztlich die Bedeutung eines Speichers hätten (BGH, a. a. O., Rn. 10). Es handele sich insofern bei der Stromspeicherung und der Stromrückgewinnung im Grundsatz um zwei getrennte Vorgänge, die jeweils auch unterschiedlich abgerechnet würden (BGH, a. a. O., Rn. 9). Indem Pumpspeicherkraftwerke (auch) als Letztverbraucher behandelt würden, würde berücksichtigt, dass diese Energie nicht im eigentlichen Sinne speicherten, sondern über den Verbrauch von Elektrizität (zugleich) neuen Strom erzeugten (BGH, a. a. O., Rn. 9, 16). Die hiernach gebotene getrennte Betrachtung der verschiedenen Funktionen legt es nahe, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie hinsichtlich ihrer Rolle als Energieerzeuger wie originäre Erzeugungsanlagen zu behandeln und ihnen bei dezentraler Einspeisung entsprechend § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV ebenfalls vermiedene Netzentgelte zuzubilligen.

Soweit die Beschwerdeführerin dem entgegenhält, dass sie für die Entnahmen des Batteriespeichers aufgrund dessen Betriebsweise deutlich mehr elektrische Energie aus der vorgelagerten Netzebene beziehen müssen, als dieser zeitversetzt in ihr Verteilernetz eingespeist habe, so dass bei ihr kein Vor-

teil durch einen geringeren Bezug aus der vorgelagerten Netzebene entstanden sei (SS. v. 20.09.2021, S. 17 f.), führt dieser Einwand zu keiner anderen Bewertung. Denn nach der vorgenannten Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs sind die Stromspeicherung und die Stromrückgewinnung rechtlich voneinander unabhängig zu beurteilen (BGH, a. a. O., Rn. 9). Daher ist der Verweis auf die Entnahmen unerheblich. Entscheidend ist allein, dass im Umfang der dezentralen Stromspeisung ein Bezug aus der vorgelagerten Netzebene entbehrlich wird und insofern Netzentgelte eingespart werden.

Etwas anderes ergibt sich – entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin – auch nicht aus den Absätzen 2 und 3 des § 18 StromNEV. Diese betreffen die Art und Weise der Berechnung der vermiedenen Netzentgelte, mithin die Anspruchshöhe (vgl. Mohr, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 18 StromNEV Rn. 14 ff.; ferner BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 29), und nicht die Frage der (generellen) Anspruchsberechtigung, d. h. ob eine Anlage als (dezentrale) Erzeugungsanlage einzustufen ist. Unabhängig davon ist eine saldierende Gesamtbetrachtung von Entnahmen und Einspeisungen, wie sie die Beschwerdeführerin vornimmt, weder dort noch sonst an einer Stelle in § 18 StromNEV vorgesehen.

Hinzu kommt, dass § 18 Abs. 1 StromNEV ein pauschalierender Ansatz zugrunde liegt, mit dem eine abstrakt-generelle Betrachtungsweise einhergeht (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 23 f.). Dies spricht ebenfalls dagegen, die Frage, ob eine Anlage als (dezentrale) Erzeugungsanlage im Sinne von § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV einzustufen oder einer solchen zumindest im Wege einer Analogie gleichzustellen ist, nicht unter Betrachtung der konkreten Einspeise- und Entnahmesituation zu beantworten. Die tatsächlichen Auswirkungen der Energieerzeugung auf die vorgelagerte Netzebene – im Sinne der vom Ordnungsgeber mit der Förderung dezentraler Einspeisung beabsichtigten mittel- bis langfristigen tendenziellen Senkung von Netzausbaukosten in den vorgelagerten Netzen und der damit einhergehenden Verringerung der Gesamtnetzkosten – sind keine Tatbestandsvoraussetzung für den Anspruch auf vermiedene Netzentgelte (BGH, a. a. O., Rn. 20). Der Frage, ob die dezentrale Einspeisung mittel- oder langfristig tatsächlich zu einer Kostensenkung führt, kommt insoweit keine ausschlaggebende Bedeutung zu (BGH, ebenda). Dies bedeutet zugleich, dass ein Anspruch auf vermiedene Netzentgelte nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV nicht allein auf die Erwägung gestützt werden kann, eine bestimmte Form der Einspeisung führe tatsächlich zu einer Netzentlastung auf der vorgelagerten Ebene, da die tatsächlichen Auswirkungen der Einspeisung von Energie auf die vorgelagerte Netzebene keine ausschlaggebende Bedeutung für die Frage haben, ob dem Grunde nach ein Anspruch auf die Subvention nach § 18 Abs. 1 StromNEV besteht (BGH, a. a. O., Rn. 21, 29).

2.3.3. Für eine Vergleichbarkeit von Stromspeichern mit Erzeugungsanlagen in Bezug auf deren Erzeugungskomponente und damit für eine analoge Anwendung des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV spricht darüber hinaus, dass in § 3 Nr. 1 EEG 2021 (vormals § 5 Nr. 1 EEG 2014 bzw. EEG 2017) Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, als „Anlagen“ im Sinne des EEG und damit als Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, qualifiziert werden (Drerup/Bourwieg, ER 2016, 197 [200]; Schneider/Kirch, RdE 2016, 165 [166/167]; zur Anlagenfiktion für Stromspeicher vgl. etwa BeckOK EEG/von Oppen, 11. Ed., Stand: 16.11.2020, § 3 Nr. 1 Rn. 23 f.; Schumacher, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 3 EEG Rn. 28). Aus § 19 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 folgt überdies, dass ein Anspruch auf Förderung nach Absatz 1 auch besteht, wenn der Strom vor der Einspeisung zwischengespeichert worden ist (BeckOK

EEG/Wierner, a. a. O., § 19 Rn. 45 f.), während § 19 Abs. 2 EEG 2021 statuiert, dass ein Anspruch auf Förderung nach Absatz 1 nur besteht, soweit der Anlagenbetreiber für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV in Anspruch nimmt (vgl. auch § 18 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 StromNEV; BeckOK EEG/Wierner, a. a. O., § 19 Rn. 43 f.). Daraus ergibt sich, dass der Gesetz- und Verordnungsgeber offenbar davon ausgeht, dass jedenfalls bezogen auf den Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auch die Betreiber von Speichern einen Anspruch auf vermiedene Netzentgelte gemäß § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV haben können.

Entsprechendes ergibt sich – wiederum bezogen auf den Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (vgl. § 1 InnAusV) – aus der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV). Gemäß § 8 Abs. 1 InnAusV haben Betreiber von Anlagen oder Anlagenkombinationen, die einen Zuschlag nach dieser Verordnung erhalten haben, für den in diesen Anlagen oder Anlagenkombinationen erzeugten Strom gegen den Netzbetreiber einen Anspruch auf die fixe Marktprämie. § 8 Abs. 3 InnAusV sieht vor, dass der Anspruch nach Absatz 1 nur besteht, soweit der Betreiber für den Strom kein vermiedenes Netzentgelt nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV in Anspruch nimmt. Gemäß § 2 Nr. 1 lit. b) InnAusV werden „Anlagenkombinationen“ u. a. als Zusammenschluss von Anlagen mit Einrichtungen definiert, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln. Dabei geht es um Betreiber von Anlagenkombinationen aus Solar- oder Windanlagen mit Speichern, Blockheizkraftwerken oder anderen EEG-Erzeugern.

2.4. Der streitgegenständliche Batteriespeicher erfüllt überdies das Merkmal der „Dezentralität“.

Tatbestandsvoraussetzung des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV ist nicht allein, dass der Betreiber einer Erzeugungsanlage elektrische Energie in ein Netz der öffentlichen Versorgung einspeist, sondern es muss sich zudem um eine dezentrale Einspeisung handeln. Hierbei handelt es sich um ein eigenständiges Tatbestandsmerkmal (Senat, Beschl. v. 11.09.2019 – VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 37 ff.; dazu auch BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 25). Dessen Voraussetzungen sind vorliegend erfüllt.

2.4.1. Gemäß der Legaldefinition in § 3 Nr. 11 EnWG handelt es sich bei einer „dezentralen Erzeugungsanlage“ um eine an das Verteilernetz angeschlossene, verbrauchs- und lastnahe Erzeugungsanlage. Vom Anlagentypus der sonstigen (zentralen) Erzeugungsanlage, der indes vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber nicht verwendet wird, unterscheiden sich dezentrale Erzeugungsanlagen dadurch, dass sie nicht in Übertragungs- und Fernleitungsnetze einspeisen (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 25; vgl. auch Boesche, in: *BerKommEnR*, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 37).

Der Batteriespeicher ist ausschließlich an das von der Beschwerdeführerin betriebene Verteilernetz (vgl. § 3 Nr. 37 EnWG) angeschlossen, aus dem er Strom entnimmt, aber auch einspeist. Weitere Netzanschlüsse existieren nicht. Speist eine Erzeugungsanlage nämlich auch in ein Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetz) ein, handelt es sich nicht um eine dezentrale Erzeugungsanlage (Senat, Beschl. v. 11.09.2019 – VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 31 ff.; bestätigt durch BGH, a. a. O., Rn. 15 ff.).

2.4.2. Der Batteriespeicher erfüllt auch das Merkmal der „Verbrauchs- und Lastnähe“.

Die Wortsemantik und die Entstehungsgeschichte dieser Tatbestandsanforderung, aber auch die Funktion dezentraler Erzeugung sprechen dafür, das Merkmal „verbrauchs- und lastnah“ in § 3 Nr. 11 EnWG (bereits) dann zu bejahen, wenn eine

an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlage oder einer solchen in analoger Anwendung des § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV gleichzustellende Anlage in räumlicher Nähe zu Letztverbrauchern gelegen ist und diese aufgrund der Anlagendimensionierung zudem eine relativ geringe Erzeugungskapazität aufweist (kleine Anlage mit begrenzter Leistungsfähigkeit), so dass typischerweise davon ausgegangen werden kann, dass der erzeugte und in das Netz eingespeiste Strom von den in der näheren Umgebung angeschlossenen Stromverbrauchern verbraucht wird. Der Zweck der Stromerzeugung ist insoweit ohne Belang. Entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin ist es insoweit nicht erforderlich, dass die Anlage und damit auch der streitgegenständliche Batteriespeicher tatsächlich der lokalen Versorgung dient bzw. Strom für den lokalen Bedarf produziert.

2.4.2.1. Dem in § 3 Nr. 11 EnWG enthaltenen Erfordernis der „verbrauchs- und lastnahen“ Erzeugung kommt eine eigenständige Regelungswirkung zu. Eine dezentrale Erzeugungsanlage liegt nur vor, wenn neben dem (ausschließlichen) Anschluss an ein Verteilernetz auch diese Voraussetzung erfüllt ist (Senat, Beschl. v. 11.09.2019 – VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 38; vgl. auch BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 25). Was unter einer „verbrauchs- und lastnahen“ Anlage zu verstehen ist, hat der Gesetzgeber nicht weiter spezifiziert (BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 11 Rn. 3; Theobald, in: *Theobald/Kühling*, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 69). Dies ist im Wege der Auslegung zu ermitteln.

Der von der Beschlusskammer (vgl. BA, S. 17) insoweit erfolgte Rekurs auf § 21 Abs. 2 Nr. 1 lit. a) EEG 2021 und das dortige Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist dafür indes schon deswegen nicht geeignet, weil sich aus dem Merkmal der „Unmittelbarkeit“ – anders als gemäß § 3 Nr. 11 EnWG – das Erfordernis einer qualifizierten Nähebeziehung im Sinne einer engen Beziehung zwischen Erzeugungsstätte und Verbrauchsort ergibt (vgl. BeckOK EEG/Boewe, 11. Ed., Stand: 16.11.2020, § 21 Rn. 34; Schulz, in: *BerKommEnR*, a. a. O., § 21 Rn. 44 ff., 62 ff. – jeweils m. w. N., auch zur Gegenansicht). Hinzu kommt der abweichende Regelungszweck des § 21 EEG 2021 (vgl. dazu Schlacke/Kröger, in: *Theobald/Kühling*, a. a. O., § 21 EEG 2017 Rn. 1 ff.).

2.4.2.1.1. Die Einfügung in § 3 Nr. 11 EnWG geht vermutlich zurück auf eine entsprechende Stellungnahme des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) im Rahmen der Sachverständigenanhörung des Gesetzgebungsverfahrens (Theobald, in: *Theobald/Kühling*, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 69 m. Fn. 4). Darin wies der VKU ausdrücklich auf die Vorteile hin, die mit der Nutzung dezentraler Erzeugungsanlagen verbunden sind (VKU, Ausschuss-Drs. 15(9)1511, S. 28; Theobald, in: *Theobald/Kühling*, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 73). Er betonte, dass in früheren Netzzugangsmodellen der Verbrauchsnähe dezentraler Erzeugung durch entfernungsabhängige Entgelte für die Netznutzung Rechnung getragen worden sei. Seit der Einführung des Handlungspunktkonzepts, in dem jeglicher Strom so behandelt werde, als würde er in der Höchstspannung erzeugt, sei dieser Vorteil den dezentralen Erzeugungsanlagen systematisch entzogen worden. Der VKU forderte daher u. a., die Stromnetzentgeltverordnung so auszugestalten, dass die Regelungen der Anlage 6 der Verbändevereinbarung II plus, die als Kompensation die Zahlung vermiedener Netzentgelte vorsah (s. o. B. II. 2.2.5.1.), vollständig in diese überführt würden (VKU, Ausschuss-Drs. 15(9)1511, S. 28).

2.4.2.1.2. Ausweislich der Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 11 EnWG sollte die Formulierung lediglich das „Gewollte klarstellen“ (vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 117). Damit wird das Merkmal der „Dezentralität“ in § 3 Nr. 11 EnWG durch die Adjektive „verbrauchs- und lastnah“ konkretisiert (BGH, Beschl. v.

27.10.2020 – EnVR 70/19, Rn. 25; Senat, Beschl. v. 11.09.2019 – VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 37).

Der Begriff der „Nähe“ wird im allgemeinen Sprachgebrauch vor allem in räumlicher Hinsicht verwendet, um eine geringe räumliche Entfernung, Nachbarschaft oder unmittelbare Umgebung zu bezeichnen, wobei räumlich im allgemeinen Sprachgebrauch gebietsbezogen zu verstehen ist (Schulz, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 21 EEG Rn. 45 m. w. N.). Das Wort „nahe“ oder „nah“ bedeutet in räumlicher, zeitlicher, aber auch abstrakter Hinsicht eine geringe Entfernung (vgl. https://www.duden.de/rechtschreibung/nahe_naechst_zukuenftig; letzter Zugriff am 28.01.2022). In Bildungen mit Substantiven kann das Suffix „-nah“ zum Ausdruck bringen, dass sich der in Bezug genommene oder beschriebene Gegenstand in der Nähe von etwas oder dicht an etwas befindet, dass etwas an jemanden oder an etwas ausgerichtet bzw. orientiert ist oder dass eine Person oder Sache in enger Beziehung zu jemandem, etwas steht oder jemandem, etwas ähnelt (vgl. https://www.duden.de/rechtschreibung/_nah; letzter Zugriff am 28.01.2022). Wobei der letzten Alternative im hiesigen Kontext allerdings keine Relevanz zukommt.

Unter dezentraler Energieerzeugung/-versorgung wird im Allgemeinen eine Energiebereitstellung durch eine kleine Anlage in Verbrauchsnähe verstanden. Die Begriffsdefinition hat also eine geografische und eine quantitative Komponente. Die Anlagen stehen unmittelbar dort, wo die Energie gebraucht und verbraucht wird. Die Leistungsfähigkeit der Stromerzeugungsanlagen ist in der Regel nur auf die Deckung des Energiebedarfs der unmittelbar oder in der näheren Umgebung angeschlossenen Stromverbraucher ausgelegt. Eine wesentliche Kenngröße bildet bei dezentralen Energieinfrastrukturen die durchschnittliche Transportentfernung, welche die verbrauchsnahe Erzeugung bzw. den erzeugernahen Verbrauch charakterisiert (vgl. https://de.wikipedia.org/wiki/Dezentrale_Stromerzeugung; <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/dezentrale-energieversorgung-53698>; letzter Zugriff jeweils am 28.01.2022; ferner Boesche, in: BerlKommEnR, § 3 Nr. 11 Rn. 36 f.).

Aus dem Vorgenannten ist zu schließen, dass dem Merkmal „verbrauchs- und lastnah“ in jedem Fall ein räumlicher Bezug innewohnt, und zwar zum einen hinsichtlich der Lage der Erzeugungsanlage (kurze Entfernung zwischen Einspeisung und Entnahme) und zum anderen hinsichtlich ihrer Größe bzw. Erzeugungskapazität, die üblicherweise so dimensioniert ist, dass der erzeugte Strom auch vor Ort bzw. in der näheren Umgebung verbraucht werden kann.

2.4.2.1.3. Die Relevanz des räumlichen Bezugs in Bezug auf die Lage, aber auch die Größe der Anlage spiegelt sich auch in der Entstehungsgeschichte des § 18 StromNEV wider. Historisch steht die Einführung der vermiedenen Netzentgelte in engem Zusammenhang mit der Einführung des sog. „transaktionsunabhängigen Punktmodells“ (vgl. § 15 Abs. 1 Satz 1 StromNEV), wonach das zu zahlende Entgelt nicht mehr – wie vor der Liberalisierung des Strommarkts – von der tatsächlichen „Durchleitung“, d. h. der räumlichen Entfernung zwischen Ein- und Ausspeisung, abhängig ist (System der Kostenwälzung gemäß § 14 Abs. 1 StromNEV). Bis dahin hatten dezentrale Erzeugungsanlagen im Verhältnis zu Erzeugungsanlagen auf der Höchstspannungsebene den Vorteil, dass die Entfernung zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt und damit auch das zu zahlende Durchleitungsentgelt geringer waren. Die Einführung eines Entgelts für dezentrale Erzeugungsanlagen beruhte insoweit auf der Überlegung, dass lastnahe dezentrale Erzeugungsanlagen in diesem Modell nicht mehr durch eine hierdurch bewirkte Netzkostenersparnis, sondern nur noch aufgrund des Elektrizitätspreises mit Großkraftwerken konkurrieren könnten. Durch die Zahlung eines Entgelts für die dezentrale Einspeisung sollte der dadurch ent-

standene Wettbewerbsnachteil ausgeglichen und die Konkurrenzfähigkeit dezentraler Erzeugungsanlagen erhalten werden. Die vermiedenen Netzentgelte sollten die höheren spezifischen Kosten für die dezentrale Erzeugung kompensieren, die aus der geringeren Größe der Kraftwerke sowie den von einer lastnahen Erzeugung verursachten Strukturteilen resultieren. Aus diesem Grund wurde in der Verbändevereinbarung II das Institut der Zahlung vermiedener Netzentgelte für die verbrauchsnahe, dezentrale Erzeugung etabliert und dieses schließlich auch in die StromNEV übernommen (zum Ganzen Petermann, EWeRK 2016, 185 [186]; Mohr, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 18 Strom-NEV Rn. 2, 5 m. w. N.; vgl. auch Senat, Beschl. v. 11.09.2019 – VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 42). Die Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte orientiert sich folgerichtig in ihrer Höhe an den Kosten, die für den Transport von der Höchstspannungsebene zurück zu der dem Kraftwerk vorgelagerten Netzebene berechnet würden (Mohr, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 18 StromNEV Rn. 2; vgl. auch Senat, a. a. O., Rn. 42). Es wird die vor Ort erzeugte und verbrauchte Strommenge hinsichtlich der Netzentgeltkosten mit den Netzentgelten verglichen, die vor Ort für die Ausspeisung von Elektrizität aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannungsebene zu entrichten gewesen wäre („vermiedene Netzentgelte“; BT-Drs. 18/11528, S. 12).

2.4.2.1.4. Laut Bundesgerichtshof wird durch die Einfügung des Merkmals „verbrauchs- und lastnah“ in § 3 Nr. 11 EnWG zudem verdeutlicht, dass dezentrale Erzeugungsanlagen auch in ihrer Funktion zu betrachten sind (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 25). Die Nennung dezentraler Erzeugungsanlagen in § 14 Abs. 2 Satz 1 EnWG in der bis zum 26.07.2021 geltenden Fassung (nunmehr § 14d Abs. 5 Satz 1 EnWG) zeigt, dass die Nutzung dezentraler Erzeugungsanlagen einen unnötigen Ausbau des Verteilernetzes vermeiden soll (Theobald, in: Theobald/Kühling, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 72; BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 11 Rn. 2; Senat, a. a. O., Rn. 33; vgl. auch BGH, a. a. O., Rn. 25). Hiernach sind bei der Planung des Verteilernetzausbaus auch die Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Durch diese Zielbestimmung soll sichergestellt werden, dass ein Ausbau des Verteilernetzes dort vermieden wird, wo Engpässe durch dezentrale Versorgungsanlagen abgefangen werden können (BT-Drs. 15/3917, S. 57; BeckOK EnWG/Pfeiffer, a. a. O., § 3 Nr. 11 Rn. 2; Schex, in: Kment, a. a. O., § 3 Rn. 19; ferner Hartmann/Weise, in: Theobald/Kühling, a. a. O., § 14 EnWG Rn. 40, 42 f.; König, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 14 EnWG Rn. 32 ff.). Die Nachfolgeregelung in § 14d Abs. 5 EnWG entspricht inhaltlich der Vorgängerregelung in § 14 Abs. 2 EnWG (vgl. BT-Drs. 19/27453, S. 103).

Der Vorteil einer dezentralen Erzeugung bzw. verbrauchs- und lastnahen Einspeisung besteht darin, dass im Grundsatz für den Energietransport nicht mehr sämtliche Netzebenen in Anspruch genommen werden müssen, sondern lediglich die Netzebenen, die für den Transport von der Erzeugungsanlage zum Verbraucher tatsächlich erforderlich sind. Um diesen Vorteil, der sich (auch) in der Vergütung vermiedener Netzentgelte nach § 18 StromNEV niederschlägt, nicht zu „verwässern“, wurde die Begriffsbestimmung in § 3 Nr. 11 EnWG um die Adjektive „verbrauchs- und lastnah“ ergänzt und konkretisiert. Denn nur in diesem Fall werden durch die dezentrale Einspeisung Netzkosten durch die vermiedene Netznutzung erspart (BGH, Beschl. v. 27.10.2020 – EnVR 70/19, Juris Rn. 25; Theobald, in: Theobald/Kühling, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 73; Schex, in: Kment, a. a. O., § 3 Rn. 19). Der von einer dezentralen Erzeugungsanlage erzeugte Strom soll im Idealfall in unmittelbarer Nähe zu dem Ort, an dem er erzeugt wird, auch verbraucht werden (Boesche, in: BerlKommEnR, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 36; vgl. auch BT-Drs. 18/11528, S. 12). Denn

nur bei einer kurzen Entfernung zwischen Erzeugungsanlage und Letztverbraucher kann die dezentrale Erzeugung auch in Bezug auf das Verteilernetz den ihr vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber zugeschriebenen (generellen) Kostensenkungseffekt haben (BGH, a. a. O., Rn. 25; Senat, Beschl. v. 11.09.2019 – VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 42 f.). Ob dies indes im Einzelnen tatsächlich der Fall ist, spielt jedenfalls im Rahmen des § 18 StromNEV angesichts des pauschalierenden Ansatzes der Vorschrift keine Rolle (BGH, a. a. O., Rn. 23 f.).

Dies gilt in gleicher Weise für die Frage, ob eine Erzeugungsanlage oder ein dieser im Wege der Analogie gleichzustellender Anlagentyp wie der Stromspeicher tatsächlich eine lokale Versorgungsfunktion wahrnimmt, d. h. die Stromeinspeisung der Deckung des lokalen Energiebedarfs dient bzw. hierauf ausgerichtet ist. Dezentrale Erzeugungsanlagen dienen zwar üblicherweise der lokalen Versorgung. Der Nachweis, dass dem tatsächlich so ist und die Energieeinspeisung ausschließlich zu diesem Zweck erfolgt, ist indes nicht erforderlich und keine Voraussetzung für die Bejahung des Tatbestandsmerkmals der „Verbrauchs- und Lastnähe“ (a. A. wohl Boesche, in: *BerlKommEnR*, a. a. O., § 3 EnWG Rn. 37; vgl. auch Hellermann, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, a. a. O., § 3 Rn. 24). Ausreichend ist insoweit vielmehr, dass sich in der näheren Umgebung der Anlage Letztverbraucher befinden, die den in das Anschlussnetz (Verteilernetz) eingespeisten Strom verbrauchen können, und zum anderen, dass die Anlage von ihrer Größe und Leistungsfähigkeit so dimensioniert ist, dass ein lokaler Verbrauch typischerweise möglich, zumindest nicht ausgeschlossen erscheint und somit ein (Rück-)Transport über höhere Netzebenen entfällt. Die Anlage muss indes nicht auf die lokale Stromversorgung ausgerichtet sein bzw. (allein) diesem Zweck dienen. Das Erfordernis einer derartigen Zweckbindung der Energieerzeugung kann der Wortbedeutung der Adjektive „verbrauchs- und lastnah“ nicht – jedenfalls nicht in der erforderlichen Deutlichkeit – entnommen werden.

Das Erfordernis einer (streng) nutzungsbezogenen Betrachtung kann auch der Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 27.10.2020 (EnVR 70/19) nicht entnommen werden. Zwar wird dort zur Konkretisierung des Merkmals der „Verbrauchs- und Lastnähe“ die Funktion dezentraler Erzeugungsanlagen in den Blick genommen; das Erfordernis einer lokalen Versorgungsfunktion im Sinne einer zwingenden Voraussetzung für das Vorliegen einer dezentralen Erzeugungsanlage wird damit indes nicht verbunden (vgl. BGH, a. a. O., Rn. 25). Hätte der Gesetzgeber im Rahmen des § 3 Nr. 11 EnWG dem mit der Einspeisung bzw. Energieerzeugung verfolgten Zweck eine derart tragende Bedeutung für die Einstufung einer Erzeugungsanlage als dezentral beimessen wollen, wäre zu erwarten gewesen, dass er dies auch in der Formulierung der Legaldefinition entsprechend zum Ausdruck gebracht hätte. Die Annahme eines entsprechenden Erfordernisses ließe sich im Übrigen auch nur schwer mit der Aussage des Gesetzgebers vereinbaren, mit der Aufnahme der Adjektive „verbrauchs- und lastnah“ lediglich das Gewollte klarstellen zu wollen (vgl. *BT-Drs.* 15/5268, S. 117).

Soweit die Ausführungen des Senats in den Entscheidungen vom 30.11.2016 (VI-3 Kart 112/15 [V], Juris Rn. 38) und 11.09.2019 (VI-3 Kart 804/18 [V], Juris Rn. 39 f.), zur „lokalen Versorgungsfunktion“ dezentraler Erzeugungsanlagen insoweit gegebenenfalls ein anderes Verständnis des Merkmals „verbrauchs- und lastnah“ in § 3 Nr. 11 EnWG erzeugt haben sollten, wird hieran nicht mehr festgehalten. Zumal es darauf in den genannten Entscheidungen ohnehin nicht entscheidungserheblich ankam, da es jeweils bereits am Erfordernis des (ausschließlichen) Anschlusses der Erzeugungsanlage an ein Verteilernetz fehlte.

2.4.2.2. Unter Berücksichtigung dieser Maßgaben ist das Merkmal der „Verbrauchs- und Lastnähe“ in Bezug auf den streitgegenständlichen Batteriespeicher als erfüllt anzusehen.

2.4.2.2.1. Der Batteriespeicher ist in ausreichender räumlicher Nähe zu Letztverbrauchern gelegen. Die weitere Beteiligte hat vorgetragen, dass der Speicher an die zum ca. 10 km entfernten Umspannwerk ... führende Mittelspannungsleitung angeschlossen ist, an die auch die Ortschaften ..., ... und ... angeschlossen sind und dies durch Vorlage einer Netzanschlusskarte (Anlage ... 3) konkretisiert (vgl. *SS.* v. 18.10.2021, S. 2 f. sowie v. 27.11.2021, S. 5). Die Örtlichkeiten befinden sich mit ca. 3 km Luftlinie (...), 5,14 km Luftlinie (...) und 5,83 km Luftlinie (...) in ausreichender Nähe zum Speicherstandort. Dies gilt – entsprechend dem Vortrag der weiteren Beteiligten – auch noch für die vom Umspannwerk ... abgehenden und ankommenden Mittelspannungsanschlüsse zur Stromversorgung der Ortschaften ... (ca. 9,71 km), ... (ca. 5,85 km) und ... (ca. 7 km). Anderes mag allenfalls für die räumlich weiter entfernt liegenden Ortschaften ... (ca. 14,18 km), ... (ca. 14,37 km) und ... (ca. 17,36 km) gelten. Dass die lokalen Verbraucher nicht direkt an die Mittelspannung, sondern an die Niederspannung angeschlossen sind, ist insoweit unerheblich.

Die Beschwerdeführerin ist diesem Vorbringen der weiteren Beteiligten nicht erheblich entgegengetreten. Ihr Bestreiten beschränkt sich vielmehr darauf, in Abrede zu stellen, dass der von dem Batteriespeicher erzeugte Strom tatsächlich der Versorgung (Belieferung) der Letztverbraucher der Einwohner und (Gewerbe-)Betriebe der Ortschaften ..., ... und ... dient (vgl. *SS.* v. 27.10.2021, S. 4). Auf eine dahingehende (ausschließliche) Zweckrichtung der Einspeisung kommt es jedoch – wie ausgeführt – nicht an, so dass es auch keine Rolle spielt, dass der von dem Batteriespeicher erzeugte Strom von der weiteren Beteiligten – jedenfalls auch – zur Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere von Primärregelleistung zur Frequenzstabilisierung im Übertragungsnetz, und damit zur Sicherung der Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems und nicht zur Deckung eines lokalen Energiebedarfs verwendet wird. Eine weitere Sachverhaltsaufklärung war angesichts dessen entbehrlich.

Der Batteriespeicher weist mit lediglich 5 MW – auch in Relation zu dem in der Nähe befindlichen Solarpark mit einer installierten Leistung von 145 MWp – zudem eine verhältnismäßig geringe Erzeugungskapazität auf, wobei dessen tatsächliche Einspeiseleistung nach dem Vortrag der Beschwerdeführerin aufgrund der Betriebsweise des Speichers noch deutlich darunter liegen soll (vgl. etwa *SS.* v. 27.10.2021, S. 5). Für die geringe Anlagendimensionierung spricht im Übrigen auch, dass der Batteriespeicher lediglich auf der Mittelspannungsebene und damit einer unteren Netzebene an das Verteilernetz der Beschwerdeführerin angeschlossen ist (vgl. auch *Booz, N&R* 2018, 130 [131]). Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass der von dem Batteriespeicher erzeugte und in das Verteilernetz der Beschwerdeführerin eingespeiste Strom – angesichts der begrenzten Leistungsfähigkeit der Anlage bzw. der relativ geringen Energiemengen sowie der tatsächlichen (physikalischen) Wirkweise des Stroms (vgl. *Booz, N&R* 2018, 130 [131 f.]) – in räumlicher Nähe zum Standort des Speichers und damit lokal (regional) verbraucht werden „kann“. Ob dem tatsächlich so ist, ist – wie ausgeführt – ohne Belang.

2.4.2.2.2. Ein anderes Ergebnis ergibt sich – entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin – auch nicht aus der bemühten Analogie zu § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG (vgl. *SS.* v. 22.03.2021, S. 7 f.).

Gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG ist Strom von der Steuer befreit, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung

von bis zu 2 MW aus erneuerbaren Energieträgern oder in hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erzeugt wird und der von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen. Nach § 12b Abs. 5 StromStV umfasst der „räumliche Zusammenhang“ lediglich Entnahmestellen, die in einem Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit liegen (Möhlenkamp, in: Möhlenkamp/Milewski, Energiesteuergesetz, Stromsteuergesetz, 2. Aufl., § 9 StromStG Rn. 68).

Bei § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG handelt es sich um einen Befreiungstatbestand von der Stromsteuer, mit dem nach dem Willen des Gesetzgebers die objektbezogene und dezentrale Stromversorgung gefördert werden soll (BT-Drs. 14/2044, S. 11; Jatzke, in: Leingärtner, Besteuerung der Landwirte, Werkstand: 41. EL Oktober 2021, Kap. 122 Rn. 15). Privilegiert werden insoweit die Betreiber von Kleinanlagen. Eine solche Begrenzung auf Anlagen mit einer maximalen Nennleistung von 2 MW ist § 3 Nr. 11 EnWG bzw. § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV indes nicht zu entnehmen. Der Anwendungsbereich wird insofern vielmehr durch das Merkmal der „Dezentralität“ bestimmt ohne eine explizite Begrenzung auf Klein- oder Kleinstanlagen. Im Übrigen verlangt § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG – anders als § 3 Nr. 11 EnWG bzw. § 18 StromNEV bereits nach seinem Wortlaut den Nachweis, dass der Strom an Letztverbraucher „geleistet“ wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnehmen. Ein solches Erfordernis ist in § 3 Nr. 11 EnWG bzw. § 18 StromNEV nicht statuiert.

2.5. Die weiteren Voraussetzungen des § 18 Abs. 1 StromNEV für einen Anspruch auf Zahlung vermiedener Netzentgelte sind ebenfalls zu bejahen. Der streitgegenständliche Batteriespeicher ist vor dem 01.01.2023 in Betrieb gegangen (vgl. § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV). Die Einschränkungen bzw. Ausschlussgründe bei Anlagen mit volatiler Erzeugung (§ 18 Abs. 1 Satz 2 StromNEV) sowie bei anderweitiger Förderung der Stromeinspeisung (§ 18 Abs. 1 Satz 4 StromNEV) liegen nicht vor.

2.6. Dem Anspruch der weiteren Beteiligten auf Zahlung vermiedener Netzentgelte steht – entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin – auch nicht entgegen, dass sie gemäß § 118 Abs. 6 Satz 1, 3 EnWG als „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt ist.

2.6.1. Der Grund für die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1, 3 EnWG besteht darin, dass der Gesetzgeber damit einen wirtschaftlichen Anreiz für den von ihm als wünschenswert eingestuften Zubau weiterer Pumpspeicherkraftwerke und anderer Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Hinblick auf die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und deren Integration in das Stromversorgungssystem setzen wollte, um dadurch einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten und mehr überschüssige Energie, z. B. Strom aus volatiler Wind- oder Solarenergie, zu speichern (vgl. BT-Drs. 16/12898, S. 20; BT-Drs. 17/6072, S. 97; Posser, in: Kment, a. a. O., § 118 Rn. 8; BGH, Beschl. v. 20.06.2017 – EnVR 24/16, Juris Rn. 18; eingehend Missling, in: Theobald/Kühling, a. a. O., § 118 EnWG Rn. 11 ff. – jeweils m. w. N.). Wenn sich der Gesetzgeber dazu entschließt, dieses Ziel über eine Befreiung der Speicher von den Netzentgelten zu fördern, würde diese Förderung indes konterkariert, wenn man Stromspeichern wie dem streitgegenständlichen Batteriespeicher unter Verweis auf die Netzentgeltbefreiung ein Entgelt für die dezentrale Einspeisung nach § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV versagen wollte (Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356 [366]).

Des Weiteren bezieht sich die in § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG enthaltene Netzentgeltbefreiung nach ihrem Wortlaut explizit lediglich auf den „Bezug[-s] der zu speichernden elektrischen Energie“ (de Wyl/Weise/Blumenthal-Barby, RdE 2015, 507 [513]). Hinzu kommt, dass die Befreiung von den Netzentgelten den geringeren Bezug von Energie aus den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen im Moment der dezentralen Einspeisung, die ja den wesentlichen Grund für die Zahlung vermiedener Netzentgelte bildet (s. o. B. II. 2.3.2.1.), nicht tangiert. Die Netzentgeltbefreiung führt nicht zur Senkung des individuellen Anteils an den nach § 18 Abs. 2 StromNEV zu ermittelnden vermiedenen Netzentgelten. Zwischen beiden Tatbeständen besteht keine Wechselwirkung.

2.6.2. Die weitere Beteiligte muss sich – entgegen der Ansicht der Beschwerdeführerin (SS. v. 22.03.2021, S. 12 f.) – auch nicht zumindest die durch die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1, 3 EnWG bei der Beladung des Batteriespeichers ersparten Kosten bzw. Netzentgelte anrechnen lassen. Entsprechendes ergibt sich insbesondere nicht aus § 18 Abs. 3 StromNEV.

2.6.2.1. Das in § 18 Abs. 3 Satz 1 StromNEV enthaltene Kriterium der „Sachgerechtigkeit“ und das darin zum Ausdruck kommende Ziel einer „sachgerechten Kostenverteilung“ (BGH, Beschl. v. 14.11.2017 – EnVR 41/16, Juris Rn. 33) bezieht sich allein auf die durch die dezentrale Einspeisung nach § 18 Abs. 2 StromNEV ermittelten vermiedenen Kosten bzw. Entgelte. Für weitergehende allgemeine Sachgerechtigkeitserwägungen, wie sie von der Beschwerdeführerin angestellt werden, ist insoweit kein Raum.

2.6.2.2. Etwas anderes ergibt sich – entgegen der Auffassung der Beschwerdeführerin – auch nicht aus der Entscheidung des Bundesgerichtshofs vom 14.11.2017 (EnVR 41/16, Juris) zur Berücksichtigung von in Anspruch genommener Netzreservekapazität bei der Ermittlung der vermiedenen Netzentgelte.

Hiernach sind bei der Berechnung des Entgelts für die dezentrale Einspeisung nicht nur die finanziellen Vorteile zu berücksichtigen, die einem Einspeiser durch die Bestellung von Netzreservekapazität zur Absicherung gegen den Ausfall dezentraler Erzeugungsanlagen entstehen, sondern es sind auch die dafür beim Netzbetreiber anfallenden Kosten in Ansatz zu bringen mit der Folge, dass nur der Differenzbetrag das vermiedene Netzentgelt im Sinne von § 18 Abs. 1 Satz 1 StromNEV darstellt (BGH, a. a. O., Rn. 25 ff., 29 ff., 32 ff.). Im Unterschied zur Bestellung von Netzreservekapazität besteht zwischen der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1, 3 EnWG und der Berechnung der vermiedenen Netzentgelte nach § 18 Abs. 2 und Abs. 3 StromNEV kein unmittelbarer Zusammenhang. Die Buchung von Netzreservekapazität zur Absicherung gegen den Ausfall dezentraler Erzeugungsanlagen betrifft dagegen konkret die Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisung. Die (berechtigte) Inanspruchnahme von Netzreservekapazität führt dazu, dass eine (physikalische) Lastspitze nicht abrechnungsrelevant wird (Lange/Weise, IR 2014, 146 [148 f.]). Wird Netzreservekapazität gebucht, ist als maximale Bezugslast im Sinne von § 18 Abs. 2 Satz 5 StromNEV nicht der höchste gemessene physikalische Leistungswert anzusehen, sondern der Maximalwert, der unter Berücksichtigung der bestellten Reservekapazität für die Berechnung der Entgelte für die Nutzung des vorgelagerten Netzes maßgeblich ist (BGH, a. a. O., Rn. 30). Vor diesem Hintergrund erscheint es denn auch folgerichtig und sachgerecht, den Betreibern der dezentralen Erzeugungsanlage, nicht nur die (finanziellen) Vorteile der Bestellung von Netzreservekapazität zugutekommen zu lassen, sondern sie im Rahmen der Ermittlung der Höhe der vermiedenen Netzentgelte auch mit den hierfür anfallenden Kosten zu belasten (BGH, a. a. O.,

Rn. 31 ff.). Dies gilt für die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 Satz 1, 3 EnWG nicht in gleicher Weise.

[...]

D.

Der Senat hat die Rechtsbeschwerde an den Bundesgerichtshof gegen diese Entscheidung zugelassen, weil die Streitgegenständlichen Fragen grundsätzliche Bedeutung haben (§ 86 Abs. 2 Nr. 1 EnWG).

Kein zivilrechtlicher Nachbarrechtsschutz gegen Windenergieanlagen (hier: Infraschallbeeinträchtigungen) nach rechtskräftiger Ablehnung der verwaltungsrechtlichen Nachbarklage

OLG Hamm, U. v. 26.04.2022 – I-24 U 1/20 –, vorgehend LG Paderborn, U. v. 11.11.2019 – 3 O 172/19

§ 3 Abs. 1, § 5 Abs. 1 Nr. 1, § 14 S. 1, S. 2, § 22 Abs. 1 BImSchG; § 823 Abs. 2, § 906 Abs. 1, § 1004 Abs. 1 BGB; Nr. 3.2.1, 3.2.2 TA Lärm; § 42 Abs. 2 § 121 Nr. 1 VwGO

1. Die materielle Rechtskraft eines gegen die immissionschutzrechtliche Genehmigung gerichtlichen verwaltungsgerichtlichen Urteils bindet andere Gerichte in einer Weise, dass der im Verwaltungsprozess unterlegene Kläger daran gehindert ist, gegen den seinerzeit beigeladenen Inhaber der Genehmigung nunmehr zivilrechtlich auf Unterlassung oder Schadensersatz vorzugehen (unter Verweis auf BGH, Urteil vom 27.11.2020 – V ZR 121/19).

2. Das gilt auch dann, wenn das Verwaltungsgericht die Klage wegen offensichtlicher Unbegründetheit als unzulässig abgewiesen hat.

3. Die vom Antragsteller eines Störungsbeseitigungsanspruchs nach § 1004 BGB zu beweisende Beeinträchtigung seines Grundstücks muss ein bemerkbares Mindestmaß an Intensität erreichen. Ein solches liegt namentlich bei Infraschalleinwirkungen durch weiter entfernt stehende WEA regelmäßig nicht vor. Sollte man vor diesem Hintergrund dem Anspruchsgegner den Beweis der Unschädlichkeit im Sinne einer Unwesentlichkeit eines jeden physikalisch existenten Phänomens auferlegen, würde das eine wirtschaftliche Nutzung von Grundstücken jedenfalls im Rahmen von § 906 Abs. 1 S. 1 BGB praktisch unmöglich machen.

(Leitsätze der Redaktion)

Zum Sachverhalt:

I.

Der Kläger verlangt von der Beklagten Schadensersatz wegen angeblicher Beeinträchtigungen der Nutzung seines Grundstücks durch mehrere von der Beklagten betriebene Windenergieanlagen.

Der Kläger ist Eigentümer eines Grundstücks, auf dem er ein Wohnhaus bewohnt und einen Pensionsbetrieb führt.

Die Beklagte betreibt seit dem Jahr 2018 auf Grundstücken der Gemeinde B. auf einer im Flächennutzungsplan ausgewiesenen Windvorrangfläche sieben Windenergieanlagen des Typs „E. E-115“ mit einer Gesamthöhe von jeweils 206,94 Metern und einem Rotordurchmesser von 115 m, die sich in einer

Entfernung von mindestens 2,321 km vom klägerischen Grundstück befinden.

Diese Anlagen waren vom Kreis P. am 27.12.2016 immissionschutzrechtlich genehmigt worden.

Der Antrag des Klägers auf vorläufigen Rechtsschutz hiergegen wurde durch das Verwaltungsgericht Minden mit Beschluss vom 07.08.2017 abgelehnt, die Beschwerde des Klägers hiergegen wurde durch das Oberverwaltungsgericht für das Land NRW mit Beschluss vom 30.01.2018 rechtskräftig zurückgewiesen.

Der Kläger ging im Wege der Anfechtungsklage (11 K 928/17 VG Minden) gegen den Kreis P. gegen diese Genehmigung vor. Das Verwaltungsgericht Minden lud die Beklagte in diesem Verfahren gemäß § 65 VwGO bei. Mit rechtskräftigem Urteil vom 12.12.2018 wies das Verwaltungsgericht Minden die Klage ab. Zur Begründung führte es aus:

„... Die Klage hat keinen Erfolg.

Das Gericht lässt offen, ob sie zulässig ist.

Dass und weshalb Infraschall bzw. tieffrequenter Schall oder eine optisch bedrängende Wirkung der Anlagen auch mit Blick auf die vom Kläger dazu formulierten Beweisanträge keine Klagebefugnis begründen können, folgt aus den Gründen des Beschlusses vom 11.12.2018.

Eine zur Klagebefugnis, § 42 Abs. 2 VwGO, führende mögliche Rechtsverletzung des Klägers ergibt sich allenfalls unter dem Aspekt einer unzulässigen Belastung seines Grundstücks durch Lärm.

Die Klage ist jedenfalls unbegründet.

Die immissionschutzrechtliche Genehmigung vom 27.12.2016 ist nicht in einer die subjektiven Rechte des Klägers verletzenden Weise rechtswidrig, § 113 Abs. 1 S. 1 VwGO.

Insoweit wird zur Vermeidung entbehrlicher Wiederholungen entsprechend § 117 Abs. 5 VwGO auf die Gründe des Beschlusses im zugehörigen Eilverfahren 11 L 1196/17 vom 04.08.2017 und des die Beschwerde des Klägers hiergegen zurückweisenden Beschlusses des Oberverwaltungsgerichts für das Land Nordrhein-Westfalen vom 30.01.2018 – 8 B 1060/17- verwiesen. ...“

Der Kläger hat behauptet, unmittelbar nach Inbetriebnahme der Anlagen seien bei ihm Krankheitssymptome aufgetreten, die teilweise gravierend, teilweise nur Befindlichkeitsstörungen seien, die psychische Befindlichkeit und körperliches Wohlbefinden beeinträchtigten. Er leide bei entsprechenden Windrichtungen und Umgebungsbedingungen, die mehrmals monatlich, aber auch täglich vorkommen könnten, unter Störungen der Nachtruhe mit häufigen Aufwachereignissen, teilweise Herzrasen, Druck auf den Ohren, vermehrten Kopfschmerzen, innerer Unruhe, Unausgeglichenheit und Müdigkeit. Bei ihm habe sich ein Zustand ständiger Gereiztheit und Erschöpfung eingestellt. Auch mache er sich Sorgen wegen der Langzeitfolgen ungesunden Schlafs und erhöhter Stressfaktoren wie etwa Bluthochdruck. Dadurch sei für ihn das eigene Wohn- und Lebensumfeld unerträglich geworden und sein Pensionsbetrieb sei beeinträchtigt, da die Gäste sich über die Anlagen beschwerten.

Die Beeinträchtigung seines Grundstücks sei wesentlich, da sie zu gesundheitlichen Beeinträchtigungen führe, die er nicht dulden müsse. Zudem liege eine wesentliche Eigentumsbeeinträchtigung deswegen vor, weil ein verständiger, auch andere öffentliche und private Belange berücksichtigender Durchschnittsbenutzer seines Grundstücks nicht tolerieren würde, dass sein Umfeld von einer Störquelle beherrscht werde, die die gesamte Lebens- und Aufenthaltsqualität des privaten Wohnhauses dominiere. Denn er sei gezwungen, seinen ge-

samten Lebenswandel umzustellen, etwa die Fenster nachts auch im Sommer zu schließen und die Außenwohnbereiche zu meiden. Der Betrieb der Anlage mache die Nutzung seines Grundstücks als privates Wohngrundstück für einen Durchschnittsbetrachter unzumutbar und mindere die Attraktivität seines Pensionsbetriebes empfindlich.

Verursacht würden diese Auswirkungen durch die von den Windenergieanlagen ausgehenden Infraschallimmissionen. Dies belegten die zeitliche Koinzidenz zwischen Inbetriebnahme der Anlage und Auftreten der Beschwerden sowie der Umstand, dass sich die Beschwerden bei räumlicher Entfernung von den Anlagen linderten. Zudem träten Auswirkungen wie hier geschildert bei einer wesentlichen Gruppe der betroffenen Bevölkerung regelmäßig auf und könnten daher schon aus diesem Grunde dem Betrieb der Anlagen zugerechnet werden.

Es sei erwiesen, dass der von Windenergieanlagen ausgehende Infraschall sich dadurch von sonstigem Infraschall unterscheidet, dass er auf ganz bestimmten, diskreten Frequenzlinien auftritt, die durch den Rotordurchgang am Turm verursacht würden und die Flügelharmonischen repräsentierten. Diese Wirkweise, die an mehreren Standorten durch Messungen bestätigt worden sei, sei verallgemeinerungsfähig, da sie auf der gängigen Rotorgröße und der rotierenden Tätigkeit der Anlagen beruhe. Auch für sein Grundstück seien solche Einwirkungen belegt. Der Infraschall trete im üblichen Abstand zwischen den Anlagen und Wohnhäusern von ca. 300 Metern bis 2 km mit ganz erheblichen Schalldruckpegeln von mindestens 80-90 db auf. Die größere Entfernung seines Grundstücks von den Anlagen der Beklagten schließe eine wesentliche Belastung durch Infraschall nicht aus, da die charakteristischen Infraschallimmissionen von Windenergieanlagen bis zu einer Entfernung von 15 km deutlich zu identifizieren seien und in Entfernungen bis 6 km wesentliche Infraschallimmissionen auftreten könnten, jedenfalls aber in Entfernungen von 2-2,5 km.

Aufgrund des Drucks, den die Infraschallwellen auf die Organe ausübten, die für das Gleichgewichtssystem von Bedeutung seien, träten Symptome wie vertikaler Nystagmus, Schwingungsgefühl, Müdigkeit, Benommenheit, Apathie, Depressionen, Konzentrationseinbußen und Schwingungen der inneren Organe auf, ebenso ein Anstieg des Blutdrucks und eine Herzratenveränderung. Besonders deutlich seien diese Phänomene in umbauten Räumen festzustellen. Zudem entfalteten Infraschallimmissionen, die unterhalb der subjektiven Wahrnehmungsschwelle lägen, pathologisch nachweisbare Auswirkungen auf die Hirnaktivität, die maßgeblich für die emotionale und autonome Steuerung des Organismus sei.

Der Beweis, dass die von ihm geschilderten Beeinträchtigungen durch den Betrieb der Windanlagen der Beklagten ausgelöst würden, könne auch aufgrund der Schilderung der von ihm benannten 74 Zeugen erbracht werden, bei denen die gleichen Belästigungen und gesundheitlichen Symptome seit Aufnahme des Betriebs benachbarter Windräder bestünden und sich bei Entfernung von der Anlage linderten. [...]

