

**Würzburger Studien zum
Umweltenergierecht**

**Erneuerbare-Energien-Anlagen als
netztechnisches Minimum**

**Einordnung von Windenergieanlagen bei der Erbringung
von Regelreserve**

erstellt von

Ass. iur. Anna Halbig

Entstanden im Rahmen des Vorhabens

„NEW 4.0 Norddeutsche EnergieWende – Rechtliche Aspekte der
Transformation des Energiesystems (FKZ 03SIN427)“

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

19

November 2020

Zitiervorschlag: *Halbig*, Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 19 von November 2020.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail halbig@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

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

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

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,

BIC BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A. Zukünftige Rolle von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei der Erbringung von Systemdienstleistungen.....	1
B. Windenergieanlagen und Regelreserve	1
C. Zulässigkeit der Berücksichtigung exogener Umstände im Präqualifikationsverfahren?	2
I. Vorgaben der Präqualifikationsbedingungen	2
II. Vorgaben des EnWG zum Netzengpassmanagement bzw. des EEG 2017 zum Einspeisemanagement	3
1. Rechtsrahmen des Netzengpassmanagements bzw. Einspeisemanagements.....	4
a) Rechtslage bis 30. September 2021	4
b) Rechtslage ab 1. Oktober 2021.....	6
2. Netztechnisch erforderliche Mindesteinspeisung durch „must-run-Kraftwerke“ ...	6
a) Traditionelles Begriffsverständnis von „must-run-Kraftwerken“	6
b) Rechtliche Einordnung von erneuerbaren must-run-Kraftwerken	8
c) Einstufung als must-run dem situativen Bedarf entsprechend.....	10
3. Kein Ausschluss der Präqualifikation aufgrund netzengpassbedingter Abregelungen	11
D. Zusammenfassung.....	13

A. Zukünftige Rolle von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei der Erbringung von Systemdienstleistungen

Im Zuge der Energiewende findet ein Umbau des Energiesystems hin zur Nutzung von erneuerbaren Energien unter gleichzeitigem Ausstieg aus der Atomenergie und Kohleverstromung statt. Zukünftig sollen somit zum Erreichen der klimapolitischen Ziele die fossilen Kraftwerke vom Markt gehen, während zeitgleich der Anteil an Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Anlagen) steigt. Mit dieser Transformation der Akteursstruktur hinsichtlich der Erzeugungsanlagen geht nicht nur einher, dass künftig Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Großteil des Bruttostromverbrauchs erzeugen müssen¹. Hinzu kommt, dass diese – neben Speichern, Lasten (insbesondere großindustriellen Verbrauchern) und alternativen Technologien wie Power-to-Heat – im Bereich der Netzstabilität in Zukunft eine Vielzahl von Aufgaben übernehmen (müssen), die bisher von Kohle-, Gas- und Atomkraftwerken erbracht werden². Insbesondere im Bereich der Systemdienstleistungen, die für die Stabilität des Stromnetzes eingesetzt werden und Funktionen der Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und des Versorgungswiederaufbaus erfüllen³, müssen alternative Bereitstellungsmöglichkeiten gefunden werden, wenn mittelfristig die konventionellen Kraftwerke vom Netz gehen⁴. In dieser Studie liegt der Fokus auf der rechtlichen Betrachtung der Systemdienstleistung der Regelreserve, die der Frequenzstabilisierung dient.

B. Windenergieanlagen und Regelreserve

Dem soeben skizzierten vermehrten Bedarf an der Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare-Energien-Anlagen steht die teilweise vorherrschende Praxis entgegen, Windenergieanlagen von der Erbringung von Regelreserve auszuschließen, sofern sich diese in Regionen befinden, die häufig von Netzengpässen betroffen sind. Hintergrund dieses Vorgehens: Voraussetzung für die Erbringung von Regelreserve ist, dass die jeweilige Anlage im

¹ In diesem Sinne schreibt § 1 EEG 2017 vor, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch zu steigern auf 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025, 55 bis 60 % bis zum Jahr 2035 und mindestens 80 % bis zum Jahr 2050. Gemäß dem Kabinettsentwurf für das EEG 2021 vom 23.09.2020 soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 % im Jahr 2030 gesteigert werden (§ 1 Abs. 2 E-EEG 2021) und vor dem Jahr 2050 der gesamte im Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland erzeugte oder verbrauchte Strom, treibhausgasneutral erzeugt werden (§ 1 Abs. 3 E-EEG 2021).

² *BNetzA*, Bericht über die Mindesterzeugung, 2017, S. 5; <https://www.new4-0.de/energiewende/#use-cases>. Vergleiche zu der Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems und den damit verbundenen Gefahren für die Netzstabilität *Hilpert*, Die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber im Strommarkt 2.0, 2018, S. 16 ff.

³ *Dena*, Systemdienstleistungen 2030, 2014, S. 18; *Tschida*, Systemverantwortung der Netzbetreiber, 2016, S. 51 f.

⁴ *Dena*, Systemdienstleistungen 2030, 2014, S. 18; *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014, S. 30 f.

ausgeschriebenen Zeitraum zu 100 % verfügbar ist⁵. Für den Fall eines technischen Versagens der vorgehaltenen Anlagen können diese durch nicht kontrahierte dritte Anlagen besichert werden. Daher müssen Anlagenbetreiber im Präqualifikationsverfahren nachweisen, dass die zu präqualifizierende Anlage die technischen Fähigkeiten besitzt, die angebotene Leistung während des bezuschlagten Zeitfensters vollständig vorhalten und auf Abruf erbringen können.

Da gerade Windenergieanlagen im Norden häufig von Abregelung im Rahmen des Netzengpassmanagements betroffen sind und damit die geforderte Zeitverfügbarkeit eingeschränkt zu sein scheint, wird die Präqualifikation von Windenergieanlagen teilweise mit Verweis auf die häufigen Abregelungen abgelehnt.

