



Bundeskartellamt



Offene Märkte | Fairer Wettbewerb

Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2022

Marktmachtbericht

August 2023



Marktmachtbericht

Bericht gemäß § 53 Abs. 3 Satz 2 GWB

Az. B8-16/22; B8-16/23

August 2023

Kontakt

Bundeskartellamt

8. Beschlussabteilung

Kaiser-Friedrich-Straße 16

53113 Bonn

poststelle@bundeskartellamt.bund.de

<http://www.bundeskartellamt.de>

Bildnachweis Cover: AdobeStock/MACLEG

Inhaltsverzeichnis

| | |
|--|----|
| A. Zusammenfassung (executive summary) | 1 |
| B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise | 5 |
| C. Marktabgrenzungen im Bereich der Stromerzeugung | 7 |
| I. Sachliche Marktabgrenzung | 7 |
| 1. Stromerstabsatz | 7 |
| 2. Eigenverbrauch und Bahnstrom | 8 |
| 3. Regelenergie | 8 |
| 4. Reservekapazitäten | 10 |
| 5. Redispatch | 10 |
| 6. Nach EEG geförderte Strommengen | 11 |
| a) Bisherige Marktabgrenzungspraxis | 12 |
| b) Entwicklungen im aktuellen Berichtszeitraum | 12 |
| c) Implikationen für die sachliche Marktabgrenzung | 15 |
| II. Räumliche Marktabgrenzung | 16 |
| III. Zeitliche Marktabgrenzung | 18 |
| D. Wettbewerbsverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt | 21 |
| I. Entwicklung marktstruktureller Faktoren | 23 |
| 1. Entwicklung der inländischen Erzeugungskapazitäten | 24 |
| 2. Bedeutung ausländischer Erzeugungskapazitäten für die Begrenzung inländischer Marktmacht | 26 |
| II. Marktanteile | 29 |
| III. Residual Supply Index (RSI) | 33 |
| 1. Konzept des RSI | 34 |
| a) Grundidee | 34 |
| b) Abbildung der sachlichen Marktabgrenzung | 35 |
| c) Abbildung der räumlichen Marktabgrenzung | 37 |
| d) Abbildung der zeitlichen Marktabgrenzung | 38 |

| | |
|--|----|
| 2. Empirische Berechnung des RSI..... | 40 |
| a) Datengrundlage..... | 40 |
| b) Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage..... | 41 |
| c) Approximation nicht von KWEP-Daten erfasster Anlagen..... | 43 |
| aa) Approximation von Kleinanlagen | 43 |
| bb) Approximation des ausländischen Wettbewerbspotentials | 44 |
| cc) Abbildung EEG-geförderter Anlagen | 47 |
| 3. Ergebnisse der RSI-Berechnungen | 48 |
| a) RSI-Berechnung mit indirekter Berücksichtigung EEG-geförderter Erzeugungsmengen | 48 |
| b) Sensitivitätsbetrachtung unter vereinfachter direkter Berücksichtigung von EEG-Kapazitäten..... | 55 |
| c) Aktuelle Berechnungen einschl. des ersten Quartals 2023..... | 57 |
| IV. Return on Withholding Capacity Index (RWC) | 58 |
| 1. Konzept des RWC..... | 59 |
| 2. Benötigte Datengrundlage..... | 61 |
| 3. Verhältnis zwischen RWC und RSI | 61 |
| E. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven..... | 62 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Monatsmarktwerte und anzulegende Werte Windkraftanlagen an Land..... | 13 |
| Abbildung 2: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Jahresverlauf | 19 |
| Abbildung 3: Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke im Jahresverlauf | 28 |
| Abbildung 4: Quantile der Nettoimporte..... | 45 |
| Abbildung 5: Ausländische Residuallast, Nettoimporte und angenommenes situatives Importpotential..... | 46 |
| Abbildung 6: Verteilungsfunktion der RSI-Werte von RWE..... | 52 |
| Abbildung 7: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Jahresverlauf (Wiederholung)..... | 53 |
| Abbildung 8: Gegenüberstellung der Verteilungsfunktionen der RSI-Werte von RWE bei direkter und bei indirekter Berücksichtigung von EEG-geförderter Erzeugung | 57 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und den hieran angrenzenden Gebotszonen..... | 17 |
| Tabelle 2: Mittlere absolute Preisdifferenz in EUR/MWh zwischen der Gebotszone DE-LU und den hieran angrenzenden Gebotszonen..... | 18 |
| Tabelle 3: Anteile der fünf größten Stromerzeuger 2021 an der nicht EEG-geförderten Erzeugungskapazität | 30 |
| Tabelle 4: Anteile der fünf größten Stromerzeuger 2021 an der nicht EEG-geförderten Erzeugung | 31 |
| Tabelle 5: Viertelstündliche Anteile an der nicht EEG-geförderten Stromerzeugung 2022 in Quantilen | 33 |
| Tabelle 6: Zeitanteile mit RSI kleiner 1 | 50 |
| Tabelle 7: Gegenüberstellung der Zeitanteile mit RSI kleiner 1 bei indirekter und direkter Berücksichtigung von EEG-gefördertem Strom im Jahr 2022 | 56 |
| Tabelle 8: Zeitanteile mit RSI kleiner 1 im Zeitraum Q2 2022 bis Q1 2023 | 58 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---------|---|
| ABl. | Amtsblatt |
| Abs. | Absatz |
| ACER | Agency for the Cooperation of Energy Regulators |
| AEUV | Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union |
| aFRR | Automatic Frequency Restoration Reserve – Sekundärreserve |
| Art. | Artikel |
| AtG | Atomgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2153) geändert worden ist |
| Az. | Aktenzeichen |
| BGBl. | Bundesgesetzblatt |
| BGH | Bundesgerichtshof |
| BKartA | Bundeskartellamt |
| BNetzA | Bundesnetzagentur |
| BT-Drs. | Bundestag Drucksache |
| B. v. | Beschluss vom |
| bzw. | beziehungsweise |
| d. h. | das heißt |
| DICE | Düsseldorf Institute for Competition Economics |
| EB-GL | Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission v. 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 312 v. 28. November 2017, S. 6. (Electricity Balancing Guideline) |
| EIN | Energieinformationsnetz |
| E.ON | E.ON SE, Essen |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 3. Juli 2023 (BGBl. I Nr. 176) geändert worden ist |
| ehem. | ehemalig |

| | |
|------------|--|
| EKBG | Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangel- lage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften (Ersatzkraftwerkebereithaltungs- gesetz) vom 8. Juli 2022 (BGBl. I S. 1054) |
| EnBW | Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe |
| ENTSO-E | European Network of Transmission System Operators for Electricity |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 (BGBl. I Nr. 202) geändert worden ist |
| EU | Europäische Union |
| EUR | Euro |
| E. v. | Entscheidung vom |
| f./ff. | folgend/fortfolgend |
| FB | Fallbericht |
| FCR | Frequency Containment Reserve - Primärreserve |
| Fn. | Fußnote |
| ggf. | gegebenenfalls |
| GW | Gigawatt |
| GWB | Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Be- kanntmachung vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 23. Juni 2023 (BGBl. I Nr. 167) ge- ändert worden ist |
| GWh | Gigawattstunde |
| i. V. m. | in Verbindung mit |
| insb. | insbesondere |
| KOM | Europäische Kommission |
| kV | Kilovolt |
| KWEP-Daten | Kraftwerkseinsatzplanungsdaten |
| kWh | Kilowattstunde |

KVVG Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 19. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2479) geändert worden ist

LEAG Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz Energie Kraftwerke AG, Cottbus

Leitfaden Missbrauchsaufsicht

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt v. 27. September 2019 Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel

mFRR Manual Frequency Restoration Reserve – Minutenreserve

MW Megawatt

MWh Megawattstunde

Nr. Nummer

OLG Oberlandesgericht

rd. rund

Rn. Randnummer

RWC Return on Withholding Capacity Index

RWE RWE AG, Essen

RSI Residual Supply Index

S. Seite

Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel

Bundeskartellamt v. Januar 2011, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel

SMARD „Strommarktdaten“ (Informationsplattform der Bundesnetzagentur)

sog. sogenannten

SO-GL Verordnung (EU) Nr. 2017/1485 der Kommission v. 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABI. L 220 v. 25. August 2017, S. 1 (System Operations Guideline)

| | |
|-------------------------------|---|
| StromNZV | Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist |
| TWh | Terawattstunde |
| u. a. | unter anderem |
| Uniper | Uniper SE, Düsseldorf |
| v. a. | vor allem |
| Vattenfall | Vattenfall GmbH, Berlin |
| Versorgungssicherheitsbericht | Bundesnetzagentur v. 31. Januar 2023, Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität |
| vgl. | vergleiche |
| WindSeeG | Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. März 2023 (BGBl. I Nr. 88) geändert worden ist |
| z. B. | zum Beispiel |
| ZEW | Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung |

A. Zusammenfassung (executive summary)

Vierter Marktmachtbericht

- 1 Das Bundeskartellamt legt hiermit den vierten selbständigen Bericht über die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht) vor. Damit erfüllt das Bundeskartellamt den Auftrag des Bundesgesetzgebers, regelmäßig gesondert einen Bericht über die Wettbewerbssituation bei der Erzeugung elektrischer Energie zu veröffentlichen (§ 53 Abs. 3 Satz 2 GWB).
- 2 Der Bericht ermöglicht den Marktteilnehmern zusammen mit dem Leitfaden zur Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung und des Stromgroßhandels sowohl eine Einschätzung ihrer Marktposition als auch einen Überblick über die Anwendungsgrundsätze der jeweils geltenden ordnungsrechtlichen Regeln. Der Marktmachtbericht hat allerdings keine rechtliche Bindungswirkung für Entscheidungen in Einzelfällen. Er soll den Erzeugungsunternehmen lediglich für die Beurteilung, ob sie als Adressat der für marktbeherrschende Unternehmen geltenden Missbrauchsverbote in Frage kommen, eine Orientierung verschaffen.

Fokus: Stromerzeugung und erstmaliger Absatz (Stromerstabsatzmarkt)

- 3 Der gesetzliche Berichtsauftrag umfasst grundsätzlich alle Aspekte der Stromerzeugung. Der vorliegende Bericht konzentriert sich jedoch erneut auf den sogenannten Stromerstabsatzmarkt. Dieser umfasst die Erzeugung elektrischer Energie für die allgemeine Versorgung und deren erstmaligen Absatz. Nicht einzubeziehen sind dabei zunächst (industrielle) Eigenerzeugung, Bahnstrom, Regelenergie, Redispatch und die verschiedenen Reserven. Räumlich umfasst der Markt nach den vorgenommenen Analysen weiterhin das deutsch-luxemburgische Marktgebiet. In zeitlicher Hinsicht hält das Bundeskartellamt ferner an einer Marktabgrenzung fest, die über die viertelstündliche Abrechnungsperiode des Bilanzkreissystems hinausreicht und regelmäßig einen Jahreszeitraum umfasst.

EEG-Strom aus Wind und Sonne ohne Einfluss auf Marktmachtbefund

- 4 In der ständigen Abgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes waren nach dem EEG geförderte Strommengen unter den bisherigen Rahmenbedingungen nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnen. Die erheblichen Steigerungen, zwischenzeitlich Vervielfachungen, der Stromgroßhandelspreise im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine haben jedoch dazu geführt, dass ein nicht unerheblicher Teil der EEG-geförderten, direktvermarkteten Erzeugung unmittelbar der Entwicklung der Großhandelspreise ausgesetzt wurde. Das Bundeskartellamt hat daher im Rahmen

einer ergänzenden Sensitivitätsbetrachtung pauschal die gesamte EEG-geförderte Erzeugung in die Marktmachtbetrachtung einbezogen. Diese Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass die Frage der Einbeziehung oder Nicht-Einbeziehung von EEG-geförderten Erzeugungskapazitäten in den Erstabstabsmarkt unter den derzeit vorherrschenden Rahmenbedingungen keinen Einfluss auf die Bewertung der Marktmachtverhältnisse hat. Die Frage der Einbeziehung (ggf. einzelner) EEG-geförderter Anlagen in den Stromerstabstabsmarkt konnte daher für die Zwecke des vorliegenden Marktmachtberichts offengelassen werden.

Laufzeitverlängerungen von Atom- und Kohlekraftwerken stärken inländische Kapazitäten nur vorübergehend

- 5 Die allgemeine Marktentwicklung des Stromerstabstabsmarktes war im Berichtszeitraum (1.10.2022 bis 31.03.2023) durch die Verwerfungen im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine, insbesondere von einem erheblichen Anstieg und zeitweilig sogar einer Vervielfachung der Preise im Stromgroßhandel geprägt. Die zur Dämpfung des Preisanstiegs ergriffenen Gegenmaßnahmen betrafen insbesondere auch die im Markt eingesetzten Erzeugungskapazitäten. Zunächst schieden zu Beginn des Berichtszeitraums 6,5 GW Erzeugungskapazität (hierunter auch die drei Atomkraftwerke Gundremmingen, Brokdorf und Grohnde) nach den Vorgaben des Atomgesetzes (AtG) und des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) aus dem Markt aus. Zur Bekämpfung der Preissteigerungen im Stromgroßhandel kehrten sodann aber Anlagen aus der Sicherheitsbereitschaft sowie aus der Netzreserve zeitlich befristet in den Markt zurück, das Wirksamwerden eines weiteren Schrittes des Kohleausstieges wurde verschoben und die Laufzeit der verbliebenen drei Atomkraftwerke verlängert. Die noch im letzten Marktmachtbericht beschriebene, allgemeine Reduzierung inländischer dargebotsunabhängiger und damit in erster Linie konventioneller Erzeugungskapazitäten dürfte sich aber zukünftig aufgrund des geplanten neuerlichen bzw. weiteren Rückbaus solcher, über eine gesicherte Leistung verfügenden, Erzeugungskapazitäten wieder fortsetzen.

Bedeutung freier ausländische Erzeugungskapazitäten für die Begrenzung der Marktmacht nimmt zu

- 6 Freie ausländische Kraftwerkskapazitäten können über Stromimporte die Marktmacht bei der inländischen Stromerzeugung wirksam begrenzen. Ob und inwieweit diese Möglichkeit jeweils konkret besteht, hängt von der Kapazität des Übertragungsnetzes sowie den Angebots- und Nachfrageverhältnissen in diesen Ländern ab. Um die Bedeutung ausländischer Kraftwerke als marktmachtbegrenzende Faktoren zu beleuchten, wurde erneut untersucht, wann und in welchem Umfang ausländische Kraftwerkskapazitäten und damit Stromimporte zur Deckung der inländischen Stromnachfrage im Rahmen des

regulären Stromgroßhandels benötigt wurden. Die Anzahl von Marktsituationen, in denen die marktbedingten Verhaltensspielräume inländischer Stromerzeuger überhaupt nur noch durch Importe, also durch freie ausländische Kraftwerkskapazitäten, begrenzt worden sind, ist auf 5,9 Prozent der Stunden des Jahres 2022 angestiegen. Solche Marktsituationen waren im Berichtsjahr nicht mehr allein besonders konzentriert im Frühsommer zu beobachten, wo ein nicht unerheblicher Teil der inländischen dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten aufgrund der in dieser Jahreszeit typischen Kraftwerksrevisionen nicht verfügbar war. Sie traten vielmehr auch in Tagesrandstunden im Herbst sowie bei sonnen- und windschwachen Zeiten im Winterhalbjahr auf. Diese Entwicklung könnte sich wegen der geplanten weiteren Kraftwerksabschaltungen perspektivisch weiter fortsetzen.

Unverzichtbarkeit bedeutet Marktmacht – Analyse anhand des „Residual Supply Index“ (RSI)

- 7 Wie in den vergangenen Jahren werden in dem Bericht für die Marktmachtanalyse verschiedene Indikatoren betrachtet. Die in vielen anderen Märkten aussagekräftige Höhe der Marktanteile ist für die Erfassung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt allerdings nur eingeschränkt geeignet. Gründe hierfür sind die nur sehr eingeschränkte Speicherbarkeit von Strom, eine kurzfristig sehr unelastische Nachfrage sowie die systemische Bedeutung der Gesamtbedarfsdeckung und mithin Versorgungssicherheit. Wie auch in der kartellrechtlichen Praxis wird daher auch in diesem Bericht für die Bewertung der Marktmachtverhältnisse auf dem Stromer Absatzmarkt auf den Residual Supply Index (RSI) zurückgegriffen. Dieser bemisst im Zeitverlauf, ob und inwieweit die Stromerzeugungskapazitäten eines Unternehmens unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage sind. Aus dem wissenschaftlichen Raum wird zudem der Return on Withholding Capacity Index (RWC) als Marktmachtindikator vorgeschlagen. Das Bundeskartellamt geht zwar weiterhin davon aus, dass der RWC den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung und einer zuverlässigen Ermittlung der komplexen Datengrundlagen als Screening-Instrument zukünftig sinnvoll ergänzen könnte. Aufgrund der hohen datentechnischen Anforderungen an eine sachgerechte Umsetzung des RWC wurde jedoch auch in diesem Bericht auf dessen Ermittlung verzichtet.
- 8 Hinsichtlich der verwendeten Daten und der Berechnungsmethodik des RSI und damit des Ausmaßes der Unverzichtbarkeit einzelner Erzeugungsunternehmen baut der vorliegende Bericht auf den in den vorangegangenen Berichten entwickelten Ansätzen auf. Der möglichst zutreffenden Erfassung des ausländischen Wettbewerbspotentials, das der Unverzichtbarkeit inländischer Anbieter und damit deren Marktmacht entgegenwirkt, kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu. Seit dem Marktmachtbericht 2019 wurde zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials zunächst angenommen, dass der

in 99 bzw. 95 Prozent der Zeit beobachtete höchste Wert der Nettoimporte ständig als latente Erzeugungskapazität aus dem Ausland zur Deckung inländischer Nachfrage zur Verfügung steht (statischer Ansatz). Im Marktmachtbericht 2020 wurde diese Betrachtung durch einen situativen Ansatz ergänzt, der eine den jeweiligen Strombedarf des Auslandes berücksichtigende, differenzierte Betrachtungsweise ermöglicht. Beide Ansätze wurden auch in diesem Marktmachtbericht verwendet und der situative Ansatz im Detail weiterentwickelt.

Marktmacht verfestigt – RWE weiter klar über Vermutungsschwelle, LEAG und EnBW nähern sich dieser Schwelle an

- 9 Als zentrales Ergebnis der RSI-Analyse ergibt sich, dass im Rahmen der allgemeinen Marktentwicklung die Zeitanteile, in denen der größte deutsche Stromerzeuger RWE für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar war, im Berichtszeitraum in der Gesamtschau konstant geblieben sind; je nach Modellierung des ausländischen Wettbewerbspotentials ergaben sich lediglich geringfügige Veränderungen. Im Berichtszeitraum überschritten die ermittelten Zeitanteile, in denen der Strombedarf ohne RWE nicht mehr gedeckt werden konnte, wiederum deutlich die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle. Die Auswertungen deuten damit in der Gesamtschau auf eine Verfestigung der Marktmacht von RWE im Stromer Absatzmarkt hin.
- 10 Weiter waren im Berichtszeitraum auch die dargebotsunabhängigen Kapazitäten der Anbieter LEAG und EnBW bereits verstärkt für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar. Die ermittelten Zeitanteile für diese beiden Unternehmen liegen derzeit bei einer eher zurückhaltenden Schätzung des ständig verfügbaren ausländischen Wettbewerbspotentials bereits in unmittelbarer Nähe der für die Marktbeherrschung angesetzten Vermutungsschwelle.

Geplante Kraftwerksabschaltungen lassen weitere Verschärfung der Marktmachtverhältnisse befürchten

- 11 Perspektivisch dürfte die wettbewerbliche Bedeutung der verbleibenden dargebotsunabhängigen Kraftwerkskapazitäten der großen deutschen Stromerzeuger für die Deckung der Nachfrage weiter zunehmen. Hintergrund ist der geplante, zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts auch teilweise schon umgesetzte Rückbau dargebotsunabhängiger Kraftwerkskapazitäten. Nach Ende des Berichtszeitraums am 31. März 2023 wurden die verbliebenen Atomkraftwerke mit ca. 4 GW endgültig abgeschaltet und ca. 1,9 GW reaktivierte Reserven wurden wieder deaktiviert. Weiter sollen bis 2025 im Saldo 7,6 GW Kraftwerksleistung abgeschaltet werden. Diese Entwicklung dürfte das Ausmaß der Unverzichtbarkeit der verbleibenden dargebotsunabhängigen Kraftwerke der großen Betreiber steigern. Dies gilt zunächst für RWE, dürfte aber mit einiger Sicherheit auch

für weitere große deutsche Stromerzeuger gelten. Für LEAG und EnBW erscheint eine hinreichend deutliche Überschreitung der Vermutungsschwelle bereits im laufenden Jahr 2023 in Folge des Abschlusses des Atomausstieges zumindest nicht ausgeschlossen; eine Überschreitung erscheint unter Berücksichtigung beispielsweise der Außerbetriebsetzung reaktivierter Reserven und der Fortsetzung des Kohleausstieges im Jahr 2024 möglicherweise sogar wahrscheinlich. Eine detaillierte Analyse in dieser Hinsicht auf Grundlage erst dann vorliegender, detaillierter Marktdaten muss jedoch dem kommenden Marktmachtbericht vorbehalten bleiben.

Fazit: Marktmachtsituation verfestigt, weitere Verschärfung zu befürchten

- 12 Insgesamt ist daher festzuhalten, dass sich im Umfeld der Kraftwerksstilllegungen Anfang 2022 einerseits, der jüngsten Verwerfungen im Strommarkt und der als Reaktion vorgenommenen Erweiterungen des dem Markt zur Verfügung stehenden inländischen Kraftwerksparks andererseits die Marktmachtverhältnisse im Saldo verfestigt haben. Gegenwärtig sind keine Entwicklungen absehbar, die eine Entspannung in der Zukunft erwarten lassen. Vielmehr sprechen die seit dem 1. April 2023 vollzogenen sowie die weiteren geplanten Kraftwerksstilllegungen dafür, dass sich die Marktmachtverhältnisse bereits weiter verschärft haben und in absehbarer Zukunft tendenziell noch weiter verschärft werden. Vor diesem Hintergrund wird das Bundeskartellamt auch den nächsten Marktmachtbericht vor der gesetzlichen vorgesehenen Regelfrist von zwei Jahren vorlegen.

B. Hintergrund, Ziele und Vorgehensweise

- 13 Die Erstellung des Marktmachtberichtes durch das Bundeskartellamt resultiert aus dessen gesetzgeberischem Auftrag, regelmäßig gesondert Berichte über die Wettbewerbssituation bei der Erzeugung elektrischer Energie zu veröffentlichen (§ 53 Abs. 3 Satz 2 GWB).¹ Der Marktmachtbericht ergänzt den von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2019 veröffentlichten Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel.² Während im Leitfaden die wesentlichen kartellrechtlichen Fragen mit Blick auf den Stromerstattungsmarkt, insb. auch zu potentiell missbräuchlichen Verhaltensweisen, adressiert werden,

¹ Für eine ausführliche Darstellung der Ziele des Marktmachtberichtes siehe BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 11 ff.