Der Kläger beantragt, unter Aufhebung des Urteils des Landgerichts Paderborn vom 11.11.2019, 3 O 172/19,

1. die Beklagte zu verurteilen, an ihn 20.000,00 € nebst Zinsen in Höhe von fünf Prozentpunkten über dem Basiszinssatz seit Rechtshängigkeit zu zahlen;

2. festzustellen, dass die Beklagte ihm zum Ersatz jedes weiteren ihm aus der Errichtung und dem Betrieb der mit Genehmigungsbescheid des Kreises Paderborn vom 27.12.2016, Az. 421 18-15-600 genehmigten sieben Windenergieanlagen bereits entstandenen und zukünftig noch entstehenden Schadens verpflichtet ist;

3. hilfsweise im Falle der Ablehnung des Antrags zu 1): die Beklagte zu verurteilen, die Anlagen ausschließlich so zu be-

treiben, dass Schallimmissionen im Infraschallbereich von nicht mehr als 40 db (ungefiltert) auf das klägerische Grundstück auftreffen.

Die Beklagte beantragt, die Berufung zurückzuweisen. [...]

Der Senat hat den Kläger persönlich angehört und Beweis erhoben durch Einholung eines schriftlichen Gutachtens des Sachverständigen B., der sein Gutachten zudem mündlich erläutert hat.

II.

Aus den Gründen:

1) Die zulässige Berufung ist unbegründet; das Landgericht hat die zulässige Klage zu Recht abgewiesen.

a) Der mit dem Klageantrag zu 1) geltend gemachte Anspruch auf Schadensersatz in Höhe von 20.000 EUR besteht nicht.

aa) Er folgt nicht aus § 14 Satz 2 BImSchG, denn dem Kläger steht der insoweit von § 14 Satz 1 BImSchG vorausgesetzte privatrechtliche Anspruch zur Abwehr benachteiligender Einwirkungen nicht, insbesondere nicht gemäß den §§ 1004 Abs. 1, 906 Abs. 1 BGB, zu. Der Kläger kann nicht mit Erfolg geltend machen, dass von den in Streit stehenden Windenergieanlagen der Beklagten Einwirkungen in Form von akustischen und optischen Immissionen und in Form von Infraschallimmissionen auf sein Grundstück treffen, die dieses in einer nach § 906 Abs. 1 BGB nicht zu duldenden Weise beeinträchtigen.

(1) Der Kläger kann bereits aufgrund des rechtskräftigen Urteils des Verwaltungsgerichts Minden vom 12.12.2018 (1 K 928/17) im Verhältnis zur Beklagten nicht mit der Behauptung gehört werden, von den Windenergieanlagen der Beklagten ginge eine Einwirkung aus, die eine grundsätzlich gemäß § 1004 Abs. 1 BGB zu unterlassende Beeinträchtigung seines Grundstücks darstellte.

(a) Das rechtskräftige Urteil des Verwaltungsgerichts Minden vom 12.12.2018 bindet gemäß § 121 Nr. 1 VwGO die Beteiligten, d. h., soweit hier von Interesse, den Kläger, der auch im verwaltungsgerichtlichen Prozess als Kläger aufgetreten ist (vgl. § 63 Nr. 1 VwGO), und die Beklagte, die im verwaltungsgerichtlichen Prozess beigeladen war (vgl. §§ 63 Nr. 31, 65 VwGO). Die materielle Rechtskraft des Urteils bindet auch andere Gerichte, einschließlich der Zivilgerichte in einem nachfolgenden Zivilprozess, mithin auch den Senat (vgl. BGH, Urteil vom 27.11.2020 – V ZR 121/19, ZfBR 2021 155 Rn. 20; BVerwG, Urteil vom 26.01.1996 – 8 C 19/94, NJW 1996, 2046 m. w. N.).

(b) Die Wirkung der Rechtskraft des Urteils ist nicht deshalb eingeschränkt, weil das Verwaltungsgericht ausweislich seiner Urteilsbegründung bereits Zweifel an der Klagebefugnis des Klägers gemäß § 42 Abs. 2 VwGO gehegt hat, weshalb dahinstehen kann, ob das Verwaltungsgericht die Klage als unzulässig oder in der Sache als unbegründet abweisen wollte.

(aa) Zwar geht der Bundesgerichtshof im Grundsatz von dem Standpunkt aus, dass die rechtskräftige Verneinung einer Prozessvoraussetzung nichts für die materielle Beurteilung des entschiedenen Falles hergebe. Vielmehr erwachse allein die Feststellung in Rechtskraft, dass für das konkrete Rechtsschutzbegehren keine Sachentscheidung zugelassen sei; falle das Prozesshindernis später weg, könne eine neue Klage angebracht werden (vgl. BGH, Beschluss vom 17.01.2007 – XII ZB 134/03, NJW-RR 2007, 578; Urteil vom 24.09.1986 – ZR 320/85, NJW 1987, 592; Urteil vom 06.03.1985 – IVb ZR 76/83, NJW 1985, 2535). Dieser Standpunkt wird auch von dem Bundesverwaltungsgericht sowie von der herrschenden Auffassung in der zivil- und verwaltungsprozessualen Litera-

tur geteilt (vgl. BVerwG, Urteil vom 12.01.2012 – 7 C 5/11, NVwZ 2012, 1184; Beschluss vom 14.02.2011 – 7 B 49/101 NVwZ 2011, 509; Gottwald in MünchKommZPO, 6. Aufl., § 322 Rn. 172 und 174; Musielak in Musielak/Voit, ZPO, 19. Aufl., § 322 Rn. 44 f.; Gruber in BeckOK ZPO, Stand: 01.03.2022, § 322 Rn. 35; G. Vollkommer in Zöller, ZPO, 34. Aufl., § 322 Rn. I a; Gehle in Anders/Gehle, ZPO, 80. Aufl., § 322 Rn. 35; Lindner in BeckOK VwGO, Stand: 01.10.2021, § 121 Rn. 37; Rennert in Eyermann, VwGO, 15. Aufl., § 121 Rn. 22; Peter Unruh in Fehling/Kastner/Störmer, Verwaltungsrecht, 5. Aufl., § 121 VwGO Rn. 30; Clausing/Kimmel in Schoch/Schneider, Verwaltungsrecht, Stand: 41. EL Juli 2021, § 121 VwGO Rn. 91; Michael Kilian/Daniel Hissnauer in SoDan/Ziekow, VwGO, 5. Aufl., § 121 Rn. 69; Bamberger in wysk, VwGO, 3. Aufl., § 121 Rn. 15; Stuhlfauth in Bader/Funke-Kaiser/Stuhlfauth/von Albedyll, VwGO, 8. Aufl., § 121 Rn. 15, jeweils m. w. N. zur Rechtsprechung). Auch der Senat folgt dieser grundsätzlichen Auffassung.

(bb) Etwas anderes gilt aber für den Sonderfall, dass die Prozessabweisung auf der Verneinung der von § 42 Abs. 2 VwGO für die Anfechtungsklage vorausgesetzten Klagebefugnis beruht. Wenn eine Anfechtungsklage abgewiesen wird, weil der Kläger so offensichtlich nicht in seinen Rechten verletzt ist, dass er nicht einmal die Voraussetzungen des § 42 Abs. 2 VwGO erfüllt, steht rechtskräftig fest, dass jedenfalls er nicht die Verletzung von Rechten im Hinblick auf den angefochtenen Verwaltungsakt geltend machen kann. Weitere auf das abgewiesene materielle Begehren gestützte prozessuale Möglichkeiten sind dann ausgeschlossen (BVerwG, Urteil vom 10.04.1968 – IV C 160/65, NJW 1968, 1795; vgl. auch BGH, vom 06.03.1985 – IVb ZR 76/83, NJW 1985, 2535 für eine Prozessabweisung wegen fehlenden Rechtsschutzbedürfnisses).

Dem steht auch das von dem Kläger ins Feld geführte Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 07.08.2008 (7 C 7/08, NVwZ 2009, 120) nicht entgegen. Dort heißt es nach der Aussage, dass die Entscheidung über eine Anfechtungsklage sich nicht in dem Rechtsschluss erschöpfe, dass der Verwaltungsakt rechtmäßig oder rechtswidrig sei, sondern die Feststellung des Vorliegens oder Nichtvorliegens der Voraussetzungen der unmittelbaren Ermächtigungsgrundlage umfasse, dass „dies nur dann nicht [gelte], wenn eine Anfechtungsklage wegen Unzulässigkeit oder wegen fehlender Rechtsverletzung des Klägers abgewiesen [werde]“ (Rn. 18). Damit ist lediglich gemeint, dass einem rechtskräftigen Urteil bei einer Klageabweisung wegen fehlender Rechtsverletzung keine Aussage zur Rechtmäßigkeit des Verwaltungsakts entnommen werden könne; für die Frage der rechtskräftigen Feststellung der fehlenden Rechtsverletzung als solcher gilt indes das oben Gesagte.

(cc) Dies gilt auch im Verhältnis zur Zivilgerichtsbarkeit.

Die Prozessabweisung wegen fehlender Klagebefugnis gemäß § 42 Abs. 2 VwGO findet im Zivilprozessrecht keine eigentliche Entsprechung; es handelt sich bei der Klagebefugnis als Prozessvoraussetzung um ein Spezifikum des Verwaltungsprozesses (vgl. Wahl/Schütz in Schoch/Schneider, Verwaltungsrecht, Stand: 41. EL Juli 2021, § 42 Abs. 2 VwGO Rn. 13 ff.). Vor dem Hintergrund aber, dass nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts für die Voraussetzungen der Klagebefugnis die Untersuchungsmaxime des § 86 VwGO nicht (uneingeschränkt) gilt, vielmehr der Kläger im Verwaltungsprozess seine Klagebefugnis im Einzelnen darlegen muss und die Klageabweisung erfolgt, wenn sich dem Klägervortrag nicht mit hinreichender Substanz entnehmen lässt, dass eine Rechtsverletzung möglich erscheint (vgl. BVerwG, Beschluss vom 20.07.1992 – 7 B 186/91, NVwZ 1993, 63; Schmidt-Kötters in BeckOK VwGO, Stand: 01.

.10.2019 § 42 Rn. 210 ff.; Breunig in BeckOK VwGO, Stand: 01.01.2022, § 86 Rn. 29; Happ in Eyermann, VwGO, 15. Aufl., § 42 Rn. 119; vgl. zu den vertretenen Positionen hinsichtlich des Maßes der erforderlichen Substantiierung Wahl/Schütz in Schoch/Schneider, Verwaltungsrecht, Stand: 41. EL Juli 2021, § 42 Abs. 2 VwGO Rn. 65 ff.), lässt sich eine verwaltungsgerichtliche Prozessabweisung wegen fehlender Klagebefugnis aus zivilprozessualer Sicht als Sachabweisung wegen fehlender Schlüssigkeit des Klagevortrags deuten. Damit lässt sich die im Urteil vom 10.04.1968 (IV C 160/65, NJW 1968, 1795) ausgesprochene Auffassung des Bundesverwaltungsgerichts ohne weiteres auf den Zivilprozess übertragen.

(c) Aufgrund der Rechtskraftwirkung des Urteils des Verwaltungsgerichts Minden vom 12.12.2018 ist im Verhältnis der Parteien davon auszugehen, dass eine Beeinträchtigung des klägerischen Grundstücks aufgrund der behaupteten Infraschallimmissionen, die einen Unterlassungsanspruch gemäß §§ 1004 Abs. 1, 906 Abs. 1 BGB begründen könnten, nicht gegeben ist.

(aa) Nach der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs, der der Senat folgt, erwachsen bei einem klageabweisenden Urteil auch die tragenden Gründe des Urteils in materieller Rechtskraft, da nur sie Aufschluss darüber geben, weshalb ein geltend gemachter Anspruch verneint (oder bejaht) wurde (vgl. BGH, Urteil vom 27.11.2020 – V ZR 121/19, ZfBR 2021, 155 Rn. 21; vom 07.02.1992 – V ZR 246/90, NJW 1992, 1384; BVerwG, Urteil vom 07.08.2008 – 7 C 7/08, NVwZ 2009, 120 Rn. 16 ff.; Lindner in BeckOK VwGO, Stand: 01.10.2021, § 121 Rn. 38; Clausing/Kimmel in Schoch/Schneider, Verwaltungsrecht, Stand: 41. EL Juli 2021, § 121 VwGO Rn. 80; Gottwald in MünchKommZPO 6. Aufl., § 322 Rn. 88; Gruber in BeckOK ZPO, Stand: 01.03.2022, § 322 Rn. 43).

(bb) Dies zu Grunde gelegt ist mit dem Urteil des Verwaltungsgerichts Minden rechtskräftig festgestellt, dass eine Beeinträchtigung materieller Rechte des Klägers aufgrund des Betriebs der in Streit stehenden Windenergieanlagen unter allen Gesichtspunkten offensichtlich ausgeschlossen ist; der Senat muss seiner Entscheidung mithin zu Grunde legen, dass von der Anlage auf das Grundstück des Klägers einwirkende Immissionen im Sinne der §§ 3 Abs. 1, 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG in Form von Infraschall nicht ausgehen.

a) Der Bundesgerichtshof hat bereits entschieden, dass wesentliche Geräuschimmissionen i. S. von § 906 Abs. 1 BGB identisch mit den erheblichen Geräuschbelästigungen und damit schädlichen Umwelteinwirkungen i. S. von §§ 3 Abs. 1, 22 Abs. 1 BImSchG sind (vgl. auch BVerwG, Urteil vom 29.04.1988 – 7 C 33/87, NJW 1988, 2396; Schulte/Michalk in BeckOK Umweltrecht, Stand: 01.01.2022, § 3 BImSchG Rn. 3; Thiel in Landmann/Rohmer, Umweltrecht, Stand: 96. EL September 2021, § 3 BImSchG Rn. 45; Jarass, BImSchG, 13. Aufl., § 3 Rn. 24 und 54; vgl. auch Schmidt-Kötters in BeckOK Umweltrecht, Stand: 01.10.2019, § 5 BImSchG Rn. 13). Aufgrund der den Senat bindenden Feststellung des Verwaltungsgerichts Minden hinsichtlich der Voraussetzungen der §§ 3 Abs. 1 und 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG muss er seiner Entscheidung daher auch zu Grunde legen, dass es jedenfalls unter den sowohl vor dem Verwaltungsgericht Minden als auch vor dem Senat geltend gemachten Gesichtspunkten an einer wesentlichen Beeinträchtigung im Sinne von § 906 Abs. 1 BGB fehlt.

b) aa) Soweit die Klägerseite diesbezüglich die Auffassung vertreten hat, dass zwischen der öffentlich-rechtlichen und der zivilrechtlichen Immissionsschutzregelung ein Unterschied dahingehend bestehe, dass ein Verstoß gegen Grenzwerte etwa der TA Lärm im Regime des BImSchG zwingend zu der Annahme einer erheblichen Belästigung führen müsse, während

ein solcher Verstoß bei § 906 BGB die Wesentlichkeit nur indiziert und die Grenzwerte des öffentlichen Rechts „nicht blind angewendet“ werden dürften, sodass eine Rechtskraftverstreckung wegen des unterschiedlichen Bemessungsspielraums nicht stattfinden könne, verfährt das nicht.

ββ) Es trifft zwar zu, dass bei § 906 BGB auf die Sichtweise eines verständigen Durchschnittsmenschen abzustellen ist und öffentlich-rechtliche Grenzwerte lediglich eine indizielle Bedeutung haben (vgl. BGH, Urteil vom 26.10.2018 – V ZR 1 43/17, NJW 2019, 773 Rn. 13; Urteil vom 20.11.1992 – V ZR 82/91, NJW 1993, 925; Brückner in MünchKommBGB, 8. Aufl., § 906 Rn. 21 und 73; Klimke in BeckOGK, Stand: 01.03.2022, S 906 BGB Rn. 83 ff.; Fritzsche in BeckOK BGB, Stand: 01.02.2022, § 906 Rn. 38 ff.; Roth in Staudinger, BGB (2020), § 906 Rn. 177; Thiel in Landmann/Rohmer, Umweltrecht, Stand: 96. EL September 2021, § 3 BImSchG Rn. 45). Auf die Sichtweise eines verständigen Durchschnittsmenschen wird allerdings auch bei der Beurteilung der Erheblichkeit der Umwelteinwirkung im Sinne des § 3 Abs. 1 BImSchG abgestellt (vgl. BVerwG, Urteil vom 07.05.1996 – 1 C 10/95, NVwZ 1997, 276; Urteil vom 07.10.1983 – 7 C 44/81, NJW 1984, 989; Thiel in Landmann/Rohmer, Umweltrecht, Stand: 96. EL September 2021 1 § 3 BImSchG Rn. 48; Schulte/Michalk in BeckOK Umweltrecht, Stand: 01.01.2022, § 3 BImSchG Rn. 51; Schmidt-Kötters in BeckOK Umweltrecht, Stand: 01.10.2019, § 5 BImSchG Rn. 59). Nach Punkt 3.2.1 der TA Lärm sind deren Immissionsrichtwerte darüber hinaus auch in ihrem Regime nur für den Regelfall entscheidend; Punkt 3.2.2 lässt ausdrücklich eine ergänzende Prüfung im Sonderfall zu, wenn besondere Umstände vorliegen. Soweit der Kläger seine Klage auf Beeinträchtigungen wegen Infraschallimmissionen stützt, ist darüber hinaus zu konstataieren, dass insoweit öffentlich-rechtliche Grenzwerte überhaupt nicht normiert sind.

(d) Eine andere Beurteilung des Umfangs der Rechtskraftwirkung ist nicht wegen des Umstands erforderlich, dass es im Rahmen von § 906 Abs. 1 Satz 1 BGB der Beklagten als Anspruchsgegnerin obliegt, die Unwesentlichkeit einer Einwirkung zu beweisen (vgl. BGH, Urteil vom 29.04.2020 – VIII ZR 31/1 8, NJW 2020, 2884 Rn. 69; Urteil vom 20.11.1992 – V ZR 82/91, NJW 1993, 925; Klimke in BeckOGK, Stand: 01.03.2022, § 906 BGB Rn. 419; Brückner in MünchKommBGB, 8. Aufl., § 906 Rn. 219), denn damit ist jedenfalls keine solche Abweichung des Beurteilungsmaßstabs im Verhältnis zur verwaltungsgerichtlichen Kognition verbunden, dass eine Bindung der Beteiligten an das Urteil des Verwaltungsgerichts Minden in Frage zu stellen wäre.

(aa) Dem Kläger als Anspruchsteller obliegt es im Rahmen seines Unterlassungsanspruchs die Einwirkung bzw. die Beeinträchtigung seines Grundstücks im Sinne von § 1004 Abs. 1 BGB zu beweisen. Beeinträchtigung ist dabei mehr als ein physikalisch gegebenes, aber Körper oder Sache letztlich nicht beeinflussendes Phänomen; es muss sich vielmehr um einen dem Inhalt des Eigentums widersprechenden, den Eigentümer „störenden“ oder „beeinträchtigenden“ Zustand handeln (vgl. BGH, Urteil vom 29.04.2020 – VIII ZR 31/18, NJW 2020, 2884 Rn. 69; Urteil vom 22.09.2000 – V ZR 443/99, NJW-RR 2001, 232; Herrier in Grüneberg, 81. Aufl., § 906 Rn. 4, 6; Klimke in BeckOGK, Stand: 01.02.2022, § 906 BGB Rn. 68; Spohnheimer ebenda § 1004 BGB Rn. 67 ff.; Fritzsche in BeckOK BGB, Stand: 01.02.2022, S 1004 Rn. 32 ff.; Roth in Staudinger, BGB (2020), § 906 Rn. 116; Thole ebenda § 1004 Rn. 40; Brückner in MünchKommBGB, 8. Aufl., § 906 Rn. 67; Raff ebenda § 1004 Rn. 66). Die mithin von dem Kläger zu beweisende Beeinträchtigung muss ein bemerkbares Mindestmaß an Intensität erreichen. Eine andere Sichtweise würde namentlich in Fällen wie dem vorliegenden zu offenkundig unbilligen Ergebnissen führen. Der Sachverständige Dipl.-Ing. B. hat in

seiner Anhörung nämlich überzeugend erklärt, dass davon auszugehen sei, dass die rein physikalisch betrachtete Reichweite des von der Anlage der Beklagten erzeugten Infraschalls – wie jeder (Infra-)Schall – prinzipiell unbegrenzt sei jedenfalls weit über die Entfernung zum klägerischen Grundstück hinausreiche. Ein messtechnisch exakter Nachweis auch nur des tatsächlichen Vorhandenseins der von der Anlage der Beklagten verursachten Infraschalleinwirkungen auf das Grundstück des Klägers sei aber, wie der Sachverständige zugleich nachvollziehbar und überzeugend bekundet hat, praktisch ausgeschlossen. Wollte man vor diesem Hintergrund dem Anspruchsgegner den Beweis der Unschädlichkeit im Sinne einer Unwesentlichkeit eines jeden physikalisch existenten Phänomens auferlegen, würde das eine wirtschaftliche Nutzung von Grundstücken jedenfalls im Rahmen von § 906 Abs. 1 Satz 1 BGB praktisch unmöglich machen.

(bb) Dieser den Kläger treffenden Beweislast entspricht die ihm im Rahmen des § 42 Abs. 2 VwGO obliegende Darlegungslast. Voraussetzung der Klagebefugnis gemäß § 42 Abs. 2 VwGO ist nämlich, dass aufgrund des Vortrags des Klägers eine Verletzung seiner Rechte durch den angefochtenen Verwaltungsakt nicht offensichtlich und eindeutig nach jeder denkbaren Betrachtungsweise unmöglich erscheint (vgl. BVerwG, Urteil vom 17.06.1993 – 3 C 3/89, NJW 1994, 1604; Beschluss vom 21.01.1993 – 4 B 206/92, NVwZ 1993, 884; Urteil vom 10.04.1968 IV C 160/65, NJW 1968, 1795; Schmidt-Kötters in BeckOK VwGO, Stand: 01.10.2019, § 42 Rn. 172; Happ in Eyermann, VwGO, 15. Aufl., § 42 Rn. 112). Die Verneinung der Klagebefugnis durch das Verwaltungsgericht Minden in seinem Urteil vom 12.12.2018 jedenfalls im Hinblick auf den klägerseits im vorliegenden Verfahren allein ins Feld geführten Infraschall lässt sich dies zu Grunde gelegt nur so verstehen, dass bereits eine Einwirkung im oben dargestellten Sinne – rechtskräftig verneint worden ist.

(2) Vor diesem Hintergrund sei lediglich ergänzend ausgeführt, dass nach dem Ergebnis der vom Senat durchgeführten Beweisaufnahme auch tatsächlich viel dafür spricht, dass von den streitgegenständlichen Anlagen der Beklagten keine wesentliche Beeinträchtigung auf das klägerische Grundstück einwirkt, die Klage mithin auch dann keinen Erfolg haben könnte, wenn sie nicht bereits wegen der rechtskräftigen Feststellung des Verwaltungsgerichts Minden scheitern würde.

Der Sachverständige hat nachvollziehbar und überzeugend erläutert, dass die Hauptschallquelle bei Windenergieanlage die Blattspitzengeräusche seien, d. h. die Geräusche, die die Spitzen der Rotorblätter erzeugten; diese lägen in einem Frequenzbereich von 400–800 Hertz. Die Geräusche, die die Blätter über ihre Länge hinweg erzeugten, träten gegenüber diesem deutlich stärkeren Geräusch als untergeordnet zurück. Zusätzlich entstehe eine Frequenz im Infraschallbereich durch den Strömungsabriss, der entstehe, wenn ein Rotorblatt am Turm der Anlage vorbeiziehe; diese liege bei etwa 0,5 Hertz. Bei einer rotierenden Anlage wie einer Windenergieanlage entstünden darüber hinaus auch noch die „Harmonischen“ dieser genannten Grundschwingung von 0,5 Hertz, d. h. Hertz, 1,5 Hertz, 2,0 Hertz etc., die auch „Flügelharmonische“ genannt würden. Bei der höchsten Leistung von Anlagen des hier betroffenen Typs (ENERCON E-115) hätten Messungen ergeben, dass bei 1 Hertz ein linearer Schalleistungspegel von 125 dB vorliege, bei 400–800 Hertz liege dieser bei geschätzt 95 dB, bei 0,5 Hertz bei etwa 130 dB.

Dieser Schall schwäche sich, so der Sachverständige weiter, mit zunehmender Entfernung ab, weshalb sich pro Verdoppelung der Entfernung der Pegel um 6 dB mindere und auf den ersten 40 Metern Abstand eine geometrische Minderung des Schalldruckpegels um 40 dB statfinde. Ausgehend von 130 dB Schalldruck bei 0,5 Hertz betrage der Schalldruckpegel in 40

Metern Abstand also noch 90 dB, bei 80 m Abstand 84 dB, bei 160 Metern 78 dB, bei 320 Metern 72 dB, bei 640 Metern 66 dB, bei 1280 Metern 60 dB und bei 2560 Metern 54 dB. Bei einer Entfernung von etwa 2 km von einer Windenergieanlage des betroffenen Typs komme nur noch ein Schalldruck von etwa 57 dB bei einer Frequenz von 015 Hertz an.

Dieser Schalldruck sei mithin in einer Entfernung von etwa 2 km zu der Windenergieanlage „noch da“, könne jedoch nicht mehr gemessen werden. Dies gelte sowohl für die „Grundschwingung“ bei etwa Hertz, als auch für deren „Harmonische“. Denn der vom Wind und windinduzierten Geräuschen hervorgerufene Schalldruck, der von einer Vielzahl sonstiger Schallquellen ausgehe, sei messtechnisch so viel größer als der von der Windenergieanlage ausgehende und bei einer Entfernung von 2 km noch ankommende Schalldruck, dass die von der Anlage ausgehende Schallwelle untergehe. Im Hinblick auf das klägerische Grundstück sei zudem zu berücksichtigen, dass sich im direkten Umfeld des dortigen Gebäudes weitere Gebäudegruppen befänden, in Richtung der Windenergieanlagen Oberlandesgericht mindestens sieben weitere Bauzeilen vorhanden seien und das Umfeld zudem Bewuchs bzw. Baumreihen aufweise. Darüber hinaus befinde sich westlich des Grundstücks in einem Abstand von ca. 2.360 Metern die Autobahn A33 und ost-südöstlich des Grundstücks in einem Abstand von weniger als 1000 m eine Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk- und Kühleranlagen, weshalb im Umfeld des klägerischen Gebäudes – neben den windinduzierten Geräuschen – vielfältige tieffrequente Fremdgeräuscheinflüsse durch technische Anlagen aufträten. Der Abstand des Grundstücks des Klägers zu den von der Beklagten betriebenen Anlagen und die Geräuscheinwirkungen aus anderen Bereichen im Umfeld seines Grundstücks seien daher viel zu groß, als dass von den Anlagen der Beklagten ausgehende akustische Auffälligkeiten im Infraschallbereich aus dem Grundgeräusch bei windiger Wetterlage heraus hör- oder fühlbar sein könnten.

Der derart „überlagerte“ Schalldruck, der von der Windenergieanlage seinen Ursprung genommen habe, liege zudem, so der Sachverständige weiter, in einer Entfernung von etwa 2 km zu der Anlage, d. h. im Bereich des klägerischen Hauses, deutlich unterhalb der Wahrnehmungsschwelle des Menschen, d. h. unterhalb desjenigen Bereichs, in dem der Mensch Schall bewusst wahrnehmen könne. Diese Schwelle liege etwa für Infraschall einer Frequenz von 10 Hz bei 95 dB, für Infraschall einer Frequenz von 8 Hz bei 103 dB und bei einer Frequenz von 1 Hz bei mindestens 125 dB, wobei Schwankungen aufgrund individueller Sensitivität maximal um 5 dB stattfänden. Angesichts der bereits dargestellten Abschwächung des Schalls über längere Abstände müsste etwa im Frequenzbereich von 1 Hz angesichts einer Wahrnehmungsschwelle des Menschen von 125 dB in diesem Bereich bei einem Abstand von 2.320 Metern zu der Anlage eine Schalleistung der Anlage von 200 dB bestehen, um eine Wahrnehmung beim Menschen hervorzurufen. Eine derartige Größenordnung sei technisch von einer Windenergieanlage nicht erreichbar, auch nicht durch mehrere Windenergieanlagen; erreichbar sei für eine Windenergieanlage im Bereich von 1 Hz allenfalls eine Schalleistung von 119-129 dB, die sich beim Betrieb von sieben Windenergieanlagen im ungünstigsten Fall allenfalls um 8 dB erhöhen könne. Auch dieser Wert unterschreite die für eine menschliche Wahrnehmung erforderlichen Werte noch um mehrere Größenordnungen. Es sei daher, so der Sachverständige überzeugend weiter, physikalisch auszuschließen, dass durch die hier betroffenen Windenergieanlagen Schalldruckpegel in einem Abstand von 2.320 m im Infraschallbereich hervorgerufen werden könnten, die auch nur annähernd im Bereich der Wahrnehmungsschwelle des Men-

schen lägen. Infraschall unterhalb dieser Schwelle sei, so der Sachverständige weiter, nach der bisherigen wissenschaftlichen Erkenntnis nicht in der Lage, den menschlichen Körper zu schädigen. Hinsichtlich dieser Einschätzung ist allerdings zu berücksichtigen, dass das Fachgebiet des Sachverständigen auf physikalischem und nicht auf biologisch/medizinischem Gebiet liegt.

Soweit die Klägerseite gemeint hat, aus den – inzwischen in Übersetzung vorgelegten und im Auftrag des Klägersvertreter durchgeführten – Untersuchungen einer „Aunio Group“ aus Finnland ergebe sich eine gegenteilige Schlussfolgerung, hat der Sachverständige in seiner Anhörung durch den Senat eine Aussagekraft dieser Untersuchungen überzeugend verneint.

Der Sachverständige hat hierzu ausgeführt, er habe sich mit diesen Messungen intensiv beschäftigt. Diese litten zuvorderst an dem Makel, dass nicht mitgeteilt werde, wo die Messungen durchgeführt worden seien, in welcher Weise bzw. mit welcher Methode, in welchem Abstand zu welchen Anlagen gemessen worden sei und wie viele Anlagen untersucht worden seien. Auch enthielten die vorgelegten Unterlagen keine Informationen über die verwandten Messinstrumente. Auf eine entsprechende Nachfrage seinerseits bei der „Aunio Group“ habe er keine Antwort erhalten und es sei ihm nicht bekannt, dass die „Aunio Group“ die ausweislich der vorgelegten Unterlagen von ihr angeblich entwickelten Geräte zur Messung und Aufzeichnung von von Windkraftanlagen ausgehendem Infraschall tatsächlich auf den Markt gebracht hätte. Über all diese Unklarheiten hinaus wiesen die Messungen ausweislich der vorgelegten Dokumentation mehrere massive Fehler auf, die ihnen jede Aussagekraft nähmen. Diese bestünden einerseits darin, dass es an jeglicher Erläuterung der vorgelegten farbigen Darstellung der Messungen fehle, weshalb unklar bleibe, welche Farbe welchem Pegel absolut entspreche und wie groß der relative Abstand zwischen den durch verschiedene Farben dargestellten Pegel sei. Darüber hinaus sei die Darstellung des von einer Windenergieanlage ausgehenden Infraschalls unter Berücksichtigung der Flügelharmonischen der Grundfrequenz nicht – wie hier – durch Vorgabe gleichbleibend breiter Bereiche möglich, vielmehr hätten die dargestellten Linien der Flügelharmonischen gegenüber der Grundharmonischen breiter werden müssen. Insbesondere aber habe die „Aunio Group“, wie die vorgelegten Erläuterungen der Messungen zeigten, bei diesen keinen „Aliasfilter“ verwendet, der verhindere, dass hohe Frequenzanteile als niedrigere Frequenzen gespiegelt und interpretiert würden. Dies stelle einen eklatanten Fehler dar, der die Ergebnisse verfälsche.

Dass auf das klägerische Grundstück ein von den Anlagen der Beklagten ausgehender Infraschall einwirken würde, der aus dem „Hintergrundrauschen“ anderer Infraschallquellen herausragte und oberhalb der Wahrnehmungsschwelle des Menschen läge, hat die Beweisaufnahme mithin nicht ergeben. Ob der Senat dennoch gehalten gewesen wäre, ein biologisch-medizinisches Gutachten zu der Frage einzuholen, ob Infraschall unter der Wahrnehmungsschwelle in der hier beim Haus des Klägers in Betracht kommenden, von der Windenergieanlage der Beklagten stammenden Ausprägung geeignet ist, die menschliche Gesundheit zu schädigen, erscheint zweifelhaft, braucht aber wegen der rechtskräftigen verwaltungsgerichtlichen Entscheidung nicht entschieden zu werden.

bb) Aus den ausgeführten Gründen scheidet auch ein Schadensersatzanspruch des Klägers gegen die Beklagte aus § 823 Abs. 2 BGB i. V. m. § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG.

b) Die mit dem Klageantrag zu 2) begehrte Feststellung einer weitergehenden Schadensersatzverpflichtung der Beklagten scheidet ebenfalls aus.

c) Nämliches gilt für das mit dem Klageantrag zu 3) hilfsweise geltend gemachte Begehren zur Verurteilung der Beklagten zur Vornahme bestimmter Maßnahmen zur Verhinderung resp. Minderung der behaupteten Beeinträchtigungen. Es kann dabei dahinstehen, ob die verlangten Maßnahmen sich in dem von § 14 Satz 1 Hs. 2 BImSchG zugelassenen Rahmen halten; jedenfalls fehlt es wie rechtskräftig entschieden ist an einer wesentlichen Beeinträchtigung des klägerischen Grundstücks, die Voraussetzung des Beseitigungs-/Unterlassungsanspruchs aus § 1004 Abs. 1 BGB ist.

2) Die Entscheidung hinsichtlich der Kosten und der vorläufigen Vollstreckbarkeit folgen aus 97 Abs. 1, 708 Nr. 10, 71 1 ZPO.

Einstweiliger Unterlassungsanspruch gegen angekündigten Konzessionszuschlag

OLG Karlsruhe, U. v. 22.12.2021 – 6 U 177/21 Kart
(Verfahrensgang: LG Mannheim, U. v. 09.06.2021 – 14 O 66/21)

§§ 46 Abs. 5 S. 1, 47 Abs. 2 EnWG

Nach der Auswahlentscheidung im Verfahren nach § 47 EnWG können nur Rechtsverletzungen im Rahmen der Auswahlentscheidung gerügt werden, die aus der Information nach § 46 Abs. 5 Satz 1 EnWG erkennbar sind. Rechtsverletzungen, die bereits aufgrund der Bekanntmachung der Ausgestaltung des Auswahlverfahrens mit den vorangegangenen Verfahrensbriefen erkennbar waren, müssen nach § 47 Abs. 2 EnWG innerhalb von 15 Kalendertagen ab deren Zugang gerügt werden. Die in der vorangegangenen Stufe rügbaren Rechtsverletzungen können weder erstmals und noch gar erneut in der nachfolgenden Stufe geltend gemacht werden.

(amtl. Ls.)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.
[ZNERL2022-298-1]

Kein Anspruch eines Bodenschutzvereins auf Anerkennung als Naturschutzvereinigung

BVerwG, U. v. 03.02.2022 – BVerwG 7 C 2.21 –, vorgehend OVG Magdeburg, U. v. 20.05.2021 – 2 L 77/19 –, vorgehend VG Halle, U. v. 18.06.2019 – 8 A 327/18 HAL

Art. 74 Abs. 1 Nr. 17, 18, 29, Art. 72 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 GG; § 3 Abs. 1 Satz 1 bis 3, § 8 Abs. 3 Nr. 1 Buchst. b und c, Nr. 2 UmwRG; § 1 Abs. 1 und 3 Nr. 2, § 7 Abs. 1 Nr. 2, § 63 Abs. 1, § 64 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG; § 2 Abs. 1 UVPG; § 1, § 2 Abs. 2 BBodSchG

1. Eine Vereinigung, die sich nach ihrem satzungsgemäßen Aufgabenbereich auf den Schutz nur eines Naturgutes – wie hier des Bodens – im Sinne des § 7 Abs. 1 Nr. 2 BNatSchG konzentriert, kann – bei Vorliegen der übrigen Voraussetzungen – als Naturschutzvereinigung anerkannt werden.

2. Voraussetzung für eine Anerkennung als Naturschutzvereinigung gemäß § 3 Abs. 1 Satz 3 Halbs. 2 UmwRG ist, dass

nach dem satzungsgemäßen Aufgabenbereich der Vereinigung die Förderung der Ziele des Naturschutzes und der Landschaftspflege andere Ziele überwiegt.

(amtl. Ls.)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-298-2]

Bauplanungsrechtliche Zulässigkeit eines Zwischenlagers für radioaktive Abfälle im Gewerbegebiet

BVerwG, U. v. 25.01.2022 – BVerwG 4 C 2.20 –, vorgehend VGH Kassel, U. v. 12.02.2020 – 3 A 505/18 –, vorgehend VG Frankfurt am Main

§ 30, § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB; § 1 Abs. 3 S. 2, § 8 Abs. 1, Abs. 2 Nr. 1 BauNVO; § 5, § 7 AtEV; § 12 Abs. 1 Nr. 3 StrlSchG

Ein Zwischenlager für radioaktive Abfälle aus kerntechnischen Anlagen ist in einem Gewerbegebiet (§ 8 BauNVO) bauplanungsrechtlich unzulässig.

(amtl. Ls.)

Zum Sachverhalt:

I

[1] Die Beteiligten streiten über die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit eines Zwischenlagers für radioaktive Abfälle in einem Gewerbegebiet.

[2] Die Klägerin begehrt eine Baugenehmigung für den Umbau und die Nutzungsänderung eines Lagergebäudes (Halle 15) in ein Zwischenlager für radioaktive Abfälle aus kerntechnischen Anlagen. Die Abfälle sind auf der Basis der „Endlagerungsbedingungen Konrad“ konditioniert. Für die Lagerung sowie Transport- und Umschlagvorgänge hat die Klägerin eine strahlenschutzrechtliche Genehmigung beantragt. Über den Antrag ist noch nicht entschieden.

[3] Das Vorhabengrundstück liegt im Geltungsbereich des Bebauungsplans Nr. 1102.01 „Nord-Ost/Technologiepark“ vom 7. Dezember 2009, der in der Fassung nach dem ersten ergänzenden Verfahren vom 25. September 2017 dem Urteil des Berufungsgerichts zugrunde liegt. Nach einem zweiten ergänzenden Verfahren wurde der Bebauungsplan am 14. Dezember 2020 erneut beschlossen und mit Rückwirkung zum 13. Januar 2010 bekannt gemacht. Er setzt in allen Fassungen für das Vorhabengrundstück ein Gewerbegebiet fest.

[4] Die Beklagte lehnte den Bauantrag ab. Das Verwaltungsgericht gab der Klage statt; das Vorhaben sei im Gewerbegebiet als Lagerhaus zulässig. Der Verwaltungsgerichtshof hat das Urteil geändert und die Klage abgewiesen. Das Vorhaben widerspreche dem Bebauungsplan, der ein Gewerbegebiet festsetze. Es handle sich weder um ein Lagerhaus noch um einen nicht erheblich belästigenden Gewerbebetrieb. Bei der bauplanungsrechtlichen Beurteilung müssten die von dem Zwischenlager ausgehenden Emissionen und Gefahren einschließlich strahlenschutzrechtlicher Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Ein Zwischenlager für radioaktive Abfälle könne – wie sich unter anderem aus § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB sowie den atom- und strahlenschutzrechtlichen Vorschriften ergebe –

aufgrund der davon ausgehenden besonderen Gefährdungen nicht in einem Gewerbegebiet angesiedelt werden.

[5] Mit der Revision verfolgt die Klägerin ihr Begehren weiter. Die Annahme, ein Zwischenlager für radioaktive Abfälle sei erheblich belästigend, könne nicht auf atom- oder strahlenschutzrechtliche Normen gestützt werden. Diese dürften im Baugenehmigungsverfahren nicht geprüft werden. Der Privilegierungstatbestand des § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB sei nicht einschlägig. Ein baurechtlich relevantes Störpotenzial radioaktiver Abfälle könne auch nicht aus einem allgemeinen Erfahrungssatz hergeleitet werden.

[6] Die Beklagte verteidigt das angefochtene Urteil.

Aus den Gründen:

II

[7] Die Revision ist unbegründet. Das angefochtene Urteil verstößt nicht gegen revisibles Recht (§ 137 Abs. 1 VwGO).

[8] Der Verwaltungsgerichtshof hat zu Recht angenommen, dass das Zwischenlager im Gewerbegebiet bauplanungsrechtlich unzulässig und nicht genehmigungsfähig ist.

[9] 1. Maßgeblich für die Revisionsentscheidung ist der Bebauungsplan Nr. 1102.01 in der Fassung vom 14. Dezember 2020. Das Revisionsgericht hat Rechtsänderungen, die während des Revisionsverfahrens eintreten, in gleichem Umfang zu berücksichtigen wie die Vorinstanz, wenn sie jetzt entschieden. Weil eine Klage auf Erteilung einer Baugenehmigung nur begründet ist, wenn im Zeitpunkt der gerichtlichen Entscheidung ein Genehmigungsanspruch besteht, müsste auch der Verwaltungsgerichtshof die Änderungen des Bebauungsplans Nr. 1102.01 berücksichtigen (BVerwG, Urteil vom 19. April 2012 – 4 C 10.11 – Buchholz 406.11 § 35 BauGB Nr. 386 Rn. 8 m. w. N.). An der Festsetzung eines Gewerbegebietes (§ 1 Abs. 3 Satz 2 i. V. m. § 8 BauNVO) hat indessen auch das zweite ergänzende Verfahren nichts geändert. Einwände gegen die Wirksamkeit des Bebauungsplans in der aktuellen Fassung, insbesondere gegen die Festsetzung „Gewerbegebiet“, wurden nicht erhoben.

[10] 2. Nach § 8 Abs. 1 BauNVO dienen Gewerbegebiete vorwiegend der Unterbringung von nicht erheblich belästigenden Gewerbebetrieben. Allgemein zulässig sind gemäß § 8 Abs. 2 Nr. 1 BauNVO u. a. Gewerbebetriebe aller Art und Lagerhäuser.

[11] a) Die Revision wendet sich gegen die Annahme des Berufungsgerichts, das Vorhaben sei kein Lagerhaus. Ob dies zutrifft, kann dahinstehen. Lagerhäuser können zugleich Gewerbebetriebe im Sinne von § 8 Abs. 2 Nr. 1 BauNVO sein (vgl. BVerwG, Urteil vom 18. November 2001 – 4 C 18.00 – Buchholz 406.12 § 5 BauNVO Nr. 8 S. 6). Auch sie dürfen aber – wie die Gewerbebetriebe aller Art – den in § 8 Abs. 1 BauNVO normierten Störgrad („nicht erheblich belästigend“) nicht überschreiten (vgl. BVerwG, Urteil vom 29. Juni 2021 – 4 CN 8.19 – ZfBR 2021, 874 Rn. 12).

[12] b) Das Zwischenlager für radioaktive Abfälle ist kein „nicht erheblich belästigender“ Betrieb.

[13] Ob ein Gewerbebetrieb erheblich belästigend ist, beurteilt sich im Ausgangspunkt nach einer – eingeschränkten – typisierenden Betrachtungsweise (grundlegend BVerwG, Urteil vom 3. Februar 1984 – 4 C 54.80 – BVerwGE 68, 342 <346 f.>; ferner BVerwG, Urteil vom 24. September 1992 – 7 C 7.92 – Buchholz 406.12 § 15 BauNVO Nr. 22 S. 11). Der konkrete Betrieb ist als unzulässig einzustufen, wenn Betriebe seines Typs üblicherweise für die Umgebung in diesem Sinne erheblich belästigend wirken; auf das Maß der konkret hervorgerufenen oder in Aussicht genommenen Störungen

kommt es grundsätzlich nicht an (vgl. BVerwG, Urteil vom 9. November 2021 – 4 C 5.20 – juris Rn. 10 m. w. N.).

[14] Für die typisierende Betrachtung des Störpotentials kann die Normanwendung Erfahrungssätze heranziehen. Sie kann sich aber auch auf normative Wertungen stützen, denen ihrerseits Tatsachenannahmen oder Gefahreinschätzungen zugrunde liegen (vgl. BVerwG, Urteil vom 24. September 1992 – 7 C 7.92 – Buchholz 406.12 § 15 BauNVO Nr. 22 S. 13 f. sowie Beschlüsse vom 2. Februar 2000 – 4 B 87.99 – Buchholz 406.19 Nachbarschutz Nr. 163 S. 12 und vom 27. Juni 2018 – 4 B 10.17 – Buchholz 406.12 § 6 BauNVO Nr. 19 Rn. 12).

[15] Ein Zwischenlager für radioaktive Abfälle aus kerntechnischen Anlagen weist ein Gefahrenpotential auf, das den im Gewerbegebiet zulässigen Störgrad typischerweise überschreitet. Diese Gefahreinschätzung kann den einschlägigen atom- und strahlenschutzrechtlichen Vorschriften entnommen werden (aa) und kommt auch in § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB zum Ausdruck (bb).

[16] aa) Nach den auf die Betriebsbeschreibungen der Klägerin gestützten Tatsachenfeststellungen des Berufungsgerichts sollen in Halle 15 für ca. zehn Jahre radioaktive Abfälle aus kerntechnischen Anlagen gelagert werden, die auf der Basis der „Endlagerungsbedingungen Konrad“ konditioniert sind (UA juris Rn. 50). An diese nicht mit Verfahrensrügen angegriffenen Feststellungen ist der Senat gebunden (§ 137 Abs. 2 VwGO).

[17] Für den Umgang mit solchen Stoffen und ihre Entsorgung haben der Gesetz- und Verordnungsgeber im Atom- und Strahlenschutzrecht spezielle Regelungen getroffen (vgl. Verordnung über Anforderungen und Verfahren zur Entsorgung radioaktiver Abfälle <Atomrechtliche Entsorgungsverordnung – AtEV> vom 29. November 2018, BGBl. I S. 2071; Gesetz zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlung <Strahlenschutzgesetz – StrlSchG> vom 27. Juni 2017, BGBl. I S. 1966). Die Atomrechtliche Entsorgungsverordnung enthält u. a. Regelungen zu Anfall, Verbleib, Erfassung, Behandlung, Verpackung, Abgabe und Empfang radioaktiver Abfälle sowie sicherheitstechnischen Anforderungen (§§ 1 ff. AtEV). Nach § 5 Abs. 1 AtEV sind die Abfälle an eine Anlage des Bundes zur Sicherstellung und zur Endlagerung radioaktiver Abfälle abzuliefern. Bis zu ihrem Abrufl durch die Bundesgesellschaft für Endlagerung müssen sie zwischengelagert werden (§ 7 AtEV). Hierfür bedarf es einer Genehmigung nach § 12 Abs. 1 Nr. 3 StrlSchG. Die Klägerin hat eine strahlenschutzrechtliche Genehmigung im Jahr 2005 – damals noch nach § 7 Strahlenschutzverordnung a. F. – beantragt, der Antrag ist noch nicht beschieden (UA juris Rn. 12, 27). Zu den Genehmigungsvoraussetzungen gehören u. a. die erforderliche Fachkunde im Strahlenschutz, das notwendige Wissen und die notwendigen Fertigkeiten im Hinblick auf die mögliche Strahlengefährdung und die anzuwendenden Schutzmaßnahmen sowie Anforderungen an die Ausrüstungen und den Schutz gegen Störmaßnahmen oder sonstige Einwirkungen Dritter (vgl. § 13 StrlSchG).

[18] Diese Vorschriften können zur sachgerechten Konkretisierung des Begriffs „nicht erheblich belästigender Gewerbebetrieb“ herangezogen werden. Ihnen liegt die Annahme zugrunde, dass beim Umgang mit radioaktiven Abfällen aus kerntechnischen Anlagen und ihrer Zwischenlagerung typischerweise die Gefahr schädlicher Umwelteinwirkungen durch ionisierende Strahlung für die Umgebung besteht. Sie kennzeichnen ein anlagentypisches Gefahrenpotential, das auch bauplanungsrechtlich unterstellt werden darf und muss; insoweit gilt nichts anderes als im Immissionsschutzrecht (vgl. BVerwG, Urteil vom 24. September 1992 – 7 C 7.92 – Buchholz 406.12 § 15 BauNVO Nr. 22 S. 13 f. und Beschluss vom

2. Februar 2000 – 4 B 87.99 – Buchholz 406.19 Nachbarschutz Nr. 163 S. 12).

[19] bb) Von einem anlagentypischen Gefahrenpotential, das die Schwelle zur erheblichen Belästigung überschreitet, geht auch der Privilegierungstatbestand des § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB aus.

[20] Nach dieser Vorschrift ist ein Vorhaben im Außenbereich privilegiert, wenn es der Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Kernenergie zu friedlichen Zwecken oder der Entsorgung radioaktiver Abfälle dient, mit Ausnahme der Neuerrichtung von Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität. Sie findet auch auf Zwischenlager für radioaktive Abfälle Anwendung, denn die Zwischenlagerung dient deren Entsorgung (vgl. VGH München, Urteil vom 24. Mai 1984 – 2 B 83 A. 850 – NVwZ 1984, 740; OVG Münster, Urteil vom 22. Oktober 1987 – 21 A 330/87 – NVwZ 1988, 554 <559>; VGH Mannheim, Urteil vom 22. Oktober 2002 – 3 S 1689/01 – juris Rn. 25 ff.; Dürr, in: Brügelmann, BauGB, Bd. 3, Stand Oktober 2021, § 35 Rn. 132 f.; Mitschang/Reidt, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, 15. Aufl. 2022, § 35 Rn. 56; Söfker, in: Ernst/Zinkahn/Bielenberg/Krautzberger, BauGB, Stand August 2021, § 35 Rn. 59 h).

[21] § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB geht zurück auf das sog. Wyhl-Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 19. Dezember 1985 – 7 C 65.82 – (BVerwGE 72, 300) zu § 35 Abs. 1 Nr. 5 BBauG (in der Fassung vom 18. August 1976, BGBl. I S. 2221; vgl. § 35 Abs. 1 Nr. 4 BauGB). Danach sollten Kernkraftwerke wegen des ihnen eigenen Gefahrenpotentials und im Hinblick auf die mit ihrem Betrieb verbundenen Emissionen radioaktiver Stoffe grundsätzlich im Außenbereich ausgeführt werden; dafür spreche auch das schon bei der atomrechtlichen Standortprüfung zu beachtende Strahlenminimierungsgebot (a. a. O. S. 326). Der Gesetzgeber hat das Urteil zum Anlass genommen, im Baugesetzbuch 1986 für Vorhaben, die der Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Kernenergie zu friedlichen Zwecken oder der Entsorgung radioaktiver Abfälle dienen, einen eigenständigen Privilegierungstatbestand im Außenbereich zu schaffen (vgl. BT-Drs. 10/5027 S. 9, BT-Drs. 10/6166 S. 132). An der Privilegierung von Anlagen zur Entsorgung von Abfällen aus kerntechnischen Anlagen hat er auch nach dem sog. Atomausstieg bei der Neufassung im Rahmen der Klimaschutz-Novelle 2011 festgehalten (vgl. BT-Drs. 17/6357 S. 3).