C. Zulässigkeit der Berücksichtigung exogener Umstände im Präqualifikationsverfahren?

Im Folgenden wird untersucht, ob die Berücksichtigung exogener Umstände wie netzengpassbedingte Abregelungen im Regelreserve-Präqualifikationsverfahren bei der Beurteilung der 100 %-Verfügbarkeit zulässig ist. Als Maßstab hierzu werden die Vorgaben der Regelreserve-Präqualifikationsbedingungen (I.) sowie die Vorgaben des EnWG⁶ zum Netzengpassmanagement bzw. des EEG 2017⁷ zum Einspeisemanagement bezüglich des netztechnisch erforderlichen Minimums (II.) herangezogen.

I. Vorgaben der Präqualifikationsbedingungen

Die Anforderungen an das Präqualifikationsverfahren werden in den privatrechtlichen Präqualifikationsbedingungen⁸ der vier Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Die erfolgreiche Präqualifikation ist Voraussetzung für die Teilnahme am Regelreservemarkt mit Gebotsabgabe im Ausschreibungsverfahren⁹. Das Verfahren stellt eine Art vorgelagerte Eignungsprüfung dar¹⁰ und dient gemäß § 6 Abs. 5 S. 1 StromNZV¹¹ dem Nachweis, dass die Anlagen die zur

⁵ 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), Version 1.03 vom 29.05.2020, Ziffer 2.5.

⁶ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 249 der Verordnung vom 19.06.2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

⁷ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 265 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist. Das EEG 2017 befindet sich derzeit in Überarbeitung.

⁸ 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), Version 1.03 vom 29.05.2020.

⁹ 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), Version 1.03 vom 29.05.2020, Ziffer 1.1.

¹⁰ Schwintowski, Verfassungs- und europarechtliche Grenzen zulässiger Präqualifikation auf Märkten für Regelenergie, EWERK 2016, 248.

¹¹ Stromnetzzugangsverordnung vom 25.07.2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13.05.2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenenergiearten erfüllen. Dabei sind gemäß S. 2 insbesondere die notwendigen technischen Fähigkeiten und die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen nachzuweisen. Hierzu muss jeder Regelreserveanbieter eine Betriebsfahrt – eine probeweise Erbringung von Regelreserve – absolvieren, um die technische Eignung seiner Anlagen unter Beweis zu stellen¹².

Aus den Präqualifikationsbedingungen wird ersichtlich, dass bei der Präqualifikation die technischen Fähigkeiten der Anlage im Vordergrund stehen. So wird insbesondere geprüft, ob die Anlage in den vorgegebenen Zeiten auf Frequenzschwankungen reagieren kann bzw. die erforderliche IT-Struktur aufweist. Diese Ausrichtung auf die technischen Fähigkeiten der Anlage zeigt, dass bei der Beurteilung der 100 %-Verfügbarkeit nur anlagenbezogene, also endogene Kriterien herangezogen werden können.

Dies manifestiert sich in Ziffer 2.5 (Zeitverfügbarkeit) der Präqualifikationsbedingungen, die allein auf Einschränkungen der Zeitverfügbarkeit durch „technische Störungen“ eingeht. Die Verknüpfung zwischen der Zeitverfügbarkeit und technischen Störungen bestätigt, dass sich die Verfügbarkeit der Anlage allein auf anlagenbezogene technische Faktoren bezieht. Eine Berücksichtigung exogener Beschränkungen der Zeitverfügbarkeit wie beispielsweise netzengpassbedingte Abregelungen sind somit im Regelreserve-Präqualifikationsverfahren gemäß den Präqualifikationsbedingungen nicht vorzunehmen.

II. Vorgaben des EnWG zum Netzengpassmanagement bzw. des EEG 2017 zum Einspeisemanagement

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob der Ausschluss von Windenergieanlagen, die sich in häufig von Netzengpässen betroffenen Regionen befinden, von der Erbringung von Regelreserve den Vorschriften des Netzengpassmanagements in § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bzw. des Einspeisemanagements in § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 widerspricht. Diese Regelungen sehen vor, dass Anlagen, die netztechnisch erforderliche Leistungen erbringen (sogenannte must-run-Kraftwerke), zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes nicht bzw. nur nachrangig abgeregelt werden dürfen. Der Gesetzgeber geht also davon aus, dass Systemdienstleistungen auch von Anlagen vorgehalten werden können, die grundsätzlich abgeregelt werden dürfen, und privilegiert diese daher im Rahmen einer abweichenden Abregelungsreihenfolge.

Zur Untersuchung dieser Frage werden zunächst die für diese Studie relevanten rechtlichen Aspekte des Netzengpassmanagements bzw. des Einspeisevorrangs dargestellt. Dies umfasst

¹² 50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW, Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), Version 1.03 vom 29.05.2020, Ziffer 2.3.

insbesondere die Vorschriften zur netztechnisch erforderlichen Mindesteinspeisung (1.). Zudem wird auf den Begriff des must-run-Kraftwerks eingegangen, der in diesem Zusammenhang oftmals Verwendung findet (2.). Indem erneuerbare must-run-Kraftwerke aufgrund ihres Vorhaltens von Systemdienstleistungen nicht bzw. nur nachrangig abgeregelt werden dürfen, zeigt sich, dass nach dem Willen des Gesetzgebers, netzengpassbedingte Abregelungen beim Regelreserve-Präqualifikationsverfahren keine Berücksichtigung finden dürfen (3.).