² BNetzA und BKartA v. 27. September 2019, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, abrufbar unter www.bundeskartellamt.de → Missbrauchsaufsicht → Materialien (im Folgenden „Leitfaden Missbrauchsaufsicht“).

unterstützt der Marktmachtbericht die Selbsteinschätzung der Unternehmen hinsichtlich ihrer Marktposition.³ Der Marktmachtbericht hat allerdings keine rechtliche Bindungswirkung, auch nicht für die zuständige Beschlussabteilung des Bundeskartellamtes. Er soll den Erzeugungsunternehmen lediglich in Bezug auf die Beurteilung, ob sie als marktherrschende Unternehmen im Sinne von § 18 GWB bzw. Art. 102 AEUV als Adressaten der kartellrechtlichen Missbrauchsverbote in Frage kommen, eine Orientierung verschaffen.⁴

- 14 Der vorliegende Marktmachtbericht erscheint wiederum früher als nach der gesetzlich vorhergesehenen Regelfrist von zwei Jahren. Die Notwendigkeit einer möglichst zeitnahen Einschätzung der Marktmachtverhältnisse ergibt sich nicht zuletzt aus den jüngsten Verwerfungen auf diesem Markt. Die im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine ausgelösten Verknappungen beim Gasangebot im Jahr 2022 führten zu extremen Preissteigerungen und -schwankungen im Gashandel, welche sich erheblich auf den Stromer Absatzmarkt auswirkten. Insbesondere aufgrund der Vervielfachung der Gaspreise vervielfachten sich auch die Grenzkosten von Gaskraftwerken im Jahr 2022. Da Gaskraftwerke im Spothandel in Spitzenlastzeiten häufig preissetzend sind, führte die Vervielfachung der Gaspreise zu einer Vervielfachung der Börsenpreise für Strom. Der Gesetzgeber hat ferner zur Eindämmung dieser Effekte und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit die Laufzeiten von Atom- und Kohlekraftwerken verlängert sowie die Rückkehr konventioneller Reservekraftwerke in den Markt ermöglicht.⁵ Die Zusammensetzung des inländischen Kraftwerkspark hat sich daher anders entwickelt, als bei Redaktionsschluss des vorangegangenen Marktmachtberichtes anzunehmen gewesen war.
- 15 Nachdem im Marktmachtbericht 2021 zusätzlich zur Darstellung der Wettbewerbsverhältnisse im Stromer Absatzmarkt auch in einem umfassenden Überblick die Marktverhältnisse im Bereich der Systemdienstleistung Regelenergie dargestellt wurden, konzentriert sich der vorliegende Bericht wegen der oben genannten, aktuellen Ereignisse wieder ausschließlich auf den Stromer Absatzmarkt.
- 16 Im Unterschied zu den vorherigen Berichten hat sich das Bundeskartellamt zudem entschieden, den Zeitraum des vorliegenden und zukünftiger Marktmachtberichte anzupas-

³ Für eine genauere Darlegung der Funktion des Marktmachtberichtes und des Leitfadens Missbrauchsaufsicht siehe u. a. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 11 ff.

⁴ BT-Drs. 18/7317, S. 134.

⁵ Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 8. Juli 2022. (BGBl. I S. 1054) (Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz); §7 Abs. 1e AtG.

sen. Bisher stellten die Berichte auf den Zeitraum von Oktober des Vorjahres bis September des Berichtsjahres ab. Der Berichtszeitraum fokussiert nunmehr auf das letzte Kalenderjahr. Um eine lückenlose und zugleich möglichst zeitnahe Darstellung der Marktverhältnisse zu bieten, umfasst dieser Bericht zusätzlich den Zeitraum vom Ende des letzten Berichts bis zum Beginn des Kalenderjahres 2022 (viertes Quartal 2021) und das erste Quartal 2023. Durch den Bericht abgedeckt wird also insgesamt der Zeitraum vom 1. Oktober 2021 bis 31. März 2023.

- 17 Im Folgenden wird zunächst die Marktabgrenzung des Stromerstabatzmarktes dargestellt (C.). Darauf aufbauend werden die Wettbewerbsverhältnisse auf dem Stromerstabatzmarkt untersucht und verschiedene Marktmachtindikatoren ermittelt (D.). Abschließend erfolgt eine wettbewerbliche Würdigung dieser Ergebnisse (E.).

C. Marktabgrenzungen im Bereich der Stromerzeugung

- 18 Der Bewertung der Wettbewerbssituation im Bereich des Stromerstabatzmarktes und der Identifikation eventuell bestehender Marktmacht ist die Abgrenzung der jeweils betrachteten, relevanten Märkte vorgelagert. Mit Hilfe der Marktabgrenzung werden diejenigen wettbewerblichen Kräfte erfasst und abgebildet, denen die Anbieter in sachlicher (I.), räumlicher (II.) und zeitlicher Hinsicht (III.) tatsächlich unterliegen und die deren Verhaltensspielraum kontrollieren.

I. Sachliche Marktabgrenzung

1. Stromerstabatz

- 19 Das Bundeskartellamt grenzt in ständiger Praxis einen sachlich relevanten Markt für den erstmaligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung (Stromerstabatzmarkt) ab. Das sich daran anschließende Zweitgeschäft der Marktteilnehmer mit Elektrizität im Groß- und Einzelhandel ist zur Vermeidung von Doppelzahlungen und mangels Rückwirkungen auf den Erstabsatz nicht Teil des sachlichen Marktes.⁶
- 20 Stromerzeugungsmengen und -kapazitäten gehören dem Stromerstabatzmarkt nur insoweit an, als sie zur Befriedigung derselben Nachfrage nach Strom geeignet und daher aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind. Diese Voraussetzung ist bei der Stromproduktion zum Eigenverbrauch und der Einspeisung in das Bahnstromnetz (2.), der Regelenergie (3.), Reservekapazitäten (4.) und Redispatch (5.) nicht erfüllt. Angebotsseitig werden ferner für die Zwecke dieses Berichtes solche Stromerzeugungsmengen nicht

⁶ BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

dem Erstabsatzmarkt zugerechnet, die z. B. aufgrund besonderer gesetzlicher Vorgaben grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen unterliegen. Diese Voraussetzung ist aufgrund der Ausgestaltung des entsprechenden Förderregimes für die nach dem EEG geförderte Stromerzeugung tendenziell erfüllt. Aufgrund der Marktentwicklungen im Berichtszeitraum führte das aktuelle Förderregime jedoch dazu, dass eine nicht unerhebliche Anzahl nach dem EEG geförderter Erzeugungsanlagen anders als in der Vergangenheit unmittelbar der Entwicklung der Großhandelspreise ausgesetzt war. Für die Zwecke dieses Berichtes wird daher zunächst auf eine Einbeziehung der nach dem EEG geförderten Strommengen in den Erstabsatzmarkt verzichtet, eine Einbeziehung dieser Strommengen in den Erstabsatzmarkt aber im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse im Hinblick auf den Marktmachtbefund betrachtet (6.).

2. Eigenverbrauch und Bahnstrom

- 21 Im Erstabsatzmarkt werden nur solche Strommengen berücksichtigt, die in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.⁷ Demnach sind Bahnstrom und (nicht-eingespeister, meist industrieller) Eigenverbrauch nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. Sie befriedigen von der allgemeinen Versorgung abzugrenzende Arten von Nachfrage und sind daher auch nicht mit den Wettbewerbskräften aus diesem Markt reaktionsverbunden.

3. Regelenergie

- 22 Einige Kraftwerke, die grundsätzlich für die allgemeine Versorgung eingesetzt werden, erbringen (zeitweise) zudem Regelenergie für die Übertragungsnetzbetreiber bzw. sind dafür zumindest präqualifiziert oder geeignet. Regelenergie versetzt die systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber in die Lage, Einspeisung und Entnahme von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Aufrechterhaltung der Netzfrequenz und mithin der Systemstabilität zu jedem Zeitpunkt hinreichend genau ausgleichen zu können. Im Falle der Erhöhung der Einspeisung trägt die positive Regularbeit zwar auch zur Deckung der Nachfrage der allgemeinen Versorgung bei, Angebot und Nachfrage von Regelenergie unterliegen allerdings einer Reihe von Besonderheiten, die für eigenständige Märkte für Regelenergie sprechen. Regelenergie ist folglich nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. Diese Beurteilung entspricht auch der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission.⁸ Überlegungen zur Marktabgrenzung innerhalb des

⁷ BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19, S. 5 – RWE/E.ON.

⁸ Vgl. KOM, E. v. 21. Dezember 2022, COMP/M.10713 Rn. 39 ff - RWE/NewCo Eemshaven, KOM, E. v. 31. März 2020, COMP/M.9626 Rn. 21 – PKN Orlen/Energa, KOM, E. v. 15. Juni 2018, COMP/M.8660 Rn. 69 – Fortum/Uniper.

Bereichs der Regelenenergie finden sich im Marktmachtbericht 2021,⁹ im Folgenden werden nur die Gründe für die Abgrenzung gegenüber dem Stromerstabsatzmarkt dargestellt.

- 23 Nachfrager von Regelenenergie sind allein die Übertragungsnetzbetreiber. Diese beschaffen Regelenenergie täglich in gesonderten, genau geregelten Auktionen.¹⁰ Regelenenergie wird in den drei verschiedenen Qualitäten Primärreserve (Frequency Containment Reserve – „FCR“), Sekundärreserve (automatic Frequency Restoration Reserve – „aFRR“) und Minutenreserve (manual Frequency Restoration Reserve – „mFRR“) beschafft und abgerufen. Vergütet wird zunächst bereits die Vorhaltung von Regelleistung, während Gegenstand des Stromgroßhandels die Lieferung von Strommengen zu bestimmten Zeitpunkten ist. Insoweit Stromerzeugungsanlagen positive Regelleistung vorhalten, können sie die so gebundene Erzeugungskapazität auch nicht mehr für die allgemeine Versorgung einsetzen.
- 24 Lediglich im Bedarfsfall rufen die Übertragungsnetzbetreiber Strommengen (Regelarbeit) ab und vergüten diese. Eine solche Vergütung für Regelarbeit bei Abruf erfolgt nur bei aFRR und mFRR, bei der FCR werden Regelarbeitsabrufe über die gezahlten Leistungspreise implizit abgegolten. Während die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung in die Netzentgelte einfließen, werden die Kosten für die abgerufene Regelarbeit mittels des Ausgleichsenergiepreises denjenigen Bilanzkreisverantwortlichen berechnet, die durch ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisungen und Entnahmen in dem von ihnen verantworteten Bilanzkreis zum Regelbedarf beigetragen haben. Hintergrund dessen ist, dass Bilanzkreisverantwortliche zum Ausgleich ihres Bilanzkreises verpflichtet sind, um die Systemstabilität aufrechtzuerhalten.
- 25 Um Regelenenergie anbieten zu können, müssen Erzeugungsunternehmen die einzelnen Kraftwerke für die Erbringung der jeweiligen Regelenenergiequalität beim Übertragungsnetzbetreiber präqualifizieren. Das heißt, sie müssen über das für den regulären Kraftwerksbetrieb Erforderliche hinaus nachweisen, dass die Kraftwerke die notwendigen technischen Voraussetzungen zur Erbringung von Regelenenergie erfüllen. Aus diesem Grund können Übertragungsnetzbetreiber, die Regelenenergie benötigen, ihren Bedarf auch grundsätzlich nicht im Stromgroßhandel decken. Preiserhöhungen bei den Re-

⁹ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 22 ff.

¹⁰ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission v. 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem, ABl. L 312 v. 28. November 2017, S. 6.; ACER, Decision No 02/2020, sowie ACER, Decision No. 03/2020; § 22 EnWG, §§ 6 ff. StromNZV sowie Festlegungen BNetzA, B. v. 2. Oktober 2019, BK6-18-004 sowie BNetzA, B. v. 31.10.2002, BK6-22-162.

gelenergieprodukten haben nicht zur Folge, dass die nachfragenden Übertragungsnetzbetreiber auf Produkte des Stromgroßhandels ausweichen (können). Denn nicht alle Kraftwerke sind überhaupt für Regelenergie bzw. für jede Regelenergieart präqualifiziert. Es besteht demzufolge aus Nachfragesicht keine Austauschbarkeit der Regelenergieprodukte mit den Produkten des Stromgroßhandels.

4. Reservekapazitäten

- 26 Etliche Stromerzeugungskapazitäten sind der Netzreserve,¹¹ der Sicherheitsbereitschaft¹² oder der Kapazitätsreserve¹³ zugeordnet oder stellen besondere netztechnische Betriebsmittel dar.¹⁴ Gemeinsames Charakteristikum dieser Kapazitäten ist, dass sie grundsätzlich vom Stromerstabsatzmarkt ausgeschlossen sind, der allgemeinen Versorgung mit Strom allenfalls in Sondersituationen dienen und dann auch nicht im Wettbewerb mit anderen Stromerzeugungseinheiten stehen. Sie üben daher keinen Wettbewerbsdruck auf am Markt tätige Stromerzeugungseinheiten aus und sind folglich ebenfalls nicht Teil des Stromerstabsatzmarktes. Reservekraftwerke, welche (temporär) in den Stromerstabsatzmarkt zurückkehren, sind für diesen Zeitraum dem Stromerstabsatzmarkt wieder zuzurechnen.

5. Redispatch

- 27 Kraftwerke, die grundsätzlich im wettbewerblichen Erstabsatz für die allgemeine Versorgung eingesetzt werden, unterliegen besonderen gesetzlichen Anforderungen, die ihre Tätigkeit am Stromerstabsatzmarkt zeitweilig einschränken können. So haben in den vergangenen Jahren Anlagen, die grundsätzlich am Erstabsatzmarkt eingesetzt werden, in relevantem Umfang auf Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber Redispatch-Leistungen erbracht. Redispatch bezeichnet die Aufforderung zur Anpassung der Leistungsein- bzw. -ausspeisung von Anlagen zur Stromerzeugung bzw. zum Stromverbrauch durch den Übertragungsnetzbetreiber mit dem Ziel, auftretende Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden oder zu beseitigen. Die Erbringung von Redispatch ist gemäß § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG i. V. m. § 13a EnWG verpflichtend für betroffene Anlagenbetreiber.

¹¹ § 13d EnWG mit Netzreserveverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

¹² § 13g EnWG.

¹³ § 13e EnWG mit Kapazitätsreserveverordnung vom 28. Januar 2019 (BGBl. I S. 58), die zuletzt Artikel 6 des Gesetzes vom 19. Juli 2022 (BGBl. I S. 1214) geändert worden ist.

¹⁴ § 11 Abs. 3 EnWG a.F. Das Instrument der besonderen netztechnischen Betriebsmittel ist durch Gesetz vom 16. Juli 2021 (BGBl. I, S. 3026) im Zuge der Einführung des sog. Redispatch 2.0 gestrichen worden. Für bestehende Anlagen gibt es eine Übergangsregelung in § 118 Abs. 33 EnWG.

- 28 Im Erstabsatzmarkt berücksichtigt werden kann die Kraftwerksleistung nur insoweit, wie entsprechende Strommengen für diesen Markt unter Berücksichtigung der maßgeblichen Erzeugungskosten und Preissignale im Wettbewerb angeboten werden. Bei der Erbringung von Redispatch-Leistungen handelt es sich um vom Übertragungsnetzbetreiber vorgenommene Eingriffe in die markt- und wettbewerbsorientierte Kraftwerkssteuerung. Die durch Redispatch-Eingriffe belegte Kraftwerksleistung ist – unabhängig von der Frage, ob es sich bei Redispatch-Leistungen um eigenständige Märkte im kartellrechtlichen Sinne handelt¹⁵ – daher nicht dem Erstabsatzmarkt zuzurechnen.

6. Nach EEG geförderte Strommengen

- 29 Entsprechend den Marktbedingungen in den vorangegangenen Berichtszeiträumen und im Zusammenspiel mit den Wirkungen der Förderbedingungen nach dem EEG waren die nach dem EEG geförderten Strommengen nicht in den Stromerstabsatzmarkt einzu beziehen. Neben Neuerungen bei der EEG-Förderung neuer Anlagen sind im Berichtszeitraum ausgeprägte Preissteigerungen, zwischenzeitlich sogar Vervielfachungen, der Stromgroßhandelspreise eingetreten. Die Höhe der EEG-Förderung einer Anlage ist im Falle der Direktvermarktung an die Höhe der erzielbaren Großhandelspreise gekoppelt und kann bei hinreichender Höhe der Großhandelspreise auch vollkommen entfallen. Daher hat das Bundeskartellamt diese Entwicklungen zum Anlass genommen, erneut zu überprüfen, ob für die Marktmachtbetrachtung eine getrennte Betrachtung der nach dem EEG geförderten Stromerzeugung mit Blick auf die gegenwärtigen Marktverhältnisse weiterhin sachgerecht ist.
- 30 Neben den nachfolgend skizzierten, prinzipiellen Überlegungen hat das Bundeskartellamt insbesondere eine Sensitivitätsanalyse unter vereinfachter umfassender Einbeziehung der nach dem EEG geförderten Strommengen durchgeführt. Diese ergab, dass die Frage der Einbeziehung oder Nicht-Einbeziehung von nach dem EEG geförderten Strommengen in den Erstabsatzmarkt unter den gegenwärtigen Marktbedingungen keinen Einfluss auf die Bewertung der Marktmachtverhältnisse hat. Die relevanten Marktbedingungen werden insbesondere vom schwankenden Dargebot von Wind und Sonne sowie von der gegenwärtigen Eigentumsstruktur an nach dem EEG geförderten Erzeugungsanlagen bestimmt. Da die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt am besten durch den Grad der Unverzichtbarkeit eines Anbieters und dessen Erzeugungsanlagen für die Deckung der Stromnachfrage (RSI-Index¹⁶) erfasst werden, wird

¹⁵ Vgl. BKartA, B. v. 13. Dezember 2017, B4-80/17, Rn. 124 ff. – EnBW/MVV.

¹⁶ Vgl. hierzu ausführlich unten Abschnitt D.III.

die faktische Wirkung der Stromerzeugung in EEG-geförderten Anlagen, d.h. die Verdrängung von in anderen, insbesondere dargebotsunabhängigen konventionellen Erzeugungsanlagen erzeugten Stroms bei der Deckung der Stromnachfrage ohnehin bereits in vollem Umfang indirekt erfasst und vollständig abgebildet.

a) Bisherige Marktabgrenzungspraxis

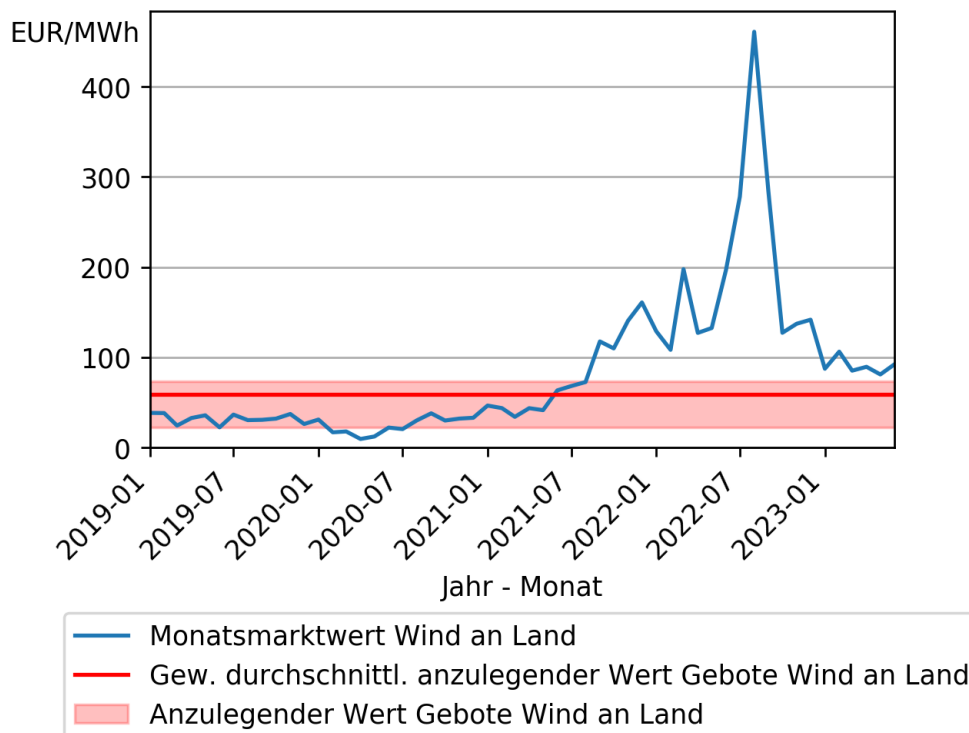
- 31 In seiner bisherigen Entscheidungspraxis hat das Bundeskartellamt nach dem EEG geförderte Strommengen nicht dem Stromerstabatzmarkt zugerechnet. Zwar waren und sind nach dem EEG geförderte Strommengen aus Nachfragesicht ein perfektes Substitut für ohne solche Förderung erzeugten Strom, jedoch schaffen die Förderregime des EEG besondere wettbewerbliche Bedingungen. Unter den Marktbedingungen vergangener Berichtszeiträume führten diese Förderregime dazu, dass sich die Erlöse für den Erstabatz von nach dem EEG geförderte Strommengen ganz überwiegend nicht nach Angebot und Nachfrage im allgemeinen Stromhandel, sondern nach den besonderen Regeln des EEG bestimmten. Hierdurch wurde die Vermarktung von nach dem EEG geförderten Strommengen von den Wettbewerbskräften im Stromgroßhandel entkoppelt.
- 32 Die Entkopplung von den Wettbewerbskräften im Stromgroßhandel galt für die gesamte nach dem EEG geförderte Stromerzeugung. In der Festvergütung gilt dies generell und unverändert. In der Direktvermarktung bewirkte in der Vergangenheit das Zusammenspiel zwischen den Strom-Großhandelspreisen einerseits und den monatlich rückwirkend und technologiespezifisch berechneten und dem EEG-Anlagen-Betreiber zusätzlich gewährten Marktprämien für die EEG-Erzeugung andererseits, dass der Gesamterlös einer durchschnittlichen EEG-Anlage immer jeweils deren anzulegendem Wert entsprach. In den vergangenen Berichtszeiträumen hatte die gewährte Marktprämie in der ganz überwiegenden Zahl der Fälle und Zeiträume einen Wert größer Null. Die Marktprämie führte daher in einer ganz überwiegenden Zahl von Zeiträumen zu einer nahezu vollständigen Entkopplung der Erlössituation direktvermarkteter EEG-Anlagen von den Marktpreisen. Nicht-geförderte EEG-Anlagen spielten eine zu vernachlässigende Rolle.

b) Entwicklungen im aktuellen Berichtszeitraum

- 33 Im aktuellen Berichtszeitraum traten erhebliche Veränderungen des Marktumfeldes, insbesondere in Folge der Preissteigerungen im Stromgroßhandel im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine, ein. Dies hatte erhebliche Auswirkungen auf die Struktur der Erlösströme direktvermarkteter Anlagen. Außerdem wurden die Fördermöglichkeiten nach dem EEG weiterentwickelt und die sonstige Direktvermarktung wurde zunehmend praktisch wirksam.