[22] Der Privilegierungstatbestand des § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB trägt damit auch in der geltenden Fassung dem Strahlenminimierungsgebot Rechnung, das zu den zentralen objektivrechtlichen Grundsätzen des Strahlenschutzrechts gehört. Es gebietet, Strahlenexpositionen oder Kontaminationen auch unterhalb der Grenzwerte so gering wie vernünftigerweise erreichbar zu halten (vgl. etwa § 8 Abs. 2 StrlSchG). Die Ansiedlung der von § 35 Abs. 1 Nr. 7 BauGB erfassten Anlagen im Außenbereich trägt dazu bei, die Expositionsrisiken der wohnenden und arbeitenden Bevölkerung so gering wie möglich zu halten. Aus der Privilegierung eines Vorhabens im Außenbereich folgt zwar nicht, dass es nicht durch förmliche Planung ermöglicht werden könnte (vgl. BVerwG, Urteil vom 1. November 2018 – 4 C 5.17 – BVerwGE 163, 313 Rn. 11). Auch bei einer Planung käme aber für ein Zwischenlager für radioaktive Abfälle aus kerntechnischen Anlagen nur ein Baugebiet in Betracht, in dem vorwiegend Betriebe mit erheblichem Belästigungspotential zulässig sind.

[23] 2. Selbstständige Ausführungen zu einem (ungeschriebenen) Tatbestandsmerkmal der Gebietsverträglichkeit sind danach nicht veranlasst (vgl. BVerwG, Urteil vom 20. März 2019 – 4 C 5.18 – Buchholz 406.12 § 4 BauNVO Nr. 21 Rn. 19). Denn die Beschränkung des § 8 Abs. 2 Nr. 1 BauNVO auf nicht

erheblich belästigende Gewerbebetriebe ergibt sich bereits aus der vom Ordnungsgeber festgelegten Zweckbestimmung für das Gewerbegebiet in § 8 Abs. 1 BauNVO.

[24] Die Kostenentscheidung beruht auf § 154 Abs. 2 VwGO.

Erweiterung einer Abfallentsorgungsanlage und Vogelschutzrichtlinie

BVerwG, U. v. 17.12.2021 – BVerwG 7 C 7.20 –, vorgehend OVG Lüneburg, U. v. 23.05.2019 – 7 KS 78/17

Art. 51, Art. 17 Abs. 1 GRCh; Art. 1 Abs. 1, Art. 3 Abs. 1, Art. 4 Abs. 1 und 4 RL 2009/147/EG; Art. 6 Abs. 3 RL 92/43/EWG; § 15 Abs. 2, § 35 Abs. 2, § 36 KrWG; § 20 Abs. 2, § 32 BNatSchG

1. Der Erfolg einer Versagungsgegenklage gegen die Ablehnung eines Planfeststellungsbeschlusses beurteilt sich nach dem materiellen Recht, das im Zeitpunkt der letzten mündlichen Verhandlung in der Tatsacheninstanz für das Verpflichtungsbegehren gilt. Bei Rechtsänderungen, die nach der letzten mündlichen Verhandlung oder Entscheidung in der Tatsacheninstanz eintreten und die das Tatsachengericht zu berücksichtigen hätte, ist der Zeitpunkt der Entscheidung in der Revisionsinstanz maßgeblich.

2. Nach Abschluss des mitgliedstaatlichen Auswahl- und Meldeverfahrens für europäische Vogelschutzgebiete besteht eine widerlegliche Vermutung, dass im Standarddatenbogen, die für die Gebietsauswahl und -meldung wertbestimmenden Vogelarten vollständig und abschließend aufgezählt sind.

3. Die nachträgliche Einstufung einer Vogelart als wertbestimmend für ein bestimmtes Vogelschutzgebiet erfordert nicht ein erneutes Meldeverfahren nach der Vogelschutzrichtlinie mit einer Ergänzung des Standarddatenbogens.

(amtl. Ls.)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-300-1]

Haselmaus und Windenergie

VGH Kassel, B. v. 11.05.2022 – 9 B 234/22.T

Art. 19 Abs. 4 GG; § 80 Abs. 5, § 80a Abs. 1 Nr. 2, Abs. 3, § 152 Abs. 1 VwGO; § 7 Abs. 2 Nr. 14 b), § 44 Abs. 1 Nr. 1, Nr. 3, § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1, Nr. 3 BNatSchG; Anh. IV RL 92/43/EWG

Zur möglichen Verwirklichung des artenschutzrechtlichen Tötungsverbots (Haselmaus) durch die Rodung von Wurzelstubben zur Verwirklichung eines Windparks im Reinhardswald.

(Leitsatz der Redaktion)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-300-2]

Verbandsklage gegen Windenergieanlagen; artenschutzrechtliche Beurteilung; Änderung der Streitwertpraxis

VGH Kassel, B. v. 31.03.2022 – 3 B 214/21.T

§ 63 BImSchG; § 7 Abs. 2, § 14, § 15 Abs. 5, § 18 Abs. 2 S. 1, § 44 Abs. 1 Nr. 1, § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG; Art. 12 Abs. 1 FFH-RL; Art. 19 Abs. 4 S. 1 GG; § 1 Abs. 1 S. 1, § 2 Abs. 1, § 3 UmwRG; § 5, § 7, § 25 Abs. 2 UVPG; Art. 5 VRL; § 80 Abs. 2 S. 1 Nr. 3; § 80 Abs. 2 S. 1 Nr. 4, § 80 Abs. 5 VwGO

1. Kann die Beurteilung der Behörde, das Tötungsrisiko für bestimmte Arten sei nicht signifikant erhöht, aufgrund unterschiedlicher fachlich fundierter Aussagen nicht abschließend beurteilt werden, ist auch das Gericht nicht zu weiteren Ermittlungen gezwungen.

2. Fehlt es in den einschlägigen Fachkreisen und der einschlägigen Wissenschaft an allgemein anerkannten Maßstäben und Methoden für die fachliche Beurteilung, so ist es dem Gericht erlaubt, seiner Entscheidung insoweit die Einschätzung der Behörde zu der fachlichen Frage zu Grunde zu legen, wenn diese auch aus gerichtlicher Sicht plausibel ist (vgl. BVerfG, Beschluss vom 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13 –, [ZNER 2018, 527] juris Rdnr. 18 ff).

(amtl. Ls.)

3. Zur Anwendbarkeit des UMK-Signifikanzrahmens vom 11.12.2020 und der hessischen Verwaltungsvorschrift „HMUKLV/HMWEVW 2020“ bei der artenschutzrechtlichen Beurteilung von Windenergievorhaben.

4. Der Streitwert für eine (Verbands-)klage gegen eine WEA-Genehmigung ist für jede WEA gesondert mit 15.000 Euro festzusetzen, in der Höhe aber auf 60.000 Euro für das Hauptsacheverfahren entsprechend 30.000 Euro beim Eilverfahren begrenzt (Änderung der Senatsrechtsprechung in Anlehnung an die Streitwertpraxis des OVG Münster).

(Leitsätze der Redaktion)

Zum Sachverhalt:

I.

Streitgegenständlich ist das Eilrechtsschutzbegehren des Antragstellers gegen einen Genehmigungsbescheid des Antragsgegners vom 10.12.2020, mit dem der Beigeladene eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von sechs Windenergieanlagen vom Typ V. V 162-5,4 MW mit einer Nabenhöhe von 166 m, einem Rotordurchmesser von 162 m und einer Nennleistung von 5,4 MW, einer Fundamenterrhöhung von 3 m und damit einer Gesamthöhe von 250 m in Münchhausen in den Gemarkungen N., M. und W. erteilt worden ist.

Der Antragsteller hat gegen die Erteilung der Genehmigungen am 11.01.2021 Klage zum Verwaltungsgericht Gießen erhoben. Zudem hat er am 22.12.2020 die Anordnung der aufschiebenden Wirkung seiner Klage beim Verwaltungsgericht Gießen beantragt (1 L 4396/20.GI). Mit Beschlüssen vom 26.01.2021 hat das Verwaltungsgericht die Verfahren an den Hessischen Verwaltungsgerichtshof verwiesen, wo sie die Aktenzeichen 3 B 214/21.T bzw. 3 C 212/21.T erhalten haben. [...]

II.

Aus den Gründen:

Der Antrag auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung der Klage gegen die Genehmigung der insgesamt sechs Windenergieanlagen mit Bescheid vom 10.12.2020 ist gemäß § 80 Abs. 5 i.V.m. Abs. 2 Nr. 3 VwGO zulässig, insbesondere hat der Antragsteller fristgemäß Klage gegen die streitgegenständliche Genehmigung erhoben, die vor dem Senat unter dem Aktenzeichen 3 C 212/21.T geführt wird.

Der Antragsteller ist auch gemäß § 42 Abs. 2 VwGO i.V.m. § 2 Abs. 1 Satz 1 Umweltrechtsbehelfsgesetz – UmwRG – antragsbefugt.

Da es sich bei ihm um eine anerkannte Vereinigung im Sinne des § 3 des Gesetzes über ergänzende Vorschriften zu Rechtsbehelfen in Umweltangelegenheiten nach der EG-Richtlinie 2003/35/EG (Umwelt-Rechtsbehelfsgesetz – UmwRG –) i.d.F. vom 23.08.2017 (BGBl I 2017, 3290) handelt, richtet sich seine Antragsbefugnis nach den Vorgaben des § 2 UmwRG, dessen Voraussetzungen gegeben sind. Nach § 2 Abs. 1 Satz 1 UmwRG kann eine nach § 3 UmwRG anerkannte inländische Vereinigung, ohne eine Verletzung im eigenen Recht geltend machen zu müssen, Rechtsbehelfe nach Maßgabe der VwGO gegen eine Entscheidung nach § 1 Abs. 1 Satz 1 UmwRG oder deren Unterlassen einlegen, wenn die Vereinigung geltend macht, dass eine Entscheidung nach § 1 Abs. 1 Satz 1 UmwRG oder deren Unterlassen Rechtsvorschriften, die für die Entscheidung von Bedeutung sein können, widerspricht,

1. geltend macht, in ihrem satzungsgemäßen Aufgabenbereich der Förderung der Ziele des Umweltschutzes durch die Entscheidung nach § 1 Abs. 1 Satz 1 UmwRG oder deren Unterlassen berührt zu sein, und

2. im Falle eines Verfahrens nach

a) § 1 Abs. 1 Nr. 1 bis 2b UmwRG zur Beteiligung berechtigt war;

b) § 1 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 UmwRG zur Beteiligung berechtigt war und sie sich hierbei in der Sache gemäß den geltenden Rechtsvorschriften geäußert hat oder ihr entgegen den geltenden Rechtsvorschriften keine Gelegenheit zur Äußerung gegeben worden ist.

Indem der Antragsteller einen Verstoß gegen natur- und artenschutzrechtliche Verbotsnormen beklagt, macht er im Sinne des § 2 Abs. 1 Nr. 1 UmwRG geltend, die angegriffene Entscheidung widerspreche Rechtsvorschriften, die für die Entscheidung von Bedeutung sein können. Es ist auch davon auszugehen, dass er im Sinne des § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 UmwRG in seinem satzungsgemäßen Aufgabenbereich der Förderung der Ziele des Umweltschutzes berührt ist.

Der Antrag des Antragstellers auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung seiner Anfechtungsklage gegen die insgesamt sechs Windenergieanlagen umfassenden Genehmigungsbescheide des Antragsgegners vom 10.12.2020 ist nicht begründet.

Der Bundesgesetzgeber hat mit § 63 BImSchG i.d.F. vom 03.12.2020 angeordnet, dass Widerspruch und Anfechtungsklage eines Dritten gegen die Zulassung einer Windenergieanlage an Land mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m keine aufschiebende Wirkung haben und damit eine Regelung nach § 80 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 VwGO geschaffen. In Fällen der gesetzlichen Sofortvollzugsanordnung unterscheidet sich die im einstweiligen Rechtsschutzverfahren vorzunehmende Interessenabwägung von derjenigen einer behördlichen Anordnung der sofortigen Vollziehung. Während im Anwendungsbereich von § 80 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 VwGO bei der Interessenabwägung die Grundsatzentscheidung des Gesetzgebers für die aufschiebende Wirkung von Rechtsbehelfen bedeutsam wird, ist in den Fällen des § 80 Abs. 2 Satz 1 Nrn. 1 bis 3

VwGO zu beachten, dass der Gesetzgeber selbst einen grundsätzlichen Vorrang des Vollziehungsinteresses angeordnet hat und es deshalb besonderer Umstände bedarf, um eine hiervon abweichende Entscheidung zu rechtfertigen (vgl. BVerfG, Beschluss vom 10.10.2003 – 1 BvR 2025/03 –, juris Rdnr. 21; OVG Nordrhein-Westfalen, Beschluss vom 12.03.2021 – 7 B 8/21 –, ZNER 2021, 209; juris Rdnr. 53). Die Folgen, die sich für den einzelnen Antragsteller mit dem Sofortvollzug verbinden, sind regelmäßig nur dann beachtlich, wenn sie nicht schon als regelmäßige Folge der gesetzlichen Anordnung des Sofortvollzugs in der gesetzgeberischen Grundentscheidung Berücksichtigung gefunden haben (vgl. BVerfG, Beschluss vom 24.08.2011 – 1 BvR 1611/11 –, juris Rdnr. 13; BVerfG, Beschluss vom 10.10.2003 – 1 BvR 2025/03 –, juris Rdnr. 22).

Unter Beachtung dieser Grundsätze geht die von Seiten des Senats in dem Verfahren nach § 80 Abs. 5 VwGO anzustellende Interessenabwägung zu Lasten des Antragstellers aus.

Entgegen der Auffassung des Antragstellers war die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nicht erforderlich und erweist sich nach der im einstweiligen Rechtsschutzverfahren gebotenen, aber auch ausreichenden summarischen Prüfung der Sach- und Rechtslage der angegriffene Genehmigungsbescheid auch im Übrigen als rechtmäßig.

Zunächst weist der Antragsgegner zu Recht auf den Umstand hin, dass das UVPG hinsichtlich des streitgegenständlichen Vorhabens lediglich eine allgemeine Vorprüfung zur Feststellung der UVP-Pflicht vorsieht. Nach Nr. 1.6.1 der Anlage 1 zum UVPG ist erst ab zwanzig oder mehr Windenergieanlagen eine obligatorische Umweltverträglichkeitsprüfung vorgesehen. Bei sechs Windenergieanlagen ist nach der Nr. 1.6.2 der Anlage 1 zum UVPG lediglich eine Vorprüfung erforderlich, wie es sich aus § 7 Abs. 1 Satz 1 UVPG ergibt. Nach § 7 Abs. 1 Satz 2 UVPG wird die allgemeine Vorprüfung als überschlägige Prüfung unter Berücksichtigung der in der Anlage 3 zum UVPG aufgeführten Kriterien durchgeführt. Eine UVP-Pflicht besteht nach § 7 Abs. 1 Satz 3 UVPG, wenn das Neuvorhaben nach Einschätzung der zuständigen Behörde erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen haben kann, die nach § 25 Abs. 2 UVPG bei der Zulassungsentscheidung zu berücksichtigen wären. Entsprechend ihrer verfahrenlenkenden Funktion beschränkt sich die Vorprüfung entgegen der Auffassung des Antragstellers in ihrer Prüftiefe auf eine überschlägige Vorausschau, die die eigentliche Umweltverträglichkeitsprüfung nicht vorwegnehmen darf. Andererseits darf sich die Vorprüfung aber auch nicht in einer oberflächlichen Abschätzung spekulativen Charakters erschöpfen, sondern muss auf der Grundlage geeigneter und ausreichender Informationen erfolgen. Bei der Frage, welche Unterlagen und Informationen als geeignete Grundlage einer überschlägigen Prüfung benötigt werden, kommt der Behörde ein Einschätzungsspielraum zu (Hess. VG, Beschluss vom 21.10.2020 – 6 B 2381/20.T –, juris Rdnr. 85 m. w. N.).

Unter Zugrundelegung dieses Maßstabes ist die Vorprüfung im Sinne des § 7 UVPG nicht zu beanstanden. Der Antragsgegner hat sie ausweislich des Vermerks durchgeführt, unter dem 05.08.2020 im Staatsanzeiger (Staatsanzeiger für das Land Hessen Nr. 35 vom 24. August 2020 Seite 889) veröffentlicht (§ 5 Abs. 2 Satz 1 UVPG) und dort die wesentlichen Gründe für das Bestehen oder Nichtbestehen der UVP-Pflicht unter Hinweis auf die einschlägigen Kriterien nach der Anlage 3 angegeben (§ 5 Abs. 2 Satz 2 UVPG). Dabei hat der Antragsgegner auch die Vorgabe des § 5 Abs. 2 Satz 3 UVPG berücksichtigt. Die damit getroffene Feststellung kann gerichtlich nur eingeschränkt dahingehend überprüft werden, ob die Vorprüfung entsprechend den Vorgaben des § 7 UVPG durchgeführt wurde

und ob das Ergebnis nachvollziehbar ist (§ 5 Abs. 3 Satz 2 UVPG).

Auch wenn sich das Vorhaben danach nicht als UVP-pflichtig erweisen sollte, muss das Vorhaben gleichwohl den artenschutzrechtlichen Belangen Rechnung tragen und kann nicht genehmigt werden, wenn sich Verstöße gegen die artenschutzrechtlichen Zugriffsverbote nicht durch entsprechende Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen unter die Signifikanzschwelle senken lassen oder Ausnahmen bzw. Befreiungen erteilt werden können. In diesem Rahmen ist das Gericht nicht darauf beschränkt nachzuprüfen, ob die Vorgaben eingehalten sind und das Ergebnis nachvollziehbar ist. Der herabgesetzte Prüfungsmaßstab des § 5 Abs. 3 UVPG für die Kontrolle der verfahrenlenkenden Vorprüfungsentscheidung findet insoweit keine Anwendung. Maßgeblicher Zeitpunkt für die durchzuführende Prüfung, ob die angefochtenen Genehmigungsbescheide gegen die artenschutzrechtlichen Zugriffsverbote des § 44 Abs. 1 BNatSchG verstoßen, ist der Erlass der Bescheide (BVerfG, Urteil vom 26.09.2019 – 7 C 5/18 –, ZNER 2020, 43; juris Rdnrn. 41, 42).

Nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG ist es verboten, wildlebenden Tieren der besonders geschützten Art nachzustellen, sie zu fangen, zu verletzen oder zu töten oder ihre Entwicklungsform aus der Natur zu nehmen, zu beschädigen oder zu zerstören. Zu den wildlebenden Tieren der besonders geschützten Arten zählen gemäß § 7 Abs. 2 Nr. 13 Buchstabe a BNatSchG Tier- und Pflanzenarten, die in Anhang A oder Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 338/97 des Rates vom 9. Dezember 1996 über den Schutz von Exemplaren wildlebender Tier- und Pflanzenarten durch Überwachung des Handels (ABl. L 61 vom 03.03.1997, S. 1, L 100 vom 17.04.1997, S. 72, L 298 vom 01.11.1997, S. 70, L 113 vom 27.04.2006, S. 26), die zuletzt durch die Verordnung (EG) Nr. 709/2010 (ABl. L 212 vom 12.08.2010, S. 1) geändert worden ist, aufgeführt sind. Hiervon sind betroffen der Uhu (*Bubo bubo*), der Schwarzstorch (*Ciconia nigra*), der Mäusebussard (*Buteo buteo*) sowie der Rotmilan (*Milvus milvus*). Die Feldlerche (*Alauda arvensis*) zählt gemäß § 7 Abs. 2 Nr. 13 Buchstaben b) bb) BNatSchG zu den besonders geschützten Arten. Sie ist eine europäische Vogelart im Sinne des § 7 Abs. 2 Nr. 12 BNatSchG i. V. m. Artikel 1 der Richtlinie 2009/147/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. November 2009 über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten – im Folgenden: VRL – (ABl. L 20 vom 26.01.2010, S. 7).

§ 44 BNatSchG normiert die Anforderungen des besonderen Artenschutzrechts und betrifft damit die beiden oberen Ebenen des dreifach gestuften artenschutzrechtlichen Systems, indem sie Zugriffs-, Besitz- und Vermarktungsverbote sowohl für besonders als auch für streng geschützte Tier- und Pflanzenarten (§ 7 Abs. 2 Nr. 13, 14 BNatSchG) begründet. Die in § 44 Abs. 1, 2 BNatSchG normierten Zugriffsverbote werden nicht nur durch die in den Absätzen 4 bis 6 enthaltenen Legalausnahmen begrenzt, sondern müssen stets auch im Zusammenhang mit den Regelungen des § 45 BNatSchG gelesen werden. In dem aus Vorschriften des Völker-, Unions- und nationalen Rechts bestehenden komplexen Regelungsgefüge des Artenschutzrechts bildet § 44 BNatSchG ein wesentliches Teilelement und dient der innerstaatlichen Verwirklichung der richtliniengestützten Regelungsvorgaben des EU-Artenschutzrechts, insbesondere der in Art. 12, 13 Richtlinie 92/43/EWG des Rates vom 21.05.1992 zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen (ABl. Nr. L 206 S. 7, im Folgenden: FFH-RL) sowie Art. 5 VRL vorgesehenen Zugriffs-, Beeinträchtigungs- und Störungsverbote (vgl. Gellermann, in Landmann/Rohmer, Umweltrecht, EL September 2021, § 44 Rdnr. 1-3 m. w. N.).

Laut Art. 12 Abs. 1 Buchstabe a FFH-RL sind alle absichtlichen Formen des Fangs oder der Tötung von aus der Natur entnommenen Exemplaren der in Anhang IV Buchstabe a genannten Arten verboten. Nach der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs gilt die Bestimmung nicht nur, wenn eine Person in der vollen Absicht handelt, ein Exemplar einer geschützten Art zu fangen oder zu töten, sondern auch dann, wenn eine Person hinreichend informiert ist und sich der Folgen bewusst ist, die ihre Handlung höchstwahrscheinlich haben wird, und die Handlung, die zum Fang oder Töten von Exemplaren führt (z. B. als unerwünschter, aber in Kauf genommener Nebeneffekt, dennoch ausführt (bedingter Vorsatz) (vgl. EuGH, Urteil vom 30.01.2002 – C-103/00 –, juris Rdnr. 34 ff.; EuGH, Urteil vom 18.05.2006 – C 221/04 –, juris Rdnr. 70 ff.; EuGH, Urteil vom 15.03.2012 – C-340/10 –, juris Rdnr. 43 ff.)

Das Zugriffsverbot des § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG zielt auf den Schutz der Individuen ab und ist als solches einer populationsbezogenen Relativierung unzugänglich (vgl. BVerwG, Urteil vom 26.09.2019 – 7 C 5/18 –, ZNER 2020, 43; juris Rdnr. 32; OVG Mecklenburg-Vorpommern, Urteil vom 24.08.2021 – 1 LB 21/16 –, juris Rdnr. 58). Um dennoch zu einer sachgerechten Eingrenzung zu gelangen, bekannte sich die verwaltungsgerichtliche Rechtsprechung namentlich in Ansehung von Infrastruktur- und Eingriffsvorhaben (z. B. Straßenbau, Windkraftanlagen, Hochspannungsfreileitungen) frühzeitig zu der Auffassung, dass die oftmals sicher vorhersehbare und trotz aller Anstrengung nie völlig zu verhindernde Tötung geschützter Individuen nicht in jedem Fall den Tatbestand des § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG erfüllt. Stattdessen wird die Verbotsfolge danach nur aktiviert, wenn das jeweilige Vorhaben das Risiko der Tötung von Individuen geschützter Arten „in signifikanter Weise“ erhöht (BVerwG, Urteil vom 06.05.2017 – 4 A 16/16 –, juris Rdnr. 73, 74 m. w. N.; BVerwG Urteil vom 27.11.2018 – 9 A 8.17 –, juris Rdnr. 98). Mit dem Gesetz zur Änderung des Bundesnaturschutzgesetzes hat der Gesetzgeber diesen Signifikanzansatz aufgegriffen und in der Neufassung des § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG klargestellt, dass in Fällen einer Betroffenheit von Tieren der in Anhang IV FFH-RL genannten Arten, europäischen Vogelarten und den so genannten Verantwortungsarten kein Verstoß gegen § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG vorliegt, wenn die Beeinträchtigung durch einen Eingriff in Natur und Landschaft oder ein Vorhaben im Sinne des § 18 Abs. 2 S. 1 BNatSchG auch unter Berücksichtigung von Vermeidungsmaßnahmen das Tötungs- und Verletzungsrisiko für Exemplare der betroffenen Arten nicht signifikant erhöht und diese Beeinträchtigung unvermeidbar ist (vgl. Gellermann, a. a. O. § 44 Rdnr. 9)

Der Tatbestand des Tötungsverbots ist auch mit Blick auf die auch bei einem Vorhaben auf Errichtung und Inbetriebnahme einer Windenergieanlage nie auszuschließenden Gefährdung geschützter Tierarten danach erst dann erfüllt, wenn das Vorhaben dieses Risiko in einer für die betroffene Tierart signifikanten Weise erhöht. Das anhand einer wertenden Betrachtung auszufüllende Kriterium der Signifikanz trägt dem Umstand Rechnung, das für Tiere bereits vorhabenunabhängig ein allgemeines Tötungsrisiko besteht, welches sich nicht nur aus dem allgemeinen Naturgeschehen ergibt, sondern auch dann sozial-adäquat sein kann und deshalb hinzunehmen ist, wenn es zwar von Menschen verursacht ist, aber nur einzelne Individuen betrifft. Denn tierisches Leben existiert nicht in einer unberührten, sondern in einer von Menschen gestalteten Landschaft. Nur innerhalb dieses Rahmens greift der Schutz des § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG (BVerwG, Urteil vom 06.05.2017 – 4 A 16/16 –, juris Rdnr. 73, 74 m. w. N.).

Diese auf der gesetzlichen Regelung des § 44 Absätze 1 und 5 BNatSchG auch bei der Umweltverträglichkeitsvorprüfung in den Blick genommenen Besonderheiten des Artenschutzrechtes gebieten weder generell noch im vorliegenden Fall zwingend die Durchführung einer (kompletten) Umweltverträglichkeitsprüfung, wie der Antragsteller meint, sondern nur, wenn dies nach den entsprechenden Vorschriften geboten ist.

Umstände, die für die Beurteilung der Signifikanz eine Rolle spielen, sind insbesondere artenspezifische Verhaltensweisen, häufige Frequentierung des durchschnittlichen Raums und die Wirksamkeit vorgesehener Schutzmaßnahmen. Bei der wertenden Bestimmung der Signifikanz des Tötungsrisikos können darüber hinaus auch weitere Kriterien im Zusammenhang mit der Biologie der Art zu berücksichtigen sein. Für diese fachliche Beurteilung ist der zuständige Behörde eine Einschätzungsprärogative eingeräumt (BVerwG, Urteil vom 06.04.2017 – 4 A 16/16 –, juris Rdnr. 75 m. w. N.). Diese der Verwaltung eingeräumte Einschätzungsprärogative bedeutet indes keine Verschiebung der Entscheidungszuständigkeit vom Gericht auf die Behörde. Fehlt es in den einschlägigen Fachkreisen und der einschlägigen Wissenschaft an allgemein anerkannten Maßstäben und Methoden für die fachliche Beurteilung, kann die gerichtliche Kontrolle des behördlichen Entscheidungsergebnisses mangels besserer Erkenntnisse der Gerichte an objektive Grenzen stoßen. Sofern eine außerrechtliche Frage durch Fachkreise und Wissenschaft bislang nicht eindeutig beantwortet ist, lässt sich objektiv nicht abschließend feststellen, ob die behördliche Antwort auf diese Fachfrage richtig oder falsch ist. Dem Gericht ist durch Art. 19 Abs. 4 Satz 1 GG nicht auferlegt, das außerrechtliche tatsächliche Erkenntnisdefizit aufzulösen. Gerichte sind nicht in der Lage, fachwissenschaftliche Erkenntnislücken selbstständig zu schließen, und auch nicht verpflichtet, über Ermittlungen im Rahmen des Stands der Wissenschaft hinaus Forschungsaufträge zu erteilen. Vielmehr kann die gerichtliche Kontrolle des behördlichen Entscheidungsergebnisses mangels besserer Erkenntnisse der Gerichte an objektive Grenzen stoßen, wenn es in den einschlägigen Fachkreisen und der einschlägigen Wissenschaft an allgemein anerkannten Maßstäben und Methoden für die fachliche Beurteilung fehlt. Sofern eine außerrechtliche Frage durch Fachkreise und Wissenschaft bislang nicht eindeutig beantwortet ist, lässt sich objektiv nicht abschließend feststellen, ob die behördliche Antwort auf diese Fachfrage richtig oder falsch ist. Stößt damit auch die gerichtliche Kontrolle nach weitest möglicher Aufklärung an die Grenze des Erkenntnisstandes der ökologischen Wissenschaft und Praxis, wird das Gericht auch nicht aufgrund der Rechtsschutzgarantie gemäß Art. 19 Abs. 4 Satz 1 GG zu weiteren Ermittlungen gezwungen. Vielmehr ist es dem Gericht in solchen Fällen erlaubt, seiner Entscheidung insoweit die Einschätzung der Behörde zu der fachlichen Frage zu Grunde zu legen, wenn diese auch aus gerichtlicher Sicht plausibel ist (BVerfG, Beschluss vom 23.10.2018 – 1 BvR 2523/13 –, ZNER 2018, 527; juris Rdnr. 18 ff).

Dem Senat liegen als fachliche Bewertungshilfen die „Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen zu bedeutsamen Vogellebensräumen sowie Brutplätzen ausgewählter Vogelarten in der Überarbeitung vom 15. April 2015“, sogen. „Helgoländer Papier“ (im Folgenden: Helgoländer Papier 2015), außerdem der Beschluss der Umweltministerkonferenz vom 11.12.2020 „Standardisierter Bewertungsrahmen zur Ermittlung einer signifikanten Erhöhung des Tötungsrisikos im Hinblick auf Brutvogelarten an Windenergieanlagen (WEA) an Land – Signifikanzrahmen“ (im Folgenden: Signifikanzrahmen der UMK vom 11.12.2020) und der gemeinsame Runderrlass des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und des Hessischen

Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen „Naturschutz/Windenergie“ vom 17.12.2020 (im Folgenden: HMUKLV/HMWEVW 2020) vor.

Bei allen drei Papieren ist nach Auffassung des Senats und unter Anlegung der in dem Verfahren auf Gewährung einstweiligen Rechtsschutzes anzulegenden Prüfungsmaßstabes davon auszugehen, dass es sich jeweils um gutachterliche Stellungnahmen handelt, die unter Einbeziehung der über den nötigen Sach- und Fachverstand verfügenden Kreise aufgestellt und erlassen wurden. So erläutert der Signifikanzrahmen der UMK vom 11.12.2020 auf seiner Seite 2, im Rahmen der Umweltministerkonferenz (UMK) vom 14. November 2019 sei vereinbart worden, die Anstrengungen zur Standardisierung im Bereich Artenschutz voranzutreiben. Eines der prioritären Handlungsfelder sei dabei die Erarbeitung von Hinweisen zur Bestimmung der Signifikanzschwellen nach § 44 Abs. 5 Satz 2 Nr. 1 BNatSchG gewesen. Eine vom Bund und vom Vorsitzland der UMK geleitete ad-hoc Bund/Länder-Arbeitsgruppe der Amtschefinnen und Amtschefs der Umweltsressorts des Bundes und der Länder habe daraufhin „unter Einbindung unter anderem der Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Naturschutz, Landschaftspflege und Erholung (LANA), des Kompetenzzentrums Naturschutz und Energiewende (KNE) und der Fachagentur Windenergie an Land, einen Rahmen zur Bemessung von Signifikanzschwellen zur Ermittlung einer signifikanten Erhöhung des Tötungsrisikos im Hinblick auf tödungsgefährdete Brutvogelarten an WEA“ vorgelegt. Das Helgoländer Papier 2015 bezieht sich auf den „umfangreichen Kenntnisstand zum Thema Windenergienutzung und Vogelschutz“ (Seite 1) der Staatlichen Vogelschutzwarten in Deutschland. So werde z. B. bei der Staatlichen Vogelschutzwarte Brandenburg seit 2002 die zentrale Funddatei über Anflugopfer an WEA (Schlagopferdatei) geführt, diese fortwährend aktualisiert und im Internet veröffentlicht. Dies erfolge im Rahmen der Arbeitsteilung innerhalb der LAG VSW und gehe auf eine Festlegung auf deren Frühjahrstagung 2002 zurück. Die Verwaltungsvorschrift HMUKLV/HMWEVW 2020 berücksichtigt nach den Ausführungen auf Seite 5 neben der verwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung auch das Helgoländer Papier 2015, welches ein Fachgutachten mit Empfehlungscharakter darstelle. Es werde geprüft, inwieweit aufgrund der naturschutzfachlichen Erkenntnisse bei der Errichtung von WEA in Hessen von den Abstandsempfehlungen abgewichen werden könne. Die Abstandsempfehlungen könnten – nach ihrem eigenen Verständnis – aufgrund von belastbar ermittelten Erkenntnissen artspezifischer Habitat-Besonderheiten in den Ländern und/oder des planungsspezifischen Einzelfalls modifiziert werden. Hierbei seien die im Einzelfall maßgeblichen Gründe zu nennen. Die in den drei hessischen Planungsregionen erarbeiteten und offengelegten, mittlerweile beschlossenen und genehmigten Teilregionalpläne Energie bezögen zudem die von der Länder-Arbeitsgemeinschaft der Vogelschutzwarten (LAG VSW 2015) für die vorgelagerte Planungsstufe empfohlene Betrachtung von Schwerpunktorkommen ein. Die HMUKLV/HMWEVW 2020 greife auch den Beschluss der Umweltministerkonferenz zu den Empfehlungen der LAG VSW 2015 auf, Vermeidungsmaßnahmen zum frühzeitigen Ausschluss von Konflikten zwischen Artenschutzbelangen und Windenergienutzung vorzusehen (Kap. 7).

Nach Maßgabe dessen ist nicht zu beanstanden, wenn der Antragsgegner zu dem Ergebnis gelangt, ein signifikant erhöhtes Tötungsrisiko für vorgenannte Vogelarten bestehe nicht. Der Antragsteller nimmt hier Bezug auf eine naturschutzfachliche Bewertung der Auswirkung des Windparks „N.“ vom 21.03.2021 der S. Umweltplanung. Hinsichtlich der Fragen von Mindestabständen und Prüfbereichen wird hin-

sichtlich der Vogelarten Schwarzstorch, Uhu und Rotmilan auf das Helgoländer Papier 2015 zurückgegriffen.

Ausgehend davon ist die Annahme des Antragsgegners nicht zu beanstanden, das Tötungsverbot des § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG stehe der Genehmigung der streitgegenständlichen Windenergieanlagen nicht entgegen. Zunächst ist festzuhalten, dass nach vorgenannten Signifikanzrahmen vom 11.12.2020 der Schwarzstorch auf der Liste der kollisionsgefährdeten Vogelbrutarten mit besonderer Planungsrelevanz nicht aufgeführt ist. In der HMUKLV/HMWEVW 2020 wird zum Schutz flugunerfahrener Jungtiere des Schwarzstorches eine Distanz von 1000 m zwischen geplanter WEA und Horst gefordert (S. 56), während das Helgoländer Papier 2015 einen Mindestabstand von 3000 m für geboten hält. Nach den oben gemachten Ausführungen sind im einstweiligen Rechtsschutzverfahren die Abstände der WEA zu den angrenzenden Vogelschutzgebieten, die auch dem Schutz des Schwarzstorches dienen, ausreichend. Das westlich gelegene VSG Rothaargebirge beginnt in einer Entfernung von 2850 m zur nächstgelegenen WEA 1. Das östlich gelegene VSG Burgwald hält zwar nur eine Entfernung von etwa 2000 m zur WEA 4 ein, das nächstgelegene Schwarzstorchbrutpaar befindet sich aber in über 3000 m Entfernung.

Hinsichtlich des Uhus führt der Antragsteller aus, der Prüfradius von 3 km sei bezüglich dieser Art nicht berücksichtigt worden. Die Einschätzung des Antragsgegners sei hier inkonsistent, denn während das Unterschreiten des Prüfradius beim Rotmilan zu einer vertiefenden Betrachtung geführt habe, solle beim Uhu das fehlende Unterschreiten des Mindestabstandes reichen, um Beeinträchtigungen direkt auszuschließen. Dabei handele es sich bei dem 3-km-Radius ebenfalls um den Bereich mit einer hohen Aufenthaltswahrscheinlichkeit, in dem 90 % aller Jagdflüge stattfänden. Folglich wären im Rahmen einer FFH-VP in einem Radius von 3 km um geschützte Lebensräume des Uhus mögliche Beeinträchtigungen zu untersuchen gewesen. Zu Recht verweist in diesem Zusammenhang der Antragsgegner auf den Umstand, dass allein nordöstlich von Münchhausen ein Uhu-Brutplatz im Abstand von ca. 2800 m zu den Windenergieanlagen bekannt geworden ist. Unter Zugrundelegung des Signifikanzrahmens der UMK vom 11.12.2020 gilt erst bei einer Unterschreitung des Regelabstandes von 1000 m in Bezug auf diese Vogelart die Regelvermutung, dass diesbezüglich Anhaltspunkte für ein signifikant erhöhtes betriebsbedingtes Tötungsrisiko bestehen (Nr. 3.2 Buchstabe b), was im Übrigen auch den Vorgaben des Helgoländer Papiers 2015 – allerdings bei einem Prüfbereich von 3000 m – sowie der HMUKLV/HMWEVW 2020 (S. 57) entspricht. Daher ist der Hinweis des Antragstellers, 90% der Flugaktivitäten fänden im 3000 m-Bereich statt, sowohl in Bezug auf die FFH-Vorprüfung als auch im Hinblick auf die Vorprüfung von artenschutzrechtlichen Verbotstatbeständen nicht relevant ist. Sowohl der Signifikanzrahmen der UMK vom 11.12.2020 als auch die HMUKLV/HMWEVW 2020 (S. 60) gehen in Bezug auf den Uhu davon aus, dass dieser nur dann kollisionsgefährdet ist, wenn die Höhe der Rotorunterkante weniger als 30 bis 50 m bzw. in hügeligem Gelände weniger als 80 m beträgt. Dies harmoniert mit den Ausführungen in der Artenschutzprüfung des Planungsbüros G. (Stand: 31.07.2020, S. 272), wonach die Art zumeist weit deutlich unter dem Einflussbereich der Rotoren fliegt und mithin die vorhabenbezogene Empfindlichkeit sehr gering sei.

Wenn – wie hier – der rotorfreie Bereich über 88 m über Grund beträgt, ist im konkreten Einzelfall nur ein extrem geringes Kollisionsrisiko gegeben. Nach dem Helgoländer Papier 2015 sind zwar die vom Brutplatz wegführenden Distanzflüge kollisionsrelevant (S. 16). Der Mindestabstand (1000 m) ist jedoch

auch danach eingehalten. Lediglich der Prüfbereich (3000 m) wird geringfügig unterschritten.

Anders verhält es sich in Bezug auf den Rotmilan. Im Jahr 2015 lag ein Rotmilan-Brutplatz in ca. 1060 m Entfernung zur WEA 5. Im Jahre 2016 wurde nordwestlich von N. in ca. 1900 m zur WEA 1 ein Brutplatz festgestellt. Weitere Rotmilanhorste sind über 2000 m entfernt. Der Horst bei W. – nächstgelegen zur WEA 5 – war zuletzt im Jahr 2019 besetzt, blieb jedoch ohne erfolgreiche Brut. Im Jahr 2020 konnte im Rahmen der Horstkontrollen kein Besatz des Horstes nachgewiesen werden.

Soweit die Antragstellerseite Mängel bei der Artenschutzprüfung und Bewertung rügt und anmerkt, die Verträglichkeit des Windparks „N.“ sei unzureichend geprüft worden, der behördlichen Prüfung habe eine Voruntersuchung der Beigeladenen vorgelegen und die darauf basierende Vorprüfung sei unvollständig und verwende nicht den besten verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisstand, legt der Senat jedenfalls für das Eilverfahren zu Grunde, dass die beanstandeten methodischen Mängel nicht hinreichend belegt sind. Nach Südbeck (Südbeck u. a. [Hrsg.], Methodenstandards zur Erfassung der Brutvögel Deutschlands, Radolfzell, 1. Auflage 2005) erfolgt die Erfassung des Rotmilans durch Beobachtung von Anflügen potentieller Neststandorte, Beobachtung von Balzflügen, Verhalten in Nestnähe sowie die Beobachtung von Nestbau und Nahrung eintragenden Altvögeln.

Als Termine hinsichtlich Nestbau und Balzverhalten dient der Zeitraum von Mitte bis Ende März. Ausweislich der dem Genehmigungsantrag zu Grunde liegenden Artenschutzprüfung (Stand: 31.07.2020) fanden entsprechende Untersuchungen am 09.03.2015 und 20.03.2015 sowie am 16., 22. und 29.03.2016 statt. Das Balzverhalten sollte von Anfang April bis Mitte April erfasst werden. So fanden Termine am 02.04., 07.04. und 16.04.2015 statt. Dritter Erfassungstermin sollte nach Südbeck (a. a. O.) den Zeitraum Anfang Juni bis Anfang Juli betreffen. Entsprechend erfolgten Erfassungen am 04.06.2015, 12.06.2015, 21.06.2015, 01.07.2015, 07.07.2015 und 21.07.2015. Zusätzlich wurde eine Untersuchung am 14.08.2015 durchgeführt. Weitere Termine waren der 20.05.2016 und 02.06.2016. Insgesamt wurden 28 Beobachtungspunkte ausgewählt. Ob diese Überprüfung den Methodenstandards ausreichend gerecht wird oder noch vertiefende Untersuchungen vonnöten wären, muss der Entscheidung in der Hauptsache vorbehalten bleiben.

Nach dem Signifikanzrahmen der UMK vom 11.12.2020 handelt es sich bei dem Rotmilan um eine kollisionsgefährdete Brutvogelart mit besonderer Planungsrelevanz, wobei der Regelabstand 1000 bis 1500 m beträgt. Das Helgoländer Papier 2015 sieht einen Mindestabstand vom Brutplatz zur WEA von 1500 m und einen Prüfbereich von 4000 m vor. Nach der HMUKLV/HMWEVW 2020 sind es 1000 m (im VSG 1500 m) bei einem Prüfbereich von ebenfalls 4000 m.

Brutplätze des Rotmilans befinden sich zumindest im Zeitpunkt der Bescheiderteilung Ende 2020 im Umkreis des von dem Helgoländer Papier 2015 angenommenen Abstands von 1500 m nicht.

Allerdings befinden sich im Umfeld der geplanten WEA diverse Rast- und Schlafplätze des Rotmilans (Karte A.7 zur Artenschutzprüfung), die die Artenschutzprüfung ebenfalls in den Blick genommen hat. Nach der Raumnutzungsanalyse ist ersichtlich, dass insbesondere das unmittelbare Umfeld der WEA 4 und der WEA 6 innerhalb des Umkreises von 500m sowie auch das Umfeld der WEA 1 im Abstand von ca. 400m häufig (0,3 – 0,45 Flüge pro Beobachtungsstunde) für Nahrungsflüge genutzt wird (Karte A 5). Der Artenschutzprüfung „Ergebnisse Rotmilan – relative Nutzungshäufigkeit 2015/2016“ ist zu ent-

nehmen, dass das nahe Umfeld von Windenergieanlage 4 und Windenergieanlage 6 und ebenso auch der Windenergieanlage 1 wenigstens durchschnittlich häufig genutzt wird. Der artenschutzrechtlichen Prüfung ist zudem zu entnehmen, dass sich im Abstand von ca. 500 m bis 1000 m der geplanten Windenergieanlagen auch Schlafplätze von Rotmilanen befinden, zur geplanten WEA 1 einer auch innerhalb des 500 m – Abstandes (Karte A 7). Es erscheint jedenfalls im Rahmen der summarischen Prüfung ausreichend plausibel, den Eintritt des Tötungstatbestandes nach § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG zu begegnen, indem geeignete artenschutzrechtliche Vermeidungsmaßnahmen im Genehmigungsbescheid in Form von Nebenbestimmungen festgesetzt wurden, namentlich unter der Nr. 12.1 und 12.2, die jeweils Bezug nehmen auf die Vorgaben des Landespflegerischen Begleitplans (Stand: 12.08.2020), durch Rekultivierung bzw. Vermeidung attraktiver Jagdflächen, die Anlage hochwüchsiger Flächen im Umfeld sämtlicher Windenergieanlagen, Abschaltung der Windenergieanlagen 1, 4, 5 und 6 bei bzw. nach landwirtschaftlichen Arbeiten im 200 m-Radius und Abschaltungen aufgrund der Schlafplatzfunktion des Rotmilans. Vom 15.8. bis 31.10. haben danach zweimal wöchentlich Kontrollen auf Schlafplätze des Rotmilans zu erfolgen. Bei mehr als 15 Rotmilanen werden die im 1000 m-Radius befindlichen WEA bis zur nächsten Kontrolle ab 2 Stunden vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang abgeschaltet. Es erfolgt ein begleitendes zweijähriges Monitoring. Soweit der Antragsteller unter Bezugnahme der von ihm vorgelegten naturschutzfachlichen Bewertung der Auswirkung des Windparks „N.“ vom 21.03.2021 rügt, die Vermeidungsmaßnahmen seien unzureichend gestaltet und Szenarien signifikanter Erhöhung des Tötungs- und Verletzungsrisikos entwirft, bedarf dies angesichts obiger Ausführungen keiner vertieften Bewertung hierzu im Eilverfahren; eine solche muss der Entscheidung im Hauptsacheverfahren vorbehalten bleiben.

Der Antragsteller meint, für den Mäusebussard bestehe ein signifikant erhöhtes Tötungsrisiko. Nach der artenschutzrechtlichen Prüfung konnten im Jahr 2019 in jeweils knapp 500 m Entfernung drei besetzte Horste/Revierzentren der Art gefunden werden. Bei Horstkartierungen in 2020 wurden demgegenüber zwei besetzte Mäusebussard-Horste festgestellt, die etwas mehr als 1000 m von den geplanten Windenergieanlagen entfernt waren. In früheren Jahren wurden in allen Wäldern und diversen Gehölzen im Umfeld der geplanten Windenergieanlagen Mäusebussarde als Brutvögel festgestellt. So waren es in 2015 im weitgehend offenen 1500 m Puffer um die geplanten Windenergieanlagen fünf Brutplätze, davon vier mit Brutnachweis. Die artenschutzrechtliche Prüfung ist, was die Kollisionsgefahr betrifft, gleichwohl zu dem Ergebnis gelangt, dass eine signifikante Erhöhung der Mortalität nicht gegeben sei. Bei dem 2015 vom Mäusebussard besetzten, ca. 180 m von einer Windenergieanlage entfernten Horst hätte eine signifikante Erhöhung der Mortalität nicht ausgeschlossen werden können. Der Antragsgegner hat jedoch festgestellt, dass 2017 und 2018 in diesem Wäldchen keine Mäusebussard-Brut mehr vorhanden war. Bei den Horstkartierungen 2019 und 2020 sei auch der Horst nicht mehr vorhanden gewesen, es seien auch keine anderen Greifvogelhorste in dem Wäldchen mehr nachgewiesen worden. Besetzte Mäusebussard-Horste seien seit 2017 mindestens 475 bis 500 m von den Windenergieanlagen entfernt festgestellt worden, im Jahr 2020 seien besetzte Horste sogar mehr als 1000 m von den geplanten Windenergieanlagen entfernt gewesen. Da auch nach den vorbezeichneten Unterlagen der Mäusebussard nicht als kollisionsgefährdete Brutvogelart mit besonderer Planungsrelevanz gilt, ist die Bewertung des Nichteintritts von Verbotstatbeständen gemäß § 44 Abs. 1 BNatSchG nach Lage der Dinge nicht zu beanstanden.

Entsprechendes gilt für die Feldlerche. Sie gilt nach vorbezeichneten Unterlagen nicht als kollisionsgefährdete Art.

Die Datenlage war im Zeitpunkt der Bescheiderteilung im Dezember 2020 als maßgeblicher Zeitpunkt nicht veraltet. Ein Zeitraum von – wie hier – maximal fünf Jahren seit der letzten Erhebung ist nur dann kritisch, wenn Erkenntnisse im Zeitpunkt der Entscheidung nicht mehr belastbar und aussagekräftig sind (BVerwG, Urteil vom 29.06.2017 – 3 A 1/16 –, juris Rdnr. 124). Dafür ist aber nichts ersichtlich.

Der Antragsteller meint überdies, es sei schon fehlerhaft, dass allgemein häufige und euryöke Arten nur semiquantitativ aufgenommen worden seien. Es lägen folglich für zahlreiche Vogelarten überhaupt keine individuenbezogenen Daten vor. Die Erfassung der genauen Lage der Reviere und der festgestellten Lebensstätten sei nur für die sogenannten planungsrelevanten Vogelarten erfolgt. Es ist nicht zu beanstanden, wenn von der vertiefenden Betrachtung von Arten, deren natürliches Verbreitungsgebiet nicht im Bereich um das geplante Vorhaben liegt, oder die nicht im Wirkraum des geplanten Vorhabens vorkommen und solchen Arten, die gegenüber den jeweiligen Wirkfaktoren des Vorhabens nach gesicherten Erkenntnissen keine Empfindlichkeit aufweisen bzw. erwarten lassen, keiner vertiefenden Untersuchung zu unterziehen.