1. Rechtsrahmen des Netzengpassmanagements bzw. Einspeisemanagements

Im Folgenden werden die für diese Studie relevanten rechtlichen Aspekte des Netzengpassmanagements und des Einspeisemanagements näher betrachtet. Hinsichtlich des diesbezüglichen Rechtsrahmens brachte das im Mai 2019 verabschiedete Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0)¹³ teilweise Veränderungen mit sich. Da die neuen Regelungen erst nach einer Übergangsphase ab dem 1. Oktober 2021 in Kraft treten, wird zwischen der gegenwärtigen Rechtslage bis zum Stichtag und der zukünftigen Rechtslage ab dem Stichtag unterschieden.

a) Rechtslage bis 30. September 2021

Ergreifen die Netzbetreiber Maßnahmen im Rahmen ihrer Systemverantwortung, müssen sie gemäß § 13 Abs. 3 S. 1 EnWG das EE- und KWK-Vorrangprinzip (§ 11 EEG 2017 und § 3 KWKG¹⁴) einhalten. Demgemäß ist der gesamte Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie der in KWK-Anlagen erzeugte Strom unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Hieraus folgt, dass EE- und KWK-Anlagen grundsätzlich erst dann abgeregelt werden dürfen, wenn keine konventionellen Kraftwerke mehr einspeisen¹⁵. Im Rahmen des Netzengpassmanagements erfolgt somit eine nachrangige Abregelung dieser privilegierten Anlagen¹⁶.

Von diesem Vorrangprinzip zugunsten von EE- und KWK-Strom darf nach § 13 Abs. 3 S. 4 EnWG jedoch ausnahmsweise dann abgewichen werden, wenn bei dessen Einhaltung die Beseitigung der Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungsnetzes verhindert würde¹⁷. Ein solcher Ausnahmefall liegt insbesondere vor, soweit die Betreiber von Übertragungsnetzen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems auf die Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen angewiesen sind und keine technisch gleich wirksamen anderen Maßnahmen verfügbar machen können, § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG¹⁸. Eine

¹³ Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706).

¹⁴ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21.12.2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 266 der Verordnung vom 19.06.2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

¹⁵ *Wustlich/Hoppenbrock*, in: *Altrock/Oschmann/Theobald, EEG*, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG 2012 Rn. 37.

¹⁶ *König*, in: *Säcker*, Bd. 1 Halbbd. 1, *Energierrecht*, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 105.

¹⁷ *Tüngler*, in: *Kment, EnWG*, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 53.

¹⁸ *Tüngler*, in: *Kment, EnWG*, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 53.

Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum

inhaltsgleiche Regelung findet sich im Rahmen des Einspeisemanagements in § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017¹⁹, demgemäß der Vorrang von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung ausnahmsweise beschränkt werden darf, soweit sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.

So kann es zur Gewährleistung der Systemsicherheit und Netzstabilität erforderlich sein, dass eine Stromerzeugungsanlage weiterhin eine Mindesteinspeisung erbringt und nicht abgeregelt wird, da sie beispielsweise Regelreserve oder eine andere Systemdienstleistung vorhält²⁰. Denn die Netzbetreiber sind zur Wahrung ihrer Systemverantwortung auf die Leistungen der entsprechenden Anlagen angewiesen, sofern keine technisch gleich wirksamen anderen Maßnahmen verfügbar gemacht werden können²¹.

Eine solche erforderliche Mindesteinspeisung bestimmter Stromerzeugungsanlagen bezeichnet das Gesetz als „netztechnisch erforderliches Minimum“²². Die Abregelung der Kraftwerke erfolgt somit im Rahmen des Netzengpassmanagements nicht vollständig, sondern nur bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum²³. Erst wenn die Einspeisung dieser netzdienlichen Anlagen auf das netztechnisch Erforderliche reduziert wurde, dürfen die grundsätzlich einspeiseprivilegierten EE- und KWK-Anlagen abgeregelt werden²⁴.

Gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 EnWG sind nach derzeitiger Rechtslage Abweichungen vom EE-/KWK-Vorrangprinzip gemäß § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bei der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen. Dabei ist nachzuweisen, welche besonderen Gründe die Abweichung vom EE-/KWK-Vorrangprinzip erforderlich gemacht haben²⁵. Hierbei wird angezweifelt, ob ein allgemeiner Verweis auf einen Netzengpass als Begründung für die Abregelung ausreichend sei²⁶. Trotz Verpflichtung zur Anzeige wird in der Praxis hiervon wenig Gebrauch gemacht, so meldeten im Jahr 2015 lediglich zwei Verteilnetzbetreiber entsprechende Abweichungen, die sich jedoch als Meldefehler herausstellten²⁷.

¹⁹ *Tschida*, Die Systemverantwortung der Netzbetreiber, 2016, S. 206.

²⁰ *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 141; *Wustlich/Hoppenbrock*, in: Altmann/Oschmann/Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG 2012 Rn. 38.

²¹ *Tüngler*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 107.

²² § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG.

²³ *Tüngler*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 107; *Riese/Killius*, in: Elspass, EnWG, 2018, § 13 Rn. 43; *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 138.

²⁴ *BNetzA*, Leitfaden Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, Ziffer 1.4.2, S. 9 f.

²⁵ *König*, in: Säcker, Bd. 1 Halbbd. 1, Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 108.

²⁶ *Hesse*, Must-run und Einspeisemanagement, Fachgespräch am 21. September 2017 in Berlin, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 30 vom 08.12.2017, S. 2.

²⁷ BT-Drs. 18/9157, Kleine Anfrage, S. 6.

b) Rechtslage ab 1. Oktober 2021

Mit Inkrafttreten des NABEG 2.0 gibt es bezüglich der soeben genannten Ausnahmeregelung Verschiebungen im Normgefüge, jedoch – mit Ausnahme der Anzeigepflicht – keine wesentlichen Änderungen: Zukünftig wird die Abweichung vom EE-/KWK-Vorrangprinzip nicht mehr wie bisher in § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG stehen, sondern wortgleich in § 13 Abs. 3 S. 1 und 2 EnWG n. F. Ersatzlos gestrichen wird die Anzeigepflicht bei der Regulierungsbehörde, die derzeit in § 13 Abs. 3 S. 6 EnWG geregelt ist. Dies ist kritisch zu bewerten, da bereits jetzt die Handhabung der Ausnahmvorschrift wenig Transparenz erkennen lässt²⁸. Mit Wegfall der Anzeigepflicht verstärkt sich die Intransparenz nochmals.