- 34 Bereits im letzten Marktmachtbericht wurde festgehalten, dass gestiegene Großhandelspreise nach Ende des damaligen Berichtszeitraums dazu geführt hatten, dass die Marktprämie für eine nennenswerte Anzahl von EEG-Anlagen auf null gesunken war.¹⁷ Dieser Trend hat sich aufgrund der weiter gestiegenen Großhandelspreise im Berichtszeitraum dieses Marktmachtberichts fortgesetzt.

Abbildung 1: Monatsmarktwerte und anzulegende Werte Windkraftanlagen an Land



Die blaue Kurve zeigt die Entwicklung des Monatsmarktwertes von Januar 2019 bis Juni 2023. Die rote Fläche zeigt die Spanne der anzulegenden Werte von Windkraftanlagen an Land an einem Referenzstandort im Ausschreibungszeitraum 01.05.2017 – 01.05.2023. Die rote Linie markiert hierbei den mengengewichteten Durchschnitt des anzulegenden Wertes in diesem Zeitraum.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von veröffentlichten Ausschreibungsergebnissen der Bundesnetzagentur und Daten zum Monatsmarktwert von netztransparenz.de

- 35 Abbildung 1 zeigt exemplarisch die Entwicklung des technologiespezifischen Monatsmarktwertes für Wind an Land im Verhältnis zu den in Ausschreibungen ermittelten anzulegenden Werten für Windkraftanlagen an Land an einem Referenzstandort. Die hellrote Fläche zeigt die Spanne der anzulegenden Werte für Windkraftanlagen an Land, die in Ausschreibungen zwischen dem 01.05.2017 und dem 01.05.2023 bezuschlagt wurden. Die dunkelrote Linie zeigt den mengengewichteten Durchschnitt des anzulegenden Wertes in diesem Zeitraum. Bis Sommer 2021 lag der Monatsmarktwert unter dem Durchschnitt der in den Ausschreibungen der letzten Jahre bis heute ermittelten anzulegenden

¹⁷ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 32.

Werte.¹⁸ Folglich waren solche direktvermarktete Anlagen durch die positive Marktprämie von Veränderungen der Großhandelspreise isoliert. Im Vorlauf und nach Beginn des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine haben steigende Großhandelspreise und damit steigende Monatsmarktwerte dazu geführt, dass alle in den oben dargestellten Ausschreibungen bezuschlagten Windkraftanlagen an Land bezogen auf den Referenzstandort keine Förderung mehr erhalten hätten und mindestens in weiten Teilen, unter Berücksichtigung der jeweiligen Standortgüte, auch keine Förderung erhalten haben. Hierdurch profitieren diese Anlagen im Berichtszeitraum und auch noch gegenwärtig von steigenden Marktpreisen.

- 36 Die gleichen Überlegungen zu den Auswirkungen der erheblich gestiegenen Großhandelspreise auf die Erlöschancen gelten grundsätzlich auch in Bezug auf die übrigen Gruppen von direktvermarkteten Anlagen (z.B. Solaranlagen und Wind offshore) und unabhängig davon, ob deren anzulegender Wert im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt worden ist. Folglich gibt es erstmals eine nicht unerhebliche Anzahl von EEG-geförderten Anlagen, die von Preissteigerungen im Stromgroßhandel profitieren würden.
- 37 Die weitere Entwicklung der Großhandelspreise ist naturgemäß unsicher. Die gegenwärtigen Future-Preise lassen indes erwarten, dass die Großhandelspreise auch in absehbarer Zeit die bekannten anzulegenden Werte einer nicht unerheblich Anzahl an bestehenden und noch zu realisierenden EEG-Anlagen in der Direktvermarktung übersteigen werden. Folglich werden solche Anlagen vorerst keine Marktprämie mehr erhalten und folglich von Preissteigerungen im Stromgroßhandel profitieren.
- 38 Im Berichtszeitraum wurden außerdem neue EEG-Vergütungsmodelle eingeführt bzw. alte praktisch wirksam. Die Höhe des Mieterstromzuschlages ist in § 48a EEG gesetzlich festgelegt. Diese Vermarktung erfolgt ebenso völlig losgelöst von den allgemeinen Marktbedingungen im Stromgroßhandel, wie bei der festen Einspeisevergütung. Innovationsausschreibungen nach § 39n EEG führen zu einer Förderung mittels einer neuartigen Marktprämie, die als zahlenmäßig fixierter Aufschlag weitgehend unabhängig vom Marktpreisniveau für veräußerte Strommengen bezahlt wird. Weiter fallen in zunehmender Anzahl alte EEG-Anlagen nach Ablauf der 20-jährigen Förderdauer in die sonstige Direktvermarktung und gehören schon nicht mehr dem Kreis der EEG-geförderten Anlagen außerhalb des Stromerstabsatzmarktes an.

¹⁸ Dies stellt eine hypothetische Betrachtung dar, um die in Ausschreibungen realisierten anzulegende Werte von Windkraftanlagen mit historischen Monatsmarktwerten zu vergleichen. In die Betrachtung gehen die anzulegende Werte aller in Ausschreibungen zwischen dem 01.05.2017 und dem 01.05.2023 bezuschlagten Gebote ein, nicht nur jeweils solcher Anlagen, die in einem gegebenen Monat bereits in Betrieb waren.

c) Implikationen für die sachliche Marktabgrenzung

- 39 Ob die in einer bestimmten Produktionsanlage erzeugten Strommengen einem sachlichen Markt zuzuordnen ist, hier also ob der Strom aus einer bestimmten EEG-Anlage dem Stromerstabsatzmarkt zugehörig ist, entscheidet sich danach, ob die Vermarktung mit diesem Markt reaktionsverbunden ist. Unter den aktuellen und den derzeit absehbaren Marktbedingungen kann diese Frage jedenfalls nicht mehr ohne weitere Differenzierungen unter Verweis auf die umfassende Kategorie der EEG-Förderung beantwortet werden. So gelten die Überlegungen zum Ausschluss der festvergüteten EEG-Anlagen vom Stromerstabsatzmarkt unverändert und auch für den neuen Mieterstromzuschlag. Auch sind die Überlegungen zur Direktvermarktung¹⁹ weiterhin grundsätzlich einschlägig. Denn solche direktvermarkteten Anlagen sind weiterhin von den Großhandelspreisen isoliert, deren Monatsmarktwert den anlagenspezifischen anzulegenden Wert unterschreitet, denn Änderungen der Großhandelspreise, und damit auch ggf. durch Kapazitätzurückhaltung verursachte Preissteigerungen, werden durch die Anpassung derer Marktprämie absorbiert. Dieses Kriterium – Marktwert unterschreitet anzulegenden Wert – war zwar unter den bisherigen Marktbedingungen in der Breite erfüllt, womit eine praktische Förderung nach dem EEG einherging. Im derzeitigen Marktumfeld, bei den derzeitigen Großhandelspreisen, ist dieses Kriterium aber für eine nicht unerhebliche Anzahl von Anlagen nicht mehr erfüllt. Angesichts der derzeit nach der Entwicklung der Preise auf den Terminmärkten zu erwartenden, zukünftigen Großhandelspreise ist eine Änderung dieses Grundbefundes zumindest derzeit nicht absehbar. Allerdings verdeutlicht die oben in Abbildung 1 ersichtliche, sehr volatile Entwicklung der Großhandelspreise, dass ein genauer Befund in Bezug auf einzelne, direktvermarktete Anlagen unsicher ist. Für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung und für Anlagen aus den neuen Innovationsausschreibungen gilt schon grundsätzlich, dass sie unmittelbar den Marktkräften aus den Großhandelspreisen ausgesetzt sind.
- 40 Für die Zwecke des vorliegenden Marktmachtberichts hat es sich daher angeboten, zunächst weiterhin von einer Abgrenzung des Stromerstabsatzmarktes ohne jede Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen auszugehen. Um die möglichen Effekte einer Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen auf den Marktbeherrschungsbefund für die betroffenen Unternehmen transparent zu machen, wurde eine Sensitivitätsbetrachtung unter pauschaler, vollständiger Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen mit einigen vereinfachenden Annahmen angestellt. Im Ergebnis kann die genaue Marktabgrenzung, also die Einbeziehung (ggf. einzelner) EEG-geförderter Anlagen in den Stromerstabsatzmarkt,

¹⁹ BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 30 f.

vorliegend offengelassen werden, da sie sich auf den Marktmachtbefund unter den derzeitigen Marktbedingungen (insb. Großhandelspreisniveau und Anteile der großen Erzeugungsunternehmen an der EEG-geförderten Stromerzeugung) nicht entscheidend auswirkt.

II. Räumliche Marktabgrenzung

- 41 In den vergangenen Marktmachtberichten kam das Bundeskartellamt zu dem Schluss, dass die Betrachtung eines separaten Marktes für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg angemessen erscheine.²⁰ Auch die diesjährigen Analysen bestätigen diesen Befund erneut.
- 42 Grundsätzlich ist Strom ein physikalisch homogenes Gut, das ohne Transportkosten angeboten werden kann, soweit ausreichend Übertragungskapazitäten vorhanden sind. Daher ist davon auszugehen, dass sich die Preise in einem Gebiet ohne Handels- und Übertragungsbeschränkungen einander angleichen.²¹ Im Stromgroßhandel gilt dies in besonderem Maße für die börslich ermittelten Spotpreise. Diese werden je europäischer Gebotszone in separaten Auktionen ermittelt, die Auktionen sind allerdings europaweit größtenteils gekoppelt.²² Aufgrund der Kopplung der Day-Ahead-Märkte sind exakt gleiche Preise zu erwarten, solange keine Engpässe an den Grenzen zwischen den Marktgebieten wirksam werden.
- 43 Vor diesem Hintergrund ist Preisgleichheit ein kategoriales Indiz für einen nicht durch technische Restriktionen eingeschränkten Wettbewerbsdruck. Liegt regelmäßig Preisungleichheit vor, ist von separaten räumlichen Märkten auszugehen. Daher wurde bereits in der Vergangenheit für die Frage der räumlichen Marktabgrenzung im Stromer Absatzmarkt auf die relativen Anteile der Zeitpunkte abgestellt, in denen Preisgleichheit bzw. -konvergenz zwischen zwei Gebotszonen besteht. Eine solche Betrachtung wurde unter anderem von der EU-Kommission in den Fusionskontrollverfahren *Fortum/Uniper*²³ und *RWE/NewCo Eemshaven*²⁴ vorgenommen. Auch die Monopolkommission betrachtet das Ausmaß an Preiskonvergenz von Nachbarstaaten als geeigneten Indikator für den Integrationsgrad nationaler Märkte.²⁵

²⁰ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 35; Marktmachtbericht 2020, Rn. 33.

²¹ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehemals 71. Sondergutachten): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Rn. 34 ff.

²² Zur Teilnahme an europäischer Marktkopplung und der Entwicklung der Marktkopplung vgl. BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S. 240 ff.

²³ KOM, E. v. 15. Juni 2018, COMP/M.8660, Rn. 28 und 35 – Fortum/Uniper.

²⁴ KOM, E. v. 21. Dezember 2022, COMP/M.10713, Rn. 22 – RWE/NewCo Eemshaven.

²⁵ Ausführlich Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 33 ff.

- 44 Das Bundeskartellamt hat Preisgleichheitsanalysen zwischen dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet und den benachbarten, elektrisch angebundenen Marktgebieten auf Grundlage der Spotpreise aus den Day-Ahead-Auktionen durchgeführt. Die Preisgleichheitsanalysen zeigen, dass weiterhin keine hinreichend hohe Marktintegration des deutsch-luxemburgischen und der benachbarten elektrisch angebundenen Marktgebiete besteht. Insgesamt ergeben sich weiterhin an jeder Grenze in erheblichem Umfang Preisdifferenzen, die für eine Betrachtung der Gebotszone Deutschland-Luxemburg als separater Markt sprechen. Nachfolgend sind Ergebnisse für das Kalenderjahr 2022 dargestellt; die Ergebnisse für den Jahreszeitraum beginnend mit dem 1. Oktober 2021 und für den Jahreszeitraum beginnend mit dem 1. April 2022 sind qualitativ identisch.
- 45 Tabelle 1 zeigt den Anteil der Stunden, in denen exakte Preisgleichheit zwischen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone mit einer elektrisch benachbarten Gebotszone vorlag. Getrennt wird hier nach den Zeiten Peak (8:00 - 19:59 Uhr, wochentags) und Off-Peak (Wochenenden sowie zwischen 20:00 - 7:59 Uhr wochentags). Nur für die Gebotszonen Tschechien (CZ), Dänemark West (DK1) und Dänemark Ost (DK2) ergeben sich Preisgleichheitsraten von über 50 Prozent. Im Vergleich zum letzten Berichtszeitraum ist der Anteil an Stunden mit Preisgleichheit ausschließlich für die Gebotszonen Tschechien (CZ) und Dänemark Ost (DK2) gestiegen. Im Kalenderjahr 2021 wies die Gebotszone Dänemark West (DK1) noch eine Preisgleichheitsrate von rund 70 Prozent auf. Diese ist somit zwischenzeitlich wieder etwas gesunken.

Tabelle 1: Preisgleichheitsraten zwischen der Gebotszone DE-LU und den hieran angrenzenden Gebotszonen

| | AT | BE | CH | CZ | DK1 | DK2 | FR | NL | NO | PL | SE4 |
|----------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|--------|
| Off-Peak | 40,0 % | 39,8 % | 0,5 % | 54,5 % | 68,1 % | 58,7 % | 39,2 % | 43,2 % | 3,2 % | 9,5 % | 12,4 % |
| Peak | 27,7 % | 26,2 % | 0,4 % | 39,7 % | 61,4 % | 63,1 % | 25,1 % | 30,6 % | 2,9 % | 4,6 % | 26,4 % |

Peak-Zeiten wochentags zwischen 8:00 bis 19:59 Uhr. In den Gebotszonen, die nicht den Euro als Landeswährung haben, wurde eine Abweichung von bis zu 10 Ct als Preisgleichheit behandelt, um untertägige Währungsschwankungen zu berücksichtigen. FR: Frankreich; AT: Österreich; NL: Niederlande; DK1: Dänemark West (Jütland); DK2: Dänemark Ost (Fünen, Seeland); SE4: Südschweden; CH: Schweiz; CZ: Tschechische Republik; PL: Polen, BE: Belgien, NO: Norwegen.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten zu den Day-Ahead-Preisen im Kalenderjahr 2022.

- 46 Tabelle 2 zeigt ergänzend die mittlere absolute Preisdifferenz zwischen der Gebotszone Deutschland-Luxemburg und den elektrisch angebundenen Nachbargebieten.²⁶ Vor dem Hintergrund eines durchschnittlichen Preises von 236 €/MWh in Deutschland im vergangenen Kalenderjahr bestehen auch in den Gebotszonen Tschechien (CZ), Dänemark West (DK1) und Dänemark Ost (DK2) mit Preisgleichheitsraten über 50 Prozent im Mittel noch erhebliche Preisunterschiede zur deutschen Gebotszone. Die Preisunterschiede sind meist in Off-Peak Zeiten stärker ausgeprägt als zu Peak-Zeiten.

Tabelle 2: Mittlere absolute Preisdifferenz in EUR/MWh zwischen der Gebotszone DE-LU und den hieran angrenzenden Gebotszonen

| | AT | BE | CH | CZ | DK1 | DK2 | FR | NL | NO | PL | SE4 |
|----------|----|----|----|----|-----|-----|----|----|----|-----|-----|
| Off-Peak | 35 | 27 | 54 | 22 | 22 | 25 | 51 | 26 | 49 | 105 | 64 |
| Peak | 23 | 21 | 52 | 12 | 14 | 27 | 36 | 21 | 45 | 75 | 96 |

Peak-Zeiten wochentags zwischen 8:00 bis 19:59 Uhr.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten zu den Day-Ahead-Preisen im Kalenderjahr 2022.

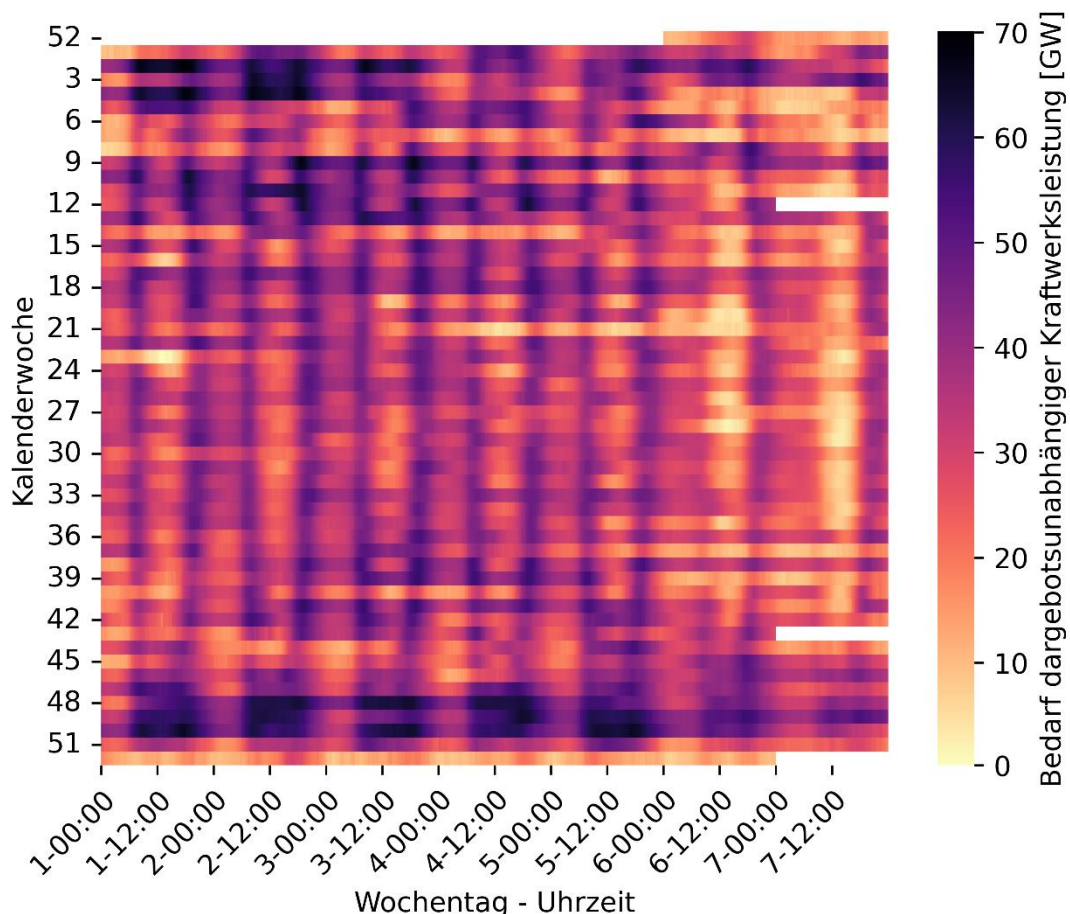
III. Zeitliche Marktabgrenzung

- 47 Aufgrund der besonderen Eigenschaften des Produkts Strom ist eine Auseinandersetzung mit der zeitlichen Marktabgrenzung des Stromer Absatzmarktes erforderlich. Die Wettbewerbsbedingungen im Stromer Absatzmarkt sind ausgeprägten, teils sehr kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Die Ursachen hierfür sind vielfältig. So fluktuiert der Stromverbrauch u. a. in Abhängigkeit von der Jahreszeit, der Uhrzeit, dem Wochentag und der Außentemperatur. Zudem ändern sich auch die Stromerzeugungsbedingungen kurzfristig, beispielsweise aufgrund von Kraftwerksverfügbarkeiten und von Wetterlagen (Wind, Sonne, Wasserstände). Diese kurzfristigen Schwankungen von Angebot und Nachfrage sind bei Strom unmittelbar wettbewerblich relevant, da die Stabilität des Stromversorgungssystems zu jeder Zeit einen exakten Ausgleich von Einspeisung und Entnahme von Strom erfordert, Strom nicht wirtschaftlich in größerem Umfang gespeichert werden kann und zugleich die Nachfrage nach Strom kurzfristig äußerst unelastisch auf Preissignale reagiert.
- 48 Die oben dargestellten, stochastischen Zyklen im Stromer Absatzmarkt lassen sich gut anhand des Bedarfs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung in Deutschland im

²⁶ Hierbei wird auf die absolute Preisdifferenz abgestellt, um die durchschnittliche Größe der Preisungleichheit abzubilden. Anderenfalls könnten positive und negative Preisunterschiede sich herausmitteln und das Bild von im Durchschnitt sehr ähnlichen Preisen vermitteln, obwohl zu allen Zeitpunkten erhebliche Preisdifferenzen vorliegen könnten.

Jahresverlauf visualisieren. Dieser wird hier definiert als Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung von Wind- und Solaranlagen (Residuallast), da diese vom Dargebot an Wind und Sonne abhängen und daher nur bedingt steuerbar sind. Abbildung 2 stellt den inländischen Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung viertelstundenscharf in einer Heatmap dar. Auf der x-Achse werden die Wochentage und Uhrzeiten abgebildet (von montags 0 Uhr bis sonntags 24 Uhr), auf der y-Achse werden die Kalenderwochen des Jahres 2022 dargestellt. Jede Kachel stellt damit eine spezifische Viertelstunde im Jahr 2022 dar. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung mit 92 bzw. 100 Viertelstunden entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die Höhe des inländischen Bedarfs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung zum jeweiligen Zeitpunkt.

Abbildung 2: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Jahresverlauf



Die x-Achse repräsentiert Wochentage und Uhrzeiten (von montags 0 Uhr bis sonntags 24 Uhr), die y-Achse die Kalenderwochen des Jahres 2022. Jede Kachel stellt eine spezifische Viertelstunde im Jahr dar. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die Höhe des Bedarfs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung zum jeweiligen Zeitpunkt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten.