Der Antragsteller meint darüber hinaus, zu Unrecht lege der Genehmigungsbescheid zu Grunde, die mit dem Betrieb der Windenergieanlagen verbundene Tötung von bis zu zwei Fledermausindividuen pro Jahr und Anlage werde nicht als tatbestandsauslösend qualifiziert, weil sich das Tötungsrisiko für Exemplare der betroffenen Art nicht im Sinne des § 44 Abs. 5 Satz 2 Nr. 1 BNatSchG signifikant erhöhe. Es trifft zu, dass bei Fledermäusen von der Verwirklichung des Tatbestandes des § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG ausgegangen werden kann, wenn Hauptflugrouten oder bevorzugte Jagdgebiete betroffen sind (BVerwG, Urteil vom 28.04.2016 – 9 A 9/15 –, juris Rdnr. 77). Nach der vorgelegten Artenschutzprüfung konnten elf Fledermausarten bis auf Artniveau bestimmt werden. Hinzu kamen die im Detektor nicht zu unterscheidenden Langohr- und Bartfledermäuse sowie die vier Artengruppen zwergfledermausartige, abendseglerartige und „kleine bis mittelgroße“ mausohrartige Fledermäuse. Weiter wird in der Artenschutzprüfung ausgeführt, hinsichtlich der Fledermäuse und insbesondere der potentiell gefährdeten Arten sei ein vorsorglicher Abschaltalgorithmus vorzusehen. Dieser sei durch ein Gondelmonitoring mit Hilfe von Horchboxen zu begleiten, um weitere belastbare Daten aus der Höhe zu erhalten und die Abschaltungen zu optimieren oder ggfs. auch zu beenden. Ausweislich des Genehmigungsbescheides sind einige Fledermausarten, so z. B. die Fransenfledermaus oder auch das Braune Langohr weder kollisionsgefährdet noch störepfindlich gegenüber Windenergieanlagen. Beim „Kleinen Abendsegler“ konnte aufgrund des sporadischen Auftretens der Art und aufgrund der fehlenden Hinweise auf Wochenstuben ein Eintritt des Verbotstatbestandes gemäß § 44 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 BNatSchG ausgeschlossen werden.

Demgegenüber wurden u. a. bei der Rauhhaufledermaus, der Zwergfledermaus und des großen Abendseglers aufgrund der bestehenden Kollisionsgefahr Tötungen nicht ausgeschlossen. Bei der kleinen Bartfledermaus gilt entsprechendes, wenngleich die kleine Bartfledermaus unter den Windenergieanlagen kaum gefunden wird, was jedoch mit den seltenen Vorkommen der Art zusammenhängen kann.

Der Antragsteller wendet ein, indem im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbescheid ausgeführt werde, mit den Nebenbestimmungen V 12.11 könne die definierte Grenze von unter zwei toten Fledermäusen je Anlage und Jahr einge-

halten werden, werde zu Unrecht die Tötung als nicht tatbestandsauslösend qualifiziert, weil sich das Tötungsrisiko für Exemplare der betroffenen Arten nicht im Sinne des § 44 Abs. 5 Satz 2 Nr. 1 BNatSchG signifikant erhöhe und diese Beeinträchtigung bei Anwendung der gebotenen, fachlich anerkannten Schutzmaßnahme nicht vermieden werden könne.

Dieser Einwand greift nicht durch. Zunächst orientiert sich der angegriffene Bescheid an der Anlage 5 „WEA-sensible Fledermausarten“ der HMUKLV/HMWEVW 2020 (S. 76), was die kollisionsgefährdeten Fledermausarten betrifft. Dieser Leitfaden wurde von den fachkundigen Behörden des Landes Hessen erstellt. Zutreffend geht der Antragsgegner davon aus, dass ein artenschutzrechtlicher Verbotstatbestand nicht besteht, weil Abschaltvorrichtungen der Windenergieanlagen vorgesehen sind, die geeignet sind, betriebsbedingte Kollisionen bei Fledermäusen zu minimieren, so dass sich das Tötungs- und Verletzungsrisiko für Exemplare dieser Arten nicht signifikant erhöhe. Entsprechend ist unter der Nebenbestimmung 12.10 festgehalten, dass ein Gondelmonitoring durchzuführen und die Windenergieanlage abzuschalten ist, wenn die Windgeschwindigkeit in Gondelhöhe <6,0 m/Sekunde, die Lufttemperatur > = 10 Grad und der Niederschlag <0,2 mm pro Stunde beträgt. Nach der genannten Nebenbestimmung ist im Zeitraum vom 1. April bis 31. August eines jeden Jahres die Abschaltung eine Stunde vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang und im Zeitraum 1. September bis 31. Oktober eines jeden Jahres drei Stunden vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang vorzunehmen.

Unter Bezugnahme auf die beigeschlossene naturschutzfachliche Bewertung der Auswirkungen des Windparks „N.“ vom 21.03.2021 führt der Antragsteller aus, dass die festgesetzten Abschaltzeiten und das dazugehörige Gondelmonitoring veraltet und unzureichend seien. Dem folgt der Senat nicht.

Die Nebenbestimmung orientiert sich an der Anlage 6 „Abschaltalgorithmus und bioakustisches Gondel- oder Höhenmonitoring“ der HMUKLV/HMWEVW 2020 (S. 82). Hier wird zur Begründung der Werte zu Windgeschwindigkeit und Lufttemperatur für die Abschaltung ausgeführt, dies bedeute eine Abschaltung der Windenergieanlagen bei Windgeschwindigkeiten < 6 m/Sekunde und ab 10 Grad Lufttemperatur. Es wird weiter ausgeführt, die bisherige Geltung für den Zeitraum 01. April bis 31. Oktober werde beibehalten, da eine evtl. erhöhte Fledermausaktivität auch in den Randzeiten im Rahmen der standörtlichen Erfassung i. V. m. dem Gondelmonitoring im konkreten Einzelfall zu klären sei. Auch würden die Erfassungszeiten in der Dämmerung vereinheitlicht. Da bisherige Monitoring-Ergebnisse in Hessen nur eine sehr vereinzelte Fledermaus-Aktivität drei Stunden vor Sonnenaufgang in den Monaten September und Oktober sowie nach Sonnenaufgang belegen, werde der Beginn des abendlichen Abschaltzeitraums generell auf 0,5 Stunden vor Sonnenuntergang festgelegt und gelte bis Sonnenaufgang. Als neuer Parameter werde der Niederschlag einbezogen. Nach B. & R. 2017 flögen ab einer Niederschlagsmenge von 0,2 mm pro Stunde keine Fledermäuse mehr. Entsprechend sei ab dieser Niederschlagsmenge generell keine WEA-Abschaltung aus Gründen des Kollisions-schutzes für Fledermäuse erforderlich.

Nach alledem orientiert sich die Nebenbestimmung an der Verwaltungsvorschrift HMUKLV/HMWEVW 2020 des Landes Hessen und beruht nicht auf dem hessischen Leitfaden von 2012. Die vom Antragsgegner in Bezug genommene Verwaltungsvorschrift fußt auf der Überlegung, dass bei einer Windkraftanlage die nie völlig auszuschließende Gefahr von Kollisionen geschützter Tiere den Tatbestand des Tötungs- und Verletzungsverbots in § 44 Abs. 1 Nr. 1 BNatSchG nur dann erfüllt, wenn das Vorhaben dieses Risiko für die betroffene

Tierart gem. § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1 BNatSchG signifikant erhöht. Diese Vorschrift hat die Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts (BVerwG, Urteil vom 09.07.2008 – 9 A 14/07 –, juris Rdnr. 91) zutreffend umgesetzt. Entsprechend ist ein Abschaltalgorithmus zu wählen, der betriebsbedingte Kollisionen mit Fledermäusen auf ein Minimum reduziert. Die hessische Verwaltungsvorschrift HMUKLV/HMWEVW 2020, welche die aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnisse berücksichtigt, ist entgegen der Auffassung des Antragstellers eine geeignete Arbeitshilfe, dieses Ziel zu erreichen. Sie berücksichtigt den aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnisstand und ihre Heranziehung ist damit fachlich vertretbar. Für den Fall neuerer und besserer Erkenntnisse lässt sich der angegriffene Bescheid im Übrigen jederzeit nachschärfen (hierzu Nebenbestimmungen 12.11 Buchstabe d).

Soweit im Übrigen Arten angesprochen werden, die nach der vom Antragsteller in Bezug genommenen naturschutzfachlichen Bewertung zu Unrecht keine Berücksichtigung gefunden haben sollen, wie Amphibien oder der „Dunkle Wiesenknopf-Ameisenbläuling“, wird hierdurch die offensichtliche Rechtswidrigkeit der angegriffenen Genehmigung nicht dargelegt. Zwar ist der „Dunkle Wiesenknopf-Ameisenbläuling“ durch Anhang II und IV der FFH-Richtlinien geschützt. Das in einer Entfernung von ca. 1,2 km zu den Windenergieanlagen liegende FFH-Gebiet „Obere Lahn und Wetschaft“ dient auch dem Schutz des Bläulings. Demgegenüber schließt die Artenschutzprüfung ein Vorkommen von Schmetterlingen im Vorhabengebiet allgemein aus, weil gleichermaßen die relevanten Vegetationsstrukturen wie auch die benötigten Futterpflanzen für Arten des Anhangs IV der FFH-Richtlinie fehlten. Zwar verweist die naturschutzfachliche Bewertung vom 21.03.2021 auf den Umstand, dass die von der Schmetterlingsart präferierten wechselfeuchten Goldhafer- und Glatthaferwiesen mit Vorkommen des großen Wiesenknopfs (Pflanzenart aus der Gattung Wiesenknopf) im Untersuchungsgebiet festgestellt worden seien (S. 44 des landespflegerischen Begleitplans, Bearbeitungsstand: 12.08.2020). Diese Flächen werden jedoch nicht von dem Bau der Windenergieanlage betroffen.

Hinsichtlich der Gruppe der Amphibien führt die naturschutzfachliche Bewertung vom 21.03.2021 aus, dass sich ein Vorkommen nicht pauschal ausschließen lasse. Zutreffend wird auf den landschaftspflegerischen Begleitplan verwiesen, wonach es im Untersuchungsgebiet geeignete Amphibienlebensräume gibt. Indes sind – soweit ersichtlich – eventuell für die Arten geeignete Flächen durch die Windenergieanlagen jedenfalls nicht betroffen.

Unabhängig davon ist durch die Nebenbestimmung Nr. 12.4 eine ökologische sowie eine bodenkundliche Baubegleitung u. a. deshalb angeordnet, um evtl. festgestellte nicht vorhergesehene Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft zu dokumentieren und den Vorhabenträger sowie die Obere Naturschutzbehörde hierüber zu unterrichten. Dies gilt nach Maßgabe des Absatzes 3 dieser Nebenbestimmung bereits in der Phase der Baufeldräumung. Soweit der Antragsteller meint, gänzlich ungeklärt seien die räumlichen Beziehungen zwischen den Natura 2000-Gebieten geblieben, verweist der Senat auf die Ausführungen in dem angegriffenen Bescheid und die dort in Bezug genommenen Ausführungen im „Landschaftspflegerischen Begleitplan“ und den Artenschutzbericht, wonach Schutzgebiete nach §§ 23 – 29 BNatSchG nicht betroffen sind und vorhandenen Natura 2000-Gebiete – im Ergebnis – nicht (erheblich) beeinträchtigt werden. Die Ausführungen berücksichtigen den Umstand, dass bei der Prüfung des § 44 BNatSchG (i. V. m. §§ 6 Abs. 1 Nr. 2, 12 Abs. 1 Satz 1 BImSchG) die im Einwirkungsbereich des zu beurteilenden Vorhabens gegenwärtig vorkommenden geschützten Arten

in den Blick zu nehmen sind. Nach der Legaldefinition des § 2 Abs. 11 UVPG ist Einwirkungsbereich das geographische Gebiet, in dem Umweltauswirkungen auftreten, die für die Zulassung eines Vorhabens relevant sind. Nach dem Artenschutzbericht (Stand 31.07.2020) wurden die Untersuchungen in Bezug auf windkraftsensible Arten sowohl 2014 als auch 2020 in einem 3000 m-Radius durchgeführt. Die Begehungen hinsichtlich des Vorkommens von Zug- und Rastvögeln erfolgte in einem 2000 m-Radius. Die Prognose hinsichtlich der NATURA 2000-Gebiete hat einen Prüfradius von 5000 m berücksichtigt. Einbezogen wurden damit das in ca. 2000 m entfernt liegende Vogelschutzgebiet „Burgwald“, das in etwa 1250 m Entfernung liegende FFH-Gebiet „Obere Lahn und Wetschaft mit Nebengewässern“, das Vogelschutzgebiet „Hessisches Rothaargebirge“, das in etwa 3700 m Entfernung liegende FFH-Gebiet „Christenberg“ sowie das in etwa 3900 m Entfernung liegende FFH-Gebiet „Christenberg Talgrund“, das in etwa 4200 m Entfernung liegende FFH-Gebiet „Wiese an der Prächte bei Holzhausen“ und das in etwa 4900 m Entfernung liegende FFH-Gebiet „Lahnhänge zwischen Biedenkopf und Marburg“.

Der Schwarzstorch, der als windkraftsensible Art gilt und sowohl im Vogelschutzgebiet „Burgwald“ als auch im Vogelschutzgebiet „Hessisches Rothaargebirge“ beheimatet ist, nutzt das Plangebiet weder als Nahrungsgebiet noch für regelmäßige Transferflüge, so dass das Kollisionsrisiko als äußerst gering einzuschätzen ist. Bezüglich des dort ebenso beheimateten Wespenbussards, der nach dem Signifikanzrahmen der UMK vom 11.12.2020 als nicht kollisionsgefährdet gilt, hingegen nach dem Helgoländer Papier 2015 und der HMUKLV/HMWEVW 2020 schon, jedoch nur bei einem Unterschreiten des zu beachtenden Mindestabstandes von 1000 m, ist wegen der Entfernung der Vogelschutzgebiete zum Vorhaben eine Beeinträchtigung nicht ersichtlich.

Hinsichtlich des im Vogelschutzgebiet Burgwald vorkommenden Uhus kann auf die obigen Ausführungen und insbesondere auf den Umstand verwiesen werden, dass der nach dem Helgoländer Papier 2015 zwar die vom Brutplatz wegführenden Distanzflüge kollisionsrelevant (S. 16) sind. Der Mindestabstand (1000 m) ist jedoch eingehalten und nur der Prüfbereich (3000 m) wird geringfügig unterschritten, was den Antragsgegner zu vertiefenden Überprüfung veranlasst hat.

Durchgreifende Mängel der Verträglichkeitsuntersuchung und der artenschutzrechtlichen Prüfung lassen sich damit nicht feststellen.

Der Antragsteller rügt weiterhin, § 15 Abs. 5 BNatSchG sei nicht beachtet worden.

Dem folgt der Senat nicht.

Nach Durchführung der Vorprüfung, der Beteiligung der für den Natur- und Artenschutz zuständigen Behörden, der Aufnahme von zahlreichen Nebenbestimmungen natur- und artenschutzrechtlicher Art, spricht nichts für die Annahme des Antragstellers, die Genehmigung sei unter Verstoß gegen § 15 Abs. 5 BNatSchG zustande gekommen. Mit der Nebenbestimmung Nr. 12.16 ist ein Biotopwertüberschuss und mit der Nebenbestimmung Nr. 12.17 ein Ersatzgeld für nicht ausgleichbare Eingriffe festgesetzt worden. In der Erläuterung zu der Nebenbestimmung Nr. 12.16 wird ausgeführt, dass sich nach dem Ergebnis der Eingriffs- und Ausgleichsbilanzierung für die mit dem Bau der Windkraftanlagen verbundenen Eingriffe im Sinne des § 14 BNatSchG ein Biotopwertdefizit ergebe. Hinsichtlich der Nebenbestimmung Nr. 12.17 (Ersatzgeld für nicht ausgleichbare Eingriffe) wird in der Erläuterung ausgeführt, bei nicht ausgleichbaren Eingriffen in das Landschaftsbild habe der Verursacher eine Ersatzzahlung nach § 15

Abs. 6 BNatSchG zu leisten. Dem kann entnommen werden, dass jedenfalls der Eingriff in das Landschaftsbild kein den Ausbau der Windenergie überwiegender Belang darstellt. Selbst wenn sich hier ein Verfahrensfehler ergeben sollte, könnte dieser in einem ergänzenden Verfahren geheilt werden (BVerwG, Urteil vom 17.01.2007 – 9 C 1.06 –, juris Rdnr. 10).

Der Antragsteller meint weiter unter Bezugnahme auf das Urteil des EuGH vom 25.06.2020 (C-24/19 –, ZNER 2021, 363; juris), dass die der Genehmigung zugrunde liegenden Erlasse, Rundschreiben und ähnliche (Steuerungs-)Instrumente der Richtlinie 2001/42/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.06.2001 über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme (Richtlinie 2001/42/EG, Abl. der Europäischen Gemeinschaften, L 197 vom 21.07.2001, S. 3037, im Folgenden: RL 2001/42/EG) unterliegen, die auch der streitgegenständlichen Genehmigung zugrunde lägen. Dies betreffe den Leitfaden, „Berücksichtigung der Naturschutzbelange bei der Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen in Hessen“, die „Anleitung zur Erstellung der Antragsunterlagen für Windenergieanlagen des Hessischen Ministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz“, den Erlass vom 22.11.2017 über die Anwendung der LAI-Hinweise, Stand 30.06.2016, sowie den Leitfaden „Berücksichtigung der Naturschutzbelange bei der Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen (WKA) in Hessen“. Ebenfalls von der Entscheidung des EuGH seien § 35 Abs. 5 Satz 2 BauGB und § 44 Abs. 5 Satz 3 Nr. 1 BNatSchG betroffen, welche im zeitlichen Geltungsbereich der RL 2001/42/EG geändert worden seien.

Denn auch gesetzliche Regelungen unterfielen der RL 2001/42/EG.

Auch dieser Vortrag rechtfertigt eine Anordnung der aufschiebenden Wirkung nach den genannten Maßstäben nicht. Der Senat hat bereits in seinem Beschluss vom 27.01.2022 (Hessischer VG, Beschluss vom 27.01.2022 – 3 B 1209/21 –, ZNER 2022, 169; juris ab Rdnr. 23) wie folgt ausgeführt: [...]

Daran hält der Senat auch in Ansehung der Ausführungen des Antragstellers in seinem Schriftsatz vom 22.02.2022 weiterhin fest.

In demselben Beschluss hat der Senat zugleich Stellung bezogen zu der vom Antragsteller aufgerufenen Problematik des durch den Betrieb von Windenergieanlagen verursachten Infraschalls oder anderer Schallereignisse und deren Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit. Hierzu hat der Senat ausgeführt (a. a. O. Rdnr. 37):

„Der Genehmigung stehen auch im Hinblick auf Infraschall und tieffrequentem Schall nicht die Schutz- und Vorsorgepflichten aus § 5 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 BImSchG oder Art. 2 Abs. 1 Satz 2 GG entgegen. Das Vorbringen einschließlich der Vorlage zahlreicher Unterlagen zu durch den Betrieb von Windenergieanlagen verursachten Infraschall oder anderen Schallereignissen und deren Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit veranlasst den Senat nicht, im einstweiligen Rechtsschutzverfahren die bisher von der Rechtsprechung vertretene Auffassung in Frage zu stellen, wonach Infraschall – wie auch tieffrequenter Schall – durch Windenergieanlagen im Allgemeinen unterhalb der Wahrnehmungsschwelle des menschlichen Gehörs liegt und nach dem bisherigen Stand wissenschaftlicher Erkenntnisse grundsätzlich nicht zu Gesundheitsgefahren führt (z. B. OVG Nordrhein-Westfalen, Urteil vom 05.10.2020 – 8 A 894/17 –, ZNER 2020, 558; juris Rdnr. 238 m. w. N. aus der Rechtsprechung; Hessischer VG, Beschluss vom 06.11.2018 – 9 B 765/18 –, ZNER 2019, 46; juris Rdnr. 58).“

Nicht dargelegt ist, ob sich vorliegend überhaupt Immissionsorte im kritischen Abstand befinden.

Der Antragsteller hat die Kosten des Verfahrens zu tragen (§ 154 Abs. 1 VwGO). Ihm sind auch die außergerichtlichen Kosten der Beigeladenen aufzuerlegen, da diese einen Antrag gestellt und somit am Kostenrisiko teilgenommen hat (§§ 154 Abs. 3, 162 Abs. 3 VwGO).

Die Streitwertfestsetzung beruht auf §§ 53 Abs. 2 Nr. 2 i. V. m. 52 Abs. 1 des Gerichtskostengesetzes (GKG) i. V. m. den Nrn. 1.2, 1.5 Satz 1, 19.2 i. V. m. 2.2.2 der Empfehlung des Streitwertkatalogs 2013 für die Verwaltungsgerichtsbarkeit in der Fassung der am 31.05./01.06.2012 und am 18.07.2013 beschlossenen Änderungen (abgedruckt in Kopp/Schenke, VwGO, 27. Aufl. 2021, Anhang zu § 164) und berücksichtigt einen Wert je Windenergieanlage von 15.000 Euro, welcher im Hinblick auf den vorläufigen Charakter der angestrebten Entscheidung um die Hälfte zu reduzieren ist. Der Senat ändert damit seine bisherige Rechtsprechung (z. B. Hess. VG, Beschluss vom 27.01.2022 – 3 B 1209/21 –, ZNER 2022, 169; juris) und folgt der des Bundesverwaltungsgerichts und der vom Bundesverwaltungsgericht in Bezug genommenen Rechtsprechung des OVG Nordrhein-Westfalen (BVerwG, Beschluss vom 26.09.2019 – 7 C 5/18 –, ZNER 2020, 43; OVG Nordrhein-Westfalen, Beschluss vom 28.03.2017 – 8 E 928/16 –, juris), wonach jede Windenergieanlage einen eigenständigen Streitgegenstand bildet und von sich aus eine Betroffenheit auslösen kann. Die Höhe des Streitwerts ist dabei grundsätzlich auf 60.000,00 Euro in Klageverfahren und auf 30.000,00 Euro in vorläufigen Rechtsschutzverfahren zu begrenzen, damit die Höhe der Verfahrenskosten nicht von vornherein rechtsschutzhemmend wirkt und die Kosten nicht außer Verhältnis stehen zu dem wirtschaftlichen Wert, den das Verfahren für die antragstellende Partei hat.

Dieser Beschluss ist unanfechtbar (§ 152 Abs. 1 VwGO, §§ 68 Abs. 1 Satz 5, 66 Abs. 3 Satz 3 GKG).

Zu den rechtlichen Wirkungen einer Verlängerung nach § 18 Abs. 3 BImSchG für bislang in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung eingeschlossene Genehmigungen

VGH Kassel, B. v. 26.01.2022 – 4 B 2279/21.T

§ 18 Abs. 3 BImSchG; § 12 Abs. 2, § 12 Abs. 6 HWaldG; § 24, § 80 Abs. 5, § 80a Abs. 3 VwGO

Die in einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung eingeschlossene Rodungsgenehmigung für die Anlagenstandorte wird mit einer Verlängerung nach § 18 Abs. 3 BImSchG nicht (automatisch) mitverlängert. Sofern die Rodungsgenehmigung zum Zeitpunkt der Verlängerung der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung abgelaufen ist, muss die Rodungsgenehmigung durch die Fachbehörde, in Hessen durch die Obere Forstbehörde, nach dem Fachrecht, in Hessen nach dem Hessischen Waldgesetz, verlängert oder neu erteilt werden.

(amtl. Ls.)

Aus den Gründen:

[1] Der im Rahmen des Eilverfahrens zusätzlich gestellte Antrag des Antragstellers auf Erlass einer Zwischenregelung hat

nach der im Eilverfahren gebotenen summarischen Prüfung des Sachstandes im tenorierten Umfang Erfolg.

[2] Eine Zwischenentscheidung in Verfahren nach § 80a Abs. 3 i. V. m. Abs. 1 Nr. 2 VwGO dient dazu, Dritten effektiven Rechtsschutz nach Art. 19 Abs. 4 GG zu gewährleisten. Das Gericht kann auf Antrag des Dritten, hier einer anerkannten Vereinigung nach § 3 UmwRG, gegen den an einen anderen gerichteten, diesen begünstigenden Verwaltungsakt, einstweilige Maßnahmen zur Sicherung der Rechte des Dritten treffen.

[3] Eine Zwischenentscheidung vor der Entscheidung des Senats über den Antrag gemäß § 80a VwGO ist angezeigt, da die vollständigen Behördenakten dem Senat noch nicht vorliegen und die Beigeladene im Hinblick auf das ihr nur bis zum 28. Februar 2022 eingeräumten Rodungszeitfensters mit Schriftsatz vom 25. Januar 2022 ein „vitales Interesse“ an einem baldigen Beginn der Rodungsarbeiten an den Flächen der Anlagenstandorte erklärt hat.

[4] Die im Genehmigungsbescheid vom 17. März 2017 eingeschlossene Rodungsgenehmigung für die Rodung der Flächen an den Anlagestandorten ist erloschen und durch die mit Bescheid vom 2. Februar 2021 gemäß § 18 Abs. 3 BImSchG erfolgte zweite Fristverlängerung auch nicht „mitverlängert“ worden.

[5] Streitgegenstand des Eilverfahrens ist die Gewährung einstweiligen Rechtsschutzes gegen den immissionsschutzrechtlichen Bescheid des Regierungspräsidiums Kassel vom 2. Februar 2021, mit dem gemäß § 18 Abs. 3 BImSchG die in seinem Genehmigungsbescheid vom 17. März 2017 gesetzte Frist für den Beginn der Errichtung und die Inbetriebnahme von drei Windkraftanlagen (WKA 4, 5 und 6) in der Gemarkung H. zum zweiten Mal verlängert wird. In der Genehmigung vom 17. März 2017 ist in „IV. Nebenbestimmungen gemäß § 12 BImSchG“ unter Nr. 1.2 geregelt, dass die Genehmigung erlischt, wenn nicht innerhalb von zwei Jahren nach Vollziehbarkeit des Genehmigungsbescheids mit der Errichtung der Anlage begonnen oder diese nicht innerhalb von drei Jahren nach Vollziehbarkeit in Betrieb genommen wird; die Fristen können auf Antrag verlängert werden. Das Regierungspräsidium verlängerte mit Bescheid vom 20. Februar 2019 (erste Fristverlängerung) zunächst die zweijährige Frist für den Beginn der Errichtung der Anlagen bis zum 17. September 2021 und mit der streitgegenständlichen zweiten Fristverlängerung vom 2. Februar 2021 diese bis zum 17. März 2023.

[6] Zum Zeitpunkt des Beginns des Zeitraums der streitgegenständlichen zweiten Fristverlängerung (18. September 2021) war die in dem Bescheid vom 17. März 2017 eingeschlossene Genehmigung zur Rodung der Flächen an den Anlagestandorten unter Zugrundelegung der aktuellen Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts im Urteil vom 21. Januar 2021 (7 C 9.19 –, juris, Rdnr. 40) bereits erloschen und mit dem immissionsschutzrechtlichen Bescheid vom 2. Februar 2021 über die zweite Fristverlängerung entgegen der Auffassung des Antraggegners auch nicht – wegen angenommener fehlender Eigenständigkeit – mitverlängert worden.

[7] Im Genehmigungsbescheid des Regierungspräsidiums Kassel vom 17. März 2017 werden unter „II. Eingeschlossene Genehmigungen“ (dritter Spiegelstrich) zutreffend unter Zugrundelegung von § 13 BImSchG u. a. die Genehmigungen zur Rodung an den Anlagenstandorten zum Zwecke einer vorübergehenden Nutzungsänderung gemäß § 12 Abs. 2 Nr. 2 HWaldG aufgeführt. Im „Anhang: Hinweise“ der Genehmigung wird unter Nr. 15 „Hinweis zum Forstrecht“ am Ende ausgeführt, dass die Genehmigung zur Rodung mit dem Ziel

der Nutzungsänderung nach § 12 HWaldG nach § 12 Abs. 6 HWaldG auf die Dauer von zwei Jahren befristet ist.

[8] Die im Genehmigungsbescheid vom 17. März 2017 eingeschlossene Rodungsgenehmigung für die Flächen an den Anlagenstandorten war damit zwei Jahre nach Bekanntgabe des Bescheids bereits wegen Fristablaufs erloschen.

[9] Nach der Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts (Urteil vom 21. Januar 2021 – 7 C 9.19 –, juris, Rdnr. 40), der der Senat folgt, wird mit der Regelung des § 13 BImSchG lediglich eine verfahrensrechtliche Konzentration angeordnet; für die in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung enthaltenen behördlichen Entscheidungen bleibt jedoch das jeweilige Fachrecht und für den Gesetzesvollzug die jeweilige Fachbehörde zuständig. Auch das Erlöschen der eingeschlossenen Genehmigungen und sonstigen Entscheidungen richte sich nicht nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz, sondern nach dem einschlägigen Fachrecht. Der hierin zum Ausdruck kommenden rechtlichen Selbständigkeit der eingeschlossenen Genehmigungen sei auch im Rahmen der Verlängerungsprüfung Rechnung zu tragen. Die rechtlichen Voraussetzungen der in die immissionsschutzrechtliche Genehmigung eingeschlossenen Genehmigungen seien daher im Verlängerungsverfahren nicht erneut zu prüfen. Im Rahmen der kursorisch durchzuführenden Prüfung könne lediglich von Belang sein, ob die eingeschlossenen Genehmigungen noch fortbeständen.

[10] Die im Genehmigungsbescheid vom 17. März 2017 eingeschlossenen Rodungsgenehmigungen konnten zwar vor Ablauf der in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung vom 17. März 2017 gesetzten – hier zweijährigen – Frist für den Beginn der Errichtung der Anlagen nicht erlöschen (vgl. nur Landmann/Rohmer, Umweltrecht, § 18 BImSchG, Rdnr. 45). Nach Ablauf dieser in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung vom 17. März 2017 gesetzten Frist richtet sich die weitere Fortgeltung der Rodungsgenehmigung dann aber allein nach dem Fachrecht und diese Frist ist nach dem Waldgesetz abgelaufen. Nach § 12 Abs. 6 HWaldG erlischt die Genehmigung zur Rodung, wenn die Waldumwandlung nicht innerhalb von zwei Jahren oder einer hiervon abweichenden, in der Genehmigung festgesetzten Frist durchgeführt worden ist. Diese zwei Jahre sind längst verstrichen. Eine von der Zweijahresfrist abweichende Frist ist – wie oben bereits dargestellt – im Genehmigungsbescheid vom 17. März 2017 nicht festgesetzt worden, vielmehr wurde auf die gesetzliche Frist im Anhang der Begründung des Bescheids gesondert hingewiesen.

[11] Die Genehmigung zur Rodung der Flächen an den Anlagenstandorten bestand damit zu Beginn des Zeitraums der streitgegenständlichen zweiten Fristverlängerung gemäß § 18 Abs. 3 BImSchG für den Beginn der Errichtung der Anlagen (18. September 2021 bis 17. März 2023) nicht fort, sondern war bereits erloschen.

[12] Mit der Verlängerung der im Genehmigungsbescheid vom 17. März 2017 gesetzten zweijährigen Frist für den Beginn der Errichtung der Anlagen werden die im Genehmigungsbescheid eingeschlossenen Rodungsgenehmigungen nicht (automatisch) mitverlängert. Denn die Verlängerungsentscheidung nach § 18 Abs. 3 BImSchG bestätigt weder die Vereinbarkeit des Vorhabens mit dem geltenden Recht noch ermöglicht sie dem Projektträger die Verwirklichung seines Vorhabens. Dies erfolgt vielmehr allein durch die Genehmigungserteilung als solche, nicht aber durch die Fristverlängerung. Die Verlängerungsentscheidung modifiziert lediglich eine Nebenbestimmung der Zulassungsentscheidung – nämlich deren Befristung – und verhindert so das Erlöschen der Genehmigung, stellt dagegen aber keine Neuerteilung derselben dar (vgl. Ap-

pel in: Appel/Ohms/Saurer, BImSchG, 1. Aufl. 2021 § 18, Rdnr. 23 m. w. N.).

[13] Der Antragsgegner hatte für die erfolgte zweite Verlängerung der im immissionsrechtlichen Genehmigungsbescheid gesetzten Frist für den Beginn der Errichtung der Anlagen für den Zeitraum 18. September 2021 bis 17. März 2023 neben den in § 18 Abs. 3 BImSchG aufgeführten Voraussetzungen nur den Fortbestand (und nicht die rechtlichen Voraussetzungen) der im immissionsrechtlichen Genehmigungsbescheid vom 17. März 2017 eingeschlossenen Genehmigungen, wie auch die zur Rodung der Flächen an den Anlagestandorten, zu prüfen. Das Regierungspräsidium ist bei dieser Prüfung – ausweislich der vorgelegten Aktenauszüge der Behördenakten – wohl wie die Beigeladene davon ausgegangen, dass mit einer Verlängerung der Frist für den Beginn der Errichtung der Anlagen nach § 18 Abs. 3 BImSchG zugleich auch die im Genehmigungsbescheid eingeschlossenen Genehmigungen verlängert würden, da diese mangels rechtlicher Eigenständigkeit weiter inkludiert blieben und die fachrechtlichen Bestimmungen zum Erlöschen und zur Verlängerung keine Anwendung fänden. Diese – unter Berücksichtigung der zitierten aktuellen Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts – unzutreffende Annahme einer rechtlichen Unselbständigkeit der Rodungsgenehmigung hat zur Folge gehabt, dass die – inzwischen abgelaufene – im Genehmigungsbescheid eingeschlossene Genehmigung zum Roden der Flächen an den Anlagenstandorten von der Fachbehörde auch nicht verlängert bzw. neu erteilt worden ist.

[14] Da eine Genehmigung zur Rodung der Flächen an den Anlagenstandorten aktuell nicht (mehr) vorliegt, muss vor Beginn der von der Beigeladenen beabsichtigten Rodung dieser Flächen erst eine entsprechende Rodungsgenehmigung durch die Fachbehörde, also hier durch die Obere Forstbehörde (§ 24 Abs. 4 Nr. 1 HWaldG), nach den Vorgaben des Hessischen Waldgesetzes erteilt werden.

[15] Dieser Beschluss ist unanfechtbar (§ 152 Abs. 1 VwGO).

Nachbarklage gegen Windenergieanlage: Feststellungswirkung des Vorbescheides; Einzelfragen zum Immissionsschutz

OVG Koblenz, U. v. 13.12.2021 – 1 C 10147/21.OVG

§ 34, § 34 Abs. 2 BauGB; § 5, § 5 Abs. 1, § 5 Abs. 1 Nr. 1, § 6, § 6 Abs. 1, § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG

1. Der immissionsschutzrechtliche Vorbescheid stellt keine materielle Genehmigung der Anlage oder eines Anlagenteils dar, welche später in die Vollgenehmigung „in-korporiert“ wird, sondern entfaltet als eigenständiger und von der späteren Genehmigung rechtlich zu trennender Bescheid lediglich eine Feststellungswirkung hinsichtlich der beschiedenen Genehmigungsvoraussetzungen bzw. der Unbedenklichkeit eines Standortes. Diese Feststellung bindet sodann die Genehmigungsbehörde dergestalt, dass diese, soweit es um den feststellenden Inhalt des Vorbescheides geht, hiervon in ihren Wertungen und Entscheidungen nicht zu Lasten des Antragstellers abweichen darf.

2. Die Zielfestsetzungen Z 163 g und Z 163 h des Landesentwicklungsprogramms (LEP IV) entfalten keine nachbarschützende Wirkung (vgl. a. bereits Urteil vom 31. März 2021 – 1 A 10858/20.OVG –, juris, Rn. 30).

3. Wird der maßgebliche Immissionsrichtwert in der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung zutreffend festgesetzt und regelt diese zudem den zulässigen Schalleistungspegel einer Windenergieanlage, so kommt eine Rechtsverletzung Dritter insoweit nur dann in Betracht, wenn die Emissionen der Anlage in der genehmigten Betriebsweise eine Einhaltung des zutreffend festgesetzten Beurteilungspegels entweder von vorneherein erst gar nicht erwarten lassen oder aber deren Überwachung in der Praxis mit Schwierigkeiten einherginge, aufgrund derer es dem Dritten nicht zugemutet werden kann, zur Wahrung seiner Rechte hierauf verwiesen zu werden.

4. Zur Mittelwertbildung im Rahmen der Immissionsprognose bei Vorliegen mehrerer Messergebnisse.

5. Zur Übertragbarkeit vorliegender Messergebnisse auf Windenergieanlagen mit größerer Nabenhöhe.

6. Zur Bedeutung des sog. „Interimsverfahrens“ im rheinland-pfälzischen Genehmigungsverfahren.

7. Eine „spartenübergreifende“ Summation verschiedener Immissionen ist dem geltenden Recht grundsätzlich fremd; etwas Anderes kommt nur dann in Betracht, wenn ein Schutzgut infolge der Summation über die Grenzen des von Verfassungs wegen hinzunehmenden Maßes hinaus schwer und unerträglich betroffen würde (wie BayVGH, Beschluss vom 9. Mai 2016 – 22 ZB 15.2322 –, juris, Rn. 61). (amtl. Ls.)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-310-1]

„Windmühle gegen Windmühle“ im Denkmalrecht

OVG Lüneburg, B. v. 21.04.2022 – 12 MS 188/21

§ 7 Abs. 2 Nr. 2b, § 8 NDSchG

Eine unter dem Aspekt des Schallschutzes vom Vorhabenträger vorgegebene Rangfolge unter mehreren WEA ist auch unter denkmalschutzrechtlichem Blickwinkel zu übernehmen.

Bei der Prüfung, ob das Erscheinungsbild eines Kulturdenkmals durch die Errichtung von WEA in seiner Umgebung beeinträchtigt würde, ist nicht ausschließlich maßgeblich, welche Sicht auf das Denkmal sich dem Betrachter tatsächlich bietet, sondern es müssen ggf. auch die Möglichkeiten untersucht werden, durch einen „Freischnitt“ des Denkmals einen es abschirmenden, aber denkmalwidrigen Bewuchs zu entfernen.

Lässt die Errichtung einer WEA in der Umgebung eines Kulturdenkmals erwarten, dass sie dessen Erscheinungsbild beeinträchtigen wird, kann sie nur genehmigt werden, wenn eine nachvollziehende Abwägung Folgendes ergibt: Das öffentliche Interesse am Einsatz erneuerbarer Energien überwiegt das Interesse am unveränderten Erscheinungsbild des betroffenen Kulturdenkmals in der Weise, dass es eine Zweck-Mittel-Relation als verhältnismäßig rechtfertigt, durch die der erreichbaren Stromproduktion gegenüber dem Rang und Beeinträchtigungsgrad des betroffenen Kulturdenkmals am geplanten Standort der Vorzug gegeben

wird, ohne dabei den Gesichtspunkt der Standortalternative auszublenken.

Bei WEA, die nicht als Nebenanlagen geplant sind, sondern allgemein der Stromerzeugung dienen, hat sich die denkmalrechtliche Standortalternativenprüfung grundsätzlich auf das Gebiet des jeweiligen Trägers der Regionalplanung zu erstrecken.

(amtl. Ls.)

Zum Sachverhalt:

I.

Der Antragsteller ist eine rechtsfähige und nach § 3 UmwRG bundesweit anerkannte Umweltvereinigung.

Er begehrt im vorliegenden (durch Abtrennung von dem unter dem Aktenzeichen 12 MS 97/21 geführten Rechtsstreit entstandenen und von mehrfachen Vorhaben- und Antragsänderungen betroffenen) Verfahren (jetzt wieder), ihm vorläufigen Rechtsschutz gegen die Vollziehbarkeit einer immissionschutzrechtlichen Genehmigung vom 31. Juli 2020 zu gewähren, gegen die er am 17. August 2020 Widerspruch erhoben hat.

Durch diese Genehmigung (Az.:) sind der Beigeladenen zu 1) – unter Anordnung der sofortigen Vollziehung – die Errichtung und der Betrieb einer Windenergieanlage (WEA) als der Bauabschnitt „I. I“ des Windparks „I.“ genehmigt worden. Der Bauabschnitt „I. I“ bildet zugleich den 2. Bauabschnitt eines aus den Windparks „I.“ und „J.“ bestehenden größeren Bauprojekts. Die übrigen vier Bauabschnitte dieses Bauprojekts von insgesamt 10 WEA – möglicherweise eine Windfarm im Sinne des § 2 Abs. 5 UVPG (so auch der Antragsgegner am Ende des ersten Absatzes unter 6. auf der S. 39 des Genehmigungsbescheides vom 31.7.2020) – sind im hiesigen Eilverfahren nicht streitgegenständlich. Sie setzen sich aus drei Anlagen des Bauabschnitts „I. II“ (= 5. Bauabschnitt), die ebenfalls die Beigeladene verwirklichen will (vgl. Nds. OVG, Beschl. v. 15.12.2021 – 12 MS 97/21 –, ZNER 2022, 85; BauR 2022, 475, hier zitiert nach juris), und sechs Anlagen des Windparks „J.“ zusammen, den in drei weiteren Bauabschnitten (1. Bauabschnitt = WEA „BWP 02, BWP 03, BWP 04 und BWP 05“, 3. Bauabschnitt „BWP 01“ und 4. Bauabschnitt WEA „BWP 06“) die Bürgerwindpark J. K. bereits errichtet hat (vgl. Nds. OVG, Beschl. v. 24.9.2021 – 12 ME 45/21 –, ZNER 2021, 671; BauR 2022, 76 ff., hier zitiert nach juris, Rnrm. 2 ff.).

Die Genehmigung für den – hier nicht streitgegenständlichen, aber in der Reihenfolge vorhergehenden – 1. Bauabschnitt (Az.:) des größeren Bauprojektes betrifft (als gemeinsame Anlage im Sinne des § 1 Abs. 3 der 4. BImSchV) die vier WEA „BWP 02 bis 05“ (Typ: GE 3.6-137; Nabenhöhe: 164,5 m, Rotordurchmesser: 137 m; Nennleistung: 3.600 kW) auf den Flurstücken L. (BWP 02), M. (BWP 03), N. (BWP 04) und O. 1 (BWP 05) der Flur P. der Gemarkung Q.. Das schalltechnische Gutachten vom 11. Dezember 2019, das zu den Antragsunterlagen der – hier streitgegenständlichen – WEA „A. 01“ zählt, berücksichtigt unter den dortigen Bezeichnungen „W2 bis W4“ neben diversen vorhandenen Anlagen auch die vier WEA „BWP 02 bis 05“ des 1. Bauabschnitts des Windparks „J.“ als Teil der Vorbelastung.

Die Genehmigung der WEA „A. 01“ hat in ihrer Ursprungsfassung vom 31. Juli 2020 die Errichtung und den Betrieb einer Anlage des Typs R. V162-5.6 MW mit Schalenstahlrohrturm (Nabenhöhe: 166,5 m, zzgl. 3 m Fundamenthöhung; Rotordurchmesser: 162 m; Gesamthöhe 250 m; Nennleistung: 5.600 kW) zum Gegenstand, und zwar auf dem Flurstück S. der Flur T. der Gemarkung Q.. Dieser Standort liegt in etwa mittig zwischen den Ortschaften Q. und I., auf Höhe deren nördlicher

Siedlungsgrenzen, unweit südöstlich einer verlassenen Ziegelei (vgl. zur Lage im Einzelnen: Bl. 169 GA = 268 GA, die Abbildungen [Abb.] 2 und 3 auf den S. 5 f. der Projektbeschreibung, 374 ff. [378], sowie das einschlägige „Gebietsblatt“ des Anhangs zu der Begründung des Regionalen Raumordnungsprogramm für den Landkreis Uelzen 2019 – RROP 2019.

Der Standort der WEA „A. 01“ befindet sich innerhalb des Vorrang- und Eignungsgebiets Windenergienutzung „I.“ (vormals Potentialfläche Nr. 43 „I.“), dessen Festlegung durch das RROP 2019 allerdings infolge des rechtskräftigen Normenkontrollurteils des beschließenden Senats vom 8. Februar 2022 – 12 KN 51/20 – (juris) inzwischen allgemeinverbindlich (§ 47 Abs. 5 Satz 2 Halbsatz 2 VwGO) als unwirksam zu betrachten ist.

Auf eine entsprechende Änderungsanzeige (§ 15 BImSchG), die eine Änderung des Turmtyps der WEA „A. 01“ und die Verlegung einer Ausgleichsfläche zum Gegenstand hatte, erteilte der Antragsgegner unter dem 14. Januar 2021 der Beigeladenen zu 1) eine Freistellungserklärung (Az.:) für diese beiden Änderungen (letzte Seiten in BA 5).

Unter dem 3. Mai 2021 erging sodann eine Baugenehmigung (Az.:) des Antragsgegners, die der Beigeladenen zu 1) gestattete, eine Änderung des Turmtyps vom ursprünglich genehmigten Schalenstahlrohrturm (LDST) in einen Beton-Hybridturm (CHT) mit einer Nabenhöhe von 169 m (nun aber ohne Fundamenthöhung) vorzunehmen sowie die Ausgleichsfläche M2 zu verlegen. Die WEA des Typs V-162 kommen nach Angaben des Herstellers in beiden Varianten, also entweder mit Schalenstahlrohrturm oder mit Beton-Hybrid-Turm zur Ausführung. Grund für die Verlegung der Ausgleichsfläche war nach den Angaben der Beigeladenen zu 1) in der Änderungsanzeige vom 30. November 2020, dass die Umsetzung der Ausgleichsmaßnahmen M1 und M2 deshalb nicht mehr auf dem dafür bislang vorgesehenen Flurstück U., Flur P., Gemarkung I., erfolgen sollte, weil dem „privatrechtliche Hindernisse“ entgegenstanden.

Auf einen Änderungsantrag (§ 16 BImSchG) der Beigeladenen zu 1) vom 7. Mai 2021 und eine unter dem 20. September 2021 verfasste Anzeige des Wechsels der Vorhabenträgerin von der Beigeladenen zu 1) zu der Beigeladenen zu 2) erteilte der Antragsgegner schließlich am 11. November 2021 den immissionschutzrechtlichen Änderungsbescheid (Az.:), der es der Beigeladenen zu 2) erlaubte, zur Leistungserhöhung anstelle einer Anlage des Typs R. V162-5.6 MW (CHT) eine solche des Typs V162-6.0 MW (CHT) auf den Flurstücken V. und S. der Flur T., der Gemarkung Q. zu errichten und zu betreiben.

Am 28. Juni 2021 hat der Antragsteller den Rechtsweg beschritten und am 1. Juli 2021 auf einen (in Unkenntnis der weiteren ergangenen Bescheide erteilten) richterlichen Hinweis beantragt, die aufschiebende Wirkung seines Widerspruchs vom 17. August 2020 gegen die Genehmigung vom 31. Juli 2020 anzuordnen.

Unter dem 8. Februar 2022 hat der Antragsteller auch gegen den immissionschutzrechtlichen Änderungsbescheid vom 11. November 2021 Widerspruch erhoben und diesen Änderungsbescheid in das laufende Widerspruchsverfahren gegen die Ursprungsfassung der Genehmigung einbezogen. Er hat zugleich beantragt, die aufschiebende Wirkung seines Widerspruchs gegen die Genehmigung der A.01 vom 31. Juli 2020 in der Form des Änderungsbescheides vom 11. November 2021 anzuordnen.

Die Beigeladene zu 2) hat jedoch am 1. April 2022 gegenüber dem Antragsgegner einen Verzicht auf die Freistellungserklärung vom 14. Januar 2021, die Baugenehmigung vom 3. Mai 2021 und die immissionschutzrechtliche Änderungsgenehmigung vom 11. November 2021 erklärt.

Der Berichterstatter hat durch Einholung sachverständiger amtlicher Auskünfte des Niedersächsischen Amtes für Denkmalpflege Beweise erhoben. Wegen der Beweisthemen wird auf die (Beweis-)Beschlüsse vom 18. Januar 2022, 9. Februar 2022 und 25. Februar 2022 verwiesen. Hinsichtlich der Beweisergebnisse wird auf die Auskünfte der Behörde vom 21. Februar 2022 und vom 7. März 2022 Bezug genommen. Dem Gericht liegen außerdem die Privatgutachten des Dr. W. vom 7. Februar 2022 sowie des Dr. X. vom 8. Februar 2022, 28. März 2022 und 1. April 2022 (Bl. 321 ff. GA zu 12 MS 97/21) vor. [...]

II.

Aus den Gründen:

Der Antrag des Antragstellers auf Anordnung der aufschiebenden Wirkung seines Widerspruchs gegen die Genehmigung für den Bauabschnitt „I. I“ vom 31. Juli 2020 zur Errichtung und zum Betrieb der WEA „A. 01“ ist zulässig (1., 2.) und begründet (3.).

1. Der Antragsteller ist als anerkannter Umweltverband (§ 3 UmwRG) gemäß § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1, Nr. 2 und Nr. 3 Buchst. a) UmwRG antragsbefugt, da er in dem Verfahren über den Antrag auf Erteilung der angefochtenen Genehmigung vom 31. Juli 2020 zur Beteiligung berechtigt war sowie geltend macht, diese Genehmigung widerspreche als Entscheidung nach § 1 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 Buchst. a) UmwRG solchen Rechtsvorschriften, die für die Entscheidung von Bedeutung sein könnten, und berühre ihn in seinem satzungsgemäßen Aufgabenbereich der Förderung der Ziele des Umweltschutzes.

2. Im Hinblick darauf, dass dem Widerspruch des Antragstellers – wenn auch nur als Folge der vor dem Inkrafttreten des § 63 BImSchG n. F. bekanntgegebenen Anordnung der sofortigen Vollziehung des Genehmigungsbescheides durch den Antragsgegner – bereits keine aufschiebende Wirkung mehr zukam, begehrt der Antragsteller zu Recht die Anordnung (vgl. §§ 80a Abs. 3 Satz 1, 80 Abs. 5 Satz 1 Halbsatz 1 VwGO), nicht die Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung seines Rechtsbehelfs (vgl. Nds. OVG, Beschl. v. 24.9.2021 – 12 ME 45/21 –, ZNER 2021, 671; BauR 2022, 76 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 73).

3. Nach derzeitigem Sachstand ist davon auszugehen, dass das Interesse des Antragstellers an der aufschiebenden Wirkung seines Widerspruchs die Vollzugsinteressen der Beigeladenen und der Öffentlichkeit überwiegt. Denn der Widerspruch des Antragstellers gegen die Genehmigung vom 31. Juli 2020 für den Bauabschnitt „I. I“ – d. h. für Errichtung und Betrieb der WEA „A. 01“ – ist voraussichtlich zulässig und wahrscheinlich auch begründet (a bis e).