Durch die Integration des Einspeisemanagements aus §§ 14, 15 EEG 2017 in den Redispatch in § 13 EnWG wird § 14 EEG 2017 zum 30. September 2021 aufgehoben²⁹. Da § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 jedoch inhaltlich deckungsgleich mit § 13 Abs. 3 S. 1 und 2 EnWG n. F. ist, ergeben sich hieraus keine inhaltlichen Änderungen.

2. Netztechnisch erforderliche Mindesteinspeisung durch „must-run-Kraftwerke“

Im Kontext der netztechnisch erforderlichen Mindesteinspeisung aus § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG findet oftmals der Begriff der „must-run-Kraftwerke“ Verwendung. Im traditionellen Begriffsverständnis bezieht er sich auf die erforderliche Mindesteinspeisung von *konventionellen* Anlagen, da bisher die Systemdienstleistungen primär von fossilen Kraftwerken beschafft wurden (a.). Jedoch gelten auch für *Erneuerbare-Energien-Anlagen*, die Systemdienstleistungen erbringen und damit netztechnisch erforderliche Leistungen erbringen, die Vorgaben des § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG, weshalb auch Erneuerbare-Energien-Anlagen vom must-run-Begriff umfasst sind (b.).

a) Traditionelles Begriffsverständnis von „must-run-Kraftwerken“

Anlagen, welche während Netzengpässen die für die Netzstabilität erforderlichen Leistungen erbringen und daher nur bis auf das netztechnisch erforderliche Minimum abgeregelt werden dürfen, werden als sogenannte must-run-Kraftwerke bezeichnet³⁰. Bei must-run-Kraftwerken

²⁸ Hesse, Must-run und Einspeisemanagement, Fachgespräch am 21. September 2017 in Berlin, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 30 vom 08.12.2017, S. 2.

²⁹ Ob und inwieweit §§ 13 ff. EnWG n. F. mit Art. 13 VO (EU) 2019/943 vereinbar sind, soll in dieser Studie nicht näher untersucht werden. Vergleiche hierzu unter anderem *Klausmann*, Die nationale und unionsrechtliche Neuregelung des Redispatches. Zur Vereinbarkeit des NABEG 2.0 mit der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, EWeRK 2019, 201.

³⁰ Ob darüber hinaus auch weitere Anlagen als must-run-Kraftwerke einzuordnen sind – etwa KWK-Anlagen bei der Wärmeversorgung – ist nicht Gegenstand dieser Studie. Die vorliegende Betrachtung beschränkt sich ausschließlich auf Kraftwerke, die Systemdienstleistungen vorhalten und erbringen.

Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum

handelt es sich also um Kraftwerke, die auch in Netzengpasssituationen aus Gründen der Netzstabilität weiterhin einspeisen müssen, da sie Systemdienstleistungen erbringen, und daher entgegen der Abschaltreihenfolge des § 13 Abs. 3 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 EEG 2017 nicht abgeregelt werden. Dabei bezieht sich dieser Terminus im traditionellen Begriffsverständnis in der Regel auf konventionelle Kraftwerke³¹. Dies ergibt sich aus historischen Gründen, da – wie oben dargestellt – bisher überwiegend konventionelle Kraftwerke die für einen stabilen Netzbetrieb erforderlichen Systemdienstleistungen erbracht haben und somit den Regelfall eines must-run-Kraftwerks darstellen. Um die Systemdienstleistungen bereitstellen zu können, müssen die konventionellen Kraftwerke daher stets mit einer Mindestkapazität am Netz sein³². Der Anknüpfungspunkt an konventionelle Anlagen zeigt sich auch unter anderem in dem in diesem Kontext verwendeten Begriff der „konventionellen Mindesterzeugung“³³.

Die Behandlung von must-run-Anlagen in der Praxis ist bisher zu weiten Teilen eine Art „Black Box“³⁴. So besteht insgesamt wenig Transparenz bezüglich der situativen Qualifizierung als must-run-Anlage, der Anzeige- und Begründungspflicht der Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur gemäß § 13 Abs. 3 S. 6 EnWG und der Anzahl der Einsatzstunden als must-run-Kraftwerk³⁵.

Von netztechnisch erforderlichen Einspeisungen abzugrenzen sind preisunelastische Einspeisungen von konventionellen Kraftwerken in Zeiten von negativen Börsenpreisen, die aus anderen Gründen als einem netztechnischen Grund erfolgen. Dies umfasst beispielsweise technische bzw. ökonomische Gründe oder Aspekte der Eigenversorgung. Diese Form der Einspeisung ist nicht von der privilegierenden Ausnahmeregelung der § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 umfasst. Daher ist es unzulässig, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder KWK abzuregeln, weil konventionelle Kraftwerke betriebliche Probleme mit der Abregelung haben oder ein Stromüberangebot am Markt besteht³⁶. Auf diese als „konventioneller Erzeugungssockel“ bezeichnete Mindesteinspeisung wird in dieser Studie nicht eingegangen, da es sich hierbei nicht um eine netztechnisch erforderliche Mindesteinspeisung im Sinne des § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017

³¹ *Tüngler*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 53 („in der Regel konventionell“); *BNetzA*, Leitfaden Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, Ziffer 1.2.2., S. 6; *König*, in: Säcker, Bd. 1 Halbbd. 1, Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 87, 107; *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 474; *Schumacher*, Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, ZUR 2012, 17 (19).

³² *Agentur für Erneuerbare Energien*, Glossar, Stichwort „Must-run-Kapazität“, <https://unendlich-viel-energie.de/glossar?letter=M>.

³³ *BNetzA*, Bericht über die Mindesterzeugung, 2017, S. 68 ff.; *BMWi*, Ein Strommarkt für die Energiewende, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), 2014, S. 16; *consentec*, Konventionelle Mindesterzeugung – Einordnung, aktueller Stand und perspektivische Behandlung, 2016.

³⁴ *Hesse*, Must-run und Einspeisemanagement, Fachgespräch am 21. September 2017 in Berlin, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 30 vom 08.12.2017, S. 2.