- 49 In Abbildung 2 zeigen sich die strukturellen Schwankungen im Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung. Die typischen tages- und wochenzeitabhängigen Verbrauchsmuster der Stromnachfrage (Tag/Nacht; Wochentag/Wochenende) werden überlagert durch die saisonal unterschiedliche Einspeisung von erneuerbaren Energien. Im Sommer verdrängt die vermehrte Solareinspeisung zur Mittagszeit dargebotsunabhängige (konventionelle) Kraftwerksleistung. In den Morgen- und Abendstunden muss aufgrund des fehlenden Dargebots der Strombedarf hingegen weiterhin mit kurzfristig sehr ausgeprägten Spitzen durch dargebotsunabhängige (konventionelle) Anlagen gedeckt werden. Im Winterhalbjahr kommt Solareinspeisung nur eine untergeordnete Rolle zu, der Bedarf an dargebotsunabhängiger (konventioneller) Kraftwerksleistung hängt hier primär von der Höhe der Windeinspeisung ab. Größere Windstürme (z.B. in KW 6 bis 8) führen zu einem geringen Bedarf, Dunkelflauten und längere Phasen geringer Windeinspeisung (z.B. in der KW 2, 4, 48, 50) führen zu einem hohen Bedarf an dargebotsunabhängiger (konventioneller) Kraftwerksleistung über mehrere Tage hinweg.
- 50 Die wesentlichen Faktoren, welche die Wettbewerbsbedingungen beeinflussen, sind ihrer Natur nach stochastisch (Wind, Sonne, Regen, Wasserstände) und kehren, wie in der obigen Abbildung erkennbar, teilweise regelmäßig wieder (Jahreszeiten, Tag-Nacht-Rhythmus, Wochentage, Feiertage). Die schwankende Natur dieser Faktoren könnte nahelegen, die Marktmachtverhältnisse für deutlich geringere Zeitspannen als ein Jahr oder sogar für jede einzelne Viertelstunde zu bewerten und den zeitlich relevanten Markt entsprechend eng bzw. kurz abzugrenzen.
- 51 Eine sehr enge und ggf. sogar zeitpunktscharfe Betrachtung je Viertelstunde scheint jedoch weiterhin nicht angemessen, da hierdurch zeitlich beschränkten, gleichsam singulären aber nicht vorhersehbaren Sondersituationen bei der Bewertung der Marktmachtverhältnisse ein ausgesprochen hohes Gewicht beigemessen würde. Solche nicht vorhersehbaren Sondersituationen ermöglichen auch bei den oben dargestellten Besonderheiten des Produktes Strom keine Rückschlüsse auf bestehende, gezielt im Sinne eines Marktmachtmissbrauchs ausnutzbare strukturelle Verhaltensspielräume der Marktakteure. Solche strukturellen Verhaltensspielräume können nur bei Zugrundlegung eines längeren Betrachtungszeitraums durch Kennzahlen erfasst werden. Die stochastischen, aber gleichzeitig klaren Mustern unterliegenden Faktoren, welche die Wettbewerbsbedingungen im Stromer Absatzmarkt prägen, erlauben jedoch die statistische Erfassung der resultierenden Effekte auf den Stromer Absatzmarkt über einen geeigneten Zeitraum. Hierdurch ergeben sich Rückschlüsse auf die Struktur des Wettbewerbs über die wiederkehrenden Schwankungen hinweg. Die Kartellrechtspraxis verwendet daher zur Bewertung der Wettbewerbsverhältnisse zeitlich hochauflösend ermittelte Indikatoren, insb. den unten näher beschriebenen Residual Supply Index (RSI).

- 52 Das Bundeskartellamt hält daher für die Marktmachanalyse weiterhin die statistische Erfassung und Beurteilung der Wettbewerbskräfte über einen längeren Betrachtungszeitraum von in der Regel einem Jahr für den geeigneten Abgrenzungsansatz. Ausnahmsweise könnte zwar auch ein kurzfristigerer Betrachtungszeitraum geboten sein, z. B. im Falle einer vorhersehbaren, außergewöhnlichen Verknappung des Stromangebotes. Im Beobachtungszeitraum waren solche Phänomene jedoch nicht ersichtlich. Die Analysen des Berichts stellen daher im Folgenden auf die Betrachtung der allgemeinen, den Zeitraum eines Jahres umfassenden Zeitspanne ab.

D. Wettbewerbsverhältnisse auf dem Stromerstabsatzmarkt

- 53 Die Wettbewerbsverhältnisse bei der Erzeugung elektrischer Energie werden maßgeblich von den vorherrschenden marktstrukturellen Faktoren bestimmt. Diese umfassen zunächst den Stand und die Entwicklung des inländischen Kraftwerksparks. Weiter ist zu berücksichtigen, dass das deutsch-luxemburgische Marktgebiet in den europäischen Strombinnenmarkt integriert ist. Daher begrenzt grundsätzlich auch in ausländischen Kraftwerken erzeugter Strom die Marktmacht inländischer Erzeugungsunternehmen über entsprechende Importe. Ob und inwieweit diese Möglichkeit jeweils konkret besteht und genutzt werden kann, hängt neben der Kapazität des Übertragungsnetzes allerdings insbesondere von den Angebots- und Nachfrageverhältnissen in diesen Ländern ab.
- 54 Die Bedeutung der Stromerzeugung in ausländischen Kraftwerken als begrenzender Faktor der Marktmacht inländischer Erzeugungsunternehmen schwankt im Zeitablauf, und zwar nicht zuletzt mit den schwankenden inländischen Stromerzeugungsmengen aus dargebotsabhängigen Erzeugungskapazitäten wie Solar- und Windenergie. Je geringer diese Strommengen sind, umso mehr wäre für eine Befriedigung der inländischen Stromnachfrage allein aus heimischen Erzeugungskapazitäten der Einsatz dargebotsunabhängiger, d.h. konventioneller, Erzeugungskapazitäten erforderlich. In Zeiten hoher Stromnachfrage wäre dann das Angebot von Unternehmen, die über diese Kapazitäten im Inland verfügen, auch entsprechend unverzichtbar zur Deckung dieser Stromnachfrage und würde den Unternehmen entsprechende Marktmacht im Sinne unkontrollierter Verhaltensspielräume verschaffen. Stehen hingegen hinreichende ausländische Strommengen entweder aus dargebotsabhängigen oder konventionellen Erzeugungskapazitäten zur Verfügung, wirkt dies einer potentiellen Unverzichtbarkeit und entsprechenden marktmachtbedingten Verhaltensspielräumen inländischer Stromerzeuger wirksam entgegen.
- 55 Die dargelegten marktstrukturellen Faktoren unterliegen gegenwärtig erheblichen Veränderungen, gerade in Folge des längerfristigen Rückbaus dargebotsunabhängiger

Kraftwerkskapazitäten im Zuge der fortschreitenden Energiewende bei kurzfristigen Laufzeitverlängerungen als Reaktion auf die Marktverwerfungen im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskrieges Russlands gegen die Ukraine (I.1). Diese Veränderungen der inländischen Erzeugungslandschaft wirken sich aus den dargelegten Gründen auch auf die relative Bedeutung aus, die ausländische Erzeugungskapazitäten und mithin Stromimporte für eine Begrenzung der Marktmacht inländischer Erzeugungsunternehmen haben (I.2).

- 56 Die Bewertung der Marktmachtverhältnisse erfolgt auf dieser Grundlage bestimmter Marktmachtindikatoren (II - IV). Materielles Kennzeichen der Marktbeherrschung ist ein vom Wettbewerb nicht hinreichend kontrollierter Verhaltensspielraum im Sinne einer stark ausgeprägten Marktmacht. Für zahlreiche Märkte, insbesondere solche für homogene Produkte, ist der Marktanteil ein geeigneter und aussagekräftiger Indikator für die Marktmacht eines Anbieters.²⁷ Durch die Vermutungsschwelle des § 18 Abs. 4 GWB kommt dem Marktanteil im Zweifelsfall eine herausgehobene Bedeutung zu. Die Bewertung der Marktstellung eines Unternehmens muss jedoch auch solche Besonderheiten eines Marktes hinreichend berücksichtigen, die unter Umständen die Indikatorqualität des Marktanteils einschränken.
- 57 Marktanteile stellen in der Entscheidungspraxis des Bundeskartellamtes einen wichtigen Baustein für die Erfassung der Marktstruktur und der Marktstellung einzelner Anbieter auf dem Stromerstabsatzmarkt dar und werden daher auch im regelmäßigen Energiemonitoring ermittelt.²⁸ Sie bilden auch hier den Ausgangspunkt der Marktmachtanalyse, wobei jedoch die Grenzen der Aussagekraft von Marktanteilen auf dem Stromerstabsatzmarkt herausgearbeitet werden (II.), denn der Stromerstabsatzmarkt weist Besonderheiten auf, die den Marktanteil allein als nicht hinreichend erscheinen lassen, um die strukturelle, marktmachtbedingte und Verhaltensspielräume eröffnende Stellung eines Anbieters zu erfassen sowie quantitativ abzubilden. Diese Besonderheiten sind in erster Linie eine Folge davon, dass Strom bisher und absehbar nicht in größeren Mengen gespeichert werden kann, verbunden mit der Volatilität von Verbrauch und Erzeugung sowie der kurzfristig unelastischen Nachfrage und der systemischen Bedeutung der Versorgungssicherheit.²⁹

²⁷ Vgl. BKartA v. 29. Mai 2012, Leitfaden zur Marktbeherrschung in der Fusionskontrolle, Rn. 25 und 28.

²⁸ Vgl. zuletzt BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S. 46 ff.

²⁹ Vgl. Rn. 47, sowie BNetzA und BKartA, Leitfaden Missbrauchsaufsicht, Rn. 46.

- 58 Um den tatsächlichen Wettbewerb durch andere Unternehmen (§ 18 Abs. 3 Nr. 7 1. Alternative GWB) unter den besonderen Umständen des Stromerstabsatzmarktes zu erfassen, ist in Wissenschaft und Praxis als weiterer Marktmachtindikator insbesondere der Residual Supply Index (RSI)³⁰ vorgeschlagen bzw. angewendet worden. Dieser hat insbesondere den Vorteil, dass er das Ausmaß der Unverzichtbarkeit der Erzeugungsanlagen einzelner Anbieter erfasst und abbildet. Die Darstellung der maßgeblichen Methodik und die Präsentation der relevanten Ermittlungsergebnisse stehen daher im Zentrum der nachfolgenden Analyse (III.).
- 59 Ein weiterer Ansatz der Marktmachtbestimmung stellt der Return on Withholding Capacity Index (RWC) dar (IV.).³¹ Dieser könnte perspektivisch den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung als Screening-Instrument ergänzen (IV.3).³² Aufgrund der hohen datentechnischen Anforderungen an eine sachgerechte Umsetzung des RWC wurde jedoch auch in diesem Bericht auf dessen Ermittlung verzichtet.

I. Entwicklung marktstruktureller Faktoren

- 60 Über den Berichtszeitraum hat sich die dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnende konventionelle bzw. dargebotsunabhängige Marktkapazität durch die befristete Rückkehr mehrerer Reservekraftwerke und den Aufschub des Kohle- und Atomausstiegs zum Ende des Berichtszeitraums im Saldo nicht wesentlich verändert. Die noch bei Verfassung des letzten Marktmachtberichtes dargestellte, geplante und damit absehbare weitere Reduzierung der dem Stromerstabsatzmarkt zugerechneten dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazitäten³³ wurde durch diese Maßnahmen zunächst kurzfristig aufgeschoben (1.). Auch in diesem Berichtszeitraum waren ferner erneut in relevantem Umfang Marktsituationen zu beobachten, in denen der inländische Strombedarf marktlich nicht ohne die Stromerzeugung aus ausländischen Kraftwerken gedeckt werden konnte. Die Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerkskapazitäten für Exporte als begrenzender

³⁰ Sheffrin, Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, 2002.

³¹ Die Entwicklung des RWC geht zurück auf die Arbeiten von: Bataille, M., Steinmetz, A., and Thorwarth, S., Screening Instruments for Monitoring Market Power in Wholesale Electricity Markets - Lessons from Applications in Germany, ZEW Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 14 048 (2014); Bataille, M., Bodnar, O., Steinmetz, A., and Thorwarth, S., Screening Instruments for Monitoring Market Power - The Return on Withholding Capacity Index (RWC), DICE Discussion Paper, No. 311 (2019); auch die Monopolkommission verwendet den RWC seit 2015 ergänzend zum RSI: Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 79 ff.; dies., 6. Sektorgutachten Energie (2017): Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 117 ff.

³² Ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 130 ff., insb. 133.

³³ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 63.

Faktor für die Marktmacht inländischer Anbieter ist dementsprechend sehr bedeutsam (2.).

1. Entwicklung der inländischen Erzeugungskapazitäten

61 Zum Jahresbeginn 2022 sowie im weiteren Jahresverlauf schieden mehrere Braunkohleanlagen und Kernkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 5.382 MW konventioneller Erzeugungsleistung im Rahmen des Kohle- und Atomausstieges aus dem Stromer Absatzmarkt aus.³⁴ Zusätzlich wurden 184 MW konventionelle Kraftwerksleistung (teilweise auch Industrieanlagen) aus marktlichen Gründen abgeschaltet.³⁵ Vor dem Hintergrund der im Zuge des völkerrechtswidrigen Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine ausgelösten Verwerfungen im Energiesektor wurde jedoch durch das Ersatzkraftwerkebe- reithaltungsgesetz (EKBG) mehreren Reservekraftwerken außerhalb des Stromer Absatzmarktes die Rückkehr in den Markt erlaubt. Insgesamt kehrten im Berichtszeitraum, hauptsächlich im vierten Quartal 2022, durch die Maßnahmen im Rahmen des EKBG rund 4.800 MW befristet in den Stromer Absatzmarkt zurück. Hiervon entfielen rund 2.900 MW auf die Netzreserve und 1.900 MW auf die ehemalige Sicherheitsbereitschaft. Weiter verblieben sämtliche im Rahmen der dritten Ausschreibung des Kohleausstiegs bezuschlagten Anlagen, welche ursprünglich einem Kohleverfeuerungsverbot ab dem 31. Oktober 2022 unterlagen (insgesamt rund 2.100 MW Erzeugungsleistung), befristet im Stromer Absatzmarkt. Bei den zurückgekehrten bzw. weiterbetriebenen Anlagen handelte es sich ausschließlich um Steinkohle- und Braunkohleanlagen.³⁶ Zusätzlich wurden im Jahr 2022 konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 1.300 MW in Betrieb genommen.³⁷ Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Erdgaskraftwerke, teils mit Kraft-Wärme-Kopplung. Bei einem Teil dieser Anlagen handelt es sich jedoch um Industrieanlagen, welche nicht dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnen sind. Weiter sind im Jahr 2022 rund 9,7 GW erneuerbare Kraftwerkskapazitäten ans Netz gegangen, hiervon 7,3 GW PV-Anlagen, 2,1 GW Windanlagen auf Land und 0,3 GW Windanlagen auf See.³⁸

³⁴ § 7 AtG, Anlage 2 KVBG.

³⁵ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S.67.

³⁶ BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S.76.

³⁷ BNetzA, Kraftwerksliste (Stand 19. Juli 2023), abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>.

³⁸ Umweltbundesamt, Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2023, abrufbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023-03-16_uba_hg_erneuerbareenergien_dt_bf.pdf, zuletzt abgerufen im Juli 2023.

- 62 In den Folgejahren dürfte die Erzeugungsleistung der dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnenden Kraftwerkskapazitäten zunächst weiter zurückgehen. Durch die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts umgesetzte Abschaltung der letzten drei Atomkraftwerke im April 2023 (4.056 MW) haben sich die Kapazitäten im Stromerstabsatz bereits weiter reduziert. Auch ein Ausscheiden der Reservekraftwerke aus dem Stromerstabsatzmarkt ist zeitnah vorgesehen bzw. schon umgesetzt. Die Kraftwerke der ehemaligen Sicherheitsbereitschaft (1.900 MW) konnten nach den aktuellen Regelungen nur noch bis zum 30. Juni 2023 am Stromerstabsatzmarkt teilnehmen, die befristeten Rückkehrer aus der Netzreserve maximal bis zum 31. März 2024.³⁹ Zusätzlich soll ab April 2024 der aufgeschobene Kohleausstieg weiter fortgesetzt werden. Auch unabhängig vom geplanten Kohleausstieg ist durch die geplanten, rückläufigen CO₂-Mengen im EU-Emissionshandelssystem mit weiteren Preissteigerungen im europäischen Emissionshandel zu rechnen.⁴⁰ Es könnte perspektivisch ein marktliches Ausscheiden der Kohlekraftwerke vor den sich aus dem KVBG ergebenden Abschaltzeitpunkten zu erwarten sein. Nach derzeitigem Planungsstand (einschließlich der bereits abgeschalteten letzten Atomkraftwerke und der deaktivierten Sicherheitsbereitschaft) sollen bis zum Jahr 2025 konventionelle Erzeugungskapazitäten im Stromerstabsatzmarkt von 16 GW Leistung abgeschaltet werden. Dem stehen Inbetriebnahmen in Höhe von 600 MW in der ersten Jahreshälfte 2023 und konkrete Planungsvorhaben zur Errichtung neuer konventioneller und steuerbarer Kraftwerksleistung von rund 2,4 GW (hauptsächlich Erdgasanlagen) gegenüber. Diese Zahlen umfassen auch nicht dem Stromerstabsatzmarkt zuzurechnende Anlagen.⁴¹
- 63 Ein zunehmender Rückbau von dargebotsunabhängigen Stromerzeugungskapazitäten im Inland kann aus den oben dargelegten Gründen grundsätzlich zu einer zunehmenden Verknappung des Angebots und einer Zunahme der Marktmacht großer Unternehmen führen. Aufgrund der unverändert wenig flexiblen Stromnachfrage dürfte eine solche mögliche Zunahme von Knappheitssituationen bereits für sich genommen die Preise erhöhen. Damit vergrößern sich zugleich auch die Spielräume großer Unternehmen über

³⁹ Rechtsgrundlagen sind § 50d Abs. 2 und 9 EnWG i. V. m. der Versorgungsreserveabrufverordnung vom 30. September 2022 (BAnz AT 30.09.2022 V3) und § 50a Abs. 1 EnWG i. V. m. der Stromangebotsausweitungsverordnung vom 13. Juli 2022 (BAnz AT 13.07.2022 V1), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 29. September 2022 (BAnz AT 30.09.2022 V1) geändert worden ist.

⁴⁰ Der Versorgungssicherheitsbericht der BNetzA nimmt in der aktualisierten Szenariorechnung beispielsweise an, dass der Preis pro Tonne CO₂ von EUR 85,9 im Jahr 2023 auf EUR 125,3 im Jahr 2030 ansteigt (Versorgungssicherheitsbericht, S. 95, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt aufgerufen im Juni 2023).

⁴¹ BNetzA, Kraftwerksliste (Stand 19. Juli 2023), abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>.

eine künstliche Kapazitätszurückhaltung die Preise (und zugleich ihre Gewinne) noch weiter zu erhöhen. Ob dies der Fall ist, hängt jedoch, wie bereits dargelegt, maßgeblich von der Verfügbarkeit ausländischer Kraftwerkskapazitäten für Exporte ab, die durch entsprechende Stromimporte in Knappheitssituationen der Marktmacht inländischer Anbieter entgegenwirken können.

2. Bedeutung ausländischer Erzeugungskapazitäten für die Begrenzung inländischer Marktmacht

- 64 Das Bundeskartellamt hat vor diesem Hintergrund erneut analysiert, inwieweit der inländische Strombedarf hypothetisch durch inländische Marktkraftwerke (ohne Reservekraftwerke) hätte gedeckt werden können, also inwieweit und wann Deutschland im Jahre 2022 zur marktlich-wettbewerblichen Deckung des inländischen Strombedarfs auf Lieferungen aus dem Ausland angewiesen war. Durch die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strommarkt muss eine fehlende Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke nicht zwangsläufig zu tatsächlichen Angebotsknappheiten bei der marktlichen Bedarfsdeckung führen, da der deutsche Strombedarf auch durch Importe aus Nachbarländern gedeckt werden kann. Aus gesamteuropäischer Sicht kann eine solche zeitweise fehlende Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke zur Vermeidung nationaler Überkapazitäten sogar wirtschaftlich effizient sein, sofern gewährleistet ist, dass zu Zeiten inländischer Knappheiten immer ausreichend überschüssige und im Rahmen netztechnischer Restriktionen abrufbare ausländische Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. Mit der nachfolgenden Analyse wird daher insbesondere die Bedeutung herausgearbeitet, die im Berichtszeitraum der Stromerzeugung in ausländischen Erzeugungskapazitäten und entsprechenden Importen als begrenzendem Faktor für das Ausmaß und die Entwicklung der Marktmacht inländischer Stromerzeuger zukam.
- 65 Ergänzend ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass eine solche Untersuchung der inländischen marktlichen Bedarfsdeckung keinerlei Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit in Deutschland zulässt. Denn für die tatsächliche Lastdeckung stehen neben den im jeweiligen Zeitpunkt überschüssigen ausländischen Erzeugungskapazitäten zusätzlich im Inland Reservekraftwerke außerhalb des Marktes zur Verfügung. Darüber hinaus müssen für eine Betrachtung der Versorgungssicherheit netztechnische Restriktionen berücksichtigt werden. Entsprechende Berichte zur Versorgungssicherheit werden regelmäßig von der Bundesnetzagentur veröffentlicht. In dem Anfang dieses Jahres

veröffentlichten Bericht kam die Bundesnetzagentur in allen untersuchten Szenarien zu dem Schluss, dass die Versorgungssicherheit mittelfristig gewährleistet ist.⁴²

- 66 Zur Berechnung der Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke wurde zu jedem Zeitpunkt der inländischen Stromnachfrage die Summe der inländischen, verfügbaren Marktkapazität der dargebotsunabhängigen Stromerzeugungsanlagen zuzüglich der dargebotsabhängigen, verfügbaren Marktkapazität von EEG-geförderten Anlagen gegenübergestellt. Aufgrund der geringen Grenzkosten von EEG-geförderten Anlagen wurde unterstellt, dass für diese Anlagen die eingesetzte Leistung der dargebotsabhängig verfügbaren Leistung entspricht. Die verfügbaren EEG-Kapazitäten wurden daher durch die tatsächliche Einspeisung von EEG-geförderten Anlagen approximiert. Die inländische marktbasierende Bedarfsdeckung für jede Viertelstunde t errechnet sich nach der folgenden Formel:

$$\text{inl. marktbasierende Bedarfsdeckung}_t = \frac{\text{inl. dargebotsunabhängige Kapazität}_t + \text{EEG-Kapazität}_t}{\text{inl. Stromnachfrage}_t}$$

Die errechneten Werte geben an, ob und inwieweit die deutsch-luxemburgische Gebotszone zu einem Zeitpunkt zur marktlichen Deckung der Nachfrage auf ausländische Kraftwerkskapazitäten und damit auf Stromimporte angewiesen war. Ein Wert zwischen 0 und 1 gibt an, dass der Strombedarf über den Markt nicht ohne das Ausland gedeckt werden konnte, bei Werten größer 1 wären hinreichend inländische Marktkapazitäten verfügbar gewesen. Als Datenbasis für den Stromerstabsatzmarkt wurde die vorliegenden Kraftwerkseinsatzplanungsdaten⁴³ verwendet, welche anlagen- und viertelstundenscharfe Angaben zur verfügbaren Kraftwerkskapazität und tatsächlichen Produktion der Anlagen im Stromerstabsatzmarkt enthalten. Die Einspeisung von EEG-geförderten Anlagen wurde mit Hilfe öffentlich verfügbarer Daten der Transparenzplattform ENTSO-E approximiert.⁴⁴ Die Stromnachfrage wurde aus der tatsächlichen Produktion, korrigiert um Exporte und Importe, viertelstundenscharf approximiert.