Hinsichtlich der Zulässigkeit des Widerspruchs gelten die obigen Ausführungen unter II. 1. entsprechend. Die Widerspruchsfrist des § 70 Abs. 1 Satz 1 VwGO wurde ebenfalls eingehalten.

Der Widerspruch dürfte gemäß § 2 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 und Satz 2 UmwRG begründet sein, weil er sich gegen eine Entscheidung nach § 1 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 Buchst. a) UmwRG richtet (a), die wahrscheinlich gegen Rechtsvorschriften verstößt, die für diese Entscheidung von Bedeutung sind (b), und Belange berührt, die zu den Zielen gehören, die der Antragsteller nach seiner Satzung fördert (c), und weil außerdem bei der angefochtenen Genehmigungsentscheidung eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung bestanden hat (d).

a) Die angefochtene Genehmigung für die umstrittene WEA „A. 01“ ist eine Entscheidung nach § 1 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 Buchst. a) UmwRG, weil nach § 7 UVPG oder – dies mag hier offenbleiben – nach dem § 9 i. V. m. § 7 UVPG jeweils i. V. m.

Nr. 1.6.2 der Anlage 1 (Liste „UVP-pflichtige Vorhaben“) aufgrund einer allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung bestehen konnte.

b) Die Genehmigung für die WEA „A. 01“ dürfte gegen § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG i. V. m. § 8 Satz 1 und Satz 3 i. V. m. § 7 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) NDSchG verstoßen, die für die Genehmigungsentscheidung von Bedeutung sind.

Auf der Grundlage der überzeugenden Ausführungen des Niedersächsischen Landesamtes für Denkmalpflege in dessen amtlicher Auskunft vom 21. Februar 2022 unterliegt es für den beschließenden Senat keinem Zweifel, dass die Y. Mühle (die letzte im Gebiet des Antragsgegners vorhandene denkmalgeschützte Windmühle) wegen ihrer geschichtlichen Bedeutung aufgrund des Zeugnis- und Schauwertes für die Wirtschafts- und Technikgeschichte, aufgrund ihrer ortsgeschichtlichen Bedeutung und wahrscheinlich auch infolge ihrer städtebaulichen Bedeutung, die von prägendem Einfluss auf das Landschaftsbild ist, als Einzelbaudenkmal (§ 3 Abs. 2 NDSchG) eingeordnet werden muss, an dessen Erhalt ein öffentliches Interesse besteht.

§ 8 Satz 1 NDSchG schützt das Erscheinungsbild eines solchen Baudenkmals, also die Wirkung des Baudenkmals in seiner Umgebung und die Bezüge zwischen dem Baudenkmal und seiner Umgebung (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, ZNER 2017, 227; RdL 2017, 213 ff. hier zitiert nach juris, Rn. 90 ff., m. w. N.). Eine Beeinträchtigung liegt vor, wenn die jeweilige schutzbegründende Wirkung des Baudenkmals, die es als Kunstwerk, als Zeuge der Geschichte oder als bestimmendes städtebauliches Element auf den Beschauer ausübt, geschmälert wird. Hinzutretende bauliche Anlagen müssen sich an dem Maßstab messen lassen, den das Denkmal gesetzt hat, und dürfen es nicht gleichsam erdrücken, verdrängen, übertönen oder die gebotene Achtung gegenüber den Werten außer Acht lassen, welche dieses Denkmal verkörpert.

Beeinträchtigungen des Erscheinungsbildes eines Baudenkmals können insbesondere dadurch eintreten, dass ein notwendiger Abstand zwischen dem Denkmal und Windenergieanlagen nicht vorhanden ist und/oder eine Windenergieanlage zu einer verfälschten Wahrnehmung der Dimensionen des Baudenkmals führt.

Bei der Beurteilung der Frage, ob das hiesige Baudenkmal, die Y. Mühle, in seinem Erscheinungsbild durch die hier umstrittene WEA „A. 01“ des Windparks „I.“ erheblich beeinträchtigt wird, ist die Vorbelastung des Denkmals durch die vier genehmigten WEA „BWP 02 bis 05“ des Windparks „I.“ zu berücksichtigen. Es ist deshalb bei der Prüfung der Frage, ob die WEA „A. 01“ zugelassen werden darf, ggf. als Vorfrage festzustellen, ob – und bejahendenfalls in welchem Ausmaß – sich bereits aus den vier WEA „BWP 02 bis 05“ Beeinträchtigungen des Erscheinungsbildes der Y. Mühle ergeben und ob vor diesem Hintergrund noch Raum für die Zulassung eines weiteren gleichartigen Vorhabens, nämlich der WEA „A. 01“, bleibt (vgl. Bay. VGH, Urt. v. 25.6.2013 – 22 B 11.701 –, ZUR 2013, 623 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 48). Diese Priorisierung entspricht der Reihenfolge der fünf Bauabschnitte des gesamten Projektes. Denn mit dieser Reihenfolge ist hier deshalb eine auch materielle Rangfolge der Anlagen dieser Bauabschnitte verbunden, weil sich eine solche aus den von den Vorhabenträgern selbst vorgelegten schalltechnischen Gutachten und den diesen dann folgenden immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen ableitet. In diesen schalltechnischen Gutachten werden nämlich (lediglich) die WEA der jeweils in der Reihenfolge früheren Bauabschnitte des gesamten Projektes als Vorbelastung – und damit als prioritär – berücksichtigt. Die Priorisierung von WEA kann aber nur einheitlich erfolgen und

muss deshalb unter denkmalschutzrechtlichem Blickwinkel in gleicher Weise vorgenommen werden wie unter dem Aspekt des Schallschutzes.

Der niedersächsische Landesgesetzgeber hat die Zulassung von Vorhaben, die ein Denkmal („einfach“ oder erheblich) beeinträchtigen, nach § 8 Satz 3 i. V. m. § 7 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) NDSchG an das zusätzliche strenge Erfordernis gebunden, dass nicht nur das erforderliche öffentliche Interesse – hier am Einsatz erneuerbarer Energien – das Interesse an der unveränderten Erhaltung des Kulturdenkmals überwiegen muss, sondern, dass es den Eingriff zwingend verlangt. Das letztgenannte Tatbestandsmerkmal ist nicht im Wege teleologischer Reduktion außer Betracht zu lassen. Vielmehr ist in der Rechtsprechung des beschließenden Gerichts (Urt. v. 25.6.1986 – 6 A 129/84 –, BRS 46, Nr. 157, S. 346 ff. [350]) bereits geklärt, in welcher Weise es zur Anwendung gelangen kann und muss. Bei der Prüfung, ob der Eingriff zwingend verlangt wird, ist nämlich ebenfalls (nur) eine Zweck-Mittel-Relation vorzunehmen. Ist im Einzelfall das öffentliche Interesse von großem Gewicht und sind die Beeinträchtigungen des Baudenkmals vergleichsweise gering, so kann das Vorliegen des Tatbestandsmerkmals bejaht werden. Dies bedeutet allerdings zugleich, dass in Fällen erheblicher Beeinträchtigungen des Erscheinungsbildes eines Baudenkmals eine Genehmigung in aller Regel ausscheidet (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 144).

Ob im vorgenannten Sinne nicht nur eine „einfache“, sondern sogar eine erhebliche Beeinträchtigung des Erscheinungsbildes eines Baudenkmals anzunehmen ist, hängt von den jeweiligen Umständen des Einzelfalls, insbesondere von dem Denkmalwert und der Intensität des Eingriffs, ab. Je höher der Wert des Denkmals einzuschätzen ist, desto eher kann eine erhebliche Beeinträchtigung von dessen Erscheinungsbild anzunehmen sein. Je schwerwiegender das Erscheinungsbild betroffen ist, desto eher kann die Schwelle der Unzumutbarkeit überschritten sein. Eine erhebliche Beeinträchtigung des Baudenkmals kann insbesondere anzunehmen sein, wenn über die oben erwähnten Voraussetzungen hinaus das Erscheinungsbild des Denkmals durch das Vorhaben den Umständen nach besonders schwerwiegend beeinträchtigt wird. Letzteres kann etwa dann der Fall sein, wenn die Beziehung zwischen dem Baudenkmal und seiner engeren Umgebung für den Wert des Denkmals von einigem Gewicht ist und das umstrittene Bauvorhaben geeignet ist, den Denkmalwert wesentlich herabzusetzen. Ob die Beziehung zwischen dem Baudenkmal und seiner engeren Umgebung für den Wert des Denkmals von einigem Gewicht ist, hängt entscheidend davon ab, aus welchen Gründen im Sinne des § 3 Abs. 2 NDSchG das öffentliche Interesse an der Erhaltung des Denkmals besteht (sogenannte Kategorienadäquanz – vgl. Kleine-Tebbe/Guntau, NDSchG, 4. Aufl. 2020, § 10 Anm. 4.2.1.3).

In Fällen eines ohnehin lediglich in bestimmten Wahrnehmungssegmenten (annähernd) erhaltenen und erlebbaren ursprünglichen Erscheinungsbildes eines Denkmals ist nicht jede Perspektive auf das Denkmal gleichermaßen schutzwürdig. Es kann deshalb zur Gewährleistung eines hinreichenden Umgebungsschutzes und zur Vermeidung einer erheblichen Beeinträchtigung des Erscheinungsbildes eines Denkmals ausreichen, bestimmte wichtige Sichtachsen freizuhalten, auf denen das Denkmal mit einem wesentlichen Teil seiner Umgebung ungestört erlebt werden kann (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 147). Deshalb ist regelmäßig zu bestimmen, ob und ggf. von welchen Beobachtungspunkten aus – vorzugsweise natürlich solchen im öffentlichen Bewegungsbereich – ein Denkmal exemplarisch zu bleiben hat und erlebbar bliebe.

Ausgehend von diesen Maßstäben spricht derzeit Überwiegendes dafür, dass sich eine zu erwartende erhebliche Beeinträchtigung des Erscheinungsbildes der Y. Mühle als Hindernis für die Genehmigung bereits der Errichtung der WEA „A. 01“ erweisen wird. Schon die veröffentlichte bisherige Rechtsprechung des beschließenden Senats beantwortet dabei eine Reihe von Rechtsfragen, die der Antraggegner und die Beigeladenen meinen, in einem gegenteiligen Sinne beantworten zu müssen.

aa) Es ist zutreffend und – im Grundsatz – auch unter den Beteiligten unstreitig, dass die Y. Mühle ein Baudenkmal ist, dass dem Denkmalschutz unterliegt. Der Senat vermag bei vorläufiger Beurteilung nicht zu erkennen, dass der Denkmalwert und die Schutzwürdigkeit des Erscheinungsbildes der Mühle bereits dadurch in hier relevanter Weise beeinträchtigt wären, dass für die Instandhaltung nicht authentische Baumaterialien Verwendung gefunden haben. Der diesbezügliche Vortrag der Beigeladenen ist unsubstantiiert und findet selbst in den Ausführungen des eigenen Privatgutachters keine nachhaltige Stütze. Sollten denkmalwidrige Bauteile verwendet worden sein, genießen sie im Übrigen als „Bausünden“ keinen Bestandsschutz und kann in Abhängigkeit vom Zeitpunkt ihres Ein- oder Anbaus mit unterschiedlicher Intensität auf eine Wiederherstellung denkmalkonformer Zustände hingewirkt werden (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 134, m. w. N.).

bb) Den Beigeladenen und dem Antragsgegner kann nicht darin gefolgt werden, dass der Denkmalwert der Mühle bereits dadurch in relevanter Weise gemindert wäre, dass ihr die Flügel fehlen. Denn in der amtlichen Auskunft vom 21. Februar 2022 (S. 2 = Bl. 548 [R] GA) wird ausgeführt, dass dies wahrscheinlich keinem absichtsvollen Handeln, sondern einem Materialmangel geschuldet gewesen sei und dies die Bedeutung der Mühle nicht schmälere. Überzeugend ist dabei auch der Hinweis darauf, dass Mühlenflügel – als stark der Witterung ausgesetzte Bauteile – ohnehin in vergleichsweise kurzen Intervallen erneuert werden müssten. Sie sind damit nämlich – in etwa den Segeln und dem laufenden Gut eines Segelschiffs vergleichbar – für eine Inbetriebnahme benötigte Verschleißteile. Fehlt es an ihnen, da sie ohne Betrieb der Anlage funktionslos sind, aber ständigen, zusätzlichen Erhaltungsaufwand verursachen würden, ist der Schauwert des Objektes zwar für den Laien geringer, der Zeugniswert bleibt aber für den Fachmann im Wesentlichen erhalten.

cc) Es ist in der Rechtsprechung des Gerichts geklärt, dass es bei der Beurteilung der Frage nach der Beeinträchtigung des Erscheinungsbildes eines Kulturdenkmals nicht auf eine „Laiensicht“ ankommt (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 26.8.2020 – 1 LB 31/19 –, BauR 2021, 72 ff., hier zitiert nach juris, Rnrm. 26 und 28), sondern auf den sachverständigen Betrachter, der mit den historischen und baugeschichtlichen Hintergründen des zu schützenden Baudenkmal in seiner Epoche vertraut ist (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rnrm. 102 und 115, m. w. N.). Denn Denkmale werden ausweislich des § 3 Abs. 2 DSchG nicht nach Maßgabe des Zeitgeschmacks der Bevölkerung oder als touristische Anziehungspunkte geschützt. Folglich ist es auch unerheblich, ob aus der Entfernung nur ein Fachmann die Mühle – etwa anhand ihres markanten Kopfes – sogleich erkennt und ob sie für einen Laien lediglich „mit Flügeln“ ein Blickfang und daher von allgemeinem Affektionsinteresse wäre.

dd) Zu Unrecht gehen der Antragsgegner und die Beigeladenen davon aus, dass für den Umgebungsschutz des Erscheinungsbildes eines Denkmals ausschließlich maßgeblich sei, welche Sicht sich dem Betrachter derzeit tatsächlich biete (vgl. dagegen bereits: Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rnrm. 131 bis 135, m. w. N.), und folgern Gegenteiliges aus dem Hinweis des Berichterstat-

ters in dem Aufklärungs- und Beweisbeschluss vom 18. Januar 2022 (dort unter A. 1. des Tenors) auf die „aktuellen Verhältnisse“. Denn mit diesem Hinweis sollte nur vermieden werden, dass das Landesamt im Zuge seiner anstehenden Bewertungen auf die Situation zum Zeitpunkt des Erlasses des Ursprungsbescheides vom 31. Juli 2020 abhebt und – etwaige – seither während des anhängigen Widerspruchsverfahrens bereits eingetretene Veränderungen zu Unrecht (vgl. Nds. OVG, Beschl. v. 15.9.2020 – 12 ME 29/20 –, RdL 2021, 27 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 88) unberücksichtigt lässt.

Der Grund dafür, dass (trotz aller damit verbundenen Probleme für die Rechtsanwendung) nicht (einfach) nur die derzeitigen tatsächlichen Sichtverhältnisse maßgeblich sein können, liegt in einer ansonsten aufbrechenden Effektivitätslücke des Denkmalschutzes: Denn käme es nur auf diese Sichtverhältnisse an, könnte eine erste illegale Beeinträchtigung des Erscheinungsbildes eines Kulturdenkmals, gegen die – warum auch immer – (noch) nicht eingeschritten wurde, die Grundlage für weitere latente, (dann) aber legale, Beeinträchtigungen legen. Man dürfte beispielsweise eine ursprünglich geschützte Sichtachse von einem Schlossturm auf die benachbarte Hofkirche durch Bauten verstellen oder vershandeln, falls nur zuvor – und sei es auch denkmalwidrig – das Turmfenster vermauert worden wäre, das den geschützten Ausblick bieten soll. Nach dem Sinn und Zweck des objektivrechtlichen Denkmalschutzes dürfen potentiell langfristige Beeinträchtigungen des Erscheinungsbildes eines Kulturdenkmals von außen aber nicht deshalb genehmigt werden, weil inakzeptable und beseitigungsfähige interne (oder externe) Beeinträchtigungen den Blick auf sie verstellen (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., Rn. 118, ZNER 2017, 227; und Urt. v. 26.8.2020 – 1 LB 31/19 –, a. a. O., juris, Rn. 27). Die Zulassung solcher Beeinträchtigungskaskaden wäre zudem noch sachwidriger, wenn die erste Beeinträchtigung – wie wohl hier – „nur“ in denkmalwidrig zu hoch aufgewachsenen abschirmenden Gehölzen besteht, die kostengünstig beschnitten oder entnommen werden können, wohingegen die folgende (latente) Beeinträchtigung von einem neuen Bauwerk ausginge, das teuer zurückgebaut werden müsste. Auch ließe sich auf der Grundlage der Rechtsansicht des Antragsgegners unter Umständen selbst gegen die zeitlich erste von zwei kaskadenartigen Beeinträchtigungen nicht mehr sinnvoll einschreiten – und zwar dann, wenn die (latente) zweite Beeinträchtigung, die sich als Folge des Einschreitens gegen die abschirmende erste Beeinträchtigung offenbaren müsste, die größere von beiden wäre. Es könnten sich hiernach kaskadenartige Beeinträchtigungen des Erscheinungsbildes eines Baudenkmals quasi wechselseitig gegen den Denkmalschutz decken.

ee) Soweit es – daher – auch im vorliegenden Falle nicht ausschließlich auf die derzeitigen tatsächlichen Sichtverhältnisse ankommt, stellt sich das Problem allerdings nicht im Gewande einer nur spekulativen Zukunftsperspektive, wonach ein Eigentümer der Y. Mühle diese durch Rekonstruktion ihrer Flügel und Einschläge in den sie umgebenden Gehölzen „freiwillig denkmalfachlich optimieren“ könnte. Es ist vielmehr zu prüfen, ob vorangegangene Vernachlässigungen der Instandhaltung, Pflege und/oder des Umgebungsschutzes der Mühle vorliegen und insoweit eine – notfalls behördlich erzwungene – Nachholung als möglich erscheint, die dann ihrerseits erwarten ließe, dass (schon) in einer die Lebenserwartung der WEA „A. 01“ merklich unterschreitenden Zeitspanne (wieder) ein Erscheinungsbild des geschützten Baudenkmals erreicht wird, welches durch das Vorhaben (ggf. erheblich) beeinträchtigt würde. In Vorwegnahme dieses Erscheinungsbildes können insbesondere das Denkmal umgebende Gehölze hinwegzudenken (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –,

a. a. O., Rn. 132, ZNER 2017, 227) oder als bereits beschnitten zu fingenieren sein. Gleiches gilt, soweit Bäume bereits erheblich geschwächt oder abgängig sind und die Anpflanzung eines Ersatzbaumes denkmalwidrig wäre.

Als Rechtsgrundlage für ein Einschreiten gegen einen denkmalwidrig zu hohen Aufwuchs von Bäumen und Sträuchern in der Umgebung der Mühle kommt namentlich § 23 Abs. 1 NDSchG i. V. m. § 25 Abs. 1 NDSchG in Betracht (vgl. Kleine-Tebbe/Guntau, NDSchG, a. a. O., § 25 Anm. 2.5 und § 23 Anm. 2.3, erster und dritter Spiegelstrich, und Anm. 3.2.2.4). Ein denkmalwidrig zu hoher Aufwuchs kann sich dabei, abhängig vom Standort der Gehölze (vgl. § 3 Abs. 3 Satz 2 NDSchG), als schlechter Pflege- und/oder Erhaltungszustand (vgl. § 6 Abs. 1 Satz 1) des Denkmals selbst (vgl. Kleine-Tebbe/Guntau, a. a. O., § 8 Anm. 2.1) oder als unzulässige Änderung einer Anlage (hier: Pflanzung) in dessen Umgebung (vgl. § 8 Abs. 1 Satz 1 NDSchG) darstellen (vgl. Wiechert, in: Schmalz/Wiechert, NDSchG, 2. Aufl. 2012, § 8 Rn. 3). Angesichts der Entstehungsgeschichte des § 8 Satz 2 NDSchG (vgl. Gesetzentwurf des Landesministeriums für ein Fünftes Gesetz zur Änderung der NBauO, Begründung, LT-Drucks. 10/3480, S. 89, zu Art. III) lässt sich aus dieser Norm kein Umkehrschluss darauf ziehen, dass etwa nur an die Gestaltung von baulichen Anlagen, nicht aber an diejenige von Pflanzungen Anforderungen des denkmalrechtlichen Umgebungsschutzes gestellt werden dürften. Gesichtspunkte des Vertrauensschutzes stehen einem behördlichen Einschreiten in der Regel selbst dann nicht entgegen, wenn die denkmalwidrigen Zustände sich über einen längeren Zustand aufgebaut haben und unbeanstandet geblieben sind (vgl. Kleine-Tebbe/Guntau, a. a. O., § 23 Anm. 3.7).

Bei Beeinträchtigungen, die bereits vor dem Beginn des gesetzlichen Denkmalschutzes infolge mangelnder Pflege oder Instandsetzung entstanden sind, kann allerdings ein baldiges Einschreiten ausscheiden (vgl. Nds. OVG, Urt. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., Rn. 133, ZNER 2017, 227). Es scheidet zudem ein (ungeeignetes) Einschreiten aus, mit dem ein Beschneiden oder Entnehmen von Pflanzen gefordert würde, das nach anderen Rechtsvorschriften (auch unter Berücksichtigung von Ausnahme- oder Befreiungsmöglichkeiten) unzulässig wäre (vgl. Schmalz, in: Schmalz/Wiechert, NDSchG, 2. Aufl. 2012, § 23 Rn. 21). Diese Voraussetzung des Einschreitens kann mannigfaltige Konflikte zwischen dem Denkmal- und dem Naturschutzrecht aufbrechen lassen (vgl. Schmalz, a. a. O., Vorbemerkungen, Rnrn. 50 ff. [62, 64 f.]; Kleine-Tebbe/Guntau, a. a. O., § 10 Anm. 3.2.2.3 und 4.4, jeweils zum Stichwort „Naturschutz“). Die Frage, ob und inwieweit eine – ansonsten etwa denkmalrechtlich klar gebotene – Veränderung von Gehölzen daran scheitert, dass gerade an deren unverändertem Zuschnitt oder Vorhandensein als „Straßenbegleitgrün“ ein überwiegendes öffentliches Interesse besteht (vgl. §§ 30 und 31 NStrG), wäre im vorliegenden Falle unter Umständen ebenfalls zu problematisieren. Hat – wie hier – ein augenscheinlich denkmalwidriger Pflanzenwuchs in der Umgebung des Baudenkmals die Überhand gewonnen, müssen folglich vor der Beurteilung von denkmalwidrigen Beeinträchtigungen des Erscheinungsbildes des Denkmals durch das zur Genehmigung gestellte Vorhaben erst einmal – und zwar zumindest in groben Zügen – die Möglichkeiten geprüft werden, hinsichtlich des Bewuchses denkmalgerechtere Zustände herbeizuführen.

In der rechtlich unzutreffenden Annahme, dass es nur auf die derzeitigen tatsächlichen Sichtverhältnisse ankomme, hat der Antragsgegner zu den insoweit potentiell erheblichen tatsächlichen und rechtlichen Verhältnissen bislang keine Feststellungen getroffen, die dem Senat eine auch nur vorläufig abschließende Beurteilung erlauben. Der Notwendigkeit solcher

Feststellungen könnte sich der Antragsgegner auch nicht mit dem Hinweis entziehen, dass ein Einschreiten der Denkmalschutzbehörde in seinem Ermessen stehe und er dieses Ermessen dahin ausübe, für eine die Lebenserwartung der WEA „A. 01“ nicht merklich unterschreitenden Zeitspanne „Freischnitte“ nicht anzuordnen. Denn eine derartige Ermessensausübung wäre nicht zu respektieren, weil sie einer inzidenten gerichtlichen Überprüfung unterläge (§ 114 Satz 1 VwGO) und an den Rechtsfehlern eines Heranziehungsdefizits und Ermessensfehlgebrauchs litte.

Das gerichtliche Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes ist auch nicht der Ort, durch weitere gerichtliche Aufklärung derartige versäumte Ermittlungen nachzuholen. Vielmehr würde der beschließende Senat damit funktionswidrig für eine Verwaltungsarbeit in Anspruch genommen, die in dem noch laufenden Widerspruchsverfahren geleistet werden muss (vgl. Nds. OVG, Beschl. v. 14.5.2021 – 12 LA 175/18 –, NordÖR 2021, 434 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 18; und Beschl. v. 15.9.2020 – 12 ME 29/20 –, RdL 2021, 27 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 20).

Derzeit spricht allerdings Überwiegendes dafür, dass einem stärkeren „Freischnitt“ der Mühle zugunsten ihres Erscheinungsbildes nach Osten und Nordosten keine unüberwindlichen rechtlichen Hindernisse entgegenstehen werden und ein solcher „Freischnitt“ zu einer deutlichen Verbesserung der Erkennbarkeit des Bauwerkes aus der Entfernung führen würde. Der in diese Richtung eine abschirmende Wirkung entfaltende Baumbestand dürfte auch nicht als Wald einzuordnen sein.

ff) Anderes mag für die sich südlich an die Mühle anschließende Bestockung gelten, deren (relativ) geringe Größe einer Einordnung als Wald nicht entgegenstehe (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 15.3.2018 – 12 KN 38/17 –, RdL 2018, 231 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 66). Nicht der sonstige faktisch „verschattende“ Baumbestand, sehr wohl aber dieser (wahrscheinliche) Wald im Süden sowie die auf der Anhöhe um die Mühle herum vorhandene Bebauung werfen allerdings eine andere Frage auf:

Zwar legt das Landesamt in seiner amtlichen Auskunft vom 21. Februar 2022 vom historischen Ausgangspunkt her überzeugend unter Beachtung der sogenannten Kategorienadäquanz den prägenden Einfluss der dem Windrecht geschuldeten Alleinlage der Y. Mühle auf das Landschaftsbild dar. Nach der Rechtsprechung des beschließenden Senats können aber spätere, den Blick verstellende (Wirtschafts-)Gebäude, bereits historische oder zumindest Bestandsschutz genießende Anbauten sowie Anpflanzungen, die sich nicht lediglich als sogenannte „Bau- bzw. Gartenbausünden“ (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 134 f.) darstellen, den Wert bestimmter Außenperspektiven auf ein Denkmal mindern oder eine hinzunehmende abschirmende Wirkung entfalten, derentwegen solche Außenperspektiven als bereits verloren zu betrachten sind (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 147). Ist eine Außenperspektive hiernach bereits verloren, kann sich auch ein – ansonsten gebotenes (vgl. vgl. Nds. OVG, Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 133, und Ur. v. 26.8.2020 – 1 LB 31/19 – a. a. O., juris, Rn. 32) – Hinwirken auf eine Umgestaltung störender Anpflanzungen erübrigen, durch die erreicht würde, dass sich das Erscheinungsbild des Denkmals der originären Konzeption zumindest wieder stärker annähert. Jedenfalls für das Erscheinungsbild, das die Z. Mühle nach Nordwesten, Nordosten und Osten bietet, dürfte jedoch kein Verlust der Außenperspektive auf das Denkmal festzustellen sein. Entsprechend gewichtige Umgestaltungen würden nämlich voraussetzen, dass hier nicht nur einzelne oder verstreute denk-

malwidrige „Zutaten“ (hier von Bauten und Anpflanzungen auf dem AA.) festzustellen wären, sondern Änderungen, in denen ein konzeptioneller Gestaltungswille von einigem Gewicht zum Ausdruck kommt, der von dem ursprünglich verwirklichten, denkmalwürdigen Gestaltungskonzept (der Alleinlage nach Maßgabe des Windrechts) abweicht und dieses teilweise umprägt, statt es nur störend zu relativieren (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 135).

Eine derartige Umprägung der Alleinlage auf dem AA. aus bestimmten Blickwinkeln könnte möglicherweise vorliegen, wenn die Mühle nachweislich einem durchdachten Modernisierungskonzept folgend ihre Flügel verloren hätte und soweit ihre räumliche Isolierung bereits im Zuge dieser Modernisierung durch entsprechende Funktionsbauten planvoll verstellt oder marginalisiert worden wäre. Gegen ein solches Geschehen spricht jedoch schon die Feststellung in der amtlichen Auskunft des Landesamtes vom 21. Februar 2022, dass die der Mühle beigelegte Kraftmaschine zunächst nur eine Art Hilfsmotor für Zeiten der Windstille gewesen sei und der Verlust der Flügel keinem absichtsvollen Handeln, sondern einem Materialmangel geschuldet sein dürfte. Außerdem ist festzuhalten, dass die Mühle nach der amtlichen Auskunft des Landesamtes vom 21. Februar 2022 noch 1984 den sie umgebenden Baumbestand deutlich überragte. Auch die hinzugebaute Scheune kann in keinen Zusammenhang mit einer planvollen Umgestaltung des Mühlenbetriebs gebracht werden. Dieser Scheune dürfte zudem schon deshalb keine entscheidende Bedeutung zukommen, weil sie das Erscheinungsbild der Mühle nach Osten nicht abschirmt oder verstellt, nachdem sie nach Nordosten versetzt angebaut wurde, und weil sie gegen Nordosten von dem markanten Mühlenkopf überragt wird. Nach alledem ist das ursprüngliche, technisch erforderliche und rechtlich durch das Windrecht abgesicherte Gestaltungskonzept einer Alleinlage der Mühle auf dem AA. hinsichtlich ihres Erscheinungsbildes gegen Nordwesten, Nordosten und Osten lediglich relativiert.

Demgemäß spricht Überwiegendes dafür, dass ein stärkerer „Freischnitt“ der Y. Mühle der Beurteilung im Rahmen des § 8 Satz 1 NDSchG zugrunde gelegt werden kann und keine entscheidende Minderung ihres Denkmalwertes auf der (Nord-)Ostseite durch die angrenzende Scheune anzunehmen ist.

gg) Dann aber wird das Erscheinungsbild der Mühle gegen Nordosten, das für den Wert des Denkmals von einigem Gewicht ist, jedenfalls von einer dort vor ihr errichteten WEA in der Größe der „A. 01“ (wahrscheinlich erheblich) beeinträchtigt. Denn wie unter anderem die Visualisierungen belegen, wird die Y. Mühle insbesondere vom Sichtpunkt 04 aus betrachtet durch die WEA „A. 01“ marginalisiert. Nachvollziehbar führt das Landesamt in seiner amtlichen Auskunft vom 7. März 2022 hierzu aus: „Einfache Beeinträchtigung durch BWP 06 durch zu große Höhe. Die hinzutretende A. 01 würde links der BWP 06 stehen und noch größer sein. Hier entsteht eine erhebliche Beeinträchtigung durch den zu großen Höhenunterschied zwischen [Baudenkmal und] hinzutretender baulicher Anlage und [dies bei] zu kleinem Abstand zum Baudenkmal.“ [Ergänzungen in eckigen Klammern durch den Senat] Dem schließt sich der Senat für das Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes an. Wie der Volksmund es ausdrücken würde, würde das Baudenkmal von der „schieferen Größe“ der WEA „förmlich erschlagen“. Es ist nicht ersichtlich, dass ein Ortstermin hier weiterführende Erkenntnisse erwarten ließe. Im Übrigen scheidet in einem Verfahren nach § 80 Abs. 5 VwGO die grundsätzlich dem Hauptsacheverfahren vorbehaltenen Einnahme des richterlichen Augenscheins regelmäßig – und so auch im vorliegenden Falle – aus (vgl. Nds. OVG,

Beschl. v. 5.2.2018 – 12 ME 9/18 –, S. 5 des Abdrucks; Puttler, in: Sodan/Ziekow [Hrsg.], VwGO, 5. Aufl. 2018, § 80 Rn. 136, m. w. N.). Das ergibt sich aus dem lediglich summarischen Charakter der Prüfung im gerichtlichen Eilverfahren und dem Umstand, dass sie nicht sofort erfolgen könnte (vgl. dazu auch § 294 Abs. 2 ZPO i. V. m. § 173 Satz 1 VwGO). Stattdessen findet eine Prüfung der Erfolgsaussichten des Rechtsbehelfs im Hauptsacheverfahren (hier: Widerspruchsverfahren) statt, bei der das Gericht nicht deshalb an einer – allerdings nur vorläufigen, weil auf das Eilverfahren beschränkten – Überzeugungsbildung anhand (lediglich) der präsenten Beweismittel gehindert ist, weil ein Beteiligter im Hauptsacheverfahren einen weiteren Beweis antritt.

hh) Die Annahme des Antragsgegners, dass nur das Erscheinungsbild eines Kulturdenkmals zu berücksichtigen sei, das sich von häufig frequentierten Sichtpunkten im öffentlichen Bewegungsbereich biete, ist unzutreffend und widerspricht der Rechtsprechung des beschließenden Senats (vgl. Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 115 und 147).

ii) Zu Unrecht machen die Beigeladenen einen Vertrauensschutz geltend, der an die Würdigung der Auswirkungen (auch) ihres Vorhabens auf die Y. Mühle in der Begründung des RROP 2019 anknüpft, und erheben gegenüber dem Landesamt den Vorwurf eines Positionswechsels. Denn bereits das auf der Website des Antragsgegners öffentlich zugängliche einschlägige „Gebietsblatt“ für die Potentialfläche Nr. 43 „I.“ enthält auf der Seite 4, am Ende unter 3.2.4, folgende Aussage, die gerade der hier in ihrem Erscheinungsbild beeinflussten Windmühle gilt: „Die Verwirklichung des Vorhabens würde deren Schauwert in seiner historisch gewachsenen Umgebung erheblich beeinträchtigen“. Welche Rechtsfolge die erhebliche Beeinträchtigung des Erscheinungsbildes eines Kulturdenkmals durch ein Vorhaben der Windenergiegewinnung nach sich zieht, konnten die Beigeladenen indessen der veröffentlichten Rechtsprechung des beschließenden Senats (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 144) entnehmen: Es ist in aller Regel nicht genehmigungsfähig.

jj) Der Senat teilt auch nicht die Auffassung des Antragsgegners und der Beigeladenen, die Errichtung (und der Betrieb) der WEA „A. 01“ sei(en) hier sehr wohl, und zwar jedenfalls auf der Grundlage des § 8 Satz 3 i. V. m. § 7 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) NDSchG, zu genehmigen.

α) Da Überwiegendes dafürspricht, dass die Errichtung der WEA „A. 01“ das „freischneidbare“ Erscheinungsbild der Y. Mühle nicht nur „einfach“, sondern erheblich beeinträchtigen würde, weil die Beziehung zwischen dem Baudenkmal und seiner engeren Umgebung (Alleinlage auf dem AA.) für den Wert des Denkmals von einigem Gewicht ist, das umstrittene Bauvorhaben den Denkmalwert wesentlich herabsetzen würde und sich (auch) der Gesichtspunkt einer regelmäßig auf 20 Jahre beschränkten Lebensdauer von WEA nicht eignet, um Beeinträchtigungen von Kulturdenkmälern zu relativieren (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 141), käme eine Genehmigung der WEA „A. 01“ hiernach allenfalls unter besonderen (engen) Voraussetzungen in Betracht.

β) Es müsste hierzu nämlich eine ihrer rechtlichen Struktur nach „nachvollziehende Abwägung“ (vgl. Nds. OVG, Beschl. v. 24.9.2021 – 12 ME 45/21 –, ZNER 2021, 671; BauR 2022, 76 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 131) – allerdings landesdenkmalrechtlicher Art – Folgendes ergeben: Das öffentliche Interesse am Einsatz erneuerbarer Energien überwiegt das Interesse am unveränderten Erscheinungsbild des betroffenen Kulturdenkmals in der Weise, dass es eine Zweck-Mittel-Relation als

verhältnismäßig rechtfertigt, durch die der erreichbaren Stromproduktion (als Zweck) gegenüber dem Rang und Beeinträchtigungsgrad des betroffenen Kulturdenkmals am geplanten Standort (Letzterer als Mittel) der Vorzug gegeben wird, ohne dabei den Gesichtspunkt der Standortalternative auszublenzen. Wo Kulturdenkmale in ihrem Erscheinungsbild nicht nur einfach, sondern sogar erheblich beeinträchtigt werden, scheidet eine solche Rechtfertigung jedoch in aller Regel aus (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 144). Denn da sich WEA, die nicht als Nebenanlage geplant sind, sondern allgemein der Stromerzeugung dienen, auch andernorts errichten lassen, wird ihr Bau und Betrieb an einem bestimmten, tendenziell denkmalwidrigen Standort schon nicht erforderlich (geschweige denn verhältnismäßig im engeren Sinne) sein. So liegt es wahrscheinlich auch im vorliegenden Falle.

γ) Zwar hat der beschließende Senat (Ur. v. 16.2.2017 – 12 LC 54/15 –, a. a. O., ZNER 2017, 227; juris, Rn. 144) offengelassen, was gilt, wenn sich bundesweit oder auch nur auf dem Gebiet eines Landkreises die Energieversorgung nicht mehr sichern ließe, ohne dass WEA an einem tendenziell denkmalwidrigen Standort errichtet werden. Mit dieser Einschränkung sollte aber nur dramatischen Krisensituationen Rechnung getragen werden, in denen ggf. (auch) der Denkmalschutz auf Zeit zurückstehen müsste, um alle kurzfristig mobilisationsfähigen, aber rückbaufähigen Energiegewinnungsprojekte sofort und rückhaltlos auszuschöpfen. Eine derart dramatische Situation ist aber (noch) nicht gegeben – und würde dann voraussichtlich auch nur eine auflösend bedingte oder (auf weniger als die gewöhnliche Lebensdauer einer WEA) befristete Genehmigung zulassen, die nach dem Ende der Krise erneut auf den Prüfstand zu stellen wäre. Die Annahme, Krisensituationen ließen sich nutzen, um nach „Sonderregeln“ Vorhaben zu verwirklichen, die zwar über die Krise hinausreichende nachteilige Folgen für Gemeinschaftsgüter (hier das Erscheinungsbild eines Kulturdenkmals) zeitigen, aber (zumindest) gewöhnliche Gewinne versprechen, findet in dieser Rechtsprechung des Senats keine Stütze.

δ) Das Erscheinungsbild der letzten denkmalgeschützten Windmühle im Gebiet des Antragsgegners darf folglich nach gegenwärtiger Rechtslage nicht gegen den überzeugenden fachlichen Rat des Landesamtes für Denkmalpflege auf mindestens zwei Jahrzehnte einer wandelbaren Energiepolitik „geopfert“ werden, ohne zuvor ernsthaft das Vorhandensein von Standortalternativen geprüft zu haben.

Diese – jedenfalls nach aktueller Sach- und Rechtslage – uneingeschränkt gebotene Prüfung von Standortalternativen für die „A. 01“ dürfte sich auf das gesamte Gebiet des Antragsgegners zu erstrecken haben. Denn bei WEA, die nicht als Nebenanlagen geplant sind, sondern allgemein der Stromerzeugung dienen, drängt sich (auch) für diese denkmalrechtliche Alternativenprüfung im Rahmen des § 8 Satz 3 i. V. m. § 7 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) NDSchG eine Anknüpfung an das Gebiet des jeweiligen Trägers der Regionalplanung auf, wie sie der beschließende Senat bereits für den artenschutzrechtlichen Zusammenhang als geboten erachtet hat (vgl. Nds. OVG, Ur. v. 25.10.2018 – 12 LB 118/16 –, BauR 2019, 651 ff., hier zitiert nach juris, Rn. 233).

Da der Senat Ziffer 4.2 02 der Beschreibenden Darstellung des RROP 2019 des Antragsgegners (einschließlich der hierauf bezogenen Zeichnerischen Darstellung) für unwirksam erklärt hat und diese Entscheidung (Ur. v. 8.2.2022 – 12 KN 51/20 –, juris) inzwischen rechtskräftig ist, steht zudem gemäß § 47 Abs. 5 Satz 2 Halbsatz 2 VwGO auch für den vorliegenden Rechtsstreit fest, dass die Festlegungen des RROP 2019 keine Ausschlusswirkung im Sinne des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB entfalten. Die Prüfung von Standortalternativen für die WEA

„A. 01“ ist deshalb nicht auf die Vorranggebiete des RROP 2019 beschränkt. Eine entsprechend umfassende Prüfung von Standortalternativen für die WEA „A. 01“ hat der Antragsgegner indessen nicht vorgenommen. Es bedarf keiner Ausführungen, dass es – obwohl eine solche Prüfung im Rahmen des § 8 Satz 3 i. V. m. § 7 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) NDSchG nicht die Grundlage einer Ermessensausübung bildet, sondern nur das Abwägungsmaterial für eine „nachvollziehende Abwägung“ schafft – nicht zu den Aufgaben des beschließenden Senats gehört, sie im Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes durch eigene Ermittlungen nachzuholen. Deshalb kann hier keine – ohnehin wohl eher unwahrscheinliche – Alternativlosigkeit des geplanten Standortes der WEA „A. 01“ festgestellt werden.

Jedenfalls daran scheitert eine Anwendung des § 8 Satz 3 i. V. m. § 7 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) NDSchG zugunsten des Vorhabens der Beigeladenen.

e) Der Senat lässt offen, ob und ggf. in welchem Ausmaß sich an dem vorstehenden Befund etwas ändern könnte, träte § 2 Satz 2 EEG 2023 in der Fassung des Gesetzentwurfs der Bundesregierung für ein Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor (vgl. BR-Drucks. 162/22) in Kraft. Eine Anpassung der Rechtsprechung in quasi vorauseilendem Gehorsam an (nur) den Entwurf eines Gesetzes scheidet von vornherein aus. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass die Bundesregierung die Gesetzgebungskompetenz des Bundes für die geplante Vorschrift aus Art 74 Abs. 1 Nr. 11 und Nr. 24 GG herleitet (vgl. BR-Drucks. 162/22, S. 161, unter V.). Wie weit die Rechtswirkungen eines § 2 Satz 2 EEG 2023 in das Denkmalrecht hineinreichen könnten, der sich (lediglich) auf diese Gesetzgebungskompetenzen stützen kann, mag hier dahinstehen. Es sei allerdings angemerkt, dass der Bund auf dem Gebiet des Denkmalschutzes nur in eng begrenzten Sonderbereichen über Rechtssetzungsbefugnisse verfügt (vgl. Hammer, in: Martin/Krautzberger, Handbuch Denkmalschutz und Denkmalpflege, 4. Aufl. 2017, S. 70 f., unter B. II., Rn. 21). Ob vor diesem Hintergrund die weitreichenden Regelungsvorstellungen der Bundesregierung (vgl. BT-Drucks. 162/22, S. 177, zu Nummer 2) realistisch sind, mag zunächst im Gesetzgebungsverfahren erörtert werden.

c) Die gegen § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG i. V. m. § 8 Satz 1 und Satz 3 i. V. m. § 7 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b) NDSchG verstößende Genehmigung für die WEA „A. 01“ berührt Belange, die zu den Zielen gehören, die der Antragsteller nach seiner Satzung fördert. Denn laut des auf § 3 UmwRG gestützten Anerkennungsbescheides des Umweltbundesamtes vom 14. Mai 2017 (Anlage 9 zur Antragsschrift vom 28.6.2021) gilt die Anerkennung des Antragstellers für einen Aufgabenbereich, der auch den Einsatz für den Denkmalschutz umfasst.

d) Bei der angefochtenen Genehmigungsentscheidung für die WEA „A. 01“ hat eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung bestanden. Der Ergebnisrichtigkeit der entsprechenden Feststellung des Antragsgegners vom 11. November 2019 (in BA 6 zu 12 MS 97/21) sind alle Beteiligten im vorliegenden Eilverfahren nicht mehr substantiiert entgegengetreten. Im Übrigen folgt aus der Verweisung von § 2 Abs. 4 Satz 2 UmwRG auf § 1 Satz 1 Nr. 1 UmwRG nicht, dass der Rechtsbehelf eines anerkannten Umweltverbandes nur dann begründet ist, wenn eine UVP-Pflicht nach Anlage 1 zum UVPG besteht. Denn sollte dies nicht der Fall sein, könnte der Verband die Genehmigung nach § 1 Abs. 1 Satz 1 Nr. 5 UmwRG angreifen (vgl. BVerwG, Urt. v. 26.9.2019 – BVerwG 7 C 5.18 –, BVerwGE 166, 321 ff., ZNER 2020, 43; hier zitiert nach juris, Rn. 25). [...]

Biogasanlage: Auslegung des Begriffs „verwerten“ in § 12 Abs. 5 DüV

OVG Lüneburg, U. v. 21.04.2022 – 10 LC 247/20 – (Revision zugelassen)

§ 12 Abs 1, § 12 Abs 3; 12 Abs 5, § 12 Abs 6 DüV

1. Der Begriff der „Verwertung“ im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV umfasst auch eine landwirtschaftliche Nutzung von Gärrückständen als Düngemittel.

2. Der Anlagenbetreiber hat allerdings gemäß § 12 Abs. 5 DüV durch schriftliche vertragliche Vereinbarung mit dem die Gärrückstände abnehmenden Dritten sicherzustellen, dass diese gemäß den rechtlichen Vorgaben, insbesondere denen der Düngeverordnung, verwertet werden.

(amtl. Ls.)

Zum Sachverhalt:

Die Klägerin begehrt die Feststellung, dass sie mit der Weitergabe der im Rahmen des Betriebs ihrer Biogasanlage anfallenden Gärrückstände an Dritte zur überbetrieblichen Verwertung im landwirtschaftlichen Sinne, insbesondere durch Verwendung als Düngemittel, ihre Pflichten aus § 12 Abs. 5 der Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen – Düngeverordnung (DüV) – erfüllen kann.

Die Klägerin betreibt in dem zur Gemeinde A-Stadt gehörenden F. eine Biogasanlage mit einer Produktionskapazität von mindestens 1,2 Millionen Normkubikmetern je Jahr Rohgas. Nach der im Jahr 2017 erfolgten Änderung der Verordnung zur Neuordnung der guten fachlichen Praxis beim Düngen erkundigte sich die Klägerin bei der Beklagten über die rechtlichen Voraussetzungen zur Einhaltung des § 12 Abs. 5 DüV. In der noch heute im Wesentlichen gleichlautenden Fassung vom 28. April 2020 des § 12 DüV heißt es:

(1) Das Fassungsvermögen von Anlagen zur Lagerung von Wirtschaftsdüngern und Gärrückständen aus dem Betrieb einer Biogasanlage, die als Düngemittel angewendet werden sollen, muss auf die Belange des jeweiligen Betriebes und des Gewässerschutzes abgestimmt sein. Das Fassungsvermögen muss größer sein als die Kapazität, die in dem Zeitraum erforderlich ist, in dem das Aufbringen der in Satz 1 genannten Düngemittel auf landwirtschaftlich genutzten Flächen nach § 6 Absatz 8 und 9 sowie in den nach § 13a Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 bis 3 durch Rechtsverordnung ausgewiesenen Gebieten und in den nach § 13a Absatz 4 festgelegten Gebieten ferner nach § 13a Absatz 2 Nummer 3, 4 und 5 verboten ist.

(2) Unbeschadet des Absatzes 1 Satz 2 haben Betriebe, die flüssige Wirtschaftsdünger, wie Jauche oder Gülle, oder Gärrückstände im Sinne des Absatzes 1 Satz 1 erzeugen, sicherzustellen, dass sie mindestens die in einem Zeitraum von sechs Monaten anfallenden flüssigen Wirtschaftsdünger oder Gärrückstände sicher lagern können. Bei der Berechnung des Fassungsvermögens der Lagerbehältnisse [...]

(3) Betriebe, die die in Absatz 2 Satz 1 genannten Wirtschaftsdünger erzeugen und nach dem in Anlage 9 Tabelle 2 genannten Umrechnungsschlüssel mehr als drei Großvieheinheiten je Hektar landwirtschaftlich genutzter Flächen halten, sowie Betriebe, die solche Wirtschaftsdünger oder in Absatz 2 Satz 1 genannte Gärrückstände erzeugen und über keine eigenen Aufbringungsflächen verfügen, haben ab dem 1. Januar 2020

sicherzustellen, dass sie mindestens die in einem Zeitraum von neun Monaten anfallenden flüssigen Wirtschaftsdünger oder Gärrückstände sicher lagern können, wenn sie diese im Betrieb verwenden oder an andere zu Düngezwecken abgeben. Absatz 2 Satz 2 bis 4 gilt entsprechend.

(4) [...]

(5) Soweit der Betrieb, in dem die in den Absätzen 1 bis 4 genannten Stoffe anfallen, nicht selbst über die nach den Absätzen 1 bis 4 erforderlichen Anlagen zur Lagerung verfügt, hat der Betriebsinhaber durch schriftliche vertragliche Vereinbarung mit einem Dritten sicherzustellen, dass die das betriebliche Fassungsvermögen übersteigende Menge dieser Stoffe überbetrieblich gelagert oder verwertet wird.

(6) Auf Verlangen der nach Landesrecht zuständigen Stelle haben die Inhaber der in den Absätzen 2 bis 5 genannten Betriebe durch die Vorlage geeigneter Unterlagen nachzuweisen, dass sie ihre Verpflichtungen erfüllen.

In den an die Klägerin gerichteten Antwortschreiben vertritt die Beklagte die Auffassung, dass mit dem Begriff der „Verwertung“ in § 12 Abs. 5 DüV nur eine außerlandwirtschaftliche Verwertung, insbesondere keine Verwendung als Düngemittel gemeint sei.

Die Klägerin, die hingegen der Meinung ist, dass „Verwertung“ im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV auch die überbetriebliche landwirtschaftliche Verwertung, insbesondere durch eine Verwendung als Düngemittel umfasst, hat am 1. Oktober 2018 auf diese Feststellung gerichtete Klage erhoben. [...]

Aus den Gründen:

Die zulässige Berufung ist begründet. Das Verwaltungsgericht hat die zulässige Feststellungsklage der Klägerin zu Unrecht als unbegründet abgewiesen.