³⁵ Erste Anhaltspunkte für die Einsatzstunden an einzelnen Tagen liefern die Auswertungen der BNetzA im 1. und 2. Bericht über die Mindesterzeugung, 2017 und 2019.

³⁶ *Schumacher*, Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, ZUR 2012, 17 (19).).

handelt³⁷. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass – entgegen des in dieser Studie vertretenen Begriffsverständnisses – der Begriff must-run teilweise auch für Kraftwerkseinspeisungen auf Basis des konventionellen Erzeugungssockels verwendet wird. Der konkrete Bedeutungsgehalt muss somit stets sorgfältig geprüft werden.

b) Rechtliche Einordnung von erneuerbaren must-run-Kraftwerken

Aufgrund des zunehmenden Wegfalls von thermischen Kraftwerken und der vermehrten Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare-Energien-Anlagen wird es zukünftig auch vermehrt Erneuerbare-Energien-Anlagen geben, die netztechnisch erforderliche Leistungen erbringen und daher als must-run-Kraftwerk nicht abgeschaltet werden dürfen. Im Folgenden wird die Rechtslage für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die als must-run-Kraftwerke fungieren, untersucht.

Entgegen des traditionellen Begriffsverständnisses von must-run-Kraftwerken kann die netztechnisch erforderliche Mindesteinspeisung nicht nur aus konventionellen Kraftwerken stammen, sondern erst recht auch aus einer EE- oder KWK-Anlage³⁸. Dabei gilt – wie sogleich gezeigt wird – für erneuerbare must-run-Kraftwerke die gleiche Rechtslage wie für konventionelle must-run-Kraftwerke. Aus rechtlicher Sicht bestehen daher keine Unterschiede im Hinblick auf die Anwendung der privilegierenden Regelungen des netztechnisch erforderlichen Minimums aus § 13 Abs. 3 EnWG bzw. § 14 EEG 2017³⁹. Somit handelt es sich auch bei erneuerbaren must-run-Kraftwerken um Anlagen, welche durch die Erbringung von netztechnisch erforderlichen Leistungen wie beispielsweise Regelreserve mit einer Mindestkapazität am Netz bleiben müssen und im Rahmen des Netzengpassmanagements nicht abgeregelt werden dürfen.

Dass auch Erneuerbare-Energien-Anlagen netztechnisch erforderliche Mindesteinspeisungen vornehmen dürfen und vom must-run-Begriff umfasst sind, ergibt sich aus dem Wortlaut § 13 Abs. 3 EnWG bzw. § 14 EEG 2017 sowie aus dem telos dieser Vorschriften:

Der offene Wortlaut der entsprechenden Regelungen adressiert die technisch erforderliche Mindesteinspeisung von „Anlagen“ (§ 13 Abs. 3 EnWG) bzw. „Stromerzeugern“ (§ 14 EEG 2017). Der Gesetzeswortlaut bietet also keinerlei Beschränkung allein auf konventionelle must-run-Kraftwerke, vielmehr hat der Gesetzgeber eine technologieneutrale Formulierung

³⁷ Vergleiche zur Abgrenzung des konventionellen Erzeugungssockels von der Mindesteinspeisung vertiefend *BNetzA*, Bericht über die Mindesteinspeisung, 2017.

³⁸ *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 141. Nicht ganz so deutlich, aber dennoch anerkennend *Tüngler*, in: Kment, EnWG, 2. Aufl. 2019, § 13 Rn. 53 („in der Regel konventionellen Erzeugungsanlagen“). *Riese/Killius*, in: Elspass, EnWG, 2018, § 13 Rn. 48 greifen den technologieneutralen Wortlaut „Anlage“ auf ohne eine Differenzierung des Anlagentyps. Restriktiv auf konventionelle Anlagen beschränkend *König*, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, 2013, S. 474 ff. („Das netztechnisch erforderliche Minimum beschreibt (...) diejenige Leistung von konventionellen Erzeugungsanlagen, (...“).

³⁹ *BNetzA*, Leitfaden Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, Ziffer 1.2.2., S. 6.

Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum

gewählt. Mangels gesetzlicher Differenzierung zwischen verschiedenen netzdienlichen Anlagentypen sind nach der grammatikalischen Auslegung der Ausnahmeregelung demnach alle Formen von stromerzeugenden Anlagen umfasst. Hieraus folgt, dass der Begriff der must-run-Kraftwerke technologieneutral zu verstehen ist und auch Erneuerbare-Energien-Anlagen bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen als must-run-Kraftwerke eingeordnet werden können.

Auch der telos des § 13 Abs. 3 EnWG bzw. § 14 EEG 2017 spricht dafür, neben konventionellen must-run-Kraftwerken auch Erneuerbare-Energien-Anlagen als must-run-Kraftwerke zu erfassen. Sinn und Zweck der privilegierenden Ausnahmeregelung ist nämlich nicht, dass per se fossile Kraftwerke am Netz sind. Vielmehr ist das Ziel, solche Anlagen nicht abzuregeln, die netzdienliche Leistungen erbringen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht zu gefährden. Für die Netzstabilität ist allein maßgeblich, dass trotz Netzengpasssituation die netzdienlichen Anlagen mit der netztechnisch erforderlichen Mindesteinspeisung laufen und weiterhin Systemdienstleistungen erbringen können. Sofern Erneuerbare-Energien-Anlagen netzdienliche Leistungen vorhalten, leisten sie einen unentbehrlichen Beitrag zur Netzstabilität und sind daher von der Ausnahmeregelung § 13 Abs. 3 EnWG bzw. § 14 EEG 2017 gleichsam wie konventionelle must-run-Kraftwerke umfasst.