- 67 Abbildung 3 stellt die errechneten Werte der inländischen marktbasierenden Bedarfsdeckung in einer Heatmap dar. Auf der x-Achse werden die Wochentage und Uhrzeiten abgebildet (von montags 0 Uhr bis sonntags 24 Uhr), auf der y-Achse werden die Kalenderwochen eines Jahres dargestellt. Jede kleine, farbige Kachel stellt damit eine spezifische Viertelstunde im Jahr dar. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage

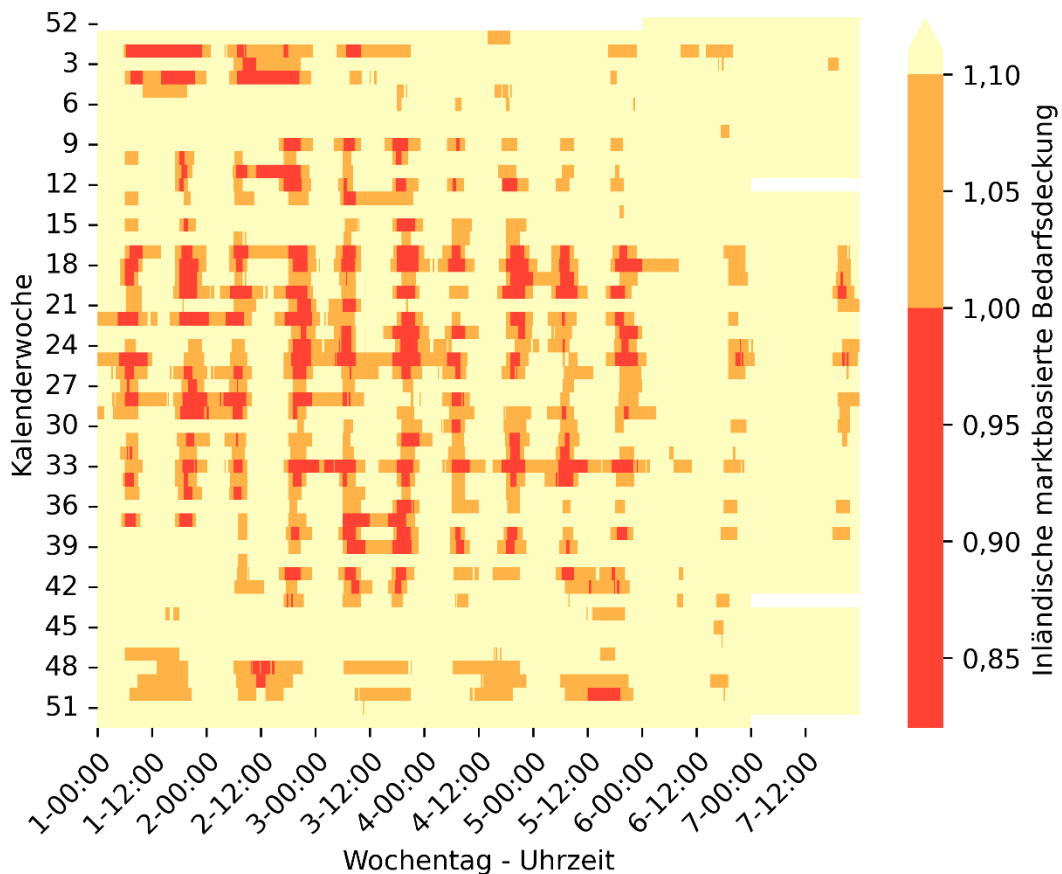
⁴² BNetzA v. 31. Januar 2023, Versorgungssicherheitsbericht, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/versorgungssicherheitsbericht-strom.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt aufgerufen im Juni 2023.

⁴³ Siehe zu den Kraftwerkseinsatzplanungsdaten unten Rn. 98.

⁴⁴ Approximation von EEG-Anlagen durch die aggregierte Einspeisung von Wind Offshore-, Wind Onshore-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen, sowie Datenkategorie Sonstige Erneuerbare. Zu den Daten der ENTSO-E Transparenzplattform siehe unten Rn. 97.

der Zeitumstellung mit 92 bzw. 100 Viertelstunden entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert den Wert der inländischen marktbasierten Bedarfsdeckung. Zur Fokussierung auf Situationen, in denen Deutschland auf Stromimporte angewiesen war bzw. in denen die Marktnachfrage nur noch knapp alleine durch inländische marktliche Kraftwerke hätte gedeckt werden können, werden nur Zeitpunkte farblich abgestuft dargestellt, in denen die inländische marktbasierende Bedarfsdeckung kleiner als 1,1 bzw. kleiner als 1,0 ausfiel; in allen übrigen Situationen lag der Überschuss bei einer hypothetischen Bedarfsdeckung alleine aus inländischen Marktkraftwerken bei mehr als 10 Prozent der Stromnachfrage.

Abbildung 3: Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke im Jahresverlauf⁴⁵



Die x-Achse repräsentiert Wochentage und Uhrzeiten (von montags 0 Uhr bis sonntags 24 Uhr), die y-Achse die Kalenderwochen des Jahres 2022. Jede Kachel stellt eine spezifische Viertelstunde im Jahr dar. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die Höhe der inländischen marktbasierten Bedarfsdeckung zum jeweiligen Zeitpunkt. Zur Fokussierung auf Knappheitssituationen werden nur Werte kleiner als 1,10 bzw. 1,00 farblich abgestuft dargestellt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten für das Berichtsjahr.

⁴⁵ Durch Nichtberücksichtigung von Redispatcheingriffen kann eine geringfügige Unschärfe in den errechneten Werten entstehen. Auswirkungen auf die qualitativen Befunde sind aber nicht ersichtlich. Siehe hierzu Rn. 104.

- 68 Die Darstellung verdeutlicht insbesondere die saisonalen Unterschiede bei der Bedeutung ausländischer Stromimporte. Situationen mit einer fehlenden Bedarfsdeckung durch inländische Marktkraftwerke ereigneten sich im Kalenderjahr 2022 hauptsächlich in den Morgen- und Abendstunden, insbesondere in den Monaten von März bis Oktober. Auch in den Wintermonaten kam es an einzelnen Tagen bei längeren Phasen geringer Windeinspeisung (insb. in den ersten Kalenderwochen des Jahres 2022) zu Situationen, in denen eine Bedarfsdeckung allein durch inländische Marktkraftwerke über einen längeren Zeitraum (mehrere Stunden bis zu fast einem Tag) nicht möglich gewesen wäre. In all diesen Situationen wurden für die marktliche Bedarfsdeckung Importe aus dem Ausland benötigt. Im Ausland standen zu diesen Zeitpunkten hinreichende freie Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, sodass sich entsprechende (oder oftmals auch höhere) Importe realisierten. Zudem kam es insbesondere in den Wintermonaten zu einer nicht unerheblichen Anzahl von Tagen, an denen bei einer hypothetischen Bedarfsdeckung allein aus inländischen Marktkraftwerken mehrere Tage in Folge nur noch geringe Kapazitäten überschüssig gewesen wären. In den Sommermonaten traten solche Situationen regelmäßig in den Tagesrandstunden ein.
- 69 Insgesamt kam es im Jahr 2022 in 5,9 Prozent der Viertelstunden des Jahres zu Situationen, in denen der inländische Strombedarf marktlich nicht ohne ausländische Kraftwerke hätte gedeckt werden können. Im Kalenderjahr 2021 war dieser Wert mit 4,9 Prozent der Zeit noch geringer.⁴⁶ Diese Ergebnisse zeigen, dass für die Wettbewerbsverhältnisse im deutschen Stromer Absatzmarkt der Verfügbarkeit überschüssiger ausländischer Kraftwerkskapazitäten und dem grenzüberschreitenden Stromgroßhandel, welcher sich in Im- und Exporten widerspiegelt, eine durchaus zunehmende Bedeutung zukommen.

II. Marktanteile

- 70 Für die Erfassung der Anbieterstruktur bilden Marktanteile einen möglichen Ausgangspunkt, dessen Bedeutung allerdings durch die Besonderheiten des Stromer Absatzmarktes relativiert wird. Die Berechnung von Marktanteilen kann grundsätzlich kapazitäts-, mengen- oder wertbezogen erfolgen. Im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit erhebt das Bundeskartellamt regelmäßig die im Stromer Absatzmarkt aktiven Erzeugungskapazitäten. Zum Stichtag am 31. Dezember 2021 ergaben sich ohne die Einbeziehung EEG geförderter Anlagen bei einer kapazitätsbezogenen Betrachtung folgende Werte:

⁴⁶ Abweichungen zu den Werten des Marktmachtberichts 2021 ergeben sich daraus, dass im Marktmachtbericht 2021 auf den Zeitraum Oktober 2020 bis September 2021 abgestellt wurde, während hier auf das Kalenderjahr 2021 abgestellt wird.

Tabelle 3: Anteile der fünf größten Stromerzeuger 2021 an der nicht EEG-geförderten Erzeugungskapazität

| Unternehmen | Erzeugungskapazität in GW | Marktanteil |
|---------------------------|----------------------------------|--------------------|
| RWE | 18,2 | 21,0 % |
| EnBW | 9,7 | 11,2 % |
| LEAG | 8,0 | 9,2 % |
| Uniper | 5,3 | 6,1 % |
| Vattenfall | 4,9 | 5,6 % |
| Andere | 40,9 | 47,0 % |
| Kapazitäten gesamt | 86,9 | 100,0 % |

Quelle: BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, Seite 52.

- 71 Eine kapazitätsbezogene Marktanteilsbetrachtung allein gibt jedoch im Stromer Absatzmarkt keine hinreichende Indikation auf das Wettbewerbspotential und die mögliche Marktmacht eines Anbieters, weil bestimmte Erzeugungskapazitäten aufgrund ihrer technischen Eigenschaften und Kostenstrukturen in unterschiedlichem Ausmaß geeignet sind, eine im Zeitablauf volatile Nachfrage zu bedienen. Auch auf dem Stromer Absatzmarkt sind daher Erzeugungsmengen als Grundlage für die Marktanteilsberechnung aussagekräftiger, da diese die im Rahmen der Kraftwerkskapazität tatsächlich abgerufene Leistung und Einsatzdauer der einzelnen Kraftwerke berücksichtigt.⁴⁷
- 72 Weiterhin erhebt das Bundeskartellamt im Rahmen seiner Monitoringtätigkeit daher die aggregierten Erzeugungsdaten von den größten Stromerzeugungsunternehmen in Deutschland. Für das Kalenderjahr 2021 ergaben sich ohne Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen folgende Werte:

⁴⁷ BGH, B. v. 11. November 2008, KVR 60/07 – E.ON/Eschwege.

Tabelle 4: Anteile der fünf größten Stromerzeuger 2021 an der nicht EEG-geförderten Erzeugung⁴⁸

| Unternehmen | Erzeugung in TWh | Marktanteil |
|----------------------------|------------------|-------------|
| RWE | 77,1 | 26,1 % |
| LEAG | 46,4 | 15,7 % |
| EnBW | 33,8 | 11,4 % |
| E.ON | 27,5 | 9,2 % |
| Vattenfall | 13,3 | 4,5 % |
| Andere | 97,5 | 33,0 % |
| Nettostromerzeugung gesamt | 302,8 | 100,0 % |

Quelle: BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S. 50.

- 73 Bei der Stromproduktion von nach dem EEG geförderten Anlagen verfügen die oben aufgeführten Anbieter nur über geringe Anteile. So betrug im Jahr 2021 der Anteil der Anbieter aus Tabelle 4 an der nach dem EEG geförderten Strommenge lediglich rund 6,4 Prozent. Bei einer kapazitätsbezogenen Betrachtung verfügen die fünf nach Erzeugungskapazität größten Anbieter im Stromer Absatzmarkt zum Stichtag 31.12.2021 lediglich über rund 3,6 Prozent der insgesamt nach dem EEG geförderten Stromerzeugungskapazität. Bei einer übergreifenden sachlichen Marktabgrenzung, welche nach dem EEG geförderten Strom miteinbezieht, würden daher die oben dargestellten Marktanteile der genannten Unternehmen im Stromer Absatzmarkt erheblich geringer ausfallen. Hintergrund ist, dass die installierte EEG-geförderte Erzeugungskapazität die installierte nicht-EEG-geförderte Erzeugungskapazität deutlich übersteigt und die erzeugte Strommenge aus EEG-geförderten Anlagen derzeit schon rund 40 bis 50 Prozent derer aus nicht nach dem EEG geförderten Anlagen erreicht.⁴⁹
- 74 Die Besonderheiten des Strommarktes bewirken allerdings, dass sowohl die kapazitätsbezogenen Marktanteile als auch die für das betrachtete Jahr aggregierten, mengenbasierten Marktanteile für die Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Stromerzeugung und des -er Absatzes nicht vollständig aussagekräftig sind. Ausschlaggebend hierfür ist

⁴⁸ Da sich die fünf größten Unternehmen abhängig von der gewählten Betrachtungsweise (kapazitäts- oder mengenbezogen) unterscheiden, sind die dargestellten Unternehmen in Tabelle 3 und Tabelle 4 teilweise nicht identisch.

⁴⁹ Vgl. zu den Zahlen für 2021 BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S. 52, 66 und 96. Zu den Zahlen für 2022 siehe https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smard.html.

die oben bereits erläuterte, kurzfristige zeitliche Dimension des maßgeblichen Marktgeschehens.⁵⁰ Schon jahresbasierte Marktanteile im Stromerstabsatzmarkt ermöglichen daher nur eingeschränkte Rückschlüsse auf die tatsächlichen Ausweichmöglichkeiten der Marktgegenseite. Zusätzlich weisen Marktanteile als Ergebnis der tatsächlichen Erzeugung eine erhebliche zeitliche Volatilität auf. Rückschlüsse von der Höhe der jeweiligen Marktanteile in einer konkreten Situation auf die Marktmacht eines Unternehmens sind hierbei ebenfalls nur eingeschränkt möglich. Dies lässt sich anhand der großen Bandbreite der Erzeugungsanteile je Viertelstunde im Zeitverlauf illustrieren (siehe nachfolgende Tabelle).

- 75 Die folgende Tabelle zeigt für das Kalenderjahr 2022 (1. Januar 2022 bis 31. Dezember 2022) für die sechs oben genannten Unternehmen die jeweiligen viertelstündlichen Erzeugungsanteile an der Stromproduktion ohne EEG-Strom.⁵¹ Von den rund 35.000 Viertelstunden des Untersuchungszeitraums sind dabei sowohl die beobachteten Minima und Maxima als auch ausgewählte Quantile dargestellt. Als Verteilungsmaße geben die beobachteten jeweiligen Prozent-Quantile an, welche Erzeugungsanteile die Unternehmen in dem jeweiligen Anteil der Viertelstunden unterschritten.⁵²

⁵⁰ Siehe schon oben, Rn. 47.

⁵¹ Bei dieser Betrachtung sind die Kraftwerke außerhalb des Datensatzes (unten D.III.2.c) nicht berücksichtigt worden.

⁵² Ein empirisch beobachtetes Quantil ist eine statistische Kennzahl. Die Prozent-Quantile geben jeweils den Wert an, der von dem jeweiligen Prozentanteil der Gesamtbeobachtungen nicht überschritten wurde. So gibt z. B. das hier dargestellte 99-Prozent-Quantil der beobachteten Erzeugungsanteile im Berichtszeitraum an, welcher Erzeugungsanteil in 99 Prozent der Zeit nicht überschritten wurde.

Tabelle 5: Viertelstündliche Anteile an der nicht EEG-geförderten Stromerzeugung 2022 in Quantilen⁵³

| Unternehmen | EnBW | E.ON | LEAG | RWE | Uniper | Vattenfall |
|-------------|---------|---------|---------|---------|---------|------------|
| Min | [~5] % | [~0] % | [~5] % | [~15] % | [~0] % | [~0] % |
| Q1 | [~5] % | [~0] % | [~10] % | [~20] % | [~0] % | [~0] % |
| Q5 | [~10] % | [~0] % | [~15] % | [~25] % | [~0] % | [~0] % |
| Q25 | [~15] % | [~5] % | [~15] % | [~25] % | [~0] % | [~0] % |
| Q50 | [~15] % | [~5] % | [~20] % | [~30] % | [~5] % | [~5] % |
| Q75 | [~15] % | [~5] % | [~20] % | [~35] % | [~5] % | [~5] % |
| Q95 | [~20] % | [~5] % | [~25] % | [~40] % | [~5] % | [~5] % |
| Q99 | [~20] % | [~10] % | [~30] % | [~40] % | [~5] % | [~10] % |
| Max | [~25] % | [~10] % | [~35] % | [~45] % | [~10] % | [~15] % |

Die Tabelle zeigt die viertelstündlichen Erzeugungsanteile über den Zeitraum 01. Januar 2022 bis 31. Dezember 2022 in Quantilen. Eckige Klammern repräsentieren Rundung der Werte auf die nächsten fünf Prozent.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEF-Daten.

76 Die zeitpunktscharfen Erzeugungsanteile der verschiedenen Unternehmen fluktuieren im Zeitverlauf stark. Da die Erzeugungsanteile immer den tatsächlichen Einsatz der Kraftwerke relativ zur Nachfrage abbilden, spiegelt sich in den Erzeugungsanteilen sowohl die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke als auch die Höhe der Nachfrage wider. Die beobachteten Schwankungen in den Erzeugungsanteilen werden daher auch maßgeblich von der Volatilität der Nachfrage – hier also der Residuallast, da die Betrachtung ohne nach dem EEG geförderten Strom erfolgt – getrieben bzw. überlagert.

III. Residual Supply Index (RSI)

77 Aufgrund der besonderen Eigenschaften des Strommarktes⁵⁴ verwendet das Bundeskartellamt in seiner ständigen Praxis eine umfassende Pivotalanalyse mit Hilfe des sog. Residual Supply Index (RSI), um die Marktmachtverhältnisse auf dem Stromerstattungsmarkt zu beurteilen.⁵⁵ Der RSI beziffert, wie unverzichtbar ein Anbieter zur Deckung der

⁵³ Die angegebenen Erzeugungsanteile wurden auf ein Vielfaches von fünf gerundet.

⁵⁴ Vgl. oben Rn. 7, 47.

⁵⁵ Der RSI wurde vom Bundeskartellamt erstmalig in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel ermittelt und seitdem sowohl im Fusionskontrollverfahren RWE/E.ON (BKartA, FB v. 31. Mai 2019, B8-28/19, S. 5), sowie in den bisherigen Marktmachtberichten angewendet. Im Leitfaden Missbrauchsaufsicht hat das Bundeskartellamt angekündigt, diesen Ansatz zunächst fortzuführen, Rn. 47 ff.

Nachfrage ist. Im Folgenden werden das Konzept des RSI vorgestellt (1.), seine Umsetzung in diesem Marktmachtbericht beschrieben (2.) und die Ergebnisse dargestellt (3.).

1. Konzept des RSI

a) Grundidee

- 78 Der RSI beziffert, inwieweit ein Unternehmen zu einem Zeitpunkt zur Deckung der Stromnachfrage unverzichtbar (d. h. pivotal) ist. Mit anderen Worten gibt der RSI an, ob und inwieweit die Deckung der Nachfrage marktlich nur unter Nutzung der Kapazitäten eines Anbieters erfolgen kann. Hierfür kommt es insbesondere auf das Ausmaß noch verfügbarer, freier Kapazität der Wettbewerber im Markt an. Der RSI stellt somit ein an die speziellen Erfordernisse der Strommärkte angepasstes Konzentrationsmaß dar. Er erlaubt grundsätzlich Rückschlüsse auf das Bestehen und die Stärke von Marktmacht in bestimmten (Knappheits-)Situationen. Dabei weist der RSI auf Preissetzungsspielräume von Anbietern hin, die sich aus ihrer Unerlässlichkeit für die Deckung der Stromnachfrage ergeben.
- 79 Der RSI wird in einem ersten Schritt auf Viertelstundenbasis ermittelt. Wie im Abschnitt C.III erläutert, ist der Strommarkt bei aller kurzfristigen Volatilität von zyklisch-wiederkehrenden Ereignissen (z.B. Tageszeiten, Wochentagen und Jahreszeiten) und stochastische Regelmäßigkeiten aufweisenden Ereignissen (z.B. Winddargebot und Sonneneinstrahlung) geprägt. Auch wenn die einzelnen Ereignisse für die Unternehmen nur kurzfristig einzeln vorhersehbar sind, treten sie doch jährlich mit prognostizierbarer Häufigkeit und Intensität auf. Damit ist die Fähigkeit eines Unternehmens, solche Ereignisse durch situative Anpassung des eigenen Marktverhaltens zur Preisbeeinflussung zu nutzen, einer Beschreibung durch statistische Kennzahlen zugänglich. Bei der Beurteilung der Marktstellung schließt das Bundeskartellamt vor diesem Hintergrund nicht von einzelnen (Knappheits-)Situationen in isolierten Viertelstunden, in denen ein Anbieter (ggf. zufällig) unverzichtbar war, auf die strukturelle Unverzichtbarkeit eines Anbieters. Stattdessen wird in einem zweiten Schritt die Häufigkeit solcher kritischen Viertelstunden über längere Zeiträume, wie z. B. ein Jahr, betrachtet.