I. Die auch im Übrigen zulässige Klage ist als Feststellungsklage statthaft, weil sie sich auf ein konkretes streitiges Rechtsverhältnis (vgl. dazu Senatsurteil vom 23.9.2021 – 10 LC 43/21 –, juris Rn. 40) bezieht. Sie betrifft die Frage, ob die Klägerin ihre sich aus § 12 Abs. 1 bis 4 DüV ergebenden Verpflichtungen – entgegen der Auffassung der Beklagten – auch durch eine vertraglich vereinbarte Abgabe der bei ihr anfallenden Gärrückstände an Dritte zur landwirtschaftlichen Verwendung, insbesondere zu Düngezwecken erfüllen kann, weil eine solche Abgabvereinbarung von § 12 Abs. 5 DüV erfasst wird. Wenn dies nicht der Fall wäre, drohten der Klägerin nach § 13 Abs. 1 DüngG Anordnungen durch die Beklagte. Die Klägerin hat auch ein Interesse an der baldigen Feststellung, da sie die Verpflichtungen aus § 12 DüV bereits treffen. Gemäß § 12 Abs. 3 DüV hat die Klägerin ab dem 1. Januar 2020 grundsätzlich sicherzustellen, dass sie mindestens die in einem Zeitraum von 9 Monaten anfallenden Gärrückstände sicher lagern kann. Der Zulässigkeit der Feststellungsklage steht auch nicht die Subsidiarität gemäß § 43 Abs. 2 Satz 1 VwGO entgegen, weil der Klägerin nicht zugemutet werden kann, entsprechende Anordnungen der Beklagten abzuwarten und dann gegen diese vorzugehen (vgl. dazu Senatsurteil vom 23.9.2021 – 10 LC 43/21 –, juris Rn. 44).

II. Die Klage ist auch begründet. Denn Verwertung durch Dritte im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV umfasst auch eine landwirtschaftliche Nutzung von Gärrückständen als Düngemittel. Dies ergibt sich bereits aus dem Wortlaut der Vorschrift. Sofern der Verordnungsgeber die Verwertungsmöglichkeiten durch Dritte (auf eine nichtlandwirtschaftliche Verwendung) hätte einschränken wollen, hätte er dies in der Formulierung der Norm hinreichend deutlich zum Ausdruck bringen müssen. Auch durch die Verordnung zur Änderung der Düngeverordnung und anderer Vorschriften vom 28. April 2020 (BGBl

I 2020, 846) ist eine solche Klarstellung nicht erfolgt, obwohl bereits seit 2018 die unterschiedlichen Auffassungen über die Auslegung des § 12 Abs. 5 DüV (i.d.F. v. 26.05.2017) zumindest zwischen der Klägerin und der Beklagten ausgetauscht worden sind. Auch der Sinn und Zweck dieser Bestimmung und der Düngeverordnung insgesamt zwingt nicht zu einer einschränkenden Auslegung, da deren Ziele auch bei der Sicherstellung der gesetzeskonformen landwirtschaftlichen Verwendung erreicht werden können.

1. Der Wortlaut des § 12 Abs. 5 DüV selbst begrenzt eine „Verwertung“ nicht auf eine außerlandwirtschaftliche Verwertung, sondern spricht allgemein von Verwertung, ohne dass der Normgeber diese weiter konkretisiert oder gar eingeschränkt hätte.

Der Begriff „Verwertung“ als solcher schließt eine Nutzung der Gärrückstände durch Aufbringung auf landwirtschaftliche Flächen als Düngemittel nicht aus. Dies erscheint dem Senat angesichts der Verwendung des Begriffs im allgemeinen Sprachgebrauch auch eher fernliegend. Die vom Verwaltungsgericht herangezogene Definition des Dudens „(etwas, was brachliegt, was nicht mehr oder noch nicht genutzt wird) verwenden, etwas daraus machen“ steht diesem Verständnis nicht entgegen, sondern stützt dieses. Danach erscheint der Begriff „Verwertung“ allenfalls als eine besondere Art und Weise einer „Verwendung“ als Oberbegriff. Mit der Ausbringung von Gärrückständen als Düngemittel werden diese – wie von der Definition vorausgesetzt – verwendet, nämlich aus den Gärrückständen etwas, nämlich Düngemittel, gemacht, wobei der Duden auch gerade die Verwertung von Resten/Abfällen insofern als Beispiel anführt.

Die Auffassung der Beklagten, nach der eine Verwertung begrifflich voraussetze, dass die Gärrückstände auf bestimmte Art und Weise bearbeitet und nach dem Prozess des Verwertens in anderer Form einem neuen Zweck zugeführt werden müssten, wird weder durch die allgemeine Verwendung des Begriffs noch durch die Definition des Dudens gestützt.

Aus der Begründung des Verordnungsentwurfs ergibt sich, dass auch der Verordnungsgeber selbst davon ausgegangen ist, dass eine Verwendung von Gärrückständen zu Düngezwecken vom Verwertungs begriff umfasst ist. Denn dort wird zur Zielsetzung des § 12 DüV ausgeführt, dass Gärrückstände „nur zu pflanzenbaulich sinnvollen und für den Gewässerschutz verträglichen Zeiten sachgerecht ausgebracht und verwertet“ werden sollen (BR-Drs. 148/17, S. 117). Die zeitlichen Verbote, auf die das vorstehende Zitat Bezug nimmt, betreffen gerade die Verwendung der Gärrückstände als Düngemittel. Das „Ausbringen“ und „Verwerten“ kann daher auch nur die Verwendung als Düngemittel umschreiben, da sich nur hierauf die zeitlichen Einschränkungen beziehen. Eine anderweitige Verwendung z. B. für die Erzeugung von Strom oder von Nährsubstraten (vgl. Nies, Die Berücksichtigung der Anforderungen des Düngerechts im baurechtlichen Genehmigungsverfahren, AUR 2020, 9, 12) müsste daher nicht davon abhängig gemacht werden, dass diese nur zu pflanzenbaulich sinnvollen und für den Gewässerschutz verträglichen Zeiten erfolgt. Der Verordnungsgeber hat in der Begründung jedoch auch den Begriff der „Verwertung“ mit genau diesen zeitlichen Einschränkungen verknüpft.

Unabhängig davon scheint auch in der Praxis die Verwendung als Düngemittel unter den Begriff der „Verwertung von Gärrückständen“ zu fallen (vgl. etwa <https://biogas.fnr.de/biogasnutzung/gaerrestverwertung>; https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/documents/10184/374683/07-kern-2016lubw_karl_sruhe_END-internet.pdf/8a998ecb-2fc9-42d9-8768-c4c88d7a6262, etwa Folien 21, 25; <https://www.recyclingmagazin.de/2020/08/24/gaerueckstaende-aus-biogasanlagen-verwerten/>;

https://www.hfwu.de/fileadmin/user_upload/ISR/Bilder/Dokumente/Publikationen_Herbes/gfg_band_51_pflanzenbauliche_verwertung.pdf, Grusswort). Zutreffend hat die Klägerin zudem darauf hingewiesen, dass auch in § 6 Abs. 9 Satz 2 der Verordnung über das Inverkehrbringen von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln – Düngemittelverordnung (DüMV, BGBl I 2012, 2482), die Regelungen hinsichtlich des Inverkehrbringens bestimmter Düngemittel trifft, von Verwertung als Düngemittel die Rede ist. Wörtlich heißt es dort: „Eine Kennzeichnung ist ferner nicht erforderlich, wenn im eigenen Betrieb angefallener Dünger an einen landwirtschaftlichen Betrieb zur Verwertung als Düngemittel auf dessen Flächen abgegeben wird.“

Danach und auch unter Berücksichtigung, dass der Normgeber in § 12 Abs. 1 Satz 1 bzw. Abs. 3 Satz 1 DüV andere Formulierungen verwendet hat („Gärrückständen [...], die als Düngemittel angewendet werden sollen“, „diese im Betrieb verwenden oder an andere zu Düngezwecken abgeben“), ergibt sich entgegen der Auffassung des Verwaltungsgerichts keineswegs aus dem Wortlaut der Vorschrift, dass der Verwertungsbegriff des § 12 Abs. 5 DüV nicht die Anwendung der Gärrückstände als Düngemittel umfasst. Vielmehr ist – wie bereits ausgeführt – das Gegenteil der Fall. Die fehlende Bezugnahme in § 12 Abs. 5 DüV auf „Düngemittel“ bzw. „Düngezwecken“ und der Umstand, dass der Verordnungsgeber in § 12 Abs. 5 DüV nicht „Verwertung zu Düngezwecken“ formuliert hat, lässt vielmehr auf uneingeschränkte (gesetzeskonforme) Verwertungsmöglichkeiten schließen und begrenzt die Verwendung gerade nicht – wie in den anderen Absätzen – auf zu Düngezwecken. Eine Herausnahme der Verwertung als Düngemittel kann hieraus gerade nicht abgeleitet werden. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass Ausnahmen regelmäßig ausdrücklich benannt werden bzw. jedenfalls sein sollten.

Zudem setzen die Verpflichtungen zur Vorhaltung von Lagerkapazitäten nach § 12 Abs. 1 bis 3 DüV auch jeweils ausdrücklich voraus, dass die Gärrückstände „als Düngemittel angewendet werden sollen“. Würden die bei der Klägerin, die über keine Ausbringungsflächen verfügt, erzeugten Gärrückstände anders als zu Düngezwecken verwertet werden, bestünde nach § 12 Abs. 1 bis 3 DüV bereits keine Verpflichtung zur Vorhaltung von Anlagen zur Lagerung der Gärrückstände. Auch dies spricht dafür, dass mit „Verwerten“ im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV nicht nur die außerlandwirtschaftliche Verwendung gemeint sein kann, da dann eine Ausnahme von den Verpflichtungen zur Vorhaltung bestimmter Lagerkapazitäten nach § 12 Abs. 1 bis 3 DüV von vornherein nicht erforderlich wäre.

2. Eine Beschränkung des Begriffs „Verwertung“ im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV auf eine außerlandwirtschaftliche Verwendung bzw. nicht zu Düngezwecken folgt auch nicht aus der Systematik oder dem Sinn und Zweck der Vorschrift bzw. der Verordnung.

a) Die Düngerverordnung regelt die gute fachliche Praxis bei der Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln auf landwirtschaftlich genutzten Flächen und das Vermindern von stofflichen Risiken durch die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln auf landwirtschaftlich genutzten Flächen und auf anderen Flächen, soweit die Verordnung dies ausdrücklich bestimmt (§ 1 Abs. 1 DüV).

Mit der Neufassung der Verordnung vom 15. Februar 2017 sollte verstärkt auf den ressourcenschonenden Einsatz von Pflanzennährstoffen hingewirkt und den erhöhten Anforderungen des Gewässerschutzes an eine sachgerechte Düngung durch zusätzliche Vorgaben Rechnung getragen werden (BR-Drs. 148/17, S. 68). Nach der Verordnungsbegründung dient die novellierte Verordnung auch der Umsetzung der EG-Ni-

tratrichtlinie (91/676/EWG). Es habe sich weiterer Handlungsbedarf zur Reduzierung der landwirtschaftlichen Nährstoffeinträge in die Gewässer ergeben (BR-Drs. 148/17, S. 68). Wesentliche Änderungen sollten unter anderem die Präzisierung der bestehenden Beschränkungen für das Aufbringen von stickstoff- und phosphathaltigen Düngemitteln auf überschwemmten, wassergesättigten, gefrorenen oder schneebedeckten Böden, die Verlängerung der Zeiträume, in denen keine Düngemittel ausgebracht werden dürfen, und die Einführung eines solchen Zeitraums für Festmist sowie die Einführung bundeseinheitlicher Vorgaben für das Fassungsvermögen von Anlagen zur Lagerung von Wirtschaftsdüngern sein (BR-Drs. 148/17, S. 69 f.).

Mit § 12 DüV wurde eine neue Regelung ohne Vorbild in der bisher geltenden Düngerverordnung getroffen (BR-Drs. 148/17, S. 117). Die Vorschrift soll ausschließlich das Fassungsvermögen von Anlagen zur Lagerung von Wirtschaftsdüngern und Gärrückständen aus dem Betrieb einer Biogasanlage, die als Düngemittel angewendet werden sollen, regeln (BR-Drs. 148/17, S. 117). Die Kapazitäten der Anlagen müssten so großzügig bemessen sein, dass auch in zeitlichen Engpässen, z. B. auf Grund von Witterungsereignissen, eine sichere Lagerung der Stoffe möglich sei (BR-Drs. 148/17, S. 117). Nach § 12 Abs. 1 DüV muss daher das Fassungsvermögen von Anlagen zur Lagerung von Wirtschaftsdüngern oder Gärrückständen aus dem Betrieb einer Biogasanlage größer sein als die Kapazität, die in dem Zeitraum erforderlich ist, in dem die Ausbringung nach den weiteren Vorschriften der Düngemittelverordnung, insbesondere nach § 6 Abs. 8 DüV verboten ist. Für Betriebe, die flüssigen Wirtschaftsdünger oder Gärrückstände im Sinne des § 12 Abs. 1 Satz 1 DüV erzeugen, ist das Fassungsvermögen dabei, unbeschadet des § 12 Abs. 1 DüV, mindestens für die in einem Zeitraum von 6 Monaten anfallende Menge zu bemessen (§ 12 Abs. 2 DüV). Betriebe, die über keine eigenen Aufbringungsflächen verfügen oder einen Viehbestand von mehr als 3 Großvieheinheiten je Hektar landwirtschaftlich genutzter Flächen halten, haben gemäß § 12 Abs. 3 DüV (abweichend von § 12 Abs. 2 DüV) ab dem 1. Januar 2020 über eine Lagerkapazität zu verfügen, die mindestens die in einem Zeitraum von 9 Monaten anfallenden flüssigen Wirtschaftsdünger oder Gärrückstände umfasst, wenn sie diese im Betrieb verwenden oder an andere zu Düngezwecken abgeben. Bei Betrieben, die Festmist von Huftieren oder Klautentieren oder Kompost erzeugen, muss, unbeschadet des § 12 Abs. 1 DüV, die Lagerkapazität mindestens die in zwei Monaten anfallende Menge betragen (§ 12 Abs. 4 DüV).

Danach hätte ein (Biogasanlagen-)Betrieb, wie der der Klägerin, ohne eigene Aufbringungsflächen grundsätzlich gemäß § 12 Abs. 3 DüV eine Lagerkapazität für die in 9 Monaten anfallenden Gärrückstände vorzuhalten, da diese an andere zu Düngezwecken abgegeben werden sollen.

Nach § 12 Abs. 5 DüV hat allerdings ein Betriebsinhaber, dessen Betrieb nicht selbst über die nach den Absätzen 1 bis 4 erforderlichen Anlagen zur Lagerung verfügt, durch schriftliche vertragliche Vereinbarung mit einem Dritten sicherzustellen, dass die das betriebliche Fassungsvermögen übersteigende Menge dieser Stoffe überbetrieblich gelagert oder verwertet wird.

Angesichts des klaren Wortlauts des § 12 Abs. 5 DüV sieht diese Vorschrift innerhalb der Systematik des § 12 DüV eine ausdrückliche und eindeutige Ausnahme von dem Erfordernis vor, gemäß § 12 Abs. 1 bis 4 DüV über eigene betriebliche Anlagen zur Lagerung von Wirtschaftsdünger oder Gärrückständen zu verfügen, für den Fall, dass die Lagerung bei einem Dritten oder die Verwertung durch einen Dritten durch eine schriftliche Vereinbarung sichergestellt ist. Entgegen der Auf-

fassung der Beklagten ist daher auch nicht stets die Mindestlagerkapazität vorzuhalten.

Im Falle einer vertraglich vereinbarten „Verwertung“ im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV zu Dünge Zwecken entfällt zwar die grundsätzlich durch § 12 Abs. 1 bis 4 DüV vorgesehene Verpflichtung des (Biogasanlagen-)Betreibers zur Vorhaltung von Lagerkapazitäten. Doch zum einen tritt an deren Stelle die Sicherstellung der überbetrieblichen Verwertung durch eine schriftliche vertragliche Vereinbarung mit einem Dritten, die auf Verlangen der zuständigen Behörde gemäß § 12 Abs. 6 DüV nachzuweisen ist. Zum anderen hat der Verordnungsgeber dies, wie gleichermaßen auch bei einer vertraglich vereinbarten überbetrieblichen Lagerung, ausdrücklich so vorgesehen, so dass diese Folge nicht zu einer einschränkenden Auslegung des Begriffs „Verwerten“ im Sinne der Beklagten und des Verwaltungsgerichts führen kann, für die ein Wille des Verordnungsgebers, auch in der Begründung des Verordnungsentwurfs, gerade nicht ersichtlich ist.

Durch § 12 Abs. 3 und Abs. 5 DüV werden auch nicht zwei identische Sachverhalte unterschiedlich geregelt. Denn in Abs. 3 werden weiterhin die Fälle erfasst, in denen ein (Biogasanlagen-)Betreiber, ohne dies durch schriftliche vertragliche Vereinbarungen im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV sicherzustellen, die Gärrückstände an andere zu Dünge Zwecken abgibt. Entgegen der Auffassung der Beklagten läuft daher § 12 Abs. 3 DüV auch nicht leer. Insoweit unterscheiden sich die beiden Absätze durch das Erfordernis bestimmter schriftlicher Vereinbarungen in § 12 Abs. 5 DüV. Dass auch die überbetriebliche Lagerung durch schriftliche Vereinbarungen nachweisbar sicherzustellen ist, steht dem – anders als das Verwaltungsgericht wohl meint – nicht entgegen. Denn auch im Falle der Lagerung bei einem Dritten muss die Einhaltung der Verpflichtungen des (Biogasanlagen-)Betriebs überprüft werden können.

b) Zwar wäre im Hinblick auf die Regelungen der Nitratrichtlinie 91/676/EWG (zuletzt geändert durch die Verordnung (EG) Nr. 1137/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22.10.2008), und die Ziele des § 12 DüV, wonach unter anderem Wirtschaftsdünger und Gärrückstände aus dem Betrieb einer Biogasanlage nur zu pflanzenbaulich sinnvollen und für den Gewässerschutz verträglichen Zeiten sachgerecht ausgebracht und verwertet werden sollen, sowie auf die Ziele der Verordnung insgesamt, auf den ressourcenschonenden Einsatz von Pflanzennährstoffen hinzuwirken und landwirtschaftliche Nährstoffeinträge in die Gewässer zu reduzieren (vgl. BR-Drs. 148/17, S. 68), eine ausschließliche Lagerung von Gärrückständen, die als Düngemittel verwendet werden sollen, durch den Biogasanlagenbetrieb möglicherweise sicherer, als die Alternative einer vertraglichen Sicherstellung der Verwertung durch Dritte. Der Verordnungsgeber hat sich jedoch nicht für eine ausnahmslose Lagerverpflichtung der Biogasanlagenbetreiber entschieden, sondern mit § 12 Abs. 5 DüV ausdrücklich die Möglichkeit einer Befreiung hiervon vorgesehen.

Entgegen der Auffassung des Verwaltungsgerichts (und wohl auch von Nies, Die Berücksichtigung der Anforderungen des Düngerechts im baurechtlichen Genehmigungsverfahren, AUR 2020, 9, 12) wird durch die in § 12 Abs. 5 DüV vorgesehene Vereinbarung mit einem Dritten die Verantwortung für den ordnungsgemäßen Umgang mit den Gärrückständen nicht vollständig – und im Übrigen auch nicht viel weitergehend als bei der überbetrieblichen Lagerung bei Dritten – auf diesen übertragen und der Biogasanlagenbetreiber hiervon befreit. Denn dieser hat gemäß § 12 Abs. 5 DüV „durch schriftliche vertragliche Vereinbarung mit einem Dritten sicherzustellen“, dass die Gärrückstände (gemäß den rechtlichen Vorgaben) verwertet werden. Insoweit verbleibt ein Teil der Verantwort-

ung bei dem Biogasanlagenbetreiber. Diese Verpflichtung, die (gesetzeskonforme) Verwertung vertraglich sicherzustellen, beinhaltet auch gewisse Anforderungen an die Auswahl der Abnehmer, die die Gärrückstände verwerten sollen, und an die Ausgestaltung der schriftlichen Vereinbarungen. Der Biogasanlagenbetreiber muss für die in § 12 Abs. 5 DüV formulierte Sicherstellung jedenfalls aufgrund der vertraglichen Regelungen bei Beachtung der erforderlichen Sorgfalt davon ausgehen können dürfen, dass durch seinen Vertragspartner eine gesetzeskonforme, insbesondere auch § 6 Abs. 8 DüV beachtende Verwertung der ihm zu überlassenden Gärrückstände erfolgen wird. In der Regel wird hierfür auch erforderlich sein, dass in dem Vertrag vereinbart wird, welche bei dem Dritten vorhandenen Lagerkapazitäten (ausschließlich) für die bei dem Biogasanlagenbetrieb anfallenden Gärrückstände vorgehalten werden, da nur so die gesetzeskonforme Verwertung im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV ausreichend sichergestellt werden kann. Wie die Beklagte zu Recht vorbringt, dürfte insoweit eine Vereinbarung allein über bei dem Dritten vorhandene Ausbringungsflächen nicht ausreichend sein, um eine (gesetzeskonforme) Verwertung im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV sicherzustellen. Dementsprechend hat auch die Klägerin im vorliegenden Verfahren vorgetragen, dass die ihre Gärrückstände zur Verwertung abnehmenden landwirtschaftlichen Betriebe über ausreichende Lagerkapazitäten und Flächen verfügten, um die Vorgaben der Düngeverordnung zu den Ausbringungszeiten jederzeit vollumfänglich sicher erfüllen zu können. Dies kann sich die Beklagte von der Klägerin gemäß § 12 Abs. 6 DüV durch die Vorlage nachvollziehbarer und schlüssiger Unterlagen nachweisen lassen. In diesem Fall wäre nicht ersichtlich, weshalb die Ziele der Düngeverordnung und insbesondere des § 12 DüV nicht auch durch eine vertraglich vereinbarte Verwertung der Gärrückstände durch Dritte erreicht werden können sollten. Zwar mag sich dadurch der Prüfaufwand der Beklagten erhöhen, dies folgt jedoch aus der Regelung des § 12 Abs. 5 DüV selbst und betrifft das Verhältnis zwischen dem Verordnungsgeber und der gemäß § 12 Abs. 6 DüV nach Landesrecht zuständigen Stelle, hier der Beklagten (§ 12 Abs. 1 DüngG i. V. m. § 1 Nr. 4 LwKAufgÜtrV, Nds. GVBl. 2004, 621, zuletzt geändert durch durch Art. 7 der Verordnung vom 11.11.2020, Nds. GVBl. S. 451). Eine für die Klägerin und andere Betriebe nachteilige Auslegung des § 12 Abs. 5 DüV wird durch den erhöhten Prüfaufwand jedenfalls nicht gerechtfertigt oder gar erzwungen.

Auch wäre die Überprüfung der Lagermöglichkeiten bei den Abnehmern der Beklagten nicht – wie sie vorbringt – praktisch unmöglich, insbesondere wenn die für den (Biogasanlagen-)Betrieb dort vorgesehenen Lagerkapazitäten Teil der vertraglichen Vereinbarung sind. Soweit die Beklagte zusätzlich auf die Kontrolle der Abnehmer bei der Gärresteverwertung abstellt, wäre diese Kontrolle von düngeausbringenden Betrieben auf die Einhaltung der Vorgaben der Düngeverordnung unabhängig davon durchzuführen, ob vertragliche Vereinbarungen nach § 12 Abs. 5 DüV vorliegen oder ohne solche Vereinbarungen eine Abgabe zu Dünge Zwecken (worauf in § 12 Abs. 3 DüV Bezug genommen wird) erfolgt oder Wirtschaftsdünger von den erzeugenden Betrieben auf ihren eigenen Flächen ausgebracht wird. Der zur Verwertung abnehmende Dritte hat selbst jedenfalls gemäß § 12 Abs. 1 DüV bestimmte Lagerkapazitäten vorzuhalten, sofern er Gärrückstände aus dem Betrieb einer Biogasanlage, die als Düngemittel angewendet werden sollen, lagert, und ist bei der Ausbringung der Gärrückstände als Düngemittel gleichsam zur Einhaltung der Vorgaben der Düngeverordnung verpflichtet und hat zudem bestimmte Aufzeichnungen anzufertigen sowie gegebenenfalls auf Verlangen vorzulegen (§§ 10, 13 Abs. 2 DüV). Bestimmte Verstöße können als Ordnungswidrigkeit verfolgt werden (§ 14 DüV i. V. m. § 14 Abs. 2 DüngG). Soweit er aufgrund

der vertraglichen Vereinbarung einen Teil der Verantwortung für die Gärrückstände übernimmt, unterliegt er daher ebenfalls den gesetzlichen Vorschriften und behördlichen Kontroll- und Ahndungsmöglichkeiten.

Aus diesen Gründen ist es entgegen der Auffassung des Verwaltungsgerichts gerade nicht unerheblich, ob der Betreiber einer Biogasanlage ein Verwertungskonzept erstellen kann, das die Abnahmemengen und die Abnahmezeitpunkte unter Berücksichtigung der Lagerkapazitäten der Dritten regelt, mit den Regelungen des Düngerechts korrespondiert und festlegt, dass alle Mengen entsprechend den gesetzlichen Regelungen abgenommen und verwertet werden. Denn ein solches in einer vertraglichen Vereinbarung festgehaltenes „Verwertungskonzept“ würde die in § 12 Abs. 5 DüV festgelegten Vorgaben des Verordnungsgebers erfüllen und die damit verbundene partielle Verlagerung der Verantwortlichkeit für die Lagerung der Gärrückstände würde die Ziele der Verordnung auch nicht konterkarieren. Bei einer gesicherten Verwertung der Gärrückstände entsprechend den Regelungen der Düngerverordnung würden die Ziele vielmehr gleichermaßen erreicht, wenngleich auch der Kontrollaufwand der zuständigen Behörden sich, auch aufgrund der Erhöhung der Anzahl der Verantwortlichen, steigern könnte. Dies wurde vom Verordnungsgeber allerdings offenbar in Kauf genommen. Hinsichtlich des Erfüllungsaufwands ist er in der Begründung des Verordnungsentwurfs davon ausgegangen, dass der Nachweis der Lagerkapazität oder von vertraglichen Vereinbarungen zur Verwertung zu erbringen und damit auch zu kontrollieren ist (BR-Drs. 148/17, S. 76 f.). Zwar ist dort nicht von einem bei der Prüfung von vertraglichen Vereinbarungen erhöhten Kontrollaufwand die Rede. Daraus kann aber nicht der Schluss gezogen werden, mit „Verwertung“ sei nur die Verwendung nicht zu Düngezwecken gemeint, zumal auch bei der überbetrieblichen Lagerung bei Dritten ein erhöhter Aufwand erforderlich ist, der sich aber ebenso wenig in den Ausführungen der Verordnungsbegründung wiederfindet.

Zwar bestehen bei der Einbeziehung Dritter zur Verwertung zusätzliche Missbrauchsrisiken. Diese ergeben sich aber auch bei der überbetrieblichen Lagerung und hat der Verordnungsgeber wohl mit der Regelung in § 12 Abs. 5 DüV in Kauf genommen, zumal ein nicht gesetzeskonformes Handeln nie, auch nicht bei der in § 12 Abs. 3 DüV vorgesehenen Vorhaltung eigener Lagerkapazitäten und einer Abgabe an andere zu Düngezwecken, gänzlich ausgeschlossen werden kann.

Soweit die Beklagte auf die in den Ausführungen des Europäischen Gerichtshofs wiedergegebene Auffassung der Kommission, nach der eine 6-monatige Lagerkapazität nicht ausreichend sei, Bezug nimmt, kann sich daraus ebenfalls nicht die von der Beklagten als einzig sachgerecht angesehene Auslegung ergeben. Denn selbst wenn die Regelungen in § 12 DüV der Nitratrichtlinie (91/676/EWG) nicht genügen würden, würde daraus nicht folgen, dass der in § 12 Abs. 5 DüV verwendete Begriff des „Verwertens“ als „Verwendung nicht zu Düngezwecken“ auszulegen wäre. Denn der Verordnungsgeber hat sich – wie bereits dargestellt – gerade nicht für eine solche Beschränkung der vertraglich zu vereinbarenden Verwertung entschieden und die umsetzungsbedürftige Richtlinie hindert ihn nicht an dem Erlass einer solchen Regelung, selbst wenn die Kommission und/oder der Europäische Gerichtshof später (erneut) zu der Auffassung gelangen, dass die Umsetzung den europarechtlichen Vorgaben nicht genügt.

Nach alledem schließt der Begriff des „Verwertens“ im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV eine schriftliche vertragliche Vereinbarung mit Dritten über die Abgabe zu Düngezwecken nicht aus, lässt diese aber für sich alleine in der Regel nicht als ausreichend erscheinen, eine den Vorgaben der Düngerverordnung und damit gesetzeskonforme Verwertung gemäß § 12 Abs. 5

DüV sicherzustellen. Vielmehr sind durch zusätzliche flankierende vertragliche Regelungen die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben, insbesondere der Regelungen der Düngerverordnung, etwa durch die Aufnahme von ausreichenden exklusiven Lagerkapazitäten bei dem Dritten für die Gärrückstände des Biogasanlagenbetreibers sicherzustellen.

Die Kostenentscheidung beruht auf § 154 Abs. 1 VwGO.

Die Entscheidung über die vorläufige Vollstreckbarkeit folgt aus § 167 VwGO i. V. m. §§ 708 Nr. 10, 709 Satz 2, 711 ZPO.

Die Revision wird zugelassen, weil der Rechtsfrage, ob eine Verwertung im Sinne des § 12 Abs. 5 DüV auch die Abgabe der bei dem Betrieb einer Biogasanlage erzeugten Gärrückstände zur Ausbringung als Düngemittel umfasst, grundsätzliche Bedeutung zukommt (§ 132 Abs. 2 Nr. 1 VwGO).

Schallbelastung durch WEA auf Innenbereichsgrundstücke: Zwischenwertbildung, Interimsverfahren

OVG Münster, U. v. 20.04.2022 – 8 A 1575/19 –, vorgehend VG Minden, U. v. 13.03.2019 – 11 K 9958/17 – [nicht rechtskräftig, Revision nicht zugelassen]

§ 2 Abs. 1, Abs. 3 BauGB-AG NRW; § 1 Abs. 6 Nr. 1, Abs. 7, § 2 Abs. 3, § 9 Abs. 1, § 10 Abs. 1, Abs. 3 S. 4, § 29 Abs. 1, § 30 Abs. 1, § 34, § 35 Abs. 3 S. 3, Abs. 1 Nr. 5, § 214 Abs. 1 S. 1 Nr. 1, § 233 Abs. 2 S. 3, Abs. 3, § 249 Abs. 3 BauGB; § 2 Abs. 3, § 215 Abs. 1 Nr. 1 BauGB a. F.; § 2 Abs. 1 S. 1 BauO NRW; § 1 Abs. 4 S. 1 Nr. 2, § 4 – § 9, § 11 BauNVO; § 9, § 173 Abs. 3 BBauG; § 1 Abs. 1 S. 1, § 4 Abs. 1, § 5 Abs. 1 Nr. 1, § 6, § 16 Abs. 1, § 52b Abs. 1 S. 1 BImSchG; § 2 Abs. 1 S. 1 9. BImSchV; Nr. 1.6 Anh. 4 BImSchV; § 110 Abs. 1 S. 1, S. 2 JustG NRW; § 13, § 31 Abs. 1, § 37 Abs. 1, § 41 Abs. 1 S. 1 VwVfG NRW; Nr. 6.1, Nr. 6.7 Abs. 1 S. 1 TA Lärm 2017; Nr. A 2.2, Nr. A 2.3.4, Nr. 3.2.1 Abs. 1 Anh. TA Lärm 2017; § 187 Abs. 1, § 188 Abs. 2 BGB; DIN ISO 9613-2; § 5 Abs. 2, § 10, § 11 AufbauG NRW; § 42 Abs. 1 Var. 2, § 68, § 74, § 75 S. 2, § 91 Abs. 1, § 125 Abs. 1 S. 1 VwGO

1. Setzt die Gemeinde in einem Bebauungsplan (Sondergebiet für Windkraftanlagen) mit Blick auf die Belange gesunder Wohnverhältnisse einen (nächtlichen) Schalleistungspegel fest, ohne zu berücksichtigen, dass der für ein reines Wohngebiet grundsätzlich geltende Immissionsrichtwert von 35 dB(A) nachts entsprechend Nr. 6.7 der TA Lärm wegen des Angrenzens des reinen Wohngebiets an den Außenbereich hätte erhöht werden müssen, stellt dies einen Verfahrensmangel i. S. v. § 214 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BauGB a. F. (Fassung vom 23.9.2004) dar.

2. Die Bindungswirkung der TA Lärm ist durch gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse teilweise überholt, soweit es um das Prognoseverfahren zur Ermittlung der Belastung durch Lärm von Windenergieanlagen an einzelnen Immissionsorten geht. Die Prognoseberechnung auf der Grundlage des alternativen Verfahrens der DIN ISO 9613 2, auf das die TA Lärm Bezug nimmt, ist durch das Interimsverfahren zu modifizieren.

3. Bei der Bildung eines Zwischenwerts nach Nr. 6.7 Abs. 1 Satz 1 TA Lärm zwischen Gebieten unterschiedlicher Nutzung und damit unterschiedlicher Schutzwürdigkeit ist methodisch so vorzugehen, dass die Immissionsrichtwerte zu ermitteln sind, die für die benachbarten Gebiete bei jeweils isolierter Betrachtung maßgeblich sind, und daraus unter

Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalls ein Mittelwert zu bilden ist.

4. Aus dem Erfordernis einer Einzelfallprüfung folgt, dass sich die Zwischenwerte für Wohngrundstücke mit größerer Entfernung zum Außenbereich nicht ausgehend von dem an der unmittelbaren Grenze zum Außenbereich gebildeten Zwischenwert nach der physikalisch vorgegebenen Lärmausbreitung bei Windenergieanlagen rechnerisch ermitteln lassen. Auf diese Weise können die Grundstücke, die unmittelbar an den Außenbereich grenzen, der Sache nach von den Lärmrichtwerten profitieren, die im weiter innen liegenden Bereich einzuhalten sind. Das allein führt aber nicht dazu, dass innerhalb einer Gemengelage einzuhaltende Lärmrichtwerte einseitig zu Lasten der Wohnnutzung verschoben werden dürfen.

(amtl. Ls.)

Zum Sachverhalt:

Die Beteiligten streiten um die Erteilung einer immissionschutzrechtlichen Änderungsgenehmigung für die Erhöhung der zur Nachtzeit zugelassenen Betriebsleistung von zwei Windenergieanlagen.

Die Klägerin betreibt nördlich von D.-N. den „Windpark N.“. Dieser besteht aus insgesamt vier Windenergieanlagen des Typs E. E-70 E4 mit jeweils 98,2 m Nabenhöhe, 71 m Rotordurchmesser und 2.000 kW Nennleistung auf den Grundstücken Gemarkung N., Flur 2, Flurstücke 81 (WEA 1), 79 (WEA 2), 83 (WEA 3) und 85 (WEA 4).

Südlich des Windparks N. in einem Abstand ab ca. 790 m zu der nächstgelegenen Anlage WEA 4 befindet sich ein Wohngebiet, das der Durchführungsplan Nr. 22-01 „S.“ aus dem Jahr 1958 der damals selbstständigen Gemeinde N. als „Reines Wohngebiet“ festsetzt. Das reine Wohngebiet grenzt nördlich an die Kreisstraße D 17 („OberN.“) und erstreckt sich etwa 250 m weit in südliche Richtung entlang des nach Westen bogenförmig verlaufenden Straßenzuges „St.“ bis einschließlich der (heutigen) Flurstücke xxx (St. xx) und xx (St. xx). Außerhalb des Plangebiets setzt sich eine Wohnbebauung entlang des übrigen Teilstücks des St., der in die westlich gelegene Straße „S.“ mündet, sowie entlang des in Nord-Süd-Richtung verlaufenden S.wegs samt dessen Ausläufern fort. Nordwestlich des Plangebiets liegt an die Kreisstraße OberN. angrenzend ein Friedhof (Flurstück xx) mit Kapelle (Flurstück xxx), südlich hieran schließt sich zwischen dem Plangebiet und der entlang der Ostseite des S.wegs vorhandenen Wohnbebauung eine ca. 5.000 m² große Freifläche an. Das festgesetzte reine Wohngebiet wie auch die westlich hiervon außerhalb des Plangebietes entstandene Bebauung sind von landwirtschaftlich genutzten Freiflächen mit zwei nordwestlich und nordöstlich an der Kreisstraße OberN. gelegenen Hofstellen umgeben.

Ausgehend von der im Flächennutzungsplan der Beigeladenen in der Fassung der 140. Änderung aus dem Jahr 2000 dargestellten Vorrangfläche für Windkraft – Teilfläche 1 „Nördlich von N.“ – setzt der am 10. November 2005 im Amtsblatt des Kreises L. (Seite 768) öffentlich bekanntgemachte Bebauungsplan Nr. 22-07 „Windkraftanlagen N.“ der Beigeladenen ein „Sonstiges Sondergebiet für Windenergieanlagen und Flächen für die Landwirtschaft“ fest. Der räumliche Geltungsbereich entspricht im Wesentlichen der im Flächennutzungsplan ausgewiesenen Vorrangfläche 1 „Nördlich von N.“. Laut der Planzeichnung legt der Bebauungsplan für die vier konkret ausgewiesenen Anlagenstandorte maximale Schalleistungspegel von 103 dB(A) tags und 99 dB(A) nachts fest. Nach der Planzeichenerklärung kommt ein Schalleistungspegel

von 99 dB(A) nachts je Anlage nur bei Realisierung von vier Windenergieanlagen zum Tragen, bei der Realisierung von weniger als vier Windenergieanlagen sind je nach Anlagentyp und Anlagenzahl höhere Werte, maximal aber 103 dB(A) möglich. In den textlichen Festsetzungen heißt es unter „I. Planungsrechtliche Festsetzungen gem. § 9 Abs. 1 BauGB“ in Ziffer 11:

„Bei Realisierung von 4 Windenergieanlagen ist ein nächtlicher Schalleistungspegel von max. 99,0 dB(A) einzuhalten.“

Dieser Festsetzung liegt als Anlage zur Begründung des Bebauungsplans die „Schallvorprognose für die Errichtung von Windenergieanlagen am Standort Detmold-N.“ des Ingenieurbüros M. vom 22. März 2004 zu Grunde. Hiernach sei bei gleichzeitigem Betrieb von vier Anlagen an den ausgewiesenen Standorten und mit einem Schalleistungspegel jeweils von $L_{WA} = 103$ dB(A) eine Belastung in Höhe von 37,7 dB(A) für den untersuchten Immissionsaufpunkt IP 1 („WR, B-Plan 22-01“; wohl auf dem Grundstück St. 1) und von 38,9 dB(A) für den untersuchten Immissionsaufpunkt IP 2 („WA, S.weg“; wohl auf dem Grundstück OberN. 58) zu erwarten. Bei schallreduziertem Betrieb mit $L_{WA} = 99$ dB(A) betrage die Belastung 33,7 dB(A) am IP 1 und 34,9 dB(A) am IP 2.

Für die Errichtung und den Betrieb der Windenergieanlagen WEA 1 und WEA 2 mit dem Anlagentyp E. E-66/18.70 erteilte die Beigeladene der W. GmbH jeweils am 17. August 2004 Baugenehmigungen. Hinsichtlich der Anlagen WEA 3 und WEA 4 desselben Typs erteilte das ehemalige Staatliche Amt für Umwelt und Arbeitsschutz O. der F. GbR am 15. Oktober 2004 eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung. Der Anlagentyp E-66/18.70 wurde anschließend nie errichtet.

Durch Bescheide jeweils vom 2. April 2007 erteilte die Bezirksregierung Detmold der W. GmbH und der F. GbR zwei immissionsschutzrechtliche Änderungsgenehmigungen, wonach anstelle des Anlagentyps E. E-66/18.70 der Anlagentyp E. E-70 E4 errichtet und betrieben werden darf. Der Änderungsbescheid betreffend die Anlagen WEA 1 und WEA 2 (im Bescheid bezeichnet als WKA 1 und 2) erlaubt für diese ganzjährig (0.00 bis 24.00 Uhr) einen uneingeschränkten Betrieb mit der vollen Nennleistung von 2.000 kW. Der Änderungsbescheid für die Anlagen WEA 3 und WEA 4 (im Bescheid bezeichnet als WKA 3 und 5) erlaubt den Betrieb mit einer Leistung von 2.000 kW ganzjährig von 6.00 bis 22.00 Uhr und lässt während der Nachtzeit (22.00 bis 6.00 Uhr) nur eine schallreduzierte Betriebsweise mit einer Leistung von bis zu 1.000 kW zu. Für die Anlagen WEA 1 und WEA 2 wurden außerdem Befreiungen hinsichtlich des bauplanungsrechtlich festgesetzten nächtlichen Schalleistungspegels erteilt.

Die Klägerin erwarb diese vier Anlagen von der W. GmbH sowie der F. GbR. Den „Bauherrenwechsel“ zeigten diese beiden Gesellschaften dem Beklagten jeweils mit Schreiben vom 1. Februar 2008 an.

Mit Formularantrag vom 30. Januar 2014 beantragte der Geschäftsführer der D. GmbH – Komplementärgesellschafterin der Klägerin – beim Beklagten im Namen der Klägerin, die WEA 3 und WEA 4 (bezeichnet als WKA 3 und 5) auch zur Nachtzeit mit der vollen Nennleistung von 2.000 kW betreiben zu dürfen. Dem Genehmigungsantrag beigelegt war die „Schalltechnische Stellungnahme für den Windpark N., Kreis L., NRW“ der T. GmbH vom 8. April 2013. Danach seien bei einem Betrieb sämtlicher vier Windenergieanlagen unter Vollast an den untersuchten Immissionsorten IO 01 (St. 1) und IO 02 (St. 7) der infolge einer bestehenden Gemengelage zum Außenbereich maßgebliche Zwischenwert von 40 dB(A) nachts (höchster ermittelter Wert: 38 dB(A) an IO 01) eingehalten. Im Formularantrag wurde zur Bearbeitung von Rückfragen auf die D. GmbH – die frühere Klägerin – verwiesen. In dem

unter dem Briefkopf der D. GmbH verfassten Begleitschreiben vom 30. Januar 2014 hieß es ebenfalls, dass der Antrag im Namen der Windpark N. GmbH & Co. KG, der jetzigen Klägerin, gestellt werde.

Nachdem die Beigeladene die Erteilung ihres gemeindlichen Einvernehmens verweigert hatte, lehnte der Beklagte den Antrag mit an die frühere Klägerin, die D. GmbH, adressierten Bescheiden jeweils vom 23. Oktober 2014 ab. Zur Begründung führte er im Wesentlichen aus, ein Volllastbetrieb der Anlagen WEA 3 und WEA 4 verstoße wegen der damit einhergehenden höheren Lärmbelastung gegen die textliche Festsetzung I. 11 des Bebauungsplans Nr. 22-07.

Diese Ablehnungsbescheide waren Gegenstand der Klage der früheren Klägerin in dem Verfahren vor dem Verwaltungsgericht Minden 11 K 2807/14. Der Rechtsstreit wurde, nachdem das Verwaltungsgericht mit Hinweisverfügung vom 28. Januar 2016 Bedenken gegen die Wirksamkeit des Bebauungsplans Nr. 22-07 geäußert hatte, durch gerichtlichen Vergleich vom 13. Mai 2016 einvernehmlich beendet. Nach den Ziffern 1 und 3 dieses Vergleichs verpflichtete sich der Beklagte, seine Ablehnungsbescheide vom 23. Oktober 2014 aufzuheben und über den Änderungsantrag auf der Grundlage weiterer, gemäß Ziffer 2 noch von der früheren Klägerin vorzulegender schalltechnischer Gutachten sowie unter Beachtung der in der Hinweisverfügung dargelegten Rechtsauffassung des Gerichts neu zu entscheiden.

Am 24. Juni 2016 hob der Beklagte seine Ablehnungsbescheide vom 23. Oktober 2014 auf. Unter dem 6. Juli 2016 legte die frühere Klägerin dem Beklagten ein „Schalltechnisches Gutachten für den Betrieb des Windparks N. im Bundesland Nordrhein-Westfalen (4 x E. E-70 E4 mit 2.000 kW Nennleistung)“ der T. GmbH vom 24. Juni 2016 vor. Die nach dem alternativen Verfahren gemäß DIN ISO 9613-2 durchgeführte Prognoseberechnung gelangte zu dem Ergebnis, dass an den Immissionsorten IO 1 (St. 1) und IO 2 (St. 3) nachts ein Beurteilungspegel in Höhe von 38 dB(A) sowie an den übrigen, weiter südlich entlang des St. gelegenen Immissionsorten IO 3 bis IO 15 solche in Höhe von jeweils 37 dB(A) nachts zu erwarten seien.

Mit wiederum an die frühere Klägerin adressiertem Bescheid vom 17. November 2017 lehnte der Beklagte – nach abermaliger Verweigerung des Einvernehmens durch die Beigeladene – den Änderungsantrag erneut mit der Begründung ab, das Vorhaben sei bauplanungsrechtlich unzulässig, weil es der textlichen Festsetzung I. 11 des Bebauungsplans Nr. 22-07 widerspreche und auch eine Befreiung hiervon nicht erteilt werden könne. Die nächtlichen Immissionsrichtwerte für das reine Wohngebiet in N. in Höhe von 35 dB (A) würden bei einem uneingeschränkten Volllastbetrieb aller vier Anlagen ausweislich des schalltechnischen Gutachtens der T. GmbH vom 24. Juni 2016 jedenfalls an den Immissionsorten IO 6 (St. 9a) und IO 13 (St. 21) überschritten. Für diese Grundstücke, die im inneren Bereich des Plangebietes gelegen seien, sei allenfalls ein Immissionsrichtwert von 36 dB(A) zulässig (S. 8 des Bescheides). Sollte der Bebauungsplan Nr. 22-07 unwirksam sein, wäre das Vorhaben gleichwohl unzulässig, weil es schädliche Umwelteinwirkungen in Gestalt von Lärm hervorriefe. [...]

Aus den Gründen:

Gegenstand des Berufungsverfahrens ist nach der Abtrennung des Anfechtungsbegehrens der früheren Klägerin nur noch das Verpflichtungsbegehren der jetzigen Klägerin auf Erteilung der beantragten Änderungsgenehmigung. Der mit Zustimmung der anderen Verfahrensbeteiligten erfolgte Parteiwechs-

sel ist als subjektive Klageänderung nach den §§ 125 Abs. 1 Satz 1, 91 Abs. 1 VwGO zulässig.

Die Berufung der Klägerin hat keinen Erfolg. Die Klage auf Erteilung der begehrten Änderungsgenehmigung ist zulässig (dazu A.), aber unbegründet (dazu B.).

A. Die Verpflichtungsklage der Klägerin nach § 42 Abs. 1 Var. 2 VwGO ist zulässig. [...]

B. Die Klage ist allerdings nicht begründet. Die Klägerin hat keinen Anspruch aus § 16 Abs. 1 i.V.m. § 6 Abs. 1 BImSchG gegen den Beklagten auf Erteilung der beantragten Änderungsgenehmigung für das Vorhaben mit dem Ziel, neben den Anlagen WEA 1 und 2 nunmehr ebenfalls die Anlagen WEA 3 und 4 mit der vollen Nennleistung von 2.000 kW zur Nachtzeit betreiben zu dürfen. Die Änderung ist genehmigungsbedürftig (dazu I.). Der Erteilung der Genehmigung stehen zwar nicht die Festsetzungen des Bebauungsplans Nr. 22-07 der Beigeladenen entgegen (dazu II.). Die Voraussetzungen für die Erteilung einer Änderungsgenehmigung liegen aber deshalb nicht vor, weil der nächtliche Volllastbetrieb aller vier Anlagen zu unzumutbaren Lärmeinwirkungen jedenfalls auf den Grundstücken St. 9a und 21 in N. führen würde (dazu III.).

I. Nach § 16 Abs. 1 Satz 1 Halbsatz 1 BImSchG ist eine Genehmigung erforderlich für die Änderung (u. a.) des Betriebs einer genehmigungsbedürftigen Anlage, wenn durch die Änderung nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden können und diese für die Prüfung nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG erheblich sein können (wesentliche Änderung).

Diese Voraussetzungen sind hier erfüllt. Mit einer Gesamthöhe von jeweils mehr als 50 m sind die Anlagen WEA 3 und 4 nach § 4 Abs. 1 BImSchG i.V.m. § 1 Abs. 1 Satz 1 und Nr. 1.6 des Anhangs 1 der 4. BImSchV immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftig. Durch die Leistungssteigerung während des Nachtbetriebs der Anlagen WEA 3 und 4 können ausweislich der vorgelegten Schallimmissionsprognosen schädliche und damit nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG erhebliche Umwelteinwirkungen im Sinne des § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG, nämlich erhöhte Lärmbelastungen für die umliegende Wohnnutzung, hervorgerufen werden. Dafür, dass ein leistungsoptimierter Nachtbetrieb der Anlagen WEA 3 und 4 lediglich solche nachteilige Auswirkungen verursachen könnte, die offensichtlich so gering wären, dass eine Änderungsgenehmigung entbehrlich wäre (vgl. § 16 Abs. 1 Satz 2 BImSchG), bestehen schon nach der zu dem Änderungsantrag eingereichten schalltechnischen Stellungnahme vom 8. April 2013 keine Anhaltspunkte.

II. Dem zur Genehmigung gestellten Änderungsvorhaben der Klägerin stehen nicht schon andere öffentlich-rechtliche Vorschriften (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG) über die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit nach § 30 Abs. 1 BauGB entgegen. Der leistungsoptimierte Nachtbetrieb der Anlagen WEA 3 und 4 ist nicht wegen der diesem widersprechenden Festsetzungen des Bebauungsplans Nr. 22-07 der Beigeladenen über das nächtliche Emissionsverhalten unzulässig. Die textliche Festsetzung I. 11 sowie die erläuternde Planzeichenerklärung des Bebauungsplans Nr. 22-07, die bei – hier vorliegender – „Realisierung“, d. h. spätestens ab Errichtung und Inbetriebnahme von vier Windenergieanlagen die Einhaltung eines Schalleistungspegels von max. 99 dB(A) nachts vorgeben, sind unwirksam. Der Bebauungsplan leidet insoweit an einem verfahrensrechtlichen Fehler im Abwägungsvorgang i. S. v. § 233 Abs. 2 Satz 3 BauGB i.V.m. § 214 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BauGB in der hier maßgeblichen Fassung der Bekanntmachung der Neufassung des Baugesetzbuchs vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414; im Folgenden: BauGB a.F.) (dazu I.). Dieser Fehler ist grundsätzlich beachtlich (dazu 2.) und nicht

gemäß § 215 Abs. 1 Nr. 1 BauGB a. F. durch rügelosen Fristablauf unbeachtlich geworden (dazu 3.).