In regulatorischer Hinsicht folgt hieraus, dass sich die netztechnisch erforderliche Mindesteinspeisung aufgrund der Erbringung von Systemdienstleistungen nicht nur – wie bisher in faktischer Hinsicht überwiegend der Fall – auf konventionelle Kraftwerke beschränkt, sondern ebenfalls Erneuerbare-Energien-Anlagen und ähnliche alternative Erbringer von Systemdienstleistungen erfasst⁴⁰. Sofern künftig der Bruttostromanteil überwiegend aus erneuerbarem Strom besteht, ist bei Netzengpassmanagementmaßnahmen zwischen Erneuerbare-Energien-Anlagen, die netzdienliche Leistungen erbringen, und solchen, die keine netzdienlichen Leistungen erbringen, zu unterscheiden. Während erstere bei Netzengpassmaßnahmen nur bis auf die netztechnisch notwendigen Leistungen abgeregelt werden dürfen, ist bei letzteren unter den Voraussetzungen des Netzengpassmanagements eine vollständige Abregelung möglich.

Die technologieoffene Formulierung des Gesetzgebers ermöglicht, dass sich die Rechtslage bei der Transformation der Erbringung von Systemdienstleistungen dynamisch mit der jeweils vorherrschenden Erzeugungslandschaft entwickelt. So sind unter dem Begriff des netztechnisch erforderlichen Minimums sowohl Einspeisungen von konventionellen als auch von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu verstehen. Selbst bei einem hohen Anteil von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen am Bruttostromverbrauch ist also keine diesbezügliche sprachliche Anpassung von § 13 Abs. 3 EnWG bzw. § 14 EEG 2017 erforderlich. Bei Maßnahmen des Netzengpassmanagements dürfen somit grundsätzlich beide Anlagentypen am Netz bleiben, um

⁴⁰ So auch *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 141.

Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum

netztechnisch erforderliche Leistungen zu erbringen, jedoch ist auch hier der Einspeisevorrang zu beachten.

Insbesondere in der Phase der Transformation hin zur vermehrten Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare-Energien-Anlagen stellt sich die Frage, in welchem Verhältnis erneuerbare must-run-Kraftwerke zu konventionellen must-run-Kraftwerken stehen. Für beide gilt zwar gleichermaßen, dass sie gemäß § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 bei Netzengpassmanagementmaßnahmen erst nachrangig zu Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen, welche keine netzdienlichen Leistungen erbringen, abgeregelt werden dürfen. Sofern jedoch die Abregelung der nicht-netzdienlichen Anlagen zur Behebung des Netzengpasses nicht genügt, können auch die systemdienlichen Kraftwerke abgeregelt werden. Konkurrieren hierbei erneuerbare und konventionelle must-run-Kraftwerke miteinander, müssen aufgrund des Einspeisevorrangs zunächst die konventionellen must-run-Kraftwerke abgeregelt werden, bevor in einem zweiten Schritt die erneuerbaren must-run-Kraftwerke abgeregelt werden dürfen.

c) Einstufung als must-run dem situativen Bedarf entsprechend

Eine klare Einordnung, welche Erneuerbare-Energien-Anlagen und konventionellen Kraftwerke als must-run eingestuft werden, ist die maßgebliche Voraussetzung für eine transparente Anwendung des § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017. In der Praxis zeigen sich jedoch bei der Anwendung der Regelungen zum netztechnisch erforderlichen Minimum Unsicherheiten. So ist beispielsweise nicht klar definiert, ob es für eine Kategorisierung als must-run-Anlage und damit für eine privilegierte Abregelung genügt, dass diese Kraftwerke grundsätzlich netzdienliche Leistungen vorhalten und einsetzen können – unabhängig davon, ob im konkreten Fall des Netzengpasses diese auch tatsächlich für die Erbringung von Systemdienstleistungen vorgehalten und eingesetzt werden – oder ob es vielmehr auf die situative Netzdienlichkeit, also auf die Netzdienlichkeit im konkreten Fall ankommt.

Eine gesetzliche Regelung hierzu fehlt, jedoch sprechen Sinn und Zweck der privilegierten Einspeisung sowie die Normierung des § 13 Abs. 3 S. 4 EnWG als Ausnahmvorschrift dafür, die Einstufung als must-run-Anlage situativ zu bestimmen. In diesem Sinne sieht auch der Leitfaden zum Einspeisemanagement 1.0 der BNetzA vor, dass es „[z]ur Bestimmung des netztechnisch erforderlichen Minimums (...) ausschließlich auf den tatsächlichen Bedarf für die Netz- und Systemsicherheit an[komme]“⁴¹. Das Abweichen von der Abregelungsreihenfolge bei Engpässen soll gerade dazu dienen, dass im Netzengpass die netzdienlichen Anlagen nicht abgeschaltet werden und somit weiterhin die netztechnisch erforderlichen Leistungen erbringen können. Eine Abregelung solcher Anlagen, die zwar grundsätzlich netzdienlich sein können, im konkreten Fall jedoch keine netztechnisch erforderlichen Leistungen erbringen, gefährdet somit nicht die

⁴¹ BNetzA, Leitfaden Einspeisemanagement, Version 1.0, 2011, Ziffer 1.2.2., S. 6; den Leitfaden zitierend König, in: Säcker, Bd. 1 Halbbd. 1, Energierecht, 4. Aufl. 2019, § 13 Rn. 87.

Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes und rechtfertigt daher auch keine Ausnahme vom Einspeisevorrang erneuerbarer Energien. Auch erweitert ein pauschales Abstellen auf das Kriterium des Vorhaltens von netztechnischen Leistungen den Kreis der must-run-Kraftwerke um ein Vielfaches, was dem Charakter der eng auszulegenden Ausnahmvorschrift⁴² des § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 widersprechen würde. Die Abweichungen vom Einspeisevorrang durch die Privilegierungen von konventionellen Anlagen können daher nur bei einer situativen Einstufung restriktiv gehandhabt werden.