- 80 Die Berechnung des RSI erfolgt im Wesentlichen nach der in den bisherigen Markt-machtberichten dargelegten Methodik. Danach wird für jedes Unternehmen i für jede Viertelstunde t der RSI-Wert berechnet. Dies geschieht leicht vereinfacht anhand der folgenden Formel:

$$RSI_{i,t} = \frac{\text{Marktkapazität}_t - \text{Marktkapazität}_{i,t}}{\text{Marktnachfrage}_t},$$

- 81 Dabei bezeichnen $RSI_{i,t}$ den RSI-Wert von Unternehmen i in der Viertelstunde t , Marktkapazität_t die gesamte dem Erstabsatzmarkt zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität in der Viertelstunde t , $\text{Marktkapazität}_{i,t}$ die Kraftwerkskapazität von Unternehmen i in der Viertelstunde t und Marktnachfrage_t die Marktnachfrage nach Strom in der Viertelstunde t .
- 82 Der RSI eines Unternehmens setzt daher die Marktkapazität aller anderen Unternehmen ins Verhältnis zur Marktnachfrage. Genügt die Marktkapazität aller anderen Unternehmen, um die Marktnachfrage in einer Viertelstunde zu decken – ist also die Marktkapazität aller anderen Unternehmen größer als die Marktnachfrage – ergeben sich RSI-Werte größer eins. Andernfalls – wenn also die Kapazität aller anderen Unternehmen kleiner als die Marktnachfrage ist – ergeben sich Werte kleiner eins. Das Unternehmen i ist in dieser Viertelstunde dann unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage, d. h. pivotal.

b) Abbildung der sachlichen Marktabgrenzung

- 83 Die Marktkapazität und -nachfrage werden anhand der weiter oben erläuterten sachlichen Marktabgrenzung bestimmt (C.I). So werden Anlagen zur Eigenerzeugung von Strom und zur Erzeugung von Bahnstrom nicht einbezogen. Kapazitäten, die in der betrachteten Viertelstunde für die Vorhaltung von Regelleistung oder zur Leistungsbesicherung reserviert sind, werden ebenfalls nicht einbezogen. Analog wird auch die Nachfrage um die Produktionsmengen für den Eigenverbrauch und um Bahnstrom gemindert.
- 84 Erzeugungsanlagen können zudem in konkreten Viertelstunden aufgrund von technischen Restriktionen wie z. B. Anfahrtszeiten, Mindeststillstandszeiten oder Wartungen daran gehindert sein, Strom zu produzieren. Ihre Kapazitäten werden insoweit ebenfalls herausgerechnet. Damit bleiben nur solche Kapazitäten übrig, die für die Deckung der Nachfrage am Stromerstabsatzmarkt zu den jeweiligen Zeitpunkten auch tatsächlich zur Verfügung stehen.
- 85 Sofern ein Anbieter über nur vernachlässigbar geringe eigene EEG-Kapazitäten verfügt, kann EEG-Strom indirekt in der RSI-Rechnung berücksichtigt werden, indem der RSI nur auf konventionelle Kraftwerkskapazitäten abstellt und diese der nicht vorrangig durch

EEG-geförderte Einspeisung gedeckten Residualnachfrage gegenüberstellt. Aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten befriedigen EEG-Anlagen vorrangig die Stromnachfrage. Entsprechend sinkt durch die Einspeisung von EEG-Strom die sog. Residualnachfrage, also diejenige Nachfrage, um welche konventionelle Kraftwerke im Wettbewerb zueinanderstehen. Bei der indirekten Berücksichtigung wird die EEG-Erzeugung daher nicht betreiberscharf einzelnen Unternehmen zugerechnet, sondern fließt nur indirekt in die Verringerung der Residualnachfrage ein. Entsprechend seiner bisherigen Entscheidungspraxis zur Marktabgrenzung hat das Bundeskartellamt EEG-geförderten Strom nur indirekt mittels der Residualnachfrage in der Berechnungsmethodik des RSI berücksichtigt. Der Marktmachtbericht 2019 hat die nur indirekte Berücksichtigung der EEG-Erzeugung umfassend im Hinblick auf Auswirkungen auf die RSI-Berechnung analysiert und kam dort zu dem Schluss, dass sich die genaue Zurechnung von EEG-Strom unter den damaligen Marktbedingungen nicht entscheidungserheblich auf den sich aus den RSI-Berechnungen ergebenden Marktmachtbefund auswirkte.⁵⁶

- 86 Knappheitssituationen treten vorrangig in Zeiten niedriger EEG-Einspeisung auf. Eine betreiberscharfe Einbeziehung von EEG-Strom, welche die EEG-Einspeisung eines Unternehmens viertelstundenscharf seiner *Marktkapazität_{i,t}* zurechnet, reduziert daher im Vergleich zu einer nur indirekten Einbeziehung von EEG-Strom mittels der Residualnachfrage schon grundsätzlich, vorwiegend in Zeiten ohne Knappheit, die resultierenden RSI-Werte. Der Unterschied zwischen indirekter und direkter, betreiberscharfer Einbeziehung von EEG-Strom korreliert zudem mit der relativen Stellung eines Betreibers im Bereich der Erzeugung EEG-geförderten Stromes, hat also bei einem nur kleinen Anteil eines Unternehmens an der EEG-Einspeisung nur einen geringen Effekt. Die Prüfung der Marktstellung stellt jedoch nicht auf die durchschnittliche Höhe des RSI innerhalb eines Betrachtungszeitraums ab, sondern auf den Anteil der Stunden, in dem ein Anbieter pivotal ist, also einen RSI kleiner eins aufweist (vgl. Abschnitt D.III.1.d)). Wie im Marktmachtbericht 2021 erläutert, unterschätzt die indirekte Einbeziehung mittels der Residualnachfrage daher allenfalls die Marktstellung von Unternehmen.⁵⁷ Der Abschnitt D.III.3.a) schätzt daher den RSI zunächst konservativ anhand der Residualnachfrage. Indem EEG-Strom nicht betreiberscharf berücksichtigt wird, stellt dies eine untere Abschätzung der tatsächlichen Pivotalität der Unternehmen dar. Ergänzend nimmt der Abschnitt 3.b) aber zusätzlich eine Sensitivitätsbetrachtung in Form einer vereinfachten direkten Einbeziehung von EEG-Strom vor.

⁵⁶ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

⁵⁷ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 34.

c) Abbildung der räumlichen Marktabgrenzung

- 87 Für die Ermittlung der Wettbewerbsverhältnisse sind die für das deutsch-luxemburgische Marktgebiet relevanten Marktmachtverhältnisse von Interesse, da Deutschland und Luxemburg wie im Abschnitt C.II erläutert einen gemeinsamen räumlichen Markt darstellen.⁵⁸ Grenzüberschreitender Wettbewerbsdruck ist aber dennoch in die Betrachtung einzubeziehen. In konzeptioneller Hinsicht stellt sich hierbei die Frage, wie Wettbewerbskräfte aus dem Stromgroßhandel mit dem Ausland, die sich in Im- und Exporten niederschlagen, sachgerecht erfasst und abgebildet werden.
- 88 Exporte in Nachbarländer dienen nicht der Befriedigung der inländischen Nachfrage. Daher gehen exportierte Strommengen nicht in die *Marktnachfrage_t* ein. Der RSI stellt auf die Unerlässlichkeit eines Anbieters für die Deckung der (inländischen) Stromnachfrage ab. Da für die Erzeugung von exportiertem Strom verwendete Kapazitäten grundsätzlich auch inländische Nachfrage decken könnten und es für den RSI nicht auf den tatsächlichen Einsatz zur Deckung eben dieser ankommt, wird die *Marktkapazität_t* im Gegensatz zur *Marktnachfrage_t* nicht um Exporte bereinigt.
- 89 Das Bundeskartellamt hat zur Erfassung des Importpotentials im RSI in den vergangenen Marktmachtberichten zwei Annäherungsmethoden entwickelt. Zum einen verwendet das Bundeskartellamt statische Ansätze, bei denen ein konstanter Wert für das ausländische Wettbewerbspotential bei den RSI-Berechnungen zugrunde gelegt wird. Hierbei setzt das Bundeskartellamt zunächst als verfügbare Kapazität den Nettoimportwert an, der in 99 Prozent bzw. 95 Prozent der Viertelstunden des Berichtszeitraumes nicht überschritten wurde.⁵⁹ In der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel hatte das Bundeskartellamt in einer statischen Betrachtung zur Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials noch den Höchstwert des Nettoimportes im Beobachtungszeitraum als verfügbare Kapazität zugrunde gelegt.⁶⁰ Allerdings hat das Bundeskartellamt bereits im Marktmachtbericht 2019 festgestellt, dass der Höchstwert zu stark von zufälligen oder einmaligen Konstellationen beeinflusst wird und sich deswegen nicht eignet, um die mit relevanter Häufigkeit aus anderen Marktgebieten zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten abzubilden.⁶¹

⁵⁸ Vor der Trennung des gemeinsamen Marktgebiets Deutschland-Österreich-Luxemburg in die Gebotszonen Österreich und Deutschland-Luxemburg zum 1. Oktober 2018 hatte das Bundeskartellamt noch einen das Gebiet Deutschland, Luxemburg und Österreich umfassenden Stromerstattungsstabsmarkt abgegrenzt. Vgl. zur Gebotszonenausstülpung ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 33 ff.

⁵⁹ BKartA, Marktmachtbericht 2021, Rn. 86 ff.

⁶⁰ Vgl. BKartA, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 99.

⁶¹ BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 97.

- 90 Zum anderen nutzt das Bundeskartellamt ergänzend einen situativen Ansatz, der das ausländische Wettbewerbspotential in Abhängigkeit der ausländischen Residuallast abbildet.⁶² Dies berücksichtigt den situativen ausländischen Strombedarf und ermöglicht im Vergleich zur statischen Logik eine stärkere Berücksichtigung der resultierenden Schwankungen des internationalen Stromaustauschs, insbesondere bei länderübergreifenden Knappheitssituationen. Der situative Charakter des angesetzten Nettoimportpotentials besteht darin, dass viertelstundenscharf nur ein solches Importpotential angesetzt wird, das in Situationen mit einer mindestens genauso hohen ausländischen Residuallast tatsächlich im Berichtszeitraum realisiert wurde. Je Viertelstunde werden daher nur solche Viertelstunden in die Berechnung des Importpotentials einbezogen, in denen die ausländische Residuallast mindestens so hoch wie in der betrachteten Viertelstunde war. In den vorherigen Marktmachtberichten wurde bei der situativen Logik auf den bedingten Maximalwert als Maß für das Importpotential abgestellt. Allerdings weisen auch bedingte Maximalwerte eine hohe Sensitivität für einzelne Ausreißer auf.⁶³ Zwecks Robustheit der Ergebnisse gegenüber einmaligen Ereignissen stellt nunmehr die situative Logik ebenfalls auf Quantile ab. Analog zur statischen Logik setzt das Bundeskartellamt für die situative Logik als verfügbare Kapazität im vorliegenden Marktmachtbericht den Nettoimportwert an, der in 99 Prozent bzw. 95 Prozent der Zeit bei einer entsprechenden oder höheren ausländischen Residuallast nicht überschritten wurde.
- 91 Auch bei der situativen Betrachtung werden die berechneten Werte für das ausländische Wettbewerbspotential kapazitätsseitig zu den freien Marktkapazitäten der Wettbewerber hinzugerechnet. In den ein bzw. fünf Prozent der Zeit, in der die tatsächlichen Importwerte diese Annäherung überschritten, wurden sowohl bei der statischen als auch bei der situativen Logik bei der Berechnung des RSI für diese Zeitpunkte die tatsächlichen Importwerte als ausländisches Wettbewerbspotential angesetzt, um mögliche Verzerrungen auszuschließen.

d) Abbildung der zeitlichen Marktabgrenzung

- 92 Die RSI-Analyse dient der Prüfung von Marktbeherrschung und soll somit Aussagen über strukturell vorliegende Marktmacht treffen. Dabei spiegelt sich insb. die zeitliche Marktabgrenzung sowohl im Zeitraum wider, über den viertelstündliche RSI-Werte ermittelt werden, als auch in der Höhe des Schwellenwerts, ab dem auf die marktbeherrschende Stellung eines Unternehmens geschlossen wird. Die Anzahl der Viertelstunden, in denen das Unternehmen für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar war, wird daher

⁶² Ausführlich BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 91 ff.

⁶³ Siehe hierzu bereits BKartA, Marktmachtbericht 2020, Rn. 111.

über einen längeren Zeitraum betrachtet. Ein höherer Anteil pivotaler Viertelstunden geht mit einer höheren Wahrscheinlichkeit einher, dass das betreffende Unternehmen aus strukturellen Gründen über Marktmacht verfügt.

- 93 Nach dem in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel vom Bundeskartellamt 2011 erstmalig angewendeten Ansatz wird eine marktbeherrschende Stellung vermutet, wenn ein Stromerzeuger in mindestens 5 Prozent der Zeit eines Jahres (d. h. in mindestens 438 Stunden bzw. 1.752 Viertelstunden eines Jahres) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage war.⁶⁴ Dabei wird keineswegs zwingend ein Kalenderjahr zugrunde gelegt, sondern im Sinne einer rollierenden Betrachtung ein entsprechender Untersuchungszeitraum von 12 Monaten. Der Schwellenwert von 5 Prozent entspricht dem allgemein in der wissenschaftlichen Debatte vorgeschlagenen Wert, der auch von anderen Wettbewerbsbehörden angewendet wird.⁶⁵ Er erscheint daher für die vorliegende Analyse unverändert die richtige Größenordnung zu adressieren.
- 94 Der gewählte Wert weist zwar den generellen Nachteil von Schwellenwerten auf, dass im unmittelbaren Umfeld des Schwellenwertes bereits eine marginale Veränderung der Eingangsgrößen zu einer Änderung der Bewertung führt. Bei einer deutlichen Über- oder Unterschreitung der Schwellenwerte ergeben sich hingegen keinerlei Auswirkungen auf den maßgeblichen Befund. So beruhen die Marktbeherrschungsbefunde in der Sektoruntersuchung Stromerzeugung/-großhandel für die beiden damals größten Unternehmen auf einer Überschreitung dieses Schwellenwertes um rund 500 bis 1.000 Prozent,⁶⁶ sodass es auf die genaue Bemessung des Schwellenwertes nicht ankam. Zudem geben – wie weiter unten noch ausführlich dargelegt wird – auch die derzeitigen tatsächlichen Verhältnisse auf dem Stromerstabatzmarkt keinen Anlass, die Diskussion über die genaue Bemessung des Schwellenwertes zu vertiefen.
- 95 Im Hinblick auf den Aspekt der Rechtssicherheit für betroffene Unternehmen ist ferner darauf hinzuweisen, dass es sich bei dem Schwellenwert um eine Vermutungsschwelle handelt. Die Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung kann in einem konkreten Einzelfall dagegen ohnehin nur anhand einer umfassenden Bewertung aller relevanten Umstände erfolgen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die für eine marktbeherrschende

⁶⁴ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 98-109.

⁶⁵ Vgl. Sheffrin, Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, 2002, London Economics Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, abrufbar unter https://competition-policy.ec.europa.eu/sectors/energy-environment/sector-inquiry-energy-2005_en.

⁶⁶ Vgl. Bundeskartellamt, Januar 2011, Sektoruntersuchung „Stromerzeugung und -großhandel“, S. 105.

Stellung in Frage kommenden Erzeugungsunternehmen heute ihre aktuelle Marktstellung anhand vielfältiger, für alle Unternehmen zugänglicher Transparenzdaten⁶⁷ und der Kenntnisse aus dem eigenen Kraftwerksgeschäft in Echtzeit ausgesprochen gut selbst einschätzen können; dies gilt nicht zuletzt auch für den Umfang der Überschreitung einer 5-Prozent-Schwelle.

2. Empirische Berechnung des RSI

- 96 Hinsichtlich der vom Bundeskartellamt konkret durchgeführten RSI-Berechnung wird in diesem Abschnitt zunächst die verwendete Datengrundlage dargestellt (a). Anschließend werden die Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage (b) sowie die Verfahren zur Approximation von Werten erläutert, die nicht im Datensatz enthalten sind (c).

a) Datengrundlage

- 97 Die Datengrundlage für die Berechnung des RSI gliedert sich im Wesentlichen in die Bewegungsdaten der einzelnen Kraftwerke (Einspeisung, verfügbare Kapazitäten, Regenergievorhaltung, Kapazitätsvorhaltung zur Leistungsbesicherung etc.), Daten zum grenzüberschreitenden Stromhandel sowie die Zuordnung der einzelnen Kraftwerke zu den einzelnen Erzeugungsunternehmen. Für ergänzende Auswertungen wurde insbesondere auf Daten der ENTSO-E Transparenzplattform⁶⁸ zurückgegriffen sowie auf die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.⁶⁹
- 98 Die Bewegungsdaten der Kraftwerke entstammen den nach der System Operation Guideline (SO-GL)⁷⁰ von den Übertragungsnetzbetreibern erhobenen Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP-Daten). Nach den Vorgaben der SO-GL müssen Betreiber von in Deutschland befindlichen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß den von den Übertragungsnetzbetreibern entwickelten und von der Bundesnetzagentur genehmigten Prozessen⁷¹ Kraftwerkseinsatzplanungsdaten an die

⁶⁷ Vgl. nur die Internetangebote transparency.entsoe.eu, www.smark.de, www.netztransparenz.de, www.regelleistung.net, www.marktstammdatenregister.de.

⁶⁸ Auf Grundlage der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission v. 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. L 163 v. 15. Juni 2013, S. 1; Adresse: <https://transparency.entsoe.eu/>.

⁶⁹ BNetzA, Kraftwerksliste (Stand 19. Juli 2023), abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html>.

⁷⁰ Verordnung (EU) Nr. 2017/1485 der Kommission v. 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl. L 220 v. 25. August 2017, S. 1.

⁷¹ BNetzA, B. v. 20 Dezember 2018, BK6-18-122, geändert durch B. v. 2. September 2019, BK6-21-195.

Übertragungsnetzbetreiber übermitteln; relevante Kraftwerke in Luxemburg und Österreich melden ihre Daten ebenfalls. Meldepflichtig sind nicht-EEG-geförderte Anlagen, die einen Generator oder eine Pumpe mit einer Nettonennleistung von 10 MW oder mehr betreiben, sowie EEG-geförderte Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz (Spannungsebene mindestens 110 kV) angeschlossen sind. Der Datensatz enthält anlagenscharfe, viertelstündliche Daten, z. B. zur geplanten Erzeugung, Regelleistungsvorhaltung, zu Vorhaltungen für die Leistungsbesicherung, frei verfügbarer Kapazität sowie im Rahmen der technischen Restriktionen derzeit verfügbarer Gesamtkapazität. Diese Daten dienen den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere zur Planung von Redispatch-Einsätzen.

- 99 Die Daten über kommerzielle Stromflüsse in das oder aus dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet stammen von ENTSO-E. Sie beinhalten Daten zu den kommerziellen Importen und Exporten zwischen dem deutsch-luxemburgischen Marktgebiet und den angrenzenden Marktgebieten sowie zum kommerziellen Saldo. Für einige angrenzende Marktgebiete werden die Importe und Exporte in viertelstündlicher Auflösung abgebildet.⁷² Für die übrigen angrenzenden Marktgebiete liegen Daten in stündlicher Auflösung vor. In den folgenden Berechnungen wurde unterstellt, dass die kommerziellen Im- und Exporte in allen vier Viertelstunden einer Stunde konstant sind.
- 100 Für die nach der SO-GL meldenden Kraftwerke wurde eine Zurechnung der Anlagen zu RWE, EnBW, Uniper, E.ON, LEAG und Vattenfall vorgenommen. Diese erfolgte anhand der von diesen Unternehmen dem Bundeskartellamt im Rahmen des Energiemonitorings übermittelten Angaben zur kartellrechtlichen Zuordnung dieser Anlagen. Für die Zurechnung kam die kartellrechtliche Verbundmethode zur Anwendung.⁷³

b) Ableitung der Berechnungsgrößen des RSI aus der Datengrundlage

- 101 Aus dem KWEP-Datensatz wurden zunächst die wenigen Meldungen entfernt, die sich nicht auf Erzeugungsanlagen im Sinne des oben definierten Stromerstattungsmarktes beziehen. Im Wesentlichen wurden hierbei Meldungen von nach dem EEG geförderten Anlagen sowie von Produktionsanlagen, die nicht 50 Prozent oder mehr ihrer Energieerzeugung in öffentliche Netze speisen, von der RSI-Berechnung ausgeschlossen. Der Ausschluss letzterer beruht darauf, dass für diese Anlagen aufgrund des Einspeiseverhaltens von einer überwiegend für den Eigenverbrauch erfolgenden Produktion auszugehen ist. In der Größenklasse ab 10 MW handelt es sich meist um Industrieanlagen

⁷² Zur genaueren Beschreibung der Daten siehe BNetzA, Smard.de - Benutzerhandbuch, abrufbar unter: <https://www.smard.de/home/benutzerhandbuch>, zuletzt aufgerufen Juli 2023.

⁷³ Für eine Erläuterung siehe BNetzA und BKartA, Monitoringbericht 2022, S. 47.

(rd. 5,5 GW solcher Erzeugungskapazität sind in den KWEP-Daten enthalten). Dieser Ausschluss betrifft sowohl ihre Kapazität als auch ihre geplanten Erzeugungsmengen. Wettbewerbswirkungen, die von Überschussmengen aus der Erzeugung für den Eigenverbrauch ausgehen, die auf dem Stromer Absatzmarkt verkauft werden, werden bei der RSI-Berechnung dennoch indirekt berücksichtigt, weil die von solchen Überschussmengen gedeckte Nachfrage bei der RSI-Berechnung ebenfalls außer Betracht bleibt. Alle verbliebenen Meldungen wurden bekannten Kraftwerken zugeordnet.

- 102 Die inländische Nachfrage je Viertelstunde wurde geschätzt als die in den KWEP-Daten angegebene geplante Produktion inländischer Erzeugungsanlagen (von mindestens 10 MW). Abgezogen werden in jeder Viertelstunde Exporte, da dieser Teil der inländischen Erzeugung ausländischen Bedarf deckt; analog wurden Importe addiert, da diese die inländische Nachfrage über die inländische Produktion hinaus befriedigen. Da die bereinigten KWEP-Daten keine Meldungen von nach dem EEG geförderten Anlagen enthalten, entspricht die so ermittelte Nachfrage der Residualnachfrage, also der Gesamtnachfrage nach Abzug EEG-geförderter Mengen. Nach vorstehender Erläuterung ermittelte Industrieanlagen wurden in die Berechnung der Nachfrage ebenfalls nicht einbezogen.
- 103 Die Kapazität wurde viertelstündlich je Kraftwerk ermittelt als dessen gemeldete geplante Produktion zuzüglich des gemeldeten positiven Redispatch-Potentials. Dies berücksichtigt implizit automatisch die jeweiligen Nichtverfügbarkeiten des Kraftwerks, Vorhaltungen für anderweitige Leistungsbesicherung und Regelleistung.
- 104 Auf eine Korrektur um Redispatch-Maßnahmen wurde mangels Erheblichkeit verzichtet. Redispatch ist für die RSI-Berechnung im Wesentlichen neutral. Redispatch wird aus Netzgründen angeordnet und bewirkt grundsätzlich eine Verschiebung der Produktion zwischen Erzeugungsanlagen, ohne die Gesamtmenge der Erzeugung zu verändern. Der RSI stellt aber auf die dem Markt zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten ab, unabhängig davon, ob sie in einer konkreten Viertelstunde genutzt werden oder frei geblieben sind. Erfolgt eine Verschiebung von Erzeugung in eine Anlage in der Netzreserve, die nicht dem Stromer Absatzmarkt zuzurechnen ist,⁷⁴ wird die entsprechende Erzeugung bei der RSI-Berechnung als Nachfrage berücksichtigt, indem die Erzeugung aus Netzreserveanlagen hier mit eingeht. Negativer Redispatch von EEG-Anlagen bewirkt die Verschiebung der Erzeugung von Kraftwerken außerhalb des in dieser Analyse betrachteten Stromer Absatzmarktes in nicht netztechnisch restringierte Marktkraftwerke. Die in solchen Zeiten in Marktkraftwerke verschobene Erzeugung wird im Rah-

⁷⁴ Siehe dazu oben, Rn. 26.

men der RSI-Berechnung als Nachfrage berücksichtigt. Insofern könnte die Verschiebung grundsätzlich zu einer Überschätzung von Knappheitssituationen führen, da das eingesetzte Marktkraftwerk nicht mehr als freie Kapazität in der RSI-Rechnung berücksichtigt wird. Negativer Redispatch von EEG-Anlagen tritt allerdings überwiegend bei erheblicher Einspeisung von nach dem EEG geförderten Anlagen auf. In solchen Zeiten äußerst hoher EEG-Einspeisung und damit verbundener niedriger Residualnachfrage liegen keine für den Marktmachtbefund auf Grundlage der RSI-Berechnungen relevanten Knappheitssituationen vor.⁷⁵ Insofern wird hierdurch keine Korrektur um Redispatch erforderlich.

c) Approximation nicht von KWEP-Daten erfasster Anlagen

aa) Approximation von Kleinstanlagen

- 105 Die KWEP-Daten aus dem Datenlieferungen nach der SO-GL umfassen ausschließlich solche konventionellen Erzeugungsanlagen, die eine Nettonennleistung von mindestens 10 MW haben. Der Datensatz enthält also keine konventionellen Anlagen, die eine Nettonennleistung von unter 10 MW aufweisen. Die entsprechende fehlende Erzeugungskapazität lässt sich jedoch aus dem Marktstammdatenregister⁷⁶ ableiten. Hierbei wurden wiederum nur nicht nach dem EEG geförderte Kapazitäten berücksichtigt, die auch nicht vorrangig dem Eigenverbrauch dienen. Nach dieser Abgrenzung liegen für eine Kapazität von rd. 4.300 MW keine KWEP-Daten vor. Im Vergleich zu den Vorjahren fällt die Schätzung der nicht erfassten kleinen Kraftwerke geringer aus, da über das Marktstammdatenregister, im Unterschied zur vorher genutzten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, auch für kleine Anlagen eine Differenzierung zwischen Marktkraftwerken und Kraftwerken, welche vorrangig dem Eigenverbrauch dienen, möglich ist.
- 106 Die nicht von den KWEP-Daten erfassten, dem Stromer Absatzmarkt jedoch zuzurechnenden Erzeugungsanlagen werden durch eine Approximation in der RSI-Berechnung berücksichtigt. Die Marktnachfrage wird um viertelstundenscharfe Schätzungen der Produktion dieser Anlagen ergänzt. Ebenso wird die Marktkapazität der anderen Unternehmen je um viertelstundenscharfe Schätzungen der verfügbaren Gesamtkapazität dieser Anlagen korrigiert. Die Schätzung der Produktion und der verfügbaren Kapazitäten der fehlenden Anlagen wird viertelstundenscharf extrapolierend errechnet. In diese Rechnung gehen die Kapazität der im Datensatz nicht erfassten Anlagen auf der einen Seite und die beobachtete prozentuale Auslastung bzw. die Verfügbarkeit der KWEP-Daten

⁷⁵ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2019, Rn. 107 ff.