1. Gemäß § 233 Abs. 2 Satz 3 BauGB sind abweichend von § 233 Abs. 2 Satz 1 BauGB für vor dem Inkrafttreten einer Gesetzesänderung in Kraft getretene Flächennutzungspläne und – wie hier nach § 10 Abs. 1 BauGB – Satzungen die vor dem Inkrafttreten der Gesetzesänderung geltenden Vorschriften über die Geltendmachung der Verletzung von Verfahrens- und Formvorschriften, von Mängeln der Abwägung und von sonstigen Vorschriften einschließlich ihrer Fristen weiterhin anzuwenden. Für den Bebauungsplan Nr. 22-07 gelten demnach die §§ 214 ff. des Baugesetzbuches in der bis zum 31. Dezember 2006 gültigen Fassung vom 23. September 2004. Denn in Kraft getreten ist diese Satzung gemäß § 10 Abs. 3 Satz 4 BauGB unveränderter Fassung mit ihrer Bekanntmachung, für die der Erscheinungstag des Publikationsorgans maßgeblich ist, in dem die Tatsache des Beschlusses veröffentlicht wird. Vgl. Reidt, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, 15. Auflage 2022, § 10 Rn. 48.

Dies ist hier der 10. November 2005 als derjenige Tag, an dem der Beschluss im Amtsblatt des Kreises L. veröffentlicht wurde.

Nach § 214 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BauGB a. F. ist eine Verletzung von Verfahrens- und Formvorschriften dieses Gesetzbuchs für die Rechtswirksamkeit des Flächennutzungsplans und der Satzungen nach diesem Gesetzbuch nur beachtlich, wenn entgegen § 2 Abs. 3 BauGB (a. F.) die von der Planung berührten Belange, die der Gemeinde bekannt waren oder hätten bekannt sein müssen, in wesentlichen Punkten nicht zutreffend ermittelt oder bewertet worden sind und wenn der Mangel offensichtlich und auf das Ergebnis des Verfahrens von Einfluss gewesen ist.

Ein solcher Verfahrensfehler im Abwägungsvorgang liegt hier vor. Bei der textlichen Festsetzung I. 11 sowie der erläuternden Planzeichenerklärung des Bebauungsplans Nr. 22-07, die bei „Realisierung“ von vier Windenergieanlagen die Einhaltung eines Schalleistungspegels von max. 99 dB(A) nachts vorgeben, hat die Beigeladene die Belange gesunder Wohnverhältnisse im reinen Wohngebiet am St. in N. nicht zutreffend bewertet. Sie hat nicht hinreichend berücksichtigt, dass der für ein reines Wohngebiet grundsätzlich geltende, der TA Lärm entnommene Immissionsrichtwert von 35 dB(A) nachts nach den Vorgaben der TA Lärm in dem hier vorliegenden Fall, dass ein reines Wohngebiet unmittelbar an den Außenbereich angrenzt, für einzelfallbezogen näher zu bestimmende Bereiche des Wohngebiets hätte erhöht werden müssen.

Die bauleitplanerische Bestimmung eines Lärmemissionsgrenzwerts für die innerhalb des Sondergebiets ausgewiesenen vier Windenergieanlagenstandorte ist grundsätzlich eine gesetzlich zulässige Festsetzung. Zwar findet diese ihre rechtliche Grundlage nicht in § 9 Abs. 1 Nr. 24 BauGB. Denn Emissions- oder Immissionswerte sind keine besondere Anlagen oder Vorkehrungen im Sinne dieser Bestimmung, sondern stellen lediglich eine – nach § 9 Abs. 1 BauGB nicht festsetzbare – Zielvorstellung zum Zwecke des Immissionsschutzes dar. Vgl. BVerwG, Urteil vom 14. April 1989 – 4 C 52.87 –, juris Rn. 16, und Beschluss vom 18. Dezember 1990 – 4 N 6.88 –, juris Rn. 15, m. w. N.; Nds. OVG, Urteil vom 25. September 2003 – 1 LC 276/02 –, ZNER 2004, 84; juris Rn. 51.

Emissionsgrenzwerte für ein Sondergebiet können dem Grunde nach aber auf § 9 Abs. 1 Nr. 1 BauGB i. V. m § 11 Abs. 2 Satz 1 BauNVO gestützt werden. In einem auf der Grundlage des § 11 BauNVO festgesetzten Sondergebiet kann die Gemeinde über die Möglichkeiten hinaus, die § 1 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 BauNVO für die in den §§ 4 bis 9 BauNVO geregelten Gebietstypen mit Blick auf die Art der Betriebe und Anlagen sowie deren besondere Bedürfnisse und Eigenschaften eröff-

net, die Art der zulässigen Nutzung konkretisieren und hierzu die Merkmale festlegen, deren Einhaltung ihr zur Erreichung eines festgelegten Planziels am besten geeignet erscheint. Dazu zählen insbesondere auch Festsetzungen über das Emissionsverhalten zugelassener Vorhaben, um auf diese Weise eine gebietsadäquate Nutzung unter angemessener Rücksichtnahme auf anderweitige schutzbedürftige Nutzungen vorsorglich zu steuern. Vgl. BVerwG, Urteile vom 28. Februar 2002 – 4 CN 5.01 –, juris Rn. 21, m. w. N., und vom 14. April 1989 – 4 C 52.87 –, juris Rn. 16, sowie Beschluss vom 2. Oktober 2013 – 4 BN 10.13 –, juris Rn. 7; OVG NRW, Urteile vom 30. Januar 2018 – 2 D 102/14.NE –, juris Rn. 156, und vom 15. Oktober 1992 – 7a D 80/91.NE –, juris Rn. 23; Nds. OVG, Urteil vom 29. Januar 2004 – 1 KN 321/02 –, juris Rn. 66.

Vorliegend beruht die Festsetzung des Emissionsgrenzwerts jedoch auf einer fehlerhaften Ermittlung des Abwägungsmaterials (dazu a). Dieser Fehler betrifft einen wesentlichen Punkt (dazu b).

a) Gemäß § 1 Abs. 7 BauGB sind bei der Aufstellung der Bauleitpläne die öffentlichen und privaten Belange gegeneinander und untereinander gerecht abzuwägen. Dazu sind auf verfahrensrechtlicher Ebene die Belange, die für die Abwägung von Bedeutung sind (Abwägungsmaterial), zu ermitteln und zu bewerten, § 2 Abs. 3 BauGB.

Das Abwägungsgebot ist verletzt, wenn eine Abwägung überhaupt nicht stattfindet, oder in die Abwägung an Belangen nicht eingestellt wird, was nach Lage der Dinge in sie eingestellt werden muss, ferner, wenn die Bedeutung der betroffenen privaten Belange verkannt oder wenn der Ausgleich zwischen den von der Planung berührten Belangen in einer Weise vorgenommen wird, der zur objektiven Gewichtigkeit einzelner Belange außer Verhältnis steht. Vgl. grundlegend BVerwG, Urteil vom 12. Dezember 1969 – 4 C 105.66 –, juris Rn. 29.

Der bauplanerisch festgelegte Grenzwert von 99 dB(A) nachts stellt sich gemessen hieran als abwägungsfehlerhaft dar, weil seine Bestimmung auf eine unzutreffende, den Belangen gesunder Wohnverhältnisse zu starkes Gewicht beimessende Bewertung durch die Beigeladene zurückgeht.

Den tragenden Beweggrund für diese Festsetzung bildet nach der vorangestellten Aufzählung sämtlicher berücksichtigter Belange auf S. 4 der Planbegründung ersichtlich die Zielsetzung, die allgemeinen Anforderungen an gesunde Wohn- und Arbeitsverhältnisse zu wahren. Diesem nach § 1 Abs. 6 Nr. 1 BauGB städtebaulich relevanten Belang maß die Beigeladene, wie sich den Ausführungen auf S. 12 f. der Planbegründung entnehmen lässt, besondere Bedeutung im Hinblick auf das Plangebiet südlich der Windvorrangzone entlang des Straßenzuges St. zu. Die Festsetzung dieses Bereichs als „Reines Wohngebiet“ erfolgte in dem Durchführungsplan Nr. 22-01 der damals selbstständigen Gemeinde N. aus dem Jahr 1958, der nach den Überleitungsvorschriften in § 233 Abs. 3 BauGB und § 173 Abs. 3 BBauG als Bebauungsplan fortgilt. In Anbetracht dieser bauplanerisch entwickelten Wohnbebauung erkannte die Beigeladene den in Nr. 6.1 Buchstabe e TA Lärm 1998 (jetzt: Nr. 6.1 Buchstabe f TA Lärm 2017) für reine Wohngebiete vorgegebenen Immissionsrichtwert von 35 dB (A) nachts als „den begrenzenden Faktor“ für die Wahrung immissionsschutzrechtlicher Anforderungen bei der Ausnutzung des geplanten Sondergebiets, so dass entweder nur weniger als vier Anlagen innerhalb der flächennutzungsplanerisch ausgewiesenen Windvorrangzone zu realisieren seien oder aber bei vier zeitgleich betriebenen Anlagen ein schallreduzierter Betrieb zur Nachtzeit eingehalten werden müsse.

Zweifel an der wirksamen Einordnung des Plangebiets als reines Wohngebiet im Sinne des nach heutiger Rechtslage maßgeblichen Begriffsverständnisses haben die Beteiligten nicht

geltend gemacht. Auch von Amts wegen drängen sich insoweit keine durchgreifenden Bedenken auf. Der auf der Grundlage der §§ 5 Abs. 2, 10 und 11 des nordrhein-westfälischen Gesetzes über Maßnahmen zum Aufbau in den Gemeinden (Aufbaugesetz) vom 29. April 1950 (GV. NW S. 78) in der Fassung des Gesetzes vom 29. April 1952 (GV. NW S. 75) erlassene Durchführungsplan ist nach Inkrafttreten des Bundesbaugesetzes im Jahr 1960 nach Maßgabe von § 173 Abs. 3 Satz 1 BBauG als qualifizierter Bebauungsplan übergeleitet worden. Er enthält verbindliche Regelungen der in § 9 BBauG bezeichneten Art, die nach geltendem Recht Inhalt eines Bebauungsplans sein können. Zu den Voraussetzungen der Überleitung vgl. OVG NRW, Urteil vom 26. Juni 2003 – 10 A 372/00 –, juris Rn. 33 ff. mit Nachw. zur Rspr. des BVerwG.

Auch wenn die Baunutzungsverordnung oder eine gleichlautende Regelung bei Erlass des Durchführungsplans Nr. 22-01 im Jahr 1958 noch nicht in Kraft war, ergibt sich aus der Erläuterung des Plans vom 11. April 1958, die sich ausschließlich zu der Errichtung von Wohnhäusern verhält, dass das Plangebiet der Sache nach auch nach heutigem Verständnis einem reinen Wohngebiet entspricht.

Die hiernach von der Beigeladenen ihrer Bauleitplanung zu Grunde gelegte Maßgabe, es müsse ein Immissionsrichtwert von höchstens 35 dB(A) nachts mit Blick auf das (gesamte) reine Wohngebiet sichergestellt werden, ist allerdings schon im Ansatz rechtlich unzutreffend. Sie lässt außer Betracht, dass – wie unten noch näher ausgeführt wird – in entsprechender Anwendung von Nr. 6.7 TA Lärm 1998/2017 zumindest für nicht unerhebliche Teile des festgesetzten reinen Wohngebiets eine Gemengelage zu dem das Plangebiet weitläufig umgebenden Außenbereich gegeben ist, die es rechtfertigt und gebietet, die für ein reines Wohngebiet geltenden Immissionsrichtwerte auf einen geeigneten Zwischenwert zu erhöhen.

Nach Nr. 6.7 TA Lärm 1998/2017 ist für die Wohngrundstücke, die südlich der Windenergieanlagen unmittelbar am Rande des Außenbereichs gelegen sind, ein Zwischenwert zu bilden, welcher der Eigenart des an die Wohnbebauung angrenzenden Außenbereichs und der dort vorgesehenen privilegierten Zulässigkeit von Windkraftanlagen Rechnung trägt. Dabei können nach der Rechtsprechung einem im reinen Wohngebiet unmittelbar am Rande des Außenbereichs gelegenen Wohnhaus – in Abhängigkeit von den Umständen des Einzelfalls – bis zu 5 dB(A) höhere Lärmimmissionen zugemutet werden. Vgl. etwa BVerwG, Urteile vom 17. Dezember 2013 – 4 A 1.13 –, ZNER 2014, 199; juris Rn. 55, und vom 19. Januar 1989 – 7 C 77.87 –, juris Rn. 28; zu entsprechenden Entscheidungen von Obergerichten siehe unten.

Weitergehend kann sogar für Wohngrundstücke, die nicht unmittelbar am Rande des Außenbereichs, sondern – abgeschirmt durch Bebauung – weiter zurückgesetzt liegen, noch eine Erhöhung der für Wohngebiete maßgeblichen Richtwerte um (jedenfalls) 3 dB(A) angemessen sein, sofern Grundstücke gleichsam „in zweiter Reihe“ noch dem prägenden Einfluss des Außenbereichs ausgesetzt sind. Vgl. OVG NRW, Beschlüsse vom 15. März 2018 – 8 B 736/17 –, juris Rn. 69 ff., vom 29. Juni 2017 – 8 B 187/17 –, ZNER 2017, 301; juris Rn. 25, und vom 29. Januar 2013 – 8 A 2016/11 –, juris Rn. 16; Nds. OVG, Urteil vom 12. Mai 2015 – 1 KN 238/13 –, juris Rn. 41.

Dementsprechend hätte die Beigeladene im Rahmen ihrer Bauleitplanung zwingend in den Blick nehmen müssen, dass für eine nicht unerhebliche Zahl von Wohngrundstücken, die sich am nördlichen Rand des reinen Wohngebiets (St. 1) sowie an der Ost- und Südseite des St. in unmittelbarer Randlage zum Außenbereich befinden, ein (deutlich) erhöhter Immissions-

richtwert von bis zu 40 dB(A) gelten kann. Des Weiteren wäre auch in Erwägung zu ziehen gewesen, inwiefern die übrige an der West- und Nordseite entlang des St. vorhandene Wohnbebauung, wenn auch abgeschirmt durch die „erste Reihe“, gleichwohl noch einem prägenden Einfluss des Außenbereichs ausgesetzt sind und auch insoweit ein der Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich angemessene Rechnung tragender Zwischenwert geboten ist. Dass die Beigeladene stattdessen jedoch einen Richtwert von nur 35 dB(A) nachts für das gesamte Plangebiet als rechtlich verbindliche Leitlinie für das Ziel des Immissionsschutzes erachtet hat, führt dazu, dass der insoweit in die Abwägung eingestellte städtebauliche Belang gesunder Wohnverhältnisse in Ermangelung einer auf die konkreten örtlichen Verhältnisse abstellenden Ermittlung des jeweiligen Schutzbedürfnisses (zu den Anforderungen vgl. nachfolgend unter III.) fehlerhaft ermittelt und entgegen seiner objektiven Gewichtung fehlerhaft (über)bewertet wurde.

Dabei konnte das Vorliegen einer Gemengelage nicht, wie sich aus den Ausführungen auf S. 11 des Abwägungsvorschlags zur Offenlage ergibt, allein mit dem Hinweis darauf verneint werden, dass das planerische reine Wohngebiet am St. deutlich vor Ausweisung der Vorrangfläche für die Windenergienutzung existierte. Die zeitliche Priorität unverträglicher Nutzungen kann nach Nr. 6.7 Abs. 2 Satz 2 TA Lärm 1998/2017 wesentliches Kriterium für die Höhe des zu bildenden Zwischenwerts nach der konkreten Schutzwürdigkeit des betroffenen Gebiets sein. Das Bestehen einer Gemengelage an sich, die hier mit Blick auf den an das Plangebiet angrenzenden Außenbereich und dort nach § 35 BauGB privilegiert zulässige emissionsträchtige Vorhaben (einschließlich solcher zur Nutzung der Windenergie) besteht, wird hingegen durch das Vorhandensein von Wohnnutzung nicht ausgeschlossen, sondern begründet. Insoweit ist auch nicht maßgeblich, dass die Wohnnutzung südlich des Windparks N. „nicht unmittelbar an die Vorrangfläche grenzt“. Entscheidend ist vielmehr, dass die Wohnnutzung zumindest teilweise unmittelbar an den Außenbereich grenzt, in dem – mit oder ohne Vorrangflächen – lärmintensive Vorhaben privilegiert zulässig sein können. Dabei wären Windenergieanlagen wegen ihrer Größe und ihres Emissionsverhaltens ohnehin nicht in direkter Nachbarschaft zu einer Wohnbebauung genehmigungsfähig, so dass auch die entsprechende Ausweisung einer Vorrangzone keinen Bestand haben könnte. Im Übrigen verhalten sich diese Erwägungen der Beigeladenen widersprüchlich zu dem Abwägungsvorschlag zur frühzeitigen Beteiligung (Stand: März 2004). Denn hier führt die Beigeladene (wiederholt und zutreffend) aus, dass auf eine „Unveränderbarkeit“ des Außenbereichs kein Anspruch zu Gunsten der hieran grenzenden Wohnnutzung bestehe (vgl. dort beispielhaft Seiten 14, 15, 19, 23 und 25); gerade diese Lage einer Wohnbebauung und der hierdurch hervorgerufene Nutzungskonflikt mit dem Außenbereich als solchem ist ausschlaggebend für das Vorliegen einer Gemengelage.

Fehlerhaft ist die Festsetzung des nächtlichen Pegels von 99 dB(A) auch deshalb, weil sie über das selbst gesetzte Planziel hinausgeht. Das der Festsetzung zugrunde gelegte Abwägungsmaterial trägt diese nicht. Denn der Grenzwert von 99 dB(A) bei vier Anlagen führt nach der Prognose als Anlage zum Bebauungsplan Nr. 22-07 zu einer (deutlichen) Unterschreitung des angestrebten Richtwerts von 35 dB(A), nämlich zu (nur) 33,7 dB(A). Bei welchem Schalleistungspegel der angestrebte Immissionsrichtwert (noch) eingehalten würde, hat die Beigeladene nicht ermittelt.

b) Die von der Beigeladenen bei ihrer Abwägung berücksichtigten Anforderungen an gesunde Wohnverhältnisse betreffen Belange, die in wesentlichen Punkten i. S. v. § 214 Abs. 1

Satz 1 Nr. 1 BauGB a. F. unvollständig ermittelt und nicht zutreffend bewertet worden sind.

Von der Planung berührte, durch die Gemeinde nicht zutreffend ermittelte oder bewertete Belange betreffen bereits dann „wesentliche Punkte“, wenn diese Punkte in der konkreten Planungssituation abwägungsbeachtlich waren. Vgl. BVerwG, Urteil vom 9. April 2008 – 4 CN 1.07 –, juris Rn. 19.

Dies ist hier der Fall. Die Einhaltung der nächtlichen Lärmrichtwerte mit Blick auf die einem reinen Wohngebiet zugeordnete Wohnnutzung am Rande zum Außenbereich war bei der Aufstellung eines Bebauungsplans für ein Vorranggebiet zur Windenergienutzung abwägungsbeachtlich.

Die auf der Grundlage des prognostizierten Immissionswertes von 33,7 dB(A) überschießende Umsetzung geht zu Lasten des durch die Darstellung einer Vorrangfläche im Flächennutzungsplan grundsätzlich privilegierten Interesses an der Windenergienutzung, das ebenfalls als abwägungserheblicher Belang zu berücksichtigen gewesen wäre.

2. Diese unter Verstoß gegen § 2 Abs. 3 BauGB erfolgte unzutreffende Bewertung ist eine gemäß § 233 Abs. 2 Satz 3 BauGB i. V. m. § 214 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BauGB a. F. für die Rechtswirksamkeit des Bebauungsplans beachtliche Verletzung einer Verfahrensvorschrift. Der Mangel ist offensichtlich (dazu a) und auf das Ergebnis des Verfahrens von Einfluss gewesen (dazu b).

a) Der Mangel ist im Sinne des § 214 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BauGB a. F. offensichtlich. Beachtlich ist danach alles das, was zur „äußeren“ Seite des Abwägungsvorgangs derart gehört, dass es auf objektiv erfassbaren Sachumständen beruht. Fehler und Irrtümer, die z. B. die Zusammenstellung und Aufbereitung des Abwägungsmaterials, die Erkenntnis und Einstellung aller wesentlichen Belange in die Abwägung oder die Gewichtung der Belange betreffen und die sich etwa aus Akten, Protokollen, aus der Entwurfs- oder Planbegründung oder aus sonstigen Unterlagen ergeben, sind danach „offensichtlich“. Vgl. BVerwG, Urteil vom 21. August 1981 – 4 C 57.80 –, juris Rn. 24 (zu § 155b Abs. 2 Satz 2 BBauG); Uechtritz, in: Spannowsky/Uechtritz, BeckOK BauGB, Stand: 1. Januar 2022, § 214 Rn. 27. So liegt der Fall hier. Die unvollständige Ermittlung und unzutreffende Bewertung der immissionsschutzrechtlichen Schutzbedürftigkeit der Wohnbebauung, wie sie vorstehend dargelegt ist, ergibt sich – wie oben ebenfalls dargelegt – offenkundig aus der Planbegründung. Ebenso lässt sich dieser Verfahrensfehler aus der als Anlage zur Begründung des Bebauungsplans vorliegenden Schallvorprognose vom 22. März 2004 entnehmen, in der ebenfalls für das reine Wohngebiet (nur) ein einheitlicher nächtlicher Immissionsrichtwert von 35 dB(A) in Ansatz gebracht ist.

b) Auch ist die unzutreffende Ermittlung und Bewertung auf das Ergebnis des Abwägungsvorgangs von Einfluss gewesen i. S. v. § 214 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BauGB a. F. Das Tatbestandsmerkmal „von Einfluss gewesen ist“ liegt dann vor, wenn nach den Umständen des jeweiligen Falles die konkrete Möglichkeit besteht, dass ohne den Mangel im Vorgang die Planung anders ausgefallen wäre. Eine solche konkrete Möglichkeit besteht immer dann, wenn sich anhand der Planunterlagen oder sonst erkennbarer oder naheliegender Umstände die Möglichkeit abzeichnet, dass der Mangel im Abwägungsvorgang von Einfluss auf das Abwägungsergebnis gewesen sein kann. Hat sich der Planungsträger von einem unzutreffend angenommenen Belang leiten lassen und sind andere Belange, die das Abwägungsergebnis rechtfertigen könnten, weder im Bauleitplanverfahren angesprochen noch sonst ersichtlich, so ist die unzutreffende Erwägung auf das Abwägungsergebnis von Einfluss gewesen. Vgl. BVerwG, Urteil vom 21. August 1981 – 4 C 57.80 –, juris Rn. 27 (zu § 155b Abs. 2 Satz 2 BBauG);

Uechtritz, in: Spannowsky/Uechtritz, BeckOK BauGB, Stand: 1. Januar 2022, § 214 Rn. 31.

Demnach ist hier von einem beachtlichen Verfahrensfehler auszugehen. Da die Beigeladene die nächtlichen Lärmrichtwerte für das reine Wohngebiet wahren wollte, ist davon auszugehen, dass sie unter Beachtung der hier rechtlich gebotenen Bildung von Zwischenwerten für eine Gemengelage der Wohnnutzung zum Außenbereich ihrer Planung höhere Immissionsrechtswerte zur Nachtzeit zu Grunde gelegt und dementsprechend (zumindest) einen höheren – oder auf bestimmte Standorte begrenzten – Schalleistungspegel festgesetzt hätte. Darauf, ob die Zubilligung eines über die Vorgaben der TA Lärm hinaus gehenden Schutzes vor Lärmeinwirkungen mit entsprechender Begründung abwägungsfehlerfrei möglich gewesen wäre, kommt es hier nicht an.

3. Ferner ist der Abwägungsfehler nicht gemäß § 215 Abs. 1 Nr. 1 BauGB a. F. unbeachtlich geworden.

Nach dieser Vorschrift wird eine nach § 214 Abs. 1 Satz 1 Nrn. 1 bis 3 beachtliche Verletzung der dort bezeichneten Verfahrens- und Formvorschriften unbeachtlich, wenn sie nicht innerhalb von zwei Jahren seit Bekanntmachung des Flächennutzungsplans oder der Satzung schriftlich gegenüber der Gemeinde unter Darlegung des die Verletzung begründenden Sachverhalts geltend gemacht worden ist.

Dabei genügt es, dass nur irgendjemand ordnungsgemäß und fristgerecht – und daher nicht notwendigerweise die Klägerin – den in Rede stehenden Fehler geltend gemacht hat. Denn von einer solchermaßen erfolgten Rüge geht eine absolute Wirkung aus. Vgl. BVerwG, Urteil vom 18. Juni 1982 – 4 N 6.79 –, juris Rn. 6, und Beschluss vom 2. Januar 2001 – 4 BN 13.00 –, juris Rn. 5; Battis, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, 14. Auflage 2019, § 215 Rn. 7.

Ausgehend vom Vorstehenden ist der Fehler nicht unbeachtlich geworden. Mit Schreiben vom 12. November 2007 hat der Prozessbevollmächtigte der Klägerin im Namen der damaligen Betreiberinnen, der W. GmbH und der F. GbR, den festgesetzten Schalleistungspegel von max. 99 dB(A) nachts als fehlerhaft gerügt, da für das reine Wohngebiet in Angrenzungen zum Außenbereich ein Richtwert von 40 dB(A) maßgeblich sei. Dieses Schreiben wahrt mit Eingang bei der Beigeladenen noch am gleichen Tag, den sie – wie sich aus den Aufstellungsvorgängen zum Bebauungsplan ergibt – durch ein entsprechendes Telefax gegenüber den Prozessbevollmächtigten der Klägerin bestätigt hat, die Zweijahresfrist. Diese endete nach den §§ 187 Abs. 1, 188 Abs. 2, 193 BGB, die nach § 31 Abs. 1 VwVfG NRW entsprechend anwendbar sind, erst mit Ablauf des 12. November 2007, einem Montag, nachdem der Bebauungsplan Nr. 22-07 – wie oben bereits ausgeführt – am 10. November 2005 in Kraft getreten war.

4. Erweist sich nach alledem die Festsetzung eines Schalleistungspegels von max. 99 dB(A) nachts als in beachtlicher Weise verfahrensfehlerhaft und folglich unwirksam, mag dahinstehen, ob diese Festsetzung – oder womöglich sogar der Bebauungsplan Nr. 22-07 insgesamt – an weiteren zur Unwirksamkeit führenden Mängeln leidet.

III. Die Voraussetzungen für die Erteilung der beantragten Änderungs genehmigung liegen nicht vor, weil der nächtliche Volllastbetrieb aller vier Windenergieanlagen schädliche Umwelteinwirkungen in Gestalt unzumutbarer Lärmbelastungen jedenfalls auf den Grundstücken St. 9a und 21 in N. hervorrufen würde (vgl. §§ 6 Abs. 1 Nr. 1, 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG).

Für die Erteilung einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung ist gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG u. a. sicherzustellen, dass die sich aus § 5 BImSchG ergebenden Pflichten erfüllt werden. Nach § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG sind genehmigungs-

bedürftige Anlagen so zu errichten und zu betreiben, dass zur Gewährleistung eines hohen Schutzniveaus für die Umwelt insgesamt schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, erhebliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft nicht hervorgerufen werden können.

Unter welchen Voraussetzungen Geräuschimmissionen von Windenergieanlagen schädlich im Sinne des § 5 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG sind, bestimmt sich anhand der TA Lärm. Dieser kommt, soweit sie für Geräusche den unbestimmten Rechtsbegriff der schädlichen Umwelteinwirkungen konkretisiert, eine im gerichtlichen Verfahren zu beachtende Bindungswirkung zu. Die normative Konkretisierung des gesetzlichen Maßstabs für die Schädlichkeit von Geräuschen ist jedenfalls insoweit abschließend, als sie bestimmte Gebietsarten und Tageszeiten entsprechend ihrer Schutzbedürftigkeit bestimmten Immissionsrichtwerten zuordnet und das Verfahren der Ermittlung und Beurteilung der Geräuschimmissionen vorschreibt (vgl. § 48 Abs. 1 Satz 1 Nrn. 1 und 3 BImSchG). Vgl. BVerwG, Urteile vom 12. November 2020 – 4 A 13.18 –, juris Rn. 46, vom 29. November 2012 – 4 C 8.11 – juris Rn. 18, und vom 29. August 2007 – 4 C 2.07 –, ZNER 2007, 421; juris Rn. 12 (jeweils zur TA Lärm vom 26. August 1998).

Nach Nr. 3.2.1 Abs. 1 TA Lärm ist der Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Geräusche vorbehaltlich der Regelungen in den Absätzen 2 bis 5 sichergestellt, wenn die Gesamtbelastung am maßgeblichen Immissionsort die Immissionsrichtwerte nach Nr. 6 nicht überschreitet. Dies ist im Zeitpunkt der gerichtlichen Entscheidung, der für die Beurteilung der Sach- und Rechtslage in Bezug auf die vorliegende Verpflichtungsklage grundsätzlich maßgeblich ist, nicht der Fall.

Die Bindungswirkung der TA Lärm ist hinsichtlich des Berechnungsverfahrens für Schallimmissionsprognosen betreffend Lärm durch Windenergieanlagen teilweise entfallen; das Berechnungsverfahren, auf das die TA Lärm für die prognostizierte Gesamtbelastung durch Windenergieanlagen an einzelnen Immissionsorten verweist, ist durch das Interimsverfahren zu modifizieren (dazu 1.). Die sich auf der Grundlage einer solchen Schallimmissionsprognose für die Wohngrundstücke St. 9a und 21 ergebenden Werte von 39,6 dB(A) und 39,5 dB(A) nachts überschreiten die dort maßgeblichen nächtlichen Lärmrichtwerte auch dann, wenn man wegen der Gemengelage zwischen planerisch ausgewiesenem reinem Wohngebiet und Außenbereich geeignete Zwischenwerte bildet (dazu 2.).

1. Die Bindungswirkung der TA Lärm ist durch gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse teilweise überholt, soweit es um das Prognoseverfahren zur Ermittlung der Belastung durch Lärm von Windenergieanlagen an einzelnen Immissionsorten geht. Die Prognoseberechnung auf der Grundlage des alternativen Verfahrens der DIN ISO 9613-2, auf das die TA Lärm Bezug nimmt, ist durch das Interimsverfahren zu modifizieren. Dies beruht auf folgenden Erwägungen:

Um den nach § 5 Abs. 1 BImSchG i. V. m. der TA Lärm gebotenen Lärmschutz beim Betrieb einer Anlage sicherzustellen, ist eine realistische (Lärm-)Prognose anzustellen. An diese prognostische Einschätzung zur Einhaltung der Immissionsrichtwerte sind insoweit hohe Anforderungen zu stellen, als sie in jedem Fall „auf der sicheren Seite“ liegen muss. Vgl. etwa OVG NRW, Urteil vom 22. November 2021 – 8 A 973/15 –, juris Rn. 122; Nds. OVG, Beschluss vom 24. September 2021 – 12 ME 45/21 –, ZNER 2021, 671; juris Rn. 86.

Entsprechende Anforderungen bestehen für das einer solchen Prognose zugrunde liegende Berechnungsverfahren der DIN ISO 9613-2, auf das Nr. A.2.2 und A.2.3.4 des Anhangs zur TA Lärm verweisen.

Da der TA Lärm eine normkonkretisierende Funktion zukommt, die auf dem in ihr zum Ausdruck kommenden wissenschaftlich-technischen Sachverstand beruht und zugleich der auf der Grundlage der Anhörung von Vertretern der Wissenschaft, der Betroffenen, der beteiligten Wirtschaft und der für den Immissionsschutz zuständigen obersten Landesbehörden (vgl. § 51 BImSchG) vorgenommenen Einschätzung des Vorschiftengebers Rechnung trägt, stellt das Abrücken von den in ihr niedergelegten Standards hohe Anforderungen an die dafür erforderliche Tatsachengrundlage. Die Bindungswirkung der TA Lärm entfällt – vorbehaltlich einer im vorliegenden Zusammenhang bislang nicht vorgenommenen Änderung der Verwaltungsvorschrift – nur dann, wenn die in der TA Lärm enthaltenen Aussagen durch neue, gesicherte Erkenntnisfortschritte in Wissenschaft und Technik überholt sind, die den ihnen zu Grunde liegenden Einschätzungen, Bewertungen und Prognosen den Boden entziehen, und sie deshalb den gesetzlichen Anforderungen nicht mehr gerecht werden. Das heißt, der Erkenntnisstand bei Erlass der TA Lärm und dessen seinerzeitige technische Umsetzung müssen mit dem jetzigen Stand der Technik verglichen werden, um beurteilen zu können, ob sich in diesem Sinne wesentliche Änderungen ergeben haben. Zu diesem Maßstab vgl. BVerwG, Urteile vom 10. Juli 2021 – 7 A 11.11 –, juris Rn. 27 (zur AVV Baulärm), vom 21. Juni 2001 – 7 C 21.00 –, juris Rn. 14 (zur TA Luft), und Beschluss vom 31. März 1996 – 7 B 164.95 – juris Rn. 19 (zur TA Luft); OVG NRW, Beschluss vom 17. Juni 2016 – 8 B 1018/15 –, ZNER 2016, 413; juris Rn. 23; Nds. OVG, Beschluss vom 16. November 2016 – 12 ME 132/16 –, ZNER 2017, 70; juris Rn. 59; Bay. VGH, Beschluss vom 7. Mai 2018 – 22 ZB 17.2088 u. a. –, ZNER 2018, 277; juris Rn. 38, m. w. N. (jeweils zur TA Lärm).

Dabei kommt es nicht darauf an, inwieweit neue wissenschaftliche Erkenntnisse zu brauchbaren Alternativen für eine Normanwendung oder gar Normkonkretisierung geführt haben. Vgl. BVerwG, Beschluss vom 31. März 1996 – 7 B 164.95 – juris Rn. 19; enger: Hansmann, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, Stand: September 2021, Vorb. zur TA Lärm Rn. 6 a. E.

Für einen im vorstehend dargelegten Sinne „gesicherten“ Erkenntnisfortschritt genügt es mithin, dass die in der TA Lärm enthaltenen Aussagen und die ihnen zu Grunde liegenden Einschätzungen, Bewertungen und Prognosen durch bessere – und insoweit gefestigte – Einsichten durchgreifend in Zweifel gezogen sind, ohne dass an ihre Stelle bereits ein neuer, für sich genommen schon als abschließend zu bewertender Erkenntnisstand in Wissenschaft und Technik getreten sein muss.

Ausgehend davon ist für die Prognose des Lärms von Windenergieanlagen das Berechnungsverfahren der DIN ISO 9613-2, auf das Nr. A.2.2 und A.2.3.4 des Anhangs zur TA Lärm verweisen, im Zeitpunkt der Entscheidung des Senats, der für die hier vorliegende Verpflichtungsklage maßgeblich ist, als durch neue, gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisse teilweise überholt anzusehen und durch das Interimsverfahren zu modifizieren. Ebenso VGH Bad.-Württ., Urteil vom 4. Februar 2021 – 5 S 305/19 –, juris Rn. 46 f. (für den Zeitpunkt Juli 2018), und Beschluss vom 19. Juni 2018 – 10 S 186/18 –, ZNER 2018, 478; juris Rn. 11 (für den Zeitpunkt Juli 2017); VG Düsseldorf, Urteil vom 1. März 2018 – 28 K 5087/17 –, juris Rn. 39 ff., 61 (für den Zeitpunkt der mündlichen Verhandlung des VG); a. A., allerdings für zurückliegende Zeitpunkte, Nds. OVG, Beschluss vom 11. März 2019 – 12 ME 105/18 –, ZNER 2019, 148; juris Rn. 65 f. (für Dez. 2016); OVG Rh.-Pf., Urteil vom 20. September 2018 – 8 A 11958/17 –, ZNER 2018, 569; juris Rn. 129 (für Mai 2016); Bay. VGH, Beschluss vom 7. Mai 2018 – 22 ZB 17.2088 u. a. –, juris Rn. 39 (für

Nov. 2014); OVG M.-V., Urteil vom 10. April 2018 – 3 LB 133/08 –, juris Rn. 99 (für Juni 2003); OVG Saarl., Beschluss vom 3. November 2017 – 2 B 584/17 –, ZNER 2017, 533; juris Rn. 20 (für Dez. 2016); für ein Fortbestehen der Bindungswirkung der TA Lärm OLG Schleswig, Urteil vom 10. November 2021 – 9 U 15/20 –, juris Rn. 57.

Die Regelungen der DIN ISO 9613-2, die nach ihrem Abschnitt 1 „Anwendungsbereich“ für bodennahe Schallquellen anwendbar ist, legt ein Verfahren zur Berechnung der Dämpfung des Schalls bei der Ausbreitung im Freien fest, mit dem die Pegel von Geräuschimmissionen in einem Abstand von verschiedenen Schallquellen vorausberechnet werden können. Nach diesem Verfahren wird der äquivalente A-bewertete Dauerschalldruckpegel von Schallquellen mit bekannter Geräuschemission unter schallausbreitungsgünstigen Witterungsbedingungen vorausberechnet, wobei geometrische Ausbreitung, Luftabsorption, Bodeneffekt, Reflexion an Flächen sowie ggf. Abschirmung durch Hindernisse berücksichtigt werden. Die DIN ISO 9613-2 kennt eine frequenzabhängige Berechnungsmethode und ein alternatives Verfahren mittels A-bewerteter Einzahlkenngröße. Vgl. Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe, Dez. 2021, S. 108.

Messungen in Forschungsprojekten mit Fernfeldmessungen (etwa „Schalltechnischer Bericht der erweiterten Hauptuntersuchung zur messtechnischen Entwicklung der Ausbreitungsbedingungen für die Geräusche von hohen Windenergieanlagen zur Nachtzeit und Vergleich der Messergebnisse mit Ausbreitungsrechnungen nach DIN ISO 9613-2“ des Büros Uppenkamp und Partner von November 2014; Uppenkamp-Studie, initiiert durch das Landesamt für Umwelt, Natur und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen) haben Differenzen zwischen Ausbreitungsrechnungen und Immissionswerten ab einer Entfernung von etwa 500 m zwischen Windenergieanlage und Immissionsort ergeben, wobei die Differenzen ab einer Entfernung von etwa 750 m – wie sie hier für die Anlagen WEA 3 und 4 zur Wohnbebauung am St. vorliegt – zunahm. Zwei weitere in Folge der Diskussion über eine Modifizierung des Ausbreitungsmodells durchgeführte Messkampagnen haben die Ergebnisse der Uppenkamp-Studie bestätigt (Dritter Zwischenbericht zu Schalluntersuchungen an Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein vom 3. März 2017; Schmitter: Vergleich verschiedener Prognosemodelle mit realen Immissionsmessungen – Tagungsband zum 9. Rheiner Windenergieforum am 22./23. März 2017). Vgl. Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe, Dez. 2021, S. 109.

Diese Forschungsergebnisse lagen bei Erlass der TA Lärm am 28. August 1998, die in ihrem seitdem unveränderten Anhang erstmals die Prognose zur Ermittlung der Geräuschimmissionen behandelt, vgl. Hansmann, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, Stand: September 2021, Vorb. zur TA Lärm Rn. 21, nicht vor. Diese Forschungsergebnisse stellen wesentliche neue, gesicherte wissenschaftliche Erkenntnisfortschritte dar, die den der TA Lärm zu Grunde liegenden Einschätzungen, Bewertungen und Prognosen hinsichtlich der Schallausbreitungsrechnungen für Windenergieanlagen teilweise den Boden entziehen, zumal Windenergieanlagen seit 1998 deutlich größer geworden sind und sich damit immer weiter von bodennahen Schallquellen i. S. d. DIN ISO 9613-2 abheben. Schallausbreitungsberechnungen allein auf der Grundlage der DIN ISO 9613-2 werden daher den gesetzlichen Anforderungen, den Schutz vor schädlichen Geräuscheinwirkungen mit dem erforderlichen Grad an Sicherheit zu gewährleisten, nicht mehr in jeder Hinsicht gerecht. Diese Einschätzung wird der Sache nach von Fachwissenschaftlern und Behörden gleichermaßen geteilt, die empfehlen, die DIN ISO 9613-2 für Schallimmissionsprognosen zu modifizieren:

Um die erkannten Defizite bei Schallausbreitungsberechnungen für Windenergieanlagen zu beheben, hat der Unterausschuss „Schallausbreitung im Freien“ des DIN/VDI-Normausschusses „Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik“ (NALS) ausgehend von den genannten Forschungsergebnissen in Ergänzung zur DIN ISO 9613-2 und zur DIN EN 61400-11 die „Dokumentation zur Schallausbreitung – Interimsverfahren zur Prognose der Geräuschimmissionen von Windkraftanlagen, Fassung 2015-05.1“ veröffentlicht. In der Einleitung dieser Dokumentation heißt es u. a., für die Prognose von Immissionspegeln von Windkraftanlagen gebe es kein nationales Regelwerk, das ohne Einschränkungen, Modifizierungen oder Sonderregelungen auf die Schallausbreitung dieser hochliegenden Quellen anwendbar sei. Nach Nr. 3.5 dieser Dokumentation begrenzt die DIN ISO 9613-2 die Quellhöhe auf kleiner 30 m. Das Interimsverfahren ist nach Nr. 4.1 als Übergangslösung konzipiert, bis ein Verfahren zur Schallausbreitungsrechnung entwickelt ist, das den Anwendungsbereich der DIN ISO 9613-2 auf Windkraftanlagen als hochliegende Quellen erweitert.

Der Unterschied zu dem bisher angewendeten Beurteilungsverfahren besteht einerseits im Wegfall der Bodendämpfung und der meteorologischen Korrektur, andererseits in der Umstellung des Berechnungsverfahrens auf eine frequenzabhängige Berechnung. Vgl. Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe, Dez. 2021, S. 112.

Die Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI) hat in ihrer 134. Sitzung am 5. und 6. September 2017 den Ländern erstmals empfohlen, die Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen mit Stand 30. Juni 2016 anzuwenden, die auf dem Interimsverfahren beruhen. Diese LAI-Hinweise (S. 2 f.) konkretisieren die Anforderungen der TA Lärm an die Durchführung von Immissionsprognosen im Rahmen der Errichtung und des Betriebs von Windkraftanlagen über 30 m Höhe als hochliegende Schallquellen durch eine vorläufige Anpassung des Prognosemodells der DIN ISO 9613-2 auf Basis neuerer Erkenntnisse. Die Umweltministerkonferenz hat diese LAI-Hinweise im November 2017 zur Kenntnis genommen.

Das Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MULNV NRW) hat mit Erlass vom 29. November 2017 – 8851.1.6.4 – die genannten LAI-Hinweise in die Verwaltungspraxis eingeführt und die nachgeordneten Behörden gebeten, diese Hinweise zukünftig bei der Genehmigung und Überwachung von Windenergieanlagen als Erkenntnisquelle anzuwenden. Auch der Windenergie-Erlass vom 8. Mai 2018 (MBl. NRW. S. 258 ff.) führt unter Nr. 5.2.1.1 (S. 273) aus, dass mit Erlass vom 29. November 2017 in Nordrhein-Westfalen die neuen von der LAI überarbeiteten „Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen“ eingeführt worden seien. Das u. a. dort verankerte Prognosemodell auf Basis des Interimsverfahrens des NALS (Fassung 2015-05.1) gebe den aktuellen Erkenntnisstand wieder. Vgl. zu dieser Entwicklung OVG NRW, Beschluss vom 17. Dezember 2020 – 8 E 862/20 –, juris Rn. 12 ff.; Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe, Dez. 2021, S. 110 f.

Da es nach der oben genannten Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichts für den Entfall der Bindungswirkung einer normkonkretisierenden Verwaltungsvorschrift nicht darauf ankommt, inwieweit neue wissenschaftliche Erkenntnisse bereits zu brauchbaren Alternativen für eine Normanwendung oder gar Normkonkretisierung geführt haben, steht der hier vertretenen Bewertung nicht entgegen, dass das Interimsverfahren auch nach der Einschätzung seiner Urheber nur ein vorläufiges, die DIN ISO 9613-2 ergänzendes Modell für eine Übergangsphase und kein abschließend überarbeitetes neues

Prognosemodell darstellt. Ohnedies bietet aber das Interimsverfahren, wie der Senat schon entschieden hat, vgl. OVG NRW, Urteil vom 5. Oktober 2020 – 8 A 894/17 –, ZNER 2020, 558; juris Rn. 200 ff., einen brauchbaren Ansatz für eine auf der sicheren Seite liegende Schallausbreitungsrechnung, zumal die DIN ISO 9613-2 auch nicht in Gänze ersetzt, sondern nur in Teilen angepasst wird.

Aus denselben Gründen ist es rechtlich auch nicht relevant, dass das Interimsverfahren nur als einfacher Beschluss eines Unterausschusses des NALS veröffentlicht ist und ohne das noch ausstehende Erarbeitungs-, Prüf- und Einwendungsverfahren nicht den Status einer DIN- oder VDI-Norm genießt. Vgl. dazu Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe Dez. 2021, S. 110 f.; Bundesverband WindEnergie, LAI-Hinweise (Interimsverfahren) Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen, März 2019.

Ein Verfahren zur Erweiterung des Anwendungsbereichs der DIN ISO 9613-2 auf Windenergieanlagen als hochliegende Quellen soll erst das im Veröffentlichungszeitpunkt noch in Bearbeitung befindliche VDI 4101 Blatt 2 (Schallausbreitung im Freien unter Berücksichtigung meteorologischer und topographischer Bedingungen – Blatt 2: Windkraftanlagen) eines Unterausschusses zur Verfügung stellen, das seit April 2020 aber – soweit ersichtlich – nur im Entwurf vorliegt. Vgl. Dokumentation zur Schallausbreitung – Interimsverfahren für Windkraftanlagen, Fassung 2015-05.1, S. 4 f.; Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe, Dez. 2021, S. 111.

Aus den oben genannten Gründen bleibt die Bindungswirkung der TA Lärm auch nicht deswegen bestehen, weil der wissenschaftliche Diskurs um eine geeignete Ausbreitungsberechnung mit der Veröffentlichung und Empfehlung des Interimsverfahrens noch nicht abgeschlossen ist. Dies wird etwa daran deutlich, dass das MULNV NRW im Frühjahr 2018 einen Fragen-Antwort-Katalog veröffentlicht hat, der zum Teil abweichende Regelungen zu den LAI-Hinweisen (2016) und dem Interimsverfahren enthält. Vgl. MULNV NRW, Dienstbesprechung am 2. Februar 2018, Einführung der neuen LAI-Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen – Beantwortung von Zweifelsfragen.

Entsprechendes gilt für das Auslegungsdokument zu den LAI-Hinweisen, das der Ausschuss „Physikalische Einwirkungen“ der LAI im Frühjahr 2018 verfasst hat und das ergänzende sowie abweichende Regelungen zum Hinweispapier enthält. Vgl. Auslegung der LAI-Hinweise zum Schallimmissionsschutz bei Windkraftanlagen, Stand: 27. März 2018 – behandelt auf der 26. Sitzung des Ausschusses Physikalische Einwirkungen, zitiert nach Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe Dez. 2021, S. 111.

2. Die Lärmwerte, die sich aus der auf dem Interimsverfahren beruhenden Schallimmissionsprognose für die Wohngrundstücke St. 9a und 21 ergeben (dazu a), überschreiten die dort maßgeblichen nächtlichen Lärmrichtwerte auch dann, wenn man für diese Grundstücke wegen der Gemengelage zum Außenbereich geeignete Zwischenwerte bildet; auf die Zumutbarkeit der für die anderen im reinen Wohngebiet S., aber näher an der Grenze zum Außenbereich gelegenen Wohnhäuser kommt es daher hier nicht an (dazu b).

a) Die von der Beigeladenen vorgelegte „Schalltechnische Stellungnahme für den Windpark N., Kreis L., NRW“ der T. GmbH vom 14. März 2022, die auf dem Interimsverfahren beruht, weist für die Immissionsorte IO 6 (St. 9a) und IO 13 (St. 21) bei dem beantragten leistungsoptimierten Betrieb aller vier Windenergieanlagen Werte von 39,6 dB(A) und 39,5 dB(A) nachts aus.

Einwände gegen die Richtigkeit dieser Prognoseberechnung sind weder vorgetragen noch sonst ersichtlich. Der Berech-

nung zu Grunde gelegt ist jeweils ein nach Dreifachvermessung des Anlagentyps gemittelter Schalleistungspegel von 101,9 dB(A) zuzüglich eines Zuschlags für den oberen Vertrauensbereich von 1,5 dB(A), insgesamt also 103,4 dB(A).

b) Diese nächtlichen Beurteilungspegel von 39,6 dB(A) und 39,5 dB(A) an den Wohngrundstücken St. 9a und St. 21 können der dortigen Wohnbebauung nicht zugemutet werden. Zwar sind diese Grundstücke Teil eines planerisch ausgewiesenen reinen Wohngebietes, das unmittelbar an den Außenbereich angrenzt, so dass nach Nr. 6.7 TA Lärm ein Zwischenwert zu bilden ist. Der zu ermittelnde Zwischenwert liegt aber jedenfalls deutlich unter diesen zu erwartenden Immissionswerten.

In einem reinen Wohngebiet, wie es hier durch den Durchführungsplan Nr. 22-01 der ehemals selbstständigen Gemeinde N. südlich des Windparks N. auch für die Wohngrundstücke St. 9a und 21 – wie oben ausgeführt: wirksam – festgesetzt ist (vgl. Nr. 6.6 Satz 1 TA Lärm), dürfen genehmigungsbedürftige Anlagen – oder deren wesentliche Änderung – nach Nr. 6.1 Buchstabe f TA Lärm im Grundsatz nicht dazu beitragen, dass 50 dB(A) tags und 35 dB(A) nachts überschreitende Lärmimmissionen entstehen. Diese Immissionsrichtwerte können jedoch nach Maßgabe von Nr. 6.7 TA Lärm auf einen geeigneten, d. h. einen nach dem Gebot zur gegenseitigen Rücksichtnahme angemessenes Schutzniveau sicherstellenden Zwischenwert erhöht werden.