Für das Erbringen von Regelreserve bedeutet dies, dass nicht bereits das erfolgreiche Präqualifikationsverfahren maßgeblich ist, sondern allein der Zuschlag zur Erbringung von Regelreserve im Ausschreibungsverfahren für den konkreten Zeitraum. Somit müssen auch Anlagen, die zwar für Regelreserve präqualifiziert sind, jedoch keinen Zuschlag erhalten haben, in Netzengpasssituationen abgeregelt werden, da sie in der konkreten Situation keine netztechnisch erforderlichen Leistungen vorhalten bzw. erbringen⁴³.

3. Kein Ausschluss der Präqualifikation aufgrund netzengpassbedingter Abregelungen

Durch eine Abregelung im Rahmen des Netzengpassmanagements würde die 100 %-Verfügbarkeit von bezuschlagten Anlagen eingeschränkt – unabhängig davon, ob es sich

⁴² *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 13 Rn. 140.

⁴³ Exkurs: Schwieriger ist eine Beurteilung bei der für die Spannungshaltung eingesetzten Systemdienstleistung der Blindleistung, da hier grundsätzlich alle am Netz angeschlossenen Anlagen die Leistungen für den Bedarfsfall vorhalten und somit grundsätzlich alle Anlagen als netzdienlich eingestuft werden könnten. Anders als bei der Regelreserve kommt somit nicht nur ein begrenzter Kreis von Anlagen als must-run-Kraftwerke in Betracht, sondern grundsätzlich alle angeschlossenen Anlagen. Dies ergibt sich aus dem unterschiedlichen regulatorischen Hintergrund, da es bei dieser Systemdienstleistung kein Ausschreibungsverfahren mit Zuschlagserteilung wie bei der Regelreserve gibt. Vielmehr gilt für die Blindleistung, dass die Bereitstellung, also die Vorhaltung und der Einsatz, in der Regel Voraussetzung für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen an die Stromnetze ist. Eine Bewertung, welche Anlagen im konkreten Netzengpass netzdienliche Blindleistung vorhalten bzw. erbringen, ist damit – im Gegensatz zur Regelreserve – nur schwer vorzunehmen. Eine Eingrenzung des Akteurskreises kann jedoch dahingehend vorgenommen werden, dass Blindleistung nur regional bereitgestellt werden kann, da sie nur über geringe Distanzen transportiert werden kann. Daher kommen nur lokale Blindleistungsquellen zur Spannungshaltung in Frage. In der Folge profitieren auch nur diese von einer situativen privilegierten Abregelung bei Netzengpässen.

Noch größere Herausforderungen bestehen bei der Systemdienstleistung der Momentanreserve, da diese ortsunabhängig erbracht werden kann. Diese Systemdienstleistung dient der Stabilisierung der Netzfrequenz durch die Trägheit der rotierenden Massen der Generatoren und erfolgt bei konventionellen Anlagen systeminhärent durch alle am Netz befindlichen Anlagen mit rotierenden Massen. Das heißt, die entsprechenden Anlagen reagieren ohne eine Aktivierung auf Frequenzschwankungen und gleichen intrinsisch durch die Trägheit der Massen die Abweichungen aus. Hierdurch sind grundsätzlich alle Anlagen, die rotierende Massen bzw. synthetische Schwungmassen aufweisen, in einem gewissen Maße als netzdienlich einzustufen. Ein vorrangiger Einsatz von synthetischer Schwungmasse nicht-konventioneller Kraftwerke könnte an dieser Stelle zu einer Umsetzung der Vorgaben des § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 im Kontext des Einspeisevorrangs beitragen und dem Willen des Gesetzgebers Rechnung tragen. Soweit technisch möglich, sind somit zur Wahrung des Einspeisevorrangs zukünftig Erneuerbare-Energien-Anlagen mit synthetischer Schwungmasse privilegiert als erneuerbare must-run-Kraftwerke einzusetzen.

Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum

um konventionelle Kraftwerke oder um Erneuerbare-Energien-Anlagen handelt. Um dies zu vermeiden, gewährleistet die situative Einstufung als netztechnisch erforderliches must-run-Kraftwerk die Mindesteinspeisung auch in Engpasssituationen; eine Abregelung der entsprechenden Anlagen findet im Rahmen des § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 daher ausnahmsweise nicht statt. Dies gilt gleichermaßen für konventionelle als auch für erneuerbare must-run-Kraftwerke. Gemäß dem Sinn und Zweck der Vorschrift profitieren jedoch nur die im fraglichen Zeitraum bezuschlagten Anlagen von der Privilegierung, nicht jedoch jegliche präqualifizierten Einheiten⁴⁴.

Hieraus ergibt sich, dass beim Präqualifikationsverfahrens netzengpassbedingte Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei der Bewertung der 100 %-Zeitverfügbarkeit keine Rolle spielen dürfen. So dürfen Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht von der Präqualifikation ausgeschlossen werden, auch wenn sie gegebenenfalls häufiger von Abregelungen bei Netzengpässen betroffen sind⁴⁵. Dies zeigt sich auch in der gesetzlichen Logik der §§ 13 EnWG, 14 EEG 2017, da ansonsten auch keine konventionellen Kraftwerke zur Präqualifikation berechtigt sein dürften, denn diese können immer – sogar vorrangig gegenüber Erneuerbare-Energien-Anlagen – abgeregelt werden.

Indem auch Erneuerbare-Energien-Anlagen von der Regelung in § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 zur netztechnisch erforderlichen Mindesteinspeisung bereits umfasst sind und waren, erfüllt dies bereits heute die neu durch das Clean Energy For All Europeans eingeführten unionsrechtlichen Anforderungen für Systemdienstleistungen, so dass kein gesonderter Umsetzungsbedarf entstanden ist. So schreiben Art. 31 Abs. 6, Art. 40 Abs. 1 lit. i) i. V. m. Abs. 4 lit. a) und Abs. 5 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie⁴⁶ vor, dass die Vorschriften für die Beschaffung von Systemdienstleistungen diskriminierungsfrei ausgestaltet sein müssen. Erneuerbare-Energien-Anlagen dürfen somit bei der Erbringung von Systemdienstleistungen nicht ohne sachliche Rechtfertigung anders als konventionelle Kraftwerke behandelt werden. Die unionsrechtlich geforderte Diskriminierungsfreiheit bei der Erbringung von Systemdienstleistungen umfasst damit in der Konsequenz ebenfalls, dass konventionelle und Erneuerbare-Energien-Anlagen auch bei der Behandlung als must-run gleichbehandelt werden müssen und dieselben Privilegierungen in der Abschaltreihenfolge erfahren müssen.