⁷⁶ Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, Einheitenübersicht, einsehbar unter www.marktstammdatenregister.de. Zuletzt aufgerufen im Mai 2023.

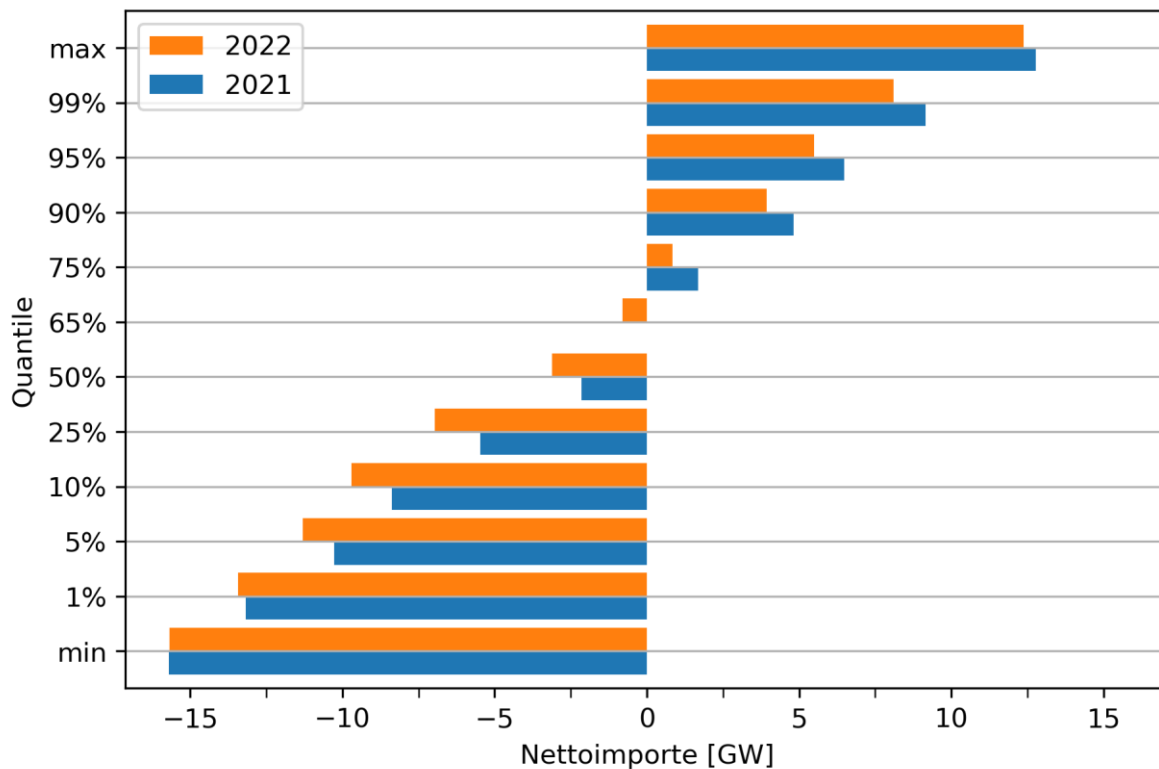
meldenden Anlagen unter 50 MW Nettonennleistung auf der anderen Seite ein. Dieser Vorgehensweise liegt der Befund zugrunde, dass die fehlenden Kraftwerke und die kleinen, im Datensatz vorhandenen Kraftwerke von ähnlicher Technologie sind. Folglich ist auch davon auszugehen, dass die nicht erfassten kleinen Kraftwerke im Hinblick auf ihre Fahrweise strukturelle Ähnlichkeiten zu den kleinsten Kraftwerken im Datensatz aufweisen.

bb) Approximation des ausländischen Wettbewerbspotentials

- 107 Die KWEP-Daten enthalten keine Angaben zu dem Wettbewerbspotential, das von im Ausland gelegenen Kraftwerken im Zusammenspiel mit der dortigen Nachfrage ausgeht. Das Bundeskartellamt ermittelt dieses ausländische Wettbewerbspotential daher über geeignete statistische Auswertungen der realisierten Nettoimporte (siehe 1.c)).
- 108 In der statischen Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials wird in der RSI-Rechnung das ausländische Wettbewerbspotential über geeignete Quantile der Nettoimporte nach Deutschland approximiert. Abbildung 4 stellt ausgewählte Quantile⁷⁷ sowie das Minimum und Maximum der beobachteten stündlichen Nettoimportmengen im Kalenderjahr 2022 dar. Die beobachteten Quantilswerte geben an, welche Nettoimporte im jeweiligen Anteil der Zeit nicht überschritten wurden. Positive Werte zeigen Nettoimporte von Strom, negative Werte Nettoexporte. Der höchste stündliche Nettoimport im Jahr 2022 lag bei 12.368 MW (2021: 12.780 MW). Die für die Marktmachtanalyse relevanten Quantilswerte sind im Vergleich zum Vorjahr spürbar gesunken. Der Wert an der Grenze zu den 1 Prozent höchsten Werten der stündlichen Nettoimporte (99-Prozent-Quantil) im Jahr 2022 lag bei 8.109 MW (2021: 9.150 MW), der Wert an der Grenze zu den 5 Prozent höchsten Werten der Nettoimporte (95-Prozent-Quantil) bei 5.500 MW (2021: 6.484 MW). In der statischen Abbildung des ausländischen Wettbewerbspotentials in der RSI-Rechnung werden die vorgenannten Werte kapazitätsseitig zu den freien Marktkapazitäten der Wettbewerber hinzugerechnet.

⁷⁷ Zum Quantilsbegriff siehe bereits Fn. 52.

Abbildung 4: Quantile der Nettoimporte

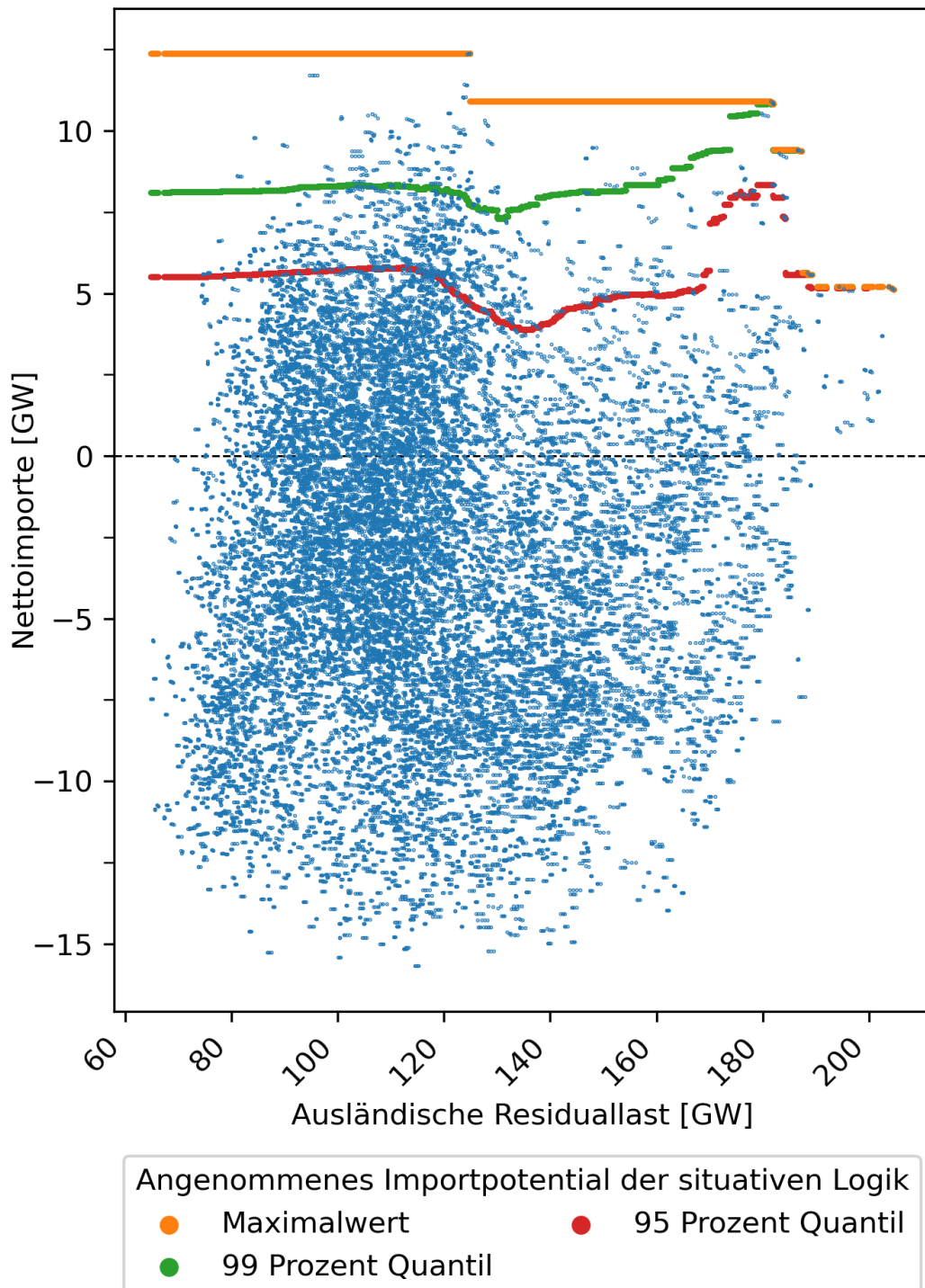


Die orangen Balken zeigen ausgewählte Quantile sowie das Minimum und Maximum der realisierten Nettoimportwerte im Kalenderjahr 2022. Zum Vergleich zeigen die blauen Balken die Werte für die entsprechenden Quantile im Kalenderjahr 2021.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E Daten.

109 In der situativen Annäherung des Importpotentials werden für das ausländische Wettbewerbspotential in Abhängigkeit von der Residuallast im Ausland viertelstundenscharf bedingte Quantilswerte berechnet. Die ausländische Residuallast dient hierbei als Indikator für die Fähigkeit des Auslands, in einer bestimmten Situation, d.h. für eine bestimmt im Ausland anliegende Residuallast, Strom nach Deutschland zu exportieren. Abbildung 5 verdeutlicht hierbei die Berechnungslogik. Das Importpotential zu einer jeweiligen Residuallastsituation im Ausland ergibt sich als höchster Nettoimportwert bei einer entsprechenden oder höheren ausländischen Residuallast (bedingter Maximalwert), bzw. als Nettoimportwert der in 99 Prozent der Zeit (99-Prozent-Quantil) oder in 95-Prozent der Zeit (95-Prozent-Quantil) bei einer entsprechenden oder höheren ausländischen Residuallast nicht übertroffen wurde.

Abbildung 5: Ausländische Residuallast, Nettoimporte und angenommenes situatives Importpotential



Die blauen Punkte stellen die Nettoimporte in Abhängigkeit der ausländischen Residuallast im Kalenderjahr 2022 dar. Die gelbe, grüne und rote Kurve stellt jeweils die errechneten Werte des Importpotentials für die jeweilige ausländische Residuallast nach der situativen Logik dar. Die gestrichelte schwarze Linie kennzeichnet den Übergang von Nettoimporten zu -exporten.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E Daten.

110 Abbildung 5 verdeutlicht die Anfälligkeit des bedingten Maximalwertes für einzelne Ausreißer. So kam es im Kalenderjahr 2022 an einem einzelnen Tag im Winter bei sehr

hoher Residuallast im Ausland auch zu sehr hohen Nettoimportwerten. In der Spitze wurden hier Importwerte von fast 11 GW erreicht. Für die situative Logik auf Basis eines bedingten Maximalwertes führt dies dazu, dass in rund 99 Prozent der Zeit mindestens dieser beobachtete Ausreißer als verfügbares Importpotential angesetzt wird. Dies überzeichnet jedoch auf Basis der tatsächlich beobachteten Wettbewerbsverhältnisse das ständig zur Verfügung stehende ausländische Importpotential erheblich. So liegen auch in vergleichbaren bzw. auch in weniger knappen Residuallastsituationen im Ausland die entsprechenden Importwerte deutlich unter diesen Extremwert. Das Bundeskartellamt hat sich daher für die Zwecke des Berichtes dazu entschieden, das Importpotential nach der situativen Logik ebenfalls auf der Basis von Quantilswerten (rote und grüne Kurve in Abbildung 5) zu bestimmen. Dies gewährleistet, dass die errechneten Werte bei entsprechenden Residuallastsituationen hinreichend oft auftraten und ermöglicht so eine realistische Abbildung des verfügbaren ausländischen Wettbewerbspotentials.

cc) Abbildung EEG-geförderter Anlagen

- 111 In der bisherigen Methodik und auch weiterhin werden EEG-geförderte Anlagen in der RSI-Berechnung nicht direkt berücksichtigt. Daher ist für diese Analyse keine Approximation der EEG-geförderten Anlagen erforderlich.
- 112 Um die Auswirkungen der bloß indirekten Berücksichtigung der EEG-geförderten Stromerzeugung vor dem Hintergrund des aktuellen, zwischenzeitlich sogar extrem veränderten Preisniveaus erneut zu quantifizieren, werden unter Rn. 126 in einer Abschätzung RSI-Werte unter vereinfachter Berücksichtigung aller EEG-Kapazitäten der betrachteten Unternehmen berechnet. Da zeitpunktscharfe Werte weder für die einzelnen EEG-Anlagen noch unternehmensspezifisch aggregiert vorliegen, werden die Größen approximiert.⁷⁸
- 113 Die Einspeisung EEG-vergüteter Anlagen wird anhand von viertelstundenscharfen ENTSO-E-Daten zur Stromerzeugung nach Technologie approximiert.⁷⁹ Der Anteil des betrachteten Unternehmens an dieser Einspeisung bzw. die verfügbare EEG Kapazität des Unternehmens wird über den im Monitoringprozess für das Jahr 2021⁸⁰ ermittelten Anteil dieser Unternehmen an der abgesetzten, EEG-geförderten Strommenge abgeschätzt. Hierzu wird hilfsweise unterstellt, dass das betrachtete Unternehmen zu jedem

⁷⁸ Um EEG-Anlagen konsistent methodisch einzubeziehen, werden auch die wenigen Anlagen, für die Daten in den KWEP-Daten vorliegen, anhand der unten beschriebenen, einheitlichen Logik approximiert.

⁷⁹ Die EEG-Einspeisung umfasst hierbei die Kategorien Wind Offshore, Wind Onshore, Photovoltaik, Biomasse und Sonstige Erneuerbare.

⁸⁰ Der Monitoringbericht 2023, der das Kalenderjahr 2022 abbildet, ist noch nicht veröffentlicht worden.

Zeitpunkt diesen konstanten Anteil an EEG-geförderter Stromeinspeisung aufweist. Schon aufgrund der geringen Grenzkosten erneuerbarer Energien ist zu unterstellen, dass die produzierte Leistung auch den zu einem Zeitpunkt verfügbaren Kapazitäten entspricht. In der folgenden Robustheitsüberprüfung zur Einbeziehung EEG-geförderter Anlagen wird daher bei der Berechnung des RSI der Marktnachfrage die insgesamt eingespeiste Erzeugung aus EEG-geförderten Anlagen zugerechnet. Zur Approximation der zeitpunkt- und unternehmensscharfen EEG-geförderten Einspeisung wird hilfsweise angenommen, dass die Unternehmen zu jedem Zeitpunkt den entsprechenden Anteil an der Gesamteinspeisung von EEG-geförderten Anlagen erbringen. Der Marktkapazität der anderen Unternehmen wird daher die Einspeisung aus EEG-geförderten Anlagen abzüglich des Erzeugungsanteils des betrachteten Unternehmens zugerechnet.

3. Ergebnisse der RSI-Berechnungen

a) RSI-Berechnung mit indirekter Berücksichtigung EEG-geförderter Erzeugungsmengen

- 114 Tabelle 6 zeigt den Anteil der Viertelstunden des Jahres 2022, in denen die sechs betrachteten Stromerzeugungsunternehmen für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar waren, also einen RSI-Wert unter eins aufwiesen; die jeweils untere Zeile gibt zur besseren Einordnung die Zeitanteile im Kalenderjahr 2021 an.⁸¹ Die verschiedenen Spalten geben die verschiedenen Annahmen zum ausländischen Wettbewerbspotential wieder.
- 115 Die statische Betrachtung (Spalten 1 und 2) nimmt jeweils ein einheitliches Importpotential über alle Viertelstunden des Jahres hinweg an und unterstellt, dass dieser Wert jederzeit dem Inland als zusätzliche Kapazität zur Verfügung stand. Die erste Spalte legt für das ausländische Wettbewerbspotential als verfügbare Kapazität den saldierten Importwert an allen deutschen elektrischen Außengrenzen an der numerischen Grenze zu den fünf Prozent höchsten stündlichen Nettoimportwerten (95-Prozent-Quantil) zugrunde. Dieser betrug im Kalenderjahr 2022 5.500 MW. Die zweite Spalte zeigt den Anteil der Viertelstunden mit einem RSI kleiner eins bei Zugrundelegung des saldierten Importwerts, der in 99 Prozent der Zeit nicht überschritten wurde (99-Prozent-Quantil). Dieser betrug im Kalenderjahr 2022 8.109 MW.

⁸¹ Abweichungen zu den Werten des Marktmachtberichts 2021 ergeben sich daraus, dass im Marktmachtbericht 2021 auf den Zeitraum Oktober 2020 bis September 2021 abgestellt wurde, während Tabelle 6 auf das Kalenderjahr 2021 abstellt. Zudem wurden nunmehr im Gegensatz zum Marktmachtbericht 2021 für 2021 die Daten für Kleinstanlagen aus dem Marktstammdatenregister und nicht mehr aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur approximiert.

- 116 Die situative Importlogik (Spalten 3 und 4) nimmt je nach Residuallast in den elektrischen Anrainerstaaten verschiedene Importpotentiale an. Die dritte Spalte legt als ausländisches Wettbewerbspotential situativ den saldierten Importwert an allen deutschen elektrischen Außengrenzen an der numerischen Grenze zu den fünf Prozent höchsten stündlichen Nettoimportwerten (95-Prozent-Quantil) zugrunde, die vierte Spalte situativ an der numerischen Grenze zu den ein Prozent höchsten stündlichen Nettoimportwerten (99-Prozent-Quantil).
- 117 Wie im Abschnitt D.III.1.b) bereits erläutert, wird das tatsächliche Importpotential sowohl bei statischer als auch situativer Importlogik überschätzt, wenn statt der Quantile auf die maximal auftretenden Nettoimportwerte abgestellt wird. Von singulär auftretenden Importwerten kann nicht auf ein regelmäßig dem Inland als Wettbewerbspotential zur Verfügung stehendes ausländisches Erzeugungspotential geschlossen werden. Der erhebliche Effekt der Zugrundelegung eines solch überhöhten Importpotentials wird durch Betrachtung der letzten Spalte von Tabelle 6 im Vergleich zu den vorherigen, auf Quantilen basierenden Betrachtungen deutlich. Aus diesem Grund werden im Folgenden nur die Quantilswerte weiter diskutiert. Die situative Logik unter Zugrundelegung der maximalen Importe in der letzten Spalte wird nur zwecks einfacherer Vergleichbarkeit mit vorherigen Berichten dargestellt.

Tabelle 6: Zeitanteile mit RSI kleiner 1

| Unternehmen | Kalender-jahr | Statische Importlogik | | Situative Importlogik | | |
|-------------------|---------------|-----------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|----------|
| | | 95 % Quantil | 99 % Quantil | 95 % Quantil | 99 % Quantil | Maximum* |
| EnBW | 2022 | 4,3 % | 1,7 % | 4,4 % | 1,6 % | 0,4 % |
| | 2021 | (2,4) % | (0,6) % | (5,6) % | (2,3) % | (1,2) % |
| E.ON | 2022 | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| | 2021 | (0,3) % | (0,0) % | (1,1) % | (0,3) % | (0,2) % |
| LEAG | 2022 | 6,3 % | 2,4 % | 6,2 % | 2,3 % | 0,4 % |
| | 2021 | (2,7) % | (0,7) % | (5,8) % | (2,5) % | (1,2) % |
| RWE | 2022 | 19,8 % | 12,0 % | 19,9 % | 11,3 % | 4,5 % |
| | 2021 | (18,0) % | (10,5) % | (24,0) % | (15,1) % | (8,1) % |
| Uniper | 2022 | 0,4 % | 0,1 % | 0,4 % | 0,1 % | 0,1 % |
| | 2021 | (0,1) % | (0,0) % | (0,5) % | (0,2) % | (0,1) % |
| Vattenfall | 2022 | 0,2 % | 0,1 % | 0,1 % | 0,1 % | 0,1 % |
| | 2021 | (0,1) % | (0,0) % | (0,9) % | (0,3) % | (0,3) % |

Zeitanteile im Kalenderjahr 2022 mit RSI kleiner 1 für statische und situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials. Die unteren Werte geben als Einordnung die RSI-Werte für das Kalenderjahr 2021 wieder. Bei der statischen Betrachtung nimmt das 99 % Quantile 2022 ein Importpotential von 8.109 MW an; das 95-Prozent-Quantil nimmt 2022 ein Importpotential von 5.500 MW an. *Die situative Importlogik auf Grundlage von Maximalwerten wurde nur noch zu Vergleichszwecken angeführt.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEP-Daten und Daten von ENTSO-E.