Nach Nr. 6.7 Abs. 1 Satz 1 TA Lärm können, wenn gewerblich, industriell oder hinsichtlich ihrer Geräuschauswirkungen vergleichbar genutzte Gebiete und zum Wohnen dienende Gebiete aneinandergrenzen (Gemengelage), die für die zum Wohnen dienenden Gebiete geltenden Immissionsrichtwerte auf einen geeigneten Zwischenwert der für die aneinandergrenzenden Gebietskategorien geltenden Werte erhöht werden, soweit dies nach der gegenseitigen Pflicht zur Rücksichtnahme erforderlich ist. Dabei sollen die Immissionsrichtwerte für Kern-, Dorf- und Mischgebiete, also 60 dB(A) tags und 45 dB(A) nachts, nicht überschritten werden (Satz 2). Nach Nr. 6.7 Abs. 2 TA Lärm ist für die Höhe des Zwischenwertes die konkrete Schutzwürdigkeit des betroffenen Gebietes maßgeblich.

Diese erstmals in die TA Lärm vom 26. August 1998 (GMBL 1998, 503) aufgenommene Regelung schreibt die Grundätze fest, die das Bundesverwaltungsgericht in seiner Rechtsprechung aus dem Gebot der gegenseitigen Rücksichtnahme abgeleitet hat. Vgl. hierzu: BVerwG, Beschlüsse vom 7. Juni 2019 – 8 B 36.18 –, juris Rn. 5, und vom 12. September 2007 – 7 B 24.07 –, juris Rn. 5, m. w. N.; OVG NRW, Urteil vom 20. Dezember 2018 – 8 A 2971/17 –, ZNER 2019, 238; juris Rn. 158; Hansmann, in: Landmann/Rohmer, Umweltrecht, Stand: September 2021, Nr. 6.7 TA Lärm Rn. 25.

In den Bereichen, in denen Gebiete von unterschiedlicher Qualität und unterschiedlicher Schutzwürdigkeit zusammentreffen, ist die Grundstücksnutzung mit einer spezifischen gegenseitigen Pflicht zur Rücksichtnahme belastet. Das führt nicht nur zur Pflichtigkeit dessen, der Belästigungen verbreitet, sondern auch zu einer die Tatsachen respektierenden Duldungspflicht derer, die sich in der Nähe von – als solche legalen – Belästigungsquellen ansiedeln. Grundlegend BVerwG, Urteil vom 12. Dezember 1975 – IV C 71.73 –, juris Rn. 23.

Bei der Bildung eines Zwischenwerts zwischen Gebieten unterschiedlicher Nutzung und damit unterschiedlicher Schutzwürdigkeit ist methodisch so vorzugehen, dass die Immissionsrichtwerte zu ermitteln sind, die für die benachbarten Gebiete bei jeweils isolierter Betrachtung maßgeblich sind, und daraus unter Berücksichtigung der Umstände des Einzelfalls ein Mittelwert zu bilden ist. Dieser Ausgangspunkt darf nicht

dahingehend missverstanden werden, dass der Mittelwert der Sache nach das arithmetische Mittel zweier Richtwerte ist. Hiergegen steht bereits, dass die Lärmberechnung nicht auf arithmetischen, sondern auf logarithmischen Vorgaben beruht. Bei einem solchermaßen zu gewinnenden Mittelwert müssen zur Bestimmung der Zumutbarkeit zudem die Ortsüblichkeit und die Umstände des Einzelfalls berücksichtigt werden, wobei insbesondere auch die Priorität der in Konflikt tretenden Nutzungen von Bedeutung sein kann. Vgl. BVerwG, Beschlüsse vom 7. Juni 2019 – 8 B 36.18 –, juris Rn. 5 f., und vom 12. September 2007 – 7 B 24.07 –, juris Rn. 4, jeweils m. w. N.; OVG NRW, Urteile vom 24. August 2016 – 11 D 2/14. AK –, juris Rn. 134, und vom 16. Dezember 2014 – 7 A 2623/13 –, juris Rn. 58; Beschlüsse vom 15. März 2018 – 8 B 736/17 –, juris Rn. 67, vom 6. Mai 2016 – 8 B 866/15 –, juris Rn. 9 ff. m. w. N., und vom 17. Januar 2012 – 8 A 1710/10 –, juris Rn. 5 ff.

Seinem Wortlaut nach regelt Nr. 6.7 TA Lärm nicht die Fälle, in denen Wohngrundstücke an den – keine (eigene) Gebietskategorie bildenden – Außenbereich nach § 35 BauGB angrenzen. Soweit in einer solchen Situation aber gleichfalls Grundstücksnutzungen mit unterschiedlicher Schutzbedürftigkeit aufeinander treten, findet hierauf Nr. 6.7 TA Lärm, mit der allgemeingültige, aus dem Gebot der Rücksichtnahme entwickelte Rechtsprechungsgrundsätze zur Bewältigung lärmbedingter Konflikte in Gemengelage normkonkretisierend übernommen worden sind, entsprechende Anwendung. Vgl. BVerwG, Urteil vom 10. Dezember 1982 – 4 C 28.81 –, juris Rn. 17, und Beschluss vom 7. Juni 2019 – 8 B 36.18 –, juris Rn. 5; OVG NRW, Urteil vom 20. Dezember 2018 – 8 A 2971/17 –, ZNER 2019, 238; juris Rn. 158, und Beschluss vom 6. Mai 2016 – 8 B 866/15 –, juris Rn. 9, m. w. N.; Bay. VGH, Beschluss vom 25. Oktober 2010 – 2 CS 10.2344 –, juris Rn. 21; Hess. VGH, Urteil vom 30. Oktober 2009 – 6 B 2668/09 –, ZNER 2009, 420; juris Rn. 12.

Das „Aneinandergrenzen“ im Sinne von Nr. 6.7 Abs. 1 Satz 1 TA Lärm wird durch den räumlichen Umfang des Rücksichtnahmegebots geprägt. Es wird nicht schematisch räumlich im Sinne von Mindestabständen von der Immissionsquelle bestimmt, sondern nach der jeweiligen Schallausbreitung und der damit einhergehenden Betroffenheit von Grundstücken mit höheren Schutzansprüchen. Die Reichweite des Gebots der Rücksichtnahme bestimmt sich danach, in welchem Umfang die Nutzung des einen Gebiets noch prägend auf das andere Gebiet – und nicht auf einzelne Grundstücke – einwirkt. Vgl. BVerwG, Beschluss vom 12. September 2007 – 7 B 24.07 – juris Rn. 8; OVG NRW, Beschluss vom 15. März 2018 – 8 B 736/17 –, juris Rn. 65.

Dabei kann der Eigentümer eines Grundstücks in Randlage eines Wohngebiets nicht damit rechnen, dass in seiner Nachbarschaft keine emittierende Nutzung oder allenfalls eine reine Wohnnutzung entsteht. Er darf grundsätzlich nur darauf vertrauen, dass im angrenzenden Bereich keine Nutzung entstehen wird, die mit der Wohnnutzung nicht mehr verträglich ist. Dies wäre jedoch nur anzunehmen, wenn sie über das Maß hinausgeht, das in einem ebenso dem Wohnen dienenden Misch- und Dorfgebiet zulässig ist. Vgl. BVerwG, Beschluss vom 18. Dezember 1990 – 4 N 6.88 –, juris Rn. 29; OVG NRW, Beschluss vom 15. März 2018 – 8 B 736/17 –, juris Rn. 67.

Eine wesentliche Rolle für die konkrete Schutzwürdigkeit spielen neben der Lage betroffener Wohngrundstücke zum Außenbereich auch Charakter, Art und Ausmaß der Wohnnutzung. Vgl. Feldhaus/Tegeger, in: Feldhaus, Bundesimmissionsschutzrecht, Stand: Dezember 2021, 6. BImSchVwV (TA Lärm) Nr. 6 Rn. 70a.

Da die Nutzung von Windenergie als Ausdruck ihrer besonderen Standortgebundenheit von Gesetzes wegen im Außenbereich privilegiert ist (vgl. § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB), relativiert sich bei der Bildung eines Zwischenwertes nach Nr. 6.7 TA Lärm die Bedeutung der zeitlichen Priorität von außenbereichsgeprägter Wohnnutzung gegenüber Windenergieanlagen. Vgl. OVG Bremen, Urteil vom 13. Dezember 2001 – 1 D 299/01 –, juris Rn. 71 (zu einem Containerterminal eines Hafens); Feldhaus/Tegeger, in: Feldhaus, Bundesimmissionsschutzrecht, Stand: Dezember 2021, 6. BImSchVwV (TA Lärm) Nr. 6 Rn. 69.

Dem steht hier nicht § 2 Abs. 1 BauGB-AG NRW entgegen, der durch Art. 1 des Zweiten Gesetzes zur Änderung des Gesetzes zur Ausführung des Baugesetzbuches in Nordrhein-Westfalen vom 8. Juli 2021 (GV. NRW. S. 891) auf der Grundlage von § 249 Abs. 3 BauGB neu eingeführt wurde und am 15. Juli 2021 in Kraft getreten ist. Zwar findet nach § 2 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 BauGB-AG NRW § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB (u. a.) auf Vorhaben zur Nutzung der Windenergie nur (noch) Anwendung, wenn diese Vorhaben einen Mindestabstand von 1.000 m zu allgemein zulässigen Wohngebäuden in Gebieten mit Bebauungsplänen (§ 30 BauGB) und innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile (§ 34 BauGB) einhalten. Diese Bestimmung über eine (Teil-)Entprivilegierung der Windenergie im Außenbereich ist aber vorliegend nicht anwendbar. Dabei mag auf sich beruhen, ob der Windpark N. im Geltungsbereich einer in dem Flächennutzungsplan der Beigeladenen für die Zwecke des § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB wirksam ausgewiesenen Vorrangzone liegt (vgl. § 2 Abs. 2 BauGB-AG NRW). Denn jedenfalls sind die in Rede stehenden Anlagen seit langem an ihrem Standort genehmigt; zudem hat die Klägerin den Antrag auf Genehmigung der wesentlichen Änderung vom 30. Januar 2014, so denn auch (wesentliche) Änderungen der Betriebsweise von bereits vor dem 15. Juli 2021 errichteten Windenergieanlagen § 2 Abs. 1 BauGB-AG NRW unterfallen, vor Ablauf des 23. Dezember 2020 gestellt und spätestens mit Vorlage der Schallimmissionsprognose vom 24. Juni 2016 vervollständigt; schon deshalb kommt hier ein Ausschluss der Außenbereichsprivilegierung gemäß der Übergangsvorschrift in § 2 Abs. 3 Satz 1 BauGB-AG NRW nicht in Betracht.

Ein die Interessen des Vorhabenträgers absolut in den Vordergrund rückender Sonderstatus kommt Windenergieanlagen im Anwendungsbereich der TA Lärm jedoch nicht zu. Vgl. auch Feldhaus/Tegeger, in: Feldhaus, Bundesimmissionsschutzrecht, Stand: Dezember 2021, 6. BImSchVwV (TA Lärm) Nr. 6 Rn. 70d, m. w. N.

Bei der Bildung eines Zwischenwertes werden nach der Rechtsprechung einem Wohnhaus, das in einem reinen Wohngebiet unmittelbar am Rande des Außenbereichs gelegen ist, häufig – in Abhängigkeit von den Umständen des Einzelfalls – bis zu 5 dB(A) höhere Lärmimmissionen zugemutet. Vgl. BVerwG, Urteile vom 17. Dezember 2013 – 4 A 1.13 –, ZNER 2014, 199; juris Rn. 55, und vom 19. Januar 1989 – 7 C 77.87 –, juris Rn. 28; OVG Saarl., Beschluss vom 3. November 2017 – 2 B 573/17 –, juris Rn. 15; OVG NRW, Beschlüsse vom 20. Juli 2017 – 8 B 140/17 –, juris Rn. 18, vom 6. Mai 2016 – 8 B 866/15 –, juris Rn. 13, vom 29. Januar 2013 – 8 A 2016/11 –, juris Rn. 14, vom 4. November 1999 – 7 B 1339/99 –, juris Rn. 23, vom 3. September 1999 – 10 B 1283/99 –, juris Rn. 20, und vom 6. November 1989 – 7 B 2966/87 –, BauR 1990, 67 (69); Hess. VGH, Urteil vom 30. Oktober 2009 – 6 B 2668/09 –, ZNER 2009, 420; juris Rn. 12; VGH Bad.-Württ., Urteil vom 23. April 2002 – 10 S 1502/01 –, juris Rn. 29.

Da sich das Vorliegen einer Gemengelage nach Nr. 6.7 Abs. 1 Satz 1 TA Lärm anhand des Merkmals „Aneinandergrenzen“ maßgeblich danach bestimmt, wie weit nach der jeweiligen

Schallausbreitung die damit einhergehende Betroffenheit von Grundstücken mit höheren Schutzansprüchen reicht, ist die Einwirkung des Außenbereichs auf das gesamte betroffene Plangebiet in den Blick zu nehmen. Daher kann auch für solche Wohngrundstücke, deren Grundstücksgrenze nicht unmittelbar an den Außenbereich angrenzt, sondern die sich weiter zurückgesetzt im Inneren eines Wohngebiets hinter den Grundstücken mit einer solchen Randlage befinden, die Bildung eines geeigneten Zwischenwerts dem Grunde nach in Betracht zu ziehen sein.

Hiervon zu unterscheiden ist die nach der räumlichen Reichweite des Rücksichtnahmegebots zu beurteilende Frage, inwieweit für einzelne Grundstücke innerhalb der gebietsmäßig betroffenen Gemengelage noch eine Zwischenwertbildung nach Maßgabe der gegenseitigen Pflicht zur Rücksichtnahme erforderlich ist. Danach muss ein Zwischenwert, auch was seine Höhe anbelangt, die Reichweite der gegebenen Außenbereichsprägung der Wohnbebauung ebenso berücksichtigen wie die gesteigerte Schutzwürdigkeit aufgrund einer weiter entfernten Lage zum Außenbereich.

Dementsprechend hat der Senat in seiner bisherigen Rechtsprechung weiter anerkannt, dass einer – abgeschirmt durch Bebauung – weiter zurückgesetzt liegenden Wohnbebauung „der zweiten Reihe“ die Erhöhung der für ein reines Wohngebiet maßgeblichen Richtwerte um 3 dB(A) zugemutet werden kann, sofern die betroffenen Grundstücke noch dem prägenden Einfluss des Außenbereichs ausgesetzt sind. Vgl. OVG NRW, Beschlüsse vom 15. März 2018 – 8 B 736/17 –, juris Rn. 69 ff., vom 29. Juni 2017 – 8 B 187/17 –, juris Rn. 25, und vom 29. Januar 2013 – 8 A 2016/11 –, juris Rn. 16; ebenso Nds. OVG, Urteil vom 12. Mai 2015 – 1 KN 238/13 –, juris Rn. 41.

Unter Berücksichtigung der vorgenannten Maßstäbe und gemessen an der räumlichen Reichweite des Rücksichtnahmegebots ist für die Wohnbebauung an der Straße St. der einzuhaltende Nachrichtwert von 35 dB(A) für reine Wohngebiete auf einen Zwischenwert zu erhöhen (dazu aa). Ein angemessener Zwischenwert liegt jedoch jedenfalls in Bezug auf die Immissionsorte St. 9a (Flurstück 332) und St. 21 (Flurstück 234) unter den durch das Änderungsvorhaben verursachten 39,5 dB(A) (dazu bb).

aa) Tragend für die Bildung eines Zwischenwertes auch an den Grundstücken St. 9a und 21 sind nach der Auswertung der Planunterlagen sowie den vor Ort gewonnenen Eindrücken folgende Erwägungen: Auch diese Grundstücke sind noch einem so prägenden Einfluss des Außenbereichs ausgesetzt, dass ihnen nicht der ungeminderte Schutzanspruch für ein reines Wohngebiet gegenüber der nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB privilegierten Windenergienutzung zu Gute kommt. Das im Durchführungsplan Nr. 22-01 festgesetzte reine Wohngebiet prägt das Einwirkungsgebiet nur begrenzt. So fällt bereits die räumliche Ausdehnung des reinen Wohngebiets sehr gering aus. Dessen Ausweisung umfasst lediglich die beiderseits des St. gelegenen Grundstücke, und dies auch nicht auf voller Länge dieses Straßenzuges, sondern nur bis einschließlich der südwestlich gelegenen Flurstücke xxx und xxx. Dabei nimmt die Fläche des reinen Wohngebiets nicht wesentlich mehr Raum ein als die nordöstlich benachbarte Hofstelle, was den Eindruck einer weitreichenden Außenbereichsprägung mit einer Vorbelastungssituation zusätzlich vermittelt. Hinzu kommt, dass sich das reine Wohngebiet auch nicht durch eine hohe Nutzungsintensität auszeichnet. Die vorhandene Wohnnutzung ist sowohl gemessen an der Zahl bestehender Gebäude als auch angesichts deren räumlicher Anordnung nicht verdichtet. Derzeit existiert innerhalb des Plangebiets entlang des St. – mit Ausnahme der rückwärtig

gelegenen Flurstücke xxx und xxx (St. 9a und 21) – eine auf zwei Reihen begrenzte Bebauung, die nahezu ausschließlich aus freistehenden Einfamilienhäusern besteht. Die Grundstücke sind überdies sehr großzügig geschnitten, so dass die vorhandene Bebauung weiträumige Abstände wahrt und eine offene Bauweise absolut vorherrscht. In Anbetracht dieser Umstände wirkt der Außenbereich, der sich nördlich, östlich und südlich des Plangebiets um ein Vielfaches ausdehnt, auf das gesamte reine Wohngebiet prägend ein. Demnach sind hier nicht allein die Wohnhäuser in unmittelbarer Randlage und direkt dahinter befindlicher „zweiter Reihe“ noch dem Einfluss des Außenbereichs ausgesetzt, sondern gleichfalls die weiter zurückliegende Wohnbebauung.

Für das Wohnhaus St. 21 ist dabei zusätzlich zu berücksichtigen, dass dieses sich nach dem Eindruck im Ortstermin gerade nicht als eine gänzlich durch die zweite Reihe an der Nordseite des St. abgeschirmte „Hinterlandbebauung“ darstellt, sondern vielmehr die zwischen der benachbarten Wohnbebauung vorhandene Lücke – lediglich nach weiter hinten versetzt – ausfüllt. Auch schon aus diesem Grunde kann hier von einer das Gebot zur Rücksichtnahme in Gänze ausschließenden Unterbrechung der Außenbereichsprägung keine Rede sein.

bb) Der Zwischenwert an den Wohngrundstücken St. 9a und St. 21 liegt unter Würdigung der besonderen Umstände des vorliegenden Einzelfalls deutlich unter 39,5 dB(A), jedenfalls unter 38 dB(A), so dass die durch das Änderungsvorhaben verursachten nächtlichen Lärmwerte von 39,6 dB(A) und 39,5 dB(A) dort unzumutbar sind. Diese Einschätzung beruht darauf, dass diese Grundstücke im Inneren und gewissermaßen in „dritter Reihe“ eines reinen Wohngebietes liegen. Wegen der dadurch geringeren Prägung durch den Außenbereich muss der Zwischenwert für die Grundstücke St. 9a und 21 geringer ausfallen als – abgestufte – Zwischenwerte für die beiden ersten Reihen des reinen Wohngebietes (dazu aaa). Dieses grenzt in drei Richtungen (Norden, Osten und Süden) an den Außenbereich. Es bildet mit der weiter westlich vorhandenen Bebauung einen nicht durch die dazwischen liegenden Grünflächen und/oder den Friedhof unterbrochenen Bebauungszusammenhang mit der Folge, dass die Grundstücke St. 9a und 21 nicht selbst an den Außenbereich grenzen (dazu bbb).

aaa) Vorliegend ist es angemessen, für das bauplanerisch ausgewiesene reine Wohngebiet die Schutzbedürftigkeit des an der nördlichen Grenze gelegenen Wohnhauses St. 1 sowie derjenigen Wohnhäuser, die sich in südliche Richtung entlang der Ost- und sodann Südseite des Straßenzuges St. anschließen (erste Reihe), mit 40 dB(A) nachts zu bemessen. Die beschriebene Wohnbebauung wird wegen ihrer Randlage in besonderem Maße durch den Außenbereich geprägt, was einen generell verminderten Schutzanspruch der Wohnnutzung zur Folge hat. Sie bildet in östliche und südliche Richtung die letzte Baureihe des Plangebiets vor dem Außenbereich, wobei schon jeweils hinter den Grundstücksgrenzen unmittelbar der Außenbereich mit einer nordöstlich nahe gelegenen Hofstelle beginnt. Besondere Gründe, die hier für eine erhöhte Schutzbedürftigkeit der in Randlage befindlichen Wohnbebauung streiten könnten, bestehen nicht. Wegen der mit der Standortgebundenheit verbundenen Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich gebietet insbesondere nicht der Umstand einen geringeren Aufschlag als 5 dB(A), dass die Wohnnutzung zeitlich früher, nämlich sogar bereits deutlich vor Errichtung und Inbetriebnahme der emittierenden Windenergieanlagen vorhanden war.

Weiter ist hier der nächtliche Immissionsrichtwert für die Wohngrundstücke südlich des Wohnhauses St. 1 (Flurstück 136), die unmittelbar zunächst an die westliche und im weiteren Verlauf nördliche Seite des St. angrenzen (zweite Reihe),

also ausgenommen die Wohnbebauung St. 9a und 21, um (jedenfalls) 3 dB(A) auf sodann 38 dB(A) zu erhöhen. Dieser Richtwert trägt dem Umstand angemessen Rechnung, dass sich die beschriebenen Wohnnutzungen zwar einerseits nicht in unmittelbarer Randlage zum Außenbereich befinden, andererseits aber immer noch eindeutig dessen prägendem Einfluss unterworfen sind. So weisen die betreffenden Grundstücke bereits räumlich eine nicht unerhebliche Nähe zum Außenbereich auf; der Abstand der Grundstücksgrenzen zu der Grenze des Plangebiets fällt mit teils deutlich unter 40 m an der West- und etwa 50 m an der Nordseite des St. relativ gering aus. Zudem geht von der lediglich in einer Reihe verwirklichten Wohnbebauung entlang der Ostseite des St., die eine deutlich aufgelockerte Bauweise mit großzügig bemessenen Abständen der Wohnhäuser zueinander aufweist, nur eine geringe abschirmende Wirkung zum Außenbereich aus.

Der Wohnbebauung St. 13a (Flurstück 243) und 15 (Flurstück 244) ist darüber hinausgehend ein Aufschlag in Höhe von 4 dB (A), mithin ein nächtlicher Immissionsrichtwert von 39 dB(A) nach dem Gebot zu gegenseitiger Rücksichtnahme zumutbar. Die Schutzbedürftigkeit dieser Grundstücke ist dadurch gemindert, dass auf ihrer Höhe in östliche Richtung keine abschirmende Bebauung zum Außenbereich mehr existiert. Das im südwestlichen Bereich des Plangebiets befindliche Flurstück xxx wird im Durchführungsplan Nr. 22-01 als öffentliche Grünfläche ausgewiesen. Auf ihr ist nach den Feststellungen im Ortstermin ein Spielplatz errichtet. Die Fläche ist nicht zum Zwecke der Wohnnutzung oder mit sonstigen relevanten Gebäuden im Sinne des § 34 BauGB bebaubar, zudem misst Nr. 6.1 TA Lärm einer Grünfläche keine immissionschutzrechtlich relevante Schutzwürdigkeit bei. Daher besteht in diesem Bereich, obgleich die Flurstücke xxx und xxx keine unmittelbare Randlage aufweisen, ein gleichsam fließender Übergang zum Außenbereich, so dass sie entsprechend einem stärker ausgeprägten Einfluss ausgesetzt sind. Der verglichen zu den Wohngrundstücken in unmittelbarer Randlage weiter entfernten Lage zum Außenbereich trägt ein um 1 dB(A) geringerer Zuschlag angemessen Rechnung.

Die dargestellte geminderte Schutzwürdigkeit der Wohnbebauung im reinen Wohngebiet führt mit Blick auf die unterschiedlich starke Prägung durch den Außenbereich und die damit verbundene Abstufung der Zwischenwerte zu einem Zwischenwert für die Grundstücke St. 9a und 21, der die Zwischenwerte für die Grundstücke in erster und zweiter Reihe unterschreitet und damit jedenfalls unter 38 dB(A) nachts liegt. Der Senat lässt ausdrücklich offen, in welchem Umfang der Zwischenwert für die Grundstücke St. 9a und 21 unter 38 dB(A) liegen muss. Da im vorliegenden Verfahren nur über den gestellten Antrag zu entscheiden ist, besteht im Übrigen für das Gericht auch kein Anlass zu ermitteln, mit welchen jeweiligen Schalleistungspegeln die vier Anlagen des Windparks gegebenenfalls nachts in immissionsschutzrechtlich zulässiger Weise, aber gleichwohl mit höherem Ertrag betrieben werden könnten.

Auch wenn man die Zwischenwerte für die Grundstücke in zweiter Reihe hier nicht bei 38 dB(A), sondern höher ansetzt, hält der Senat den für eine Zulässigkeit des Änderungsvorhabens erforderlichen Wert von mindestens 39,5 dB(A) auf den weiter zurückliegenden Grundstücken St. 9a und 21 aus den oben genannten Gründen für jedenfall zu hoch. Damit würde im Hinblick auf Lärmbeeinträchtigungen praktisch das gesamte reine Wohngebiet zu einem allgemeinen Wohngebiet gewandelt und der Einfluss des Außenbereichs auf das Gebiet zu hoch bewertet.

Auch allein mit Blick auf das hier im Verhältnis zum Außenbereich geringe prägende Gewicht des reinen Wohngebiets ist nicht ein einheitlich noch weiter erhöhter Zwischenwert für

die gesamte Wohnbebauung angezeigt. Vgl. dies nach dem Wortlaut von Nr. 6.7 TA Lärm ausdrücklich für möglich erachtend: VG Gießen, Beschluss vom 25. März 2011 – 8 L 50/11.GI –, juris Rn. 65.

Denn dies ließe außer Betracht, dass hier für die zurückliegenden Wohngrundstücke ohne Randlage mit zunehmender Entfernung zum Außenbereich eine geringere Prägung und spiegelbildlich eine höhere Schutzwürdigkeit einhergeht.

Aus dem Erfordernis einer Einzelfallprüfung folgt, dass sich die Zwischenwerte für Wohngrundstücke mit größerer Entfernung zum Außenbereich – anders als die Klägerin wohl meint – nicht ausgehend von dem an der unmittelbaren Grenze zum Außenbereich gebildeten Zwischenwert (hier: 40 dB (A)) nach der physikalisch vorgegebenen Lärmausbreitung bei Windenergieanlagen rechnerisch ermitteln lassen.

Die Systematik der Gemengelage nach Nr. 6.7 TA Lärm dient nicht dazu, emissionskräftigen Anlagen ohne einzelfallbezogene Berücksichtigung der Schutzwürdigkeit hiermit in Konflikt stehender Wohnnutzung zur Genehmigungsfähigkeit zu verhelfen. Vielmehr besteht ihr Sinn und Zweck darin, gebietsbedingte Nutzungskonflikte auf der Grundlage des Gebots zu gegenseitiger Rücksichtnahme zu lösen, wobei in einer Zwischenwertbildung im Sinne der Nr. 6.7 Abs. 1 Satz 1 TA Lärm bereits das ausgleichende Prinzip eines gegenseitigen Nachgebens seinen unmittelbaren Ausdruck findet. Soweit die Klägerin daher vorbringt, die Zwischenwerte seien hier über die Randlage zum Außenbereich hinaus schon deshalb auf das Innere des Wohngebiets zu erstrecken, weil die zu erwartenden Lärmimmissionen auf kurze Distanz nur geringfügig abnehmen, trifft dies zwar in tatsächlicher Hinsicht zu. Denn die von Windenergieanlagen ausgehenden Schallimmissionen verringern sich der Höhe nach erst mit merklich zunehmender Entfernung zum Immissionsort, so dass von der Randlage aus abgestufte Zwischenwerte in der Tat häufig nicht ausreichend sein werden, um mit Blick auf strenger einzuhaltende Richtwerte im Inneren eines (reinen) Wohngebiets schädliche Umwelteinwirkungen auszuschließen. Vgl. hierzu Agatz, Windenergie-Handbuch, 18. Ausgabe, Dez. 2021, S. 157.

Auf diese Weise können die Grundstücke, die unmittelbar an den Außenbereich grenzen, der Sache nach von den Lärmrichtwerten profitieren, die im weiter innen liegenden Bereich einzuhalten sind. Dies ist Folge der gebietsbezogenen Betrachtung anhand der jeweiligen Umstände des Einzelfalls und wohl auch der besonderen Lärmausbreitungsbedingungen von Windenergieanlagen als hohen Quellen. Das allein führt aber nicht dazu, dass innerhalb einer Gemengelage einzuhaltende Lärmrichtwerte einseitig zu Lasten der Wohnnutzung verschoben, also ohne hinreichende Berücksichtigung der anhand der konkreten Einzelfallumstände zu bemessenden Schutzwürdigkeit erhöht werden dürfen. Mit der hier vertretenen Bewertung läuft die Rechtsprechung zur Gemengelage nicht ins Leere, sondern wird auf den konkreten Einzelfall angewandt, allerdings nicht mit dem von der Klägerin gewünschten Ergebnis.

Für die Bildung des Zwischenwertes kommt es entgegen der Ansicht der Klägerin auch nicht darauf an, dass das Interimsverfahren im Zeitpunkt der Antragstellung im Jahre 2014 noch nicht entwickelt war und die prognostizierten Lärmwerte nach dem damals angewandten alternativen Verfahren am St. 9a und 21 etwa 2 dB(A) niedriger lagen. Die Höhe des Immissionsrichtwerts hängt nicht von der Immissionsprognose ab, die dessen Einhaltung vor Erteilung der Genehmigung einer lärmemittierenden Anlage sichern soll.

bbb) Der Zwischenwert ist für die Grundstücke St. 9a (Flurstück 332) und St. 21 (Flurstück xxx) nicht deswegen weiter zu erhöhen, weil die Grundstücke aus westlicher oder nördli-

cher Richtung unmittelbar durch den Außenbereich geprägt wären. Eine solche Prägung vermitteln nicht die (derzeit) unbebauten Flächen westlich des Plangebiets als sog. Außenbereichsinsel (dazu (1)). Der nördlich zwischen Bebauungsplan-gebiet und westlicher Wohnbebauung gelegene Friedhof unterbricht den Bebauungszusammenhang ebenfalls nicht; der nördlich der Kreisstraße beginnende Außenbereich setzt sich somit nicht gleichsam als sog. Außenbereichszunge in die rückwärtige Bebauung fort (dazu (2)).

(1) Von den – ohne Einbeziehung der nördlichen Friedhofsfläche betrachteten – Freiflächen, die westlich des Bebauungsplangebiets Nr. 22-01 sowie östlich der in der Begründung zum Bebauungsplan Nr. 22-07 als faktisches allgemeines Wohngebiet eingeordneten Wohnbebauung entlang des S. swegs gelegen sind (Flurstücke xxx, xxx und xxx) geht auf die hintere Wohnbebauung keine ein erhöhtes Maß an Rücksichtnahme fordernde Prägung aus.

Die nicht überplanten und bisher unbebauten Flächen sind nicht als Außenbereich im Sinne des § 35 BauGB zu qualifizieren. Sie gehören vielmehr zum Innenbereich nach § 34 BauGB, da sie den entlang der Straßenzüge S.sweg und St. nach insoweit übereinstimmender Einschätzung der Beteiligten und des Senats vorhandenen Bebauungszusammenhang des Ortsteils nicht unterbrechen.

Das Baugesetzbuch unterscheidet im Hinblick auf die nicht im Geltungsbereich eines Bebauungsplans liegenden Bereiche nur zwischen den im Zusammenhang bebauten Ortsteilen (§ 34 BauGB) und dem Außenbereich (§ 35 BauGB). Ausschlaggebend für das Bestehen eines Bebauungszusammenhangs im Sinne des § 34 BauGB in Abgrenzung zum Außenbereich ist, inwieweit die aufeinanderfolgende Bebauung trotz etwa vorhandener Baulücken nach der Verkehrsauffassung den Eindruck der Geschlossenheit und Zusammengehörigkeit vermittelt und eine – ggf. zur Bebauung vorgesehene – Fläche (noch) diesem Zusammenhang angehört. Hierüber ist nicht nach geographisch-mathematischen Maßstäben, sondern aufgrund einer umfassenden Bewertung des im Einzelfall vorliegenden konkreten Sachverhalts zu entscheiden. Grundlage und Ausgangspunkt dieser bewertenden Beurteilung sind die tatsächlichen örtlichen Gegebenheiten, also insbesondere die vorhandenen baulichen Anlagen, sowie darüber hinaus auch andere topographische Verhältnisse wie z. B. Geländehindernisse, Erhebungen oder Einschnitte (Dämme, Böschungen, Gräben, Flüsse und dergleichen) und Straßen. Zu berücksichtigen sind nur äußerlich erkennbare Umstände, d. h. mit dem Auge wahrnehmbare Gegebenheiten der vorhandenen Bebauung und der übrigen Gelände- und Geländeverhältnisse. Bei der Grenzziehung zwischen Innen- und Außenbereich geht es darum, inwieweit ein Grundstück zur Bebauung ansteht und sich aus dem tatsächlich Vorhandenen ein hinreichend verlässlicher Maßstab für die Zulassung weiterer Bebauung nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der überbaubaren Grundstücksfläche gewinnen lässt. Die bewertende Betrachtung der konkreten tatsächlichen Verhältnisse kann sich angesichts dieser vom Gesetzgeber vorgegebenen Kriterien nur nach optisch wahrnehmbaren Merkmalen richten. Vgl. zusammenfassend: BVerwG, Beschlüsse vom 8. Oktober 2015 – 4 B 28.15 –, juris Rn. 5 f., und vom 18. Juni 1997 – 4 B 238.96 –, juris Rn. 4, jeweils m. w. N. aus der Rspr.

Da es für die bauplanungsrechtliche Zuordnung allein auf optisch wahrnehmbare Merkmale ankommt, ist für die Unterscheidung zwischen einer Innen- oder Außenbereichszugehörigkeit von Grundstücken nicht von Bedeutung, ob sich – wie hier – in der Nichteinbeziehung einer Fläche in den Geltungsbereich eines Bebauungsplans der Wille der Gemeinde dokumentiert hat, die Zuordnung zum Außenbereich festzuschrei-

ben. Vgl. BVerwG Urteil vom 28. Oktober 1993 – 4 C 5.93 –, juris Rn. 14.

Mögliche Bestandteile eines Bebauungszusammenhangs nach § 34 BauGB sind erstens bebaute Grundstücke, zweitens unbebaute, aber bebauungsfähige Grundstücke (Baulücken im engeren Sinne) sowie drittens freie Flächen, die etwa wegen ihrer natürlichen Beschaffenheit (z. B. stehendes oder fließendes Gewässer) oder wegen ihrer besonderen Zweckbestimmung (z. B. Sportplätze, Erholungsflächen) einer Bebauung entzogen sind. Vgl. BVerwG, Urteile vom 30. Juni 2015 – 4 C 5.14 –, juris Rn. 13, und vom 1. Dezember 1972 – IV C 6.71 –, juris Rn. 20, jeweils m. w. N.

Solche freien Flächen können an einem Bebauungszusammenhang teilnehmen, wenn sie den optischen Eindruck der Geschlossenheit nicht unterbrechen, etwa weil sie als Bestandteile einer aufgelockerten Bebauung in Erscheinung treten. Das ist in Abhängigkeit von ihrer Größe sowie unter besonderer Berücksichtigung der jeweiligen örtlichen Verhältnisse zu bewerten. Vgl. BVerwG, Urteile vom 14. November 1991 – 4 C 1.91 –, juris Rn. 21 f., und vom 14. April 1967 – IV C 134.65 –, BRS 18 Nr. 23, sowie Beschluss vom 13. September 2012 – 4 C 4.12 –, juris Rn. 6; Rieger, in: Schrödter, BauGB, 9. Auflage 2019, § 34 Rn. 16.

Ob eine von Bebauung umgebene Freifläche den Bebauungszusammenhang über eine bestimmte Distanz aufrechtzuerhalten vermag, hängt auch von dem Charakter der Umgebungsbebauung ab. Vgl. BVerwG, Urteile vom 14. November 1991 – 4 C 1.91 –, juris, Rn. 27; OVG NRW, Urteil vom 29. Oktober 2018 – 10 A 1403/16 –, juris Rn. 105; Bracher, in: Bracher/Reidt/Schiller, Bauplanungsrecht, 8. Auflage 2014, Rn. 2154; Mitschang/Reidt, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, 15. Auflage 2022, § 34 Rn. 9; Rieger, in: Schrödter, BauGB, 9. Auflage 2019, § 34 Rn. 16.

Ausgehend hiervon bilden die genannten Freiflächen im rückwärtigen Bereich der vorhandenen Bebauung keinen Außenbereich. Bei dieser Bewertung stützt sich der Senat maßgeblich auf die im Ortstermin gewonnenen Eindrücke der Vorsitzenden und des Berichterstatters, die diese den übrigen Richtern des Senats in der Beratung insbesondere anhand zahlreicher Lichtbilder vermittelt haben. Für die Einschätzung des Senats ist zunächst zu berücksichtigen, dass das an der Ostseite des S. swegs gelegene Flurstück xxx – nach übereinstimmender Einschätzung der Beteiligten im Ortstermin – teilweise bebaubar ist, da sich ein Wohnhaus bis zu der durch die nördliche und südliche Bebauung vorgegebenen Tiefe ohne Weiteres einfügen würde. Ebenfalls eine Baulücke (im engeren Sinne) stellt das nördlich des St. in „dritter Reihe“ befindliche Flurstück xxx dar; dieses Grundstück wird durch die westlich, südlich und östlich benachbarte Wohnbebauung so geprägt, dass ein hinreichend verlässlicher Maßstab für eine fortgesetzte Bebauung existiert. Vgl. zu diesem Maßstab: BVerwG, Urteile vom 14. September 1992 – 4 C 15.90 –, juris Rn. 12, und vom 29. Mai 1981 – 4 C 34.78 –, juris Rn. 15 ff. (zu einer lockeren Bebauung mit einzelnen Häusern auf großen Grundstücken).

Relevante nicht bebaubare Flächen, die einen Außenbereich darstellen könnten, bestehen danach – zusammengefasst – nur noch aus Teilen der Flurstücke xxx und xxx beginnend mit dem jeweiligen Ende des letzten (zulässigen) Baukörpers bis hin zur westlichen Grenze des reinen Wohngebiets. Wie sich jedoch sowohl anhand der Auswertung von Kartenmaterial als auch als Ergebnis der Inaugenscheinnahme der Örtlichkeit ergibt, verfügen diese Flächen nicht über ein hinreichendes Gewicht, um den Bebauungszusammenhang zu unterbrechen. Die hier in Rede stehenden nicht bebaubaren Flächen sind nicht von solcher Größe und Ausdehnung, dass sie

nicht mehr durch die umliegende Bebauung geprägt wären, sondern erscheinen noch als Bestandteil des sich in westliche Richtung an das reine Wohngebiet anschließenden Innenbereichs. Die rückwärtigen Freiflächen liegen innerhalb eines Siedlungsbereichs, der strukturell durch sehr großzügig geschnittene und mit freistehenden Wohnhäusern bebaute Grundstücke bestimmt wird. Die Wohnbebauung ist vor allem in westlicher Richtung sehr aufgelockert und wird ganz überwiegend durch eine weiträumige Gartennutzung geprägt. Trotz einer gewissen Ausdehnung begründen die rückwärtigen Freiflächen, die nach dem Ergebnis der Ortsbesichtigung aus einer weitgehend einheitlichen, zum S.weg hin nicht abgegrenzten Rasen-/Wiesenfläche mit einzelnen Bäumen und (Zier-)Sträuchern bestehen, in Anbetracht dieser besonderen Gegebenheiten keine so wesentliche Lücke, dass der Bebauungszusammenhang bis hin zur westlichen Grenze des Durchführungsplans Nr. 22-01 unterbrochen wäre.

(2) Eine unmittelbare Außenbereichsprägung der Wohngrundstücke St.9a und 21 bewirkt ferner nicht die nördlich zwischen Innenbereich und Bebauungsplangebiet gelegene Friedhofsfläche (Flurstück xx). Auch im Zusammenhang mit den südlich angrenzenden Freiflächen der Flurstücke xxx, xxx und xxx unterbricht der Friedhof en vorhandenen Bebauungszusammenhang nicht, vgl. zur Einbeziehung auch umliegender Grundstücke: OVG Berlin, Beschluss vom 20. August 1993 – 2 B 7.91 –, juris Rn. 7 f., so dass er als Teil des Innenbereichs keine Fortsetzung des Außenbereichs bewirkt.

Ein Friedhof hat zwar grundsätzlich selbst keine prägende Wirkung im Hinblick auf einen Bebauungszusammenhang und kann daher für sich genommen in der Regel auch keinen solchen vermitteln.

„Bebauung“ im Sinne des § 34 BauGB, wonach ein im Zusammenhang bebauter Ortsteil soweit reicht, wie die aufeinanderfolgende Bebauung trotz vorhandener Baulücken den Eindruck der Geschlossenheit vermittelt, ist nicht jede noch so unbedeutende bauliche Anlage. Innerhalb eines im Zusammenhang bebauten Ortsteils richtet sich die Zulässigkeit eines Bauvorhabens, soweit keine Planung besteht, gemäß § 34 Abs. 1 Satz 1 BauGB danach, ob es sich nach Art und Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise und der Grundstücksfläche, die überbaut werden soll, in die Eigenart der näheren Umgebung einfügt. Der innere Grund für die nach diesen Maßstäben sich ergebende Zulässigkeit der Bebauung innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile liegt darin, dass nur eine nach der Siedlungsstruktur angemessene Fortentwicklung der Bebauung zugelassen werden soll. Dies setzt eine Bebauung voraus, die maßstabgebend ist. Unter den Begriff der „Bebauung“ im Sinne von § 34 Abs. 1 BauGB fallen deshalb nur bauliche Anlagen, die optisch wahrnehmbar sind und ein gewisses Gewicht haben, so dass sie geeignet sind, ein Gebiet als einen Ortsteil mit einem bestimmten Charakter zu prägen. Vgl. BVerwG, Urteil vom 14. September 1992 – 4 C 15.90 –, juris Rn. 12; OVG NRW, Urteil vom 7. November 1996 – 7 A 962/95 –, juris Rn. 35.

Eine solche Fähigkeit, prägende Wirkung in Bezug auf das Vorliegen eines Bebauungszusammenhangs zu entfalten, kommt dem vorliegenden Friedhof nicht zu. Er weist keine im oben dargestellten Sinne maßstabgebende Bebauung auf. Die auf ihm errichteten Grabsteine sind, mögen sie auch gemäß § 2 Abs. 1 Satz 1 BauO NRW dem landesrechtlichen Begriff der baulichen Anlagen unterfallen, schon deswegen nach allgemeinem Verständnis keine im hier maßgebenden planungsrechtlichen Sinne zu verstehende Bebauung und sind so gesehen auch kein Element eines im Zusammenhang bebauten Ortsteils, weil sie nicht dem ständigen Aufenthalt von (lebenden) Menschen dienen. Vgl. OVG NRW, Urteile vom 28. Februar 2002 – 3 A 3629/98 –, juris Rn. 34, und vom 7. No-

vember 1996 – 7 A 962/95 –, juris Rn. 38; OVG Rh.-Pf., Urteil vom 9. Dezember 2004 – 1 A 11591/04 –, juris Rn. 17; OVG Berlin-Bbg., Beschluss vom 27. März 2014 – OVG 10 S 5.13 –, juris Rn. 8.

Ein relevanter Bebauungszusammenhang wird auch nicht durch die an der Westgrenze des Plangebiets vorhandene Kapelle vermittelt. Diese mag zwar eine maßstabgebende Bebauung darstellen können. Jedoch ist sie isoliert am Rande des Friedhofsgeländes zur Grenze des reinen Wohngebiets hin errichtet und bildet daher lediglich einen Bestandteil des Bebauungszusammenhangs zwischen der angrenzenden Bebauung innerhalb des Plangebiets sowie dem nördlich gelegenen Wohnhaus (Flurstück xx).

Gleichwohl ist die Friedhofsfläche samt der sich daran südlich anschließenden Freiflächen noch dem westlich des Bebauungsplangebiets gelegenen Bebauungszusammenhang und damit dem Innenbereich zuzurechnen.

Denn nach den vorstehend aufgezeigten Maßstäben können selbst im Sinne von § 29 Abs. 1 BauGB unbebaute Freiflächen größerer Ausdehnung wie Sportplätze, Schwimmbäder, Erholungsflächen, Friedhöfe oder Stadtparks einem Bebauungszusammenhang zuzurechnen sein, wenn sie den optischen Eindruck der Geschlossenheit nicht unterbrechen. Vgl. BVerwG, Urteile vom 9. November 2005 – 4 B 67.05 –, juris Rn. 3 (zu einer Splitterbebauung im Außenbereich), vom 14. September 1992 – 4 C 15.90 –, juris Rn. 13 (zu einer Schotterfläche) m. w. N., und vom 12. Juli 1967 – IV C 135/65 –, BRS 28 Nr. 23; OVG NRW, Urteil vom 7. November 1996 – 7 A 962/95 –, juris Rn. 39 (zu einem Friedhof), m. w. N.; OVG Rh.-Pf., Urteil vom 9. Dezember 2004 – 1 A 11591/04 –, juris Rn. 17 (zu einem Friedhof); Bracher/Reidt/Schiller, Bauplanungsrecht, 8. Auflage 2014, Rn. 2154 f.

Dies zu Grunde gelegt, ist die Friedhofsfläche samt der sich daran südlich anschließenden Freiflächen noch dem westlich des Bebauungsplangebiets gelegenen unbeplanten Innenbereich zuzurechnen. Die vom Senat durchgeführte Ortsbesichtigung hat die schon aufgrund von Lageplänen und Luftbildern sich ergebende Annahme bestätigt, dass diese Flächen am Eindruck der Geschlossenheit und Zusammengehörigkeit der Bebauung teilnehmen. Eine unterbrechende Wirkung besteht nach den sich äußerlich darbietenden Gegebenheiten nicht. Der Friedhof wie auch die dahinter befindlichen Wiesenflächen liegen innerhalb einer ländlich geprägten Siedlungsstruktur, die – vor allem entlang des S.wegs – durch eine stark aufgelockerte Bauweise und großzügig geschnittene Grundstücke bestimmt ist. In den so vorgegebenen Rahmen reiht sich die Friedhofsfläche ein, ohne dass hierdurch der Eindruck einer räumlichen Trennung zwischen dem reinen Wohngebiet und der entlang des S.wegs vorhandenen Bebauung entsteht. Dies gilt auch mit Blick auf die den Friedhof umgebende Hecke nach Süden und Westen (nicht: Mauer), die hinsichtlich Art und Größe anderen Hecken im Gebiet ähnelt.

Die Kostenentscheidung folgt aus den §§ 154 Abs. 2, 162 Abs. 3 VwGO. Es entspricht nicht der Billigkeit, die außergerichtlichen Kosten der Beigeladenen für erstattungsfähig zu erklären, weil sie keinen Antrag gestellt und sich damit keinem Kostenrisiko ausgesetzt hat (vgl. § 154 Abs. 3 VwGO).

Die Entscheidung zur vorläufigen Vollstreckbarkeit beruht auf § 167 VwGO i. V. m. den §§ 708 Nr. 10, 711 Sätze 1 und 2, 709 Satz 2 ZPO.

Die Voraussetzungen für die Zulassung der Revision nach § 132 Abs. 2 VwGO liegen nicht vor.

Rumpfgeschäftsjahr als Geschäftsjahr bei der EEG-Umlagebegrenzung

VG Frankfurt/Main, U. v. 08.03.2022 – 5 K 607/19.F

§ 64 Abs 1 Nr 1 EEG 2017; § 64 Abs 1 Nr 2 EEG 2017; § 64 Abs 6 Nr 3 EEG 2017; § 64 Abs 3 Nr 1 Buchst c EEG 2017; § 64 Abs 4 S 1 EEG 2017; § 67 Abs 1 S 2 EEG 2017; § 242 HGB

Auch ein Rumpfgeschäftsjahr kann „Geschäftsjahr“ im Sinne von § 64 EEG 2017 sein.

(amtl. Ls.)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-335-1]

Anordnung der Unbrauchbarmachung einer Nisthilfe für Störche

VG Minden, B. v. 18.02.2022 – 9 L 97/22

§ 80 Abs. 5 S. 1, § 80 Abs. 2 S. 1 Nr. 4, § 80 Abs. 3 S. 1, § 114 S. 1, § 117 Abs. 5 VwGO; § 3 Abs. 2 2. HS, § 44 Abs. 1 Nr. 1, Nr. 3, § 44 Abs. 5 S. 2 Nr. 1, § 45 Abs. 7 Nr. 2 BNatSchG; Anh. I RL 2009/147/EG; § 40 VwVfG; § 17 Abs. 1, § 18 Abs. 1 OVG NRW; § 112 S. 1 JustG NRW; § 55 Abs. 1, § 57 Abs. 1 Nr. 1, § 58, § 59, § 63 VwVG NRW

1. Eine Nisthilfe für Weißstörche in unmittelbarer Nähe zu Windenergieanlagen (200 m) kann die Gefahr der Verletzung des artenschutzrechtlichen Tötungsverbots begründen.

2. Zur Inanspruchnahme des Eigentümers des Nisthilfe-Grundstücks als Zustandsstörer im Verhältnis zur Störergüte des WEA-Betreibers.

(Leitsätze der Redaktion)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-335-2]

Nisthilfe für Störche als beseitigungspflichtiges Bauwerk

VG Münster, B. v. 01.04.2022 – 10 L 112/22

§ 80 Abs. 3 S. 1, § 80 Abs. 5, § 154 Abs. 1, § 162 Abs. 3 VwGO; § 44 Abs. 1 Nr. 3 BNatSchG; § 2 Abs. 1 S. 1, S. 2, § 12, § 58 Abs. 2, § 60 Abs. 1, § 61, § 62 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 lit. a) bis f), § 62 Abs. 1 S. 1 Nr. 15 lit. e), § 63, § 78, § 79, § 82 Abs. 2 BauO NRW (2018)

Zur Bauwerksqualität einer Nisthilfe für Weißstörche, ihrer Genehmigungspflichtigkeit nach der Bauordnung NRW und der Beseitigungspflicht bei formell illegaler Errichtung.

(Leitsatz der Redaktion)

Hinweis der Redaktion:

Der vollständige Beschluss ist auf der Webseite des Verlags veröffentlicht.

[ZNERL2022-335-3]