Um die Diskriminierungsfreiheit von Erneuerbare-Energien-Anlagen bei der Erbringung von Regelreserve gemäß Art. 6 Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EltVO)⁴⁷ zu gewährleisten, dürfen bei der Bewertung der 100 %-Verfügbarkeit allein anlagenbezogene Aspekte, nicht jedoch externe Eingriffe durch Abregelung berücksichtigt werden. Anderenfalls droht ein

⁴⁴ Vergleiche hierzu Kapitel C II. 2. c).

⁴⁵ Die Summe der Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement lag bei 5.403 GWh im Jahr 2018, vergleiche BNetzA, Jahresbericht 2019: Netze für die digitale Welt, 2020, S. 12.

⁴⁶ Richtlinie (EU) 2019/944 des europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

⁴⁷ Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 05.06.2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

missbräuchliches Unterlaufen des Einspeisevorrangs, da Erneuerbare-Energien-Anlagen mangels Präqualifikation nicht als netzdienliche erneuerbare must-run eingestuft werden könnten und somit in Netzengpassituationen vorrangig gegenüber konventionellen must-run-Kraftwerken abgeschaltet werden müssten.

Der technologieoffene Wortlaut des § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 sowie die Diskriminierungsfreiheit in Art. 6 EltVO zeigen vielmehr, dass auch Erneuerbare-Energien-Anlagen – selbst wenn sie häufig von Abregelungen betroffen sind – nach dem Willen des Gesetzgebers als erneuerbare must-run-Kraftwerke fungieren können und sollen. Ein Ausschluss vom Präqualifikationsverfahren von Windenergieanlagen, die in häufig von Netzengpässen betroffenen Regionen stehen, widerspricht daher dem Regelungsgegenstand des § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017. Netzengpassbedingte Abregelungen und andere exogene Umstände sind somit bei der Bewertung der Zeitverfügbarkeit nicht heranzuziehen.

D. Zusammenfassung

Während bisher überwiegend konventionelle Kraftwerke Systemdienstleistungen erbrachten, müssen aufgrund des steigenden Anteils an Erneuerbare-Energien-Anlagen Systemdienstleistungen vermehrt auch von diesen erbracht werden. Dennoch sind teilweise Windenergieanlagen, die in häufig von Netzengpässen betroffenen Regionen stehen, vom Abschluss einer Regelreserve-Präqualifikation ausgeschlossen, da befürchtet wird, dass sie aufgrund der hohen Abregelungswahrscheinlichkeit nicht zuverlässig Regelreserve vorhalten und im Bedarfsfall erbringen können. Ein solcher Ausschluss, der auf exogenen, also nicht-anlagenbezogenen Aspekten beruht, widerspricht jedoch sowohl den Vorgaben der Präqualifikationsbedingungen als auch den Vorgaben des EnWG zum Netzengpassmanagement bzw. des EEG zum Einspeisevorrang:

Die Präqualifikationsbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber dienen gemäß § 6 Abs. 5 StromNZV dem Nachweis, dass die Anlagen die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllen und die notwendigen technischen Fähigkeiten aufweisen. Der Prüfungsgegenstand der technischen Fähigkeiten zeigt, dass exogene Umstände, die die Verfügbarkeit von Kraftwerken betreffen, keine Berücksichtigung finden können.

Dies ergibt sich darüber hinaus aus den Vorgaben des EnWG zum Netzengpassmanagement bzw. des EEG zum Einspeisevorrang. § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 sehen vor, dass Anlagen, die netztechnisch erforderliche Leistungen erbringen (sogenannte must-run-Kraftwerke), zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes nicht bzw. nur nachrangig abgeregelt werden dürfen. Anlagen, die Systemdienstleistungen, d. h. insbesondere netzstabilisierende Leistungen erbringen, dürfen im Rahmen des Netzengpassmanagements nur auf das netztechnisch erforderliche Minimum

Erneuerbare-Energien-Anlagen als netztechnisches Minimum

reduziert werden. Dies gilt gleichermaßen für konventionelle als auch für erneuerbare must-run-Kraftwerke. Der Gesetzgeber geht also davon aus, dass Systemdienstleistungen auch von Anlagen vorgehalten werden können, die grundsätzlich abgeregelt werden dürfen, und privilegiert diese im Rahmen einer abweichenden Abregelungsreihenfolge. Sofern jedoch die Abregelung der nicht-netzdienlichen Anlagen zur Behebung des Netzengpasses nicht genügt, können auch die systemdienlichen Kraftwerke abgeregelt werden. Konkurrieren hierbei erneuerbare und konventionelle must-run-Kraftwerke miteinander, müssen aufgrund des Einspeisevorrangs zunächst die konventionellen must-run-Kraftwerke abgeregelt werden, bevor in einem zweiten Schritt die erneuerbaren must-run-Kraftwerke abgeregelt werden dürfen.

Dadurch, dass im Rahmen des § 13 Abs. 3 S. 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 netzengpassbedingte Abregelungen erst nachrangig erfolgen dürfen, wird eine zuverlässige Zeitverfügbarkeit der Vorhaltung und Bereitstellung von Regelreserve sichergestellt. Hierdurch werden auch Präqualifikationen von Erneuerbare-Energien-Anlagen in häufig von Netzengpässen betroffenen Gebieten möglich. Eine Ablehnung der Präqualifikation mit Verweis auf mögliche netzengpassbedingte Abregelungen läuft daher dem Sinn und Zweck der § 13 Abs. 3 S. 4 und 5 EnWG bzw. § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 zuwider und ist daher unzulässig.