118 Die ermittelten pivotalen Zeitanteile des größten inländischen Stromerzeugers RWE überschreiten im Berichtszeitraum weiterhin die für die Marktbeherrschung angesetzte Vermutungsschwelle von 5 Prozent der Viertelstunden eines Jahres. Bereits in der Rechnung mit einem statischen ausländischen Wettbewerbspotential von rund 8.100 MW (99-Prozent Quantil) ergibt sich mit rund 12,0 Prozent der Zeit weiterhin ein erheblicher Zeitanteil, in dem RWE pivotal war. In der Rechnung mit einem statischen ausländischen Wettbewerbspotential von 5.500 MW (95-Prozent Quantil) liegt der Zeitanteil in diesem Berichtszeitraum mit 19,8 Prozent noch einmal wesentlich höher. Bei der viertelstundenscharfen Berücksichtigung der im Ausland auftretenden Residuallast im Rahmen der si-

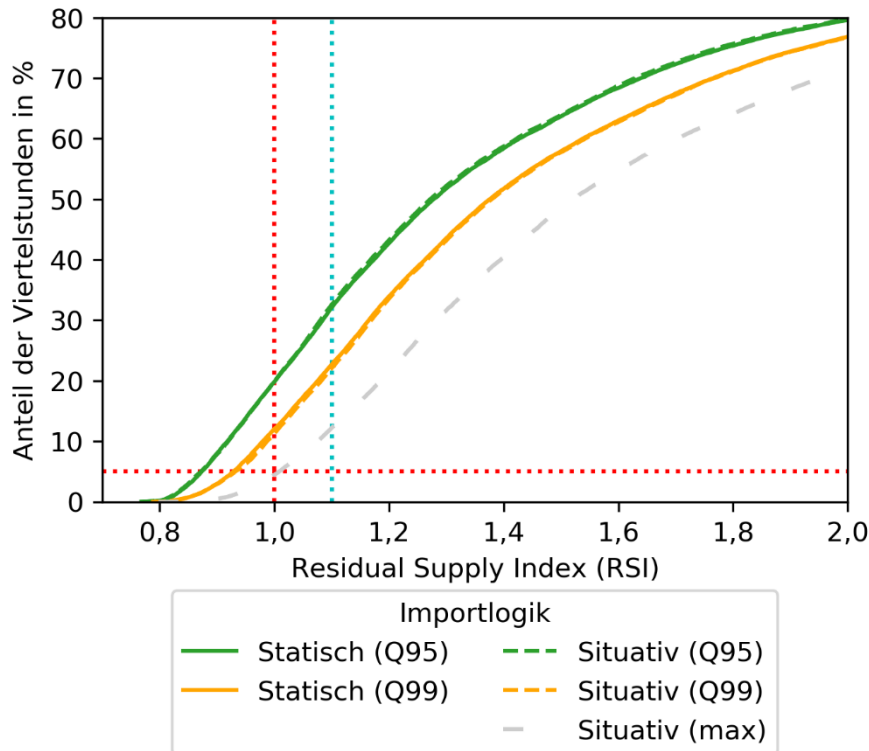
tuativen Logik liegen die pivotalen Zeitanteile in einer ähnlichen Größenordnung. Im Vergleich zum Vorjahr liegen die Zeitanteile qualitativ auf dem gleichen Niveau. Die Marktmacht der RWE hat sich demnach im Berichtszeitraum weiter verfestigt.

- 119 Zwar hat RWE im Berichtszeitraum mehrere eigene Kraftwerke abgeschaltet. Auf die Unverzichtbarkeit von RWE für die Deckung der Stromnachfrage hatte dies aber keine Auswirkungen. Dies liegt daran, dass die Unverzichtbarkeit eines Anbieters nur von den im Markt verfügbaren Kraftwerkskapazitäten anderer Anbieter abhängt. Hier kam es aber insbesondere durch die Abschaltung der Atomkraftwerke Grohnde und Brokdorf von E.ON zum Jahresbeginn 2022 zu einem erheblichen Rückgang von Kraftwerkskapazitäten. Erst durch die befristete Rückkehr der Reservekraftwerke wurde dieser Rückgang von Kraftwerkskapazitäten zum Ende des Berichtszeitraums im Saldo nahezu ausgeglichen. Hierbei kehrten aber auch Reservekraftwerke von RWE in den Markt zurück.⁸²
- 120 Auch für LEAG und EnBW sind die pivotalen Zeitanteile bei der statischen Betrachtung des ausländischen Wettbewerbspotentials deutlich angestiegen und erreichen ein erhebliches Ausmaß. Auch hier dürfte der Grund im Rückgang der insgesamt verfügbaren Kraftwerkskapazitäten im Stromer Absatzmarkt liegen. Im Vergleich zu RWE ist dieser Anstieg relativ zum Ausgangsniveau leicht stärker ausgeprägt, denn durch die Abschaltung von RWE-Kraftwerken gewinnt der Kraftwerkspark der beiden Anbieter zusätzlich an Bedeutung für die Deckung der Stromnachfrage. Bei Zugrundelegung eines ausländischen Wettbewerbspotentials von 5.500 MW (95-Prozent Quantil) liegen die errechneten pivotalen Zeitanteile der beiden Unternehmen auch erstmals nahe unter bzw. leicht über der angesetzten Vermutungsschwelle. In der Gesamtschau erfüllen diese beiden Unternehmen die Vermutung der Marktbeherrschung auf dem Stromer Absatzmarkt im Berichtszeitraum noch nicht sicher, da lediglich bei einer restriktiven Schätzung des ausländischen Wettbewerbspotentials die Vermutungsschwelle überschritten (LEAG) bzw. fast erreicht wird (EnBW).
- 121 Für eine Einschätzung der Sensitivität der errechneten RSI-Ergebnisse stellt Abbildung 6 die Verteilungsfunktion der errechneten RSI-Werte von RWE für das Kalenderjahr 2022 dar. Auf der horizontalen Achse sind RSI-Werte im Bereich von 0,7 und 2,0 aufgetragen. Werte unter 0,7 sind bei den Ermittlungen nicht festgestellt worden. Werte über 2,0 wurden für eine fokussierte Darstellung der RSI-Werte im Knappheitsbereich nicht abgebildet; die Kurve ist also rechts abgeschnitten. Auf der vertikalen Achse ist der Anteil der Viertelstunden eines Jahres dargestellt, in denen der angegebene oder ein kleinerer

⁸² Für eine ausführliche Darstellung vgl. Rn. 61.

RSI-Wert ermittelt wurde. Die verschiedenen Farben geben die verschiedenen Annahmen zum ausländischen Wettbewerbspotential wieder, wobei durchgezogene Linien die statische und gestrichelte Linien die situative Betrachtung zeigen. Zur Veranschaulichung des Grenzwertes RSI gleich 1,0 und des Schwellenwertes von 5 Prozent der Viertelstunden eines Jahres, wurden in die folgende Abbildung zwei Hilfslinien (rot gepunktet) auf der x- bzw. y-Achse eingezeichnet.

Abbildung 6: Verteilungsfunktion der RSI-Werte von RWE



Die x-Achse zeigt die RSI-Werte von 0,7 bis 2,0. Die y-Achse repräsentiert den Anteil der Viertelstunden des Jahres 2022 in Prozent, in dem der korrespondierende RSI-Wert erreicht bzw. unterschritten wurde. Die durchgezogenen Linien bilden die Verteilungsfunktion der RSI-Werte bei einer statischen Annahme des Importpotentials ab. Die verschiedenen Farben repräsentieren verschiedene Annahmen zur Höhe des ausländischen Wettbewerbspotentials (95%-Quantil und 99%-Quantil der im Berichtszeitraum beobachteten Nettoimporte). Die gestrichelten Linien zeigen die Verteilungsfunktion der RSI-Werte für die situative Importlogik, in der das Importpotential in Abhängigkeit von der im Ausland anliegenden Residuallast bestimmt wird. Die rot gepunkteten Linien markieren den Schwellenwert von 5 Prozent der Stunden eines Jahres und einen RSI-Wert von 1,0, während die türkisgepunktete Linie einen RSI-Wert von 1,1 kennzeichnet. Die situative Importlogik auf Grundlage von Maximalwerten wurde nur noch zu Vergleichszwecken angeführt.

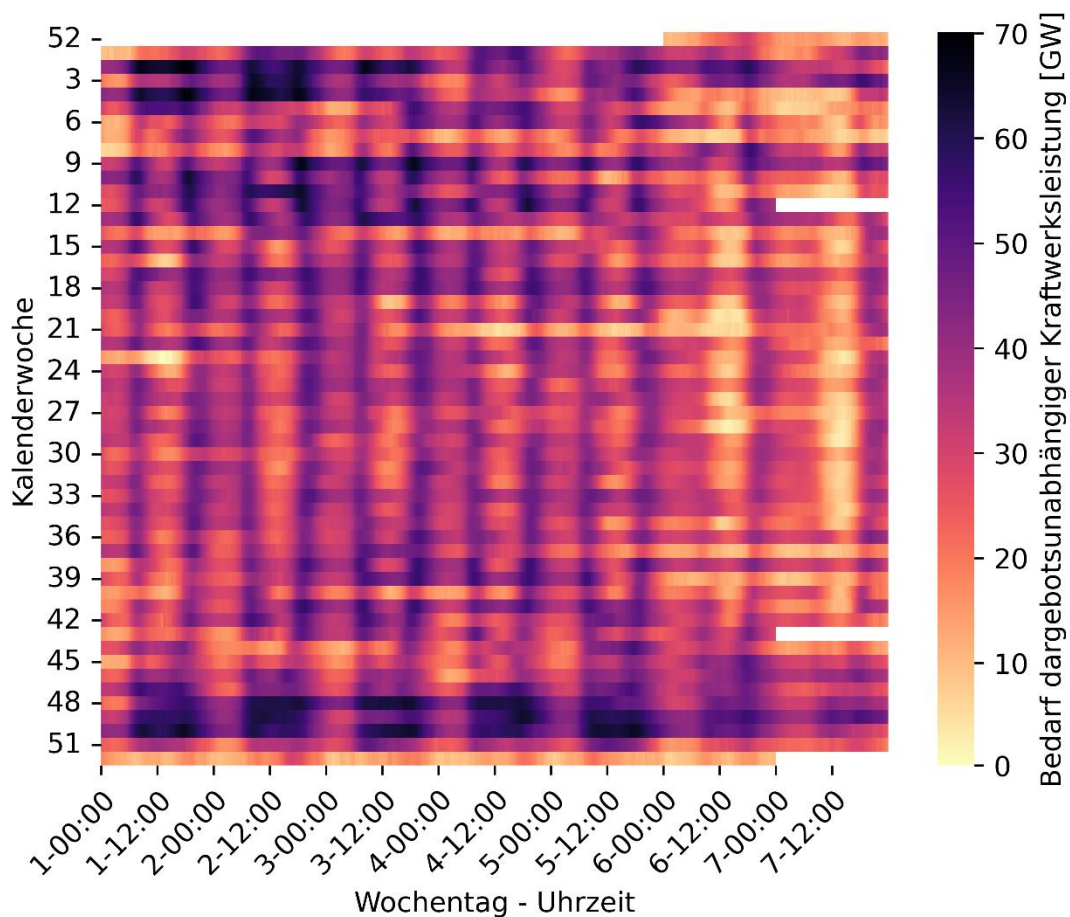
Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten und Daten von ENTSO-E.

122 Die Verteilungsfunktion verdeutlicht die Stabilität des ermittelten Befunds. So liegt der Zeitanteil von Viertelstunden mit einem RSI-Wert kleiner als 1,1 für alle maßgeblichen Annäherungsmethoden des ausländischen Wettbewerbspotentials bereits in einem Bereich zwischen 20 und ca. 35 Prozent (Schnittpunkte der Kurven mit der türkisgepunkteten Hilfslinie). Dies legt nahe, dass sich bereits durch kleinere Veränderungen in der

Ausgangssituation, wie z.B. eine weitere Verkleinerung des konventionellen Kraftwerksparks, die Anzahl der pivotalen Viertelstunden von RWE noch einmal erheblich erhöhen könnte. Genauso zeigt sich die Stabilität auch in die andere Richtung. Selbst bei einer gegenläufigen Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten, von der derzeit allerdings nicht auszugehen ist, dürften sich weiterhin erhebliche pivotale Zeitanteile von RWE ergeben, da die Verteilungsfunktion für RSI-Werte kleiner 1,0 nicht stark abfällt.

- 123 Zur weiteren Verdeutlichung der Verteilung von Zeiträumen möglicher Marktmacht von RWE ist im Folgenden erneut der Bedarf dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Jahresverlauf dargestellt. In Zeiten hohen Bedarfs dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung wächst entsprechend die Bedeutung der Anbieter solcher Kraftwerksleistung; es sind Zeiträume möglicher Marktmacht.

Abbildung 7: Bedarf an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung im Jahresverlauf (Wiederholung)



Die x-Achse repräsentiert Wochentage und Uhrzeiten (von montags 0 Uhr bis sonntags 24 Uhr), die y-Achse die Kalenderwochen des Jahres 2022. Jede Kachel stellt eine spezifische Viertelstunde im Jahr dar. Zur Vereinfachung der Darstellung wurden die Tage der Zeitumstellung entfernt. Die Farbe einer Kachel repräsentiert die Höhe des Bedarfs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung zum jeweiligen Zeitpunkt.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von ENTSO-E-Daten.

- 124 Abbildung 7 wiederholt Abbildung 2. Sie zeigt hier noch einmal die strukturellen Schwankungen des Bedarfs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung. Die typischen tages- und wochenzeitabhängigen Verbrauchsmuster der Stromnachfrage (Tag/Nacht; Wochentag/Wochenende) werden überlagert durch die saisonal unterschiedliche Einspeisung von erneuerbaren Energien. Im Sommer verdrängt die vermehrte Solareinspeisung zur Mittagszeit steuerbare (konventionelle) Kraftwerksleistung. In den Morgen- und Abendstunden muss aufgrund des fehlenden Dargebots der Strombedarf hingegen weiterhin mit kurzfristig sehr ausgeprägten Spitzen durch dargebotsunabhängige (konventionelle) Anlagen gedeckt werden. Im Winterhalbjahr kommt Solareinspeisung nur eine untergeordnete Rolle zu; der Bedarf an dargebotsunabhängiger (konventioneller) Kraftwerksleistung hängt hier primär von der Höhe der Windeinspeisung ab. Größere Windstürme (z.B. in KW 6 bis 8) führen zu einem geringen Bedarf, Dunkelflauten und längere Phasen geringer Windeinspeisung (z.B. in der KW 2, 4, 48, 50) führen zu einem hohen Bedarf an dargebotsunabhängiger (konventioneller) Kraftwerksleistung über mehrere Tage hinweg.
- 125 Das Vorstehende verdeutlicht, dass die Zeiten der Pivotalität des bzw. der größten Anbieter dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung von der Nachfrage nach dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung abhängt. Diese hängt von zwei Faktoren ab. Erstens ist dies die Stromnachfrage selbst, welche nachts und an Wochenenden besonders gering ausfällt. Zweitens ist dies die Einspeisung aus Sonne und Wind, welche die für dargebotsunabhängige Kraftwerke verbleibende Stromnachfrage (Residualnachfrage) senkt. Nach der etablierten Marktabgrenzungspraxis des Bundeskartellamtes wurde die EEG-geförderte Einspeisung vollumfänglich nachfrageseitig abgebildet. Folglich wurde auf die Deckung der Residuallast im Stromer Absatzmarkt fokussiert. Hohen Bedarfen an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung steht der entsprechende installierte Kraftwerkspark gegenüber, der sich kurzfristig nicht verändert. Zeiten hohen Bedarfs an dargebotsunabhängiger Kraftwerksleistung entsprechen folglich Zeiten möglicher Marktmacht und damit Missbrauchsmöglichkeiten des bzw. der größten Anbieter. Zugleich verdeutlicht die Abbildung, dass solche Zeiten für mögliche Missbräuche für die Erzeugungsunternehmen insoweit strukturell vorhersehbar sind, als sie nach einem festen stochastischen Muster auftreten. Dies ist dann der Fall, wenn in Zeiten hoher Nachfrage wenig Wind weht und die Sonne schwach einstrahlt.

b) Sensitivitätsbetrachtung unter vereinfachter direkter Berücksichtigung von EEG-Kapazitäten

126 In Tabelle 7 sind die Ergebnisse der RSI-Rechnung bei vereinfachter direkter Abbildung von EEG-Kapazitäten dargestellt. Zum Vergleich wurden auch die RSI-Werte jedes Unternehmens bei indirekter Berücksichtigung der EEG-geförderten Stromerzeugung in der jeweils oberen Zeile erneut angeführt (vgl. die bereits in Tabelle 6 dargestellten Ergebnisse). Die vereinfachte, unternehmensscharfe direkte Berücksichtigung EEG-geförderter Stromerzeugung ergibt, da alle untersuchten Unternehmen über eigene EEG-geförderten Kapazitäten verfügen, leicht höhere pivotale Zeitanteile bei der direkten Berücksichtigung. Da die Anteile der betrachteten Unternehmen an der nach dem EEG vergüteten Strommenge gering ausfallen, ist die Zunahme der pivotalen Zeitanteile jedoch geringfügig. So erhöht sich z.B. für RWE bei einem angesetzten ausländischen Wettbewerbspotential von ca. 8.100 MW der Zeitanteil, in dem RWE unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage ist, um ca. 0,7 Prozentpunkte.

Tabelle 7: Gegenüberstellung der Zeitanteile mit RSI kleiner 1 bei indirekter und direkter Berücksichtigung von EEG-gefördertem Strom im Jahr 2022

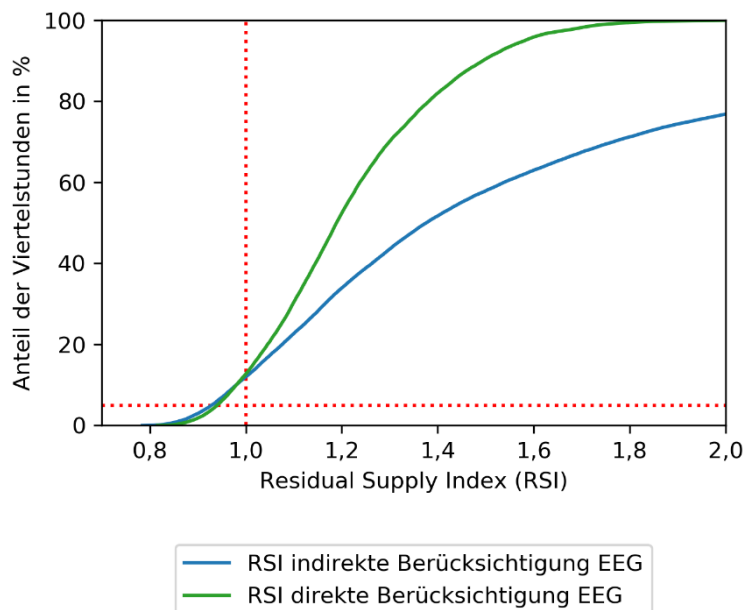
| Unternehmen | EEG | Statische Importlogik | | Situative Importlogik | | |
|-------------|----------|-----------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|----------|
| | | 95 % Quantil | 99 % Quantil | 95 % Quantil | 99 % Quantil | Maximum* |
| EnBW | Indirekt | 4,3 % | 1,7 % | 4,4 % | 1,6 % | 0,4 % |
| | Direkt | 5,1 % | 1,9 % | 5,2 % | 1,9 % | 0,5 % |
| E.ON | Indirekt | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| | Direkt | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| LEAG | Indirekt | 6,3 % | 2,4 % | 6,2 % | 2,3 % | 0,4 % |
| | Direkt | 6,4 % | 2,4 % | 6,3 % | 2,4 % | 0,4 % |
| RWE | Indirekt | 19,8 % | 12,0 % | 19,9 % | 11,3 % | 4,5 % |
| | Direkt | 20,9 % | 12,7 % | 21,0 % | 12,1 % | 4,8 % |
| Uniper | Indirekt | 0,4 % | 0,1 % | 0,4 % | 0,1 % | 0,1 % |
| | Direkt | 0,5 % | 0,1 % | 0,4 % | 0,1 % | 0,1 % |
| Vattenfall | Indirekt | 0,2 % | 0,1 % | 0,1 % | 0,1 % | 0,1 % |
| | Direkt | 0,2 % | 0,1 % | 0,2 % | 0,1 % | 0,1 % |

Zeitanteile im Kalenderjahr 2022 mit RSI < 1 bei indirekter und direkter Berücksichtigung von EEG-Strom. Bei der indirekten Berücksichtigung geht EEG-Erzeugung nur indirekt über die Residualnachfrage ein. Bei der direkten Berücksichtigung wird EEG-Erzeugung unternehmens- und viertelstundenscharf den Unternehmen zugerechnet. Bei der statischen Betrachtung nimmt das 99 % Quantile ein Importpotential von 8.109 MW an; das 95 % Quantil nimmt ein Importpotential von 5.500 MW an. *Die situative Importlogik auf Grundlage von Maximalwerten wurde nur noch zu Vergleichszwecken angeführt.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEP-Daten, Daten von ENTSO-E und Daten von SMARD.

128 Die Auswirkung der Berücksichtigung von EEG-Kapazitäten lässt sich auch anhand der empirischen Verteilungsfunktion zeigen. Die nachfolgende Abbildung vergleicht die Verteilungsfunktionen der errechneten RSI-Werte für RWE einmal mit direkter und einmal mit indirekter Berücksichtigung der EEG-Kapazitäten. Hier zeigt sich, dass sich die errechneten RSI-Werte verschieben. Die größte Verschiebung liegt jedoch in Situationen, in denen keine Knappheit vorliegt. Daher hat die Einbindung von EEG-Kapazitäten derzeit keine relevanten Auswirkungen auf den qualitativen Befund der ermittelten pivotalen Zeitanteile, die sich wie oben bereits dargestellt nur geringfügig verändern.

Abbildung 8: Gegenüberstellung der Verteilungsfunktionen der RSI-Werte von RWE bei direkter und bei indirekter Berücksichtigung von EEG-geförderter Erzeugung



Die Abbildung zeigt die Verteilungsfunktion der RSI-Werte von RWE für ein ausländisches Wettbewerbspotential von 8.109 MW (99 % Quantil, statisch) bei direkter (grüne Kurve) und indirekter (blaue Kurve) Berücksichtigung von EEG-Strom. Auf der x-Achse sind die RSI-Werte kleiner 2,0 aufgetragen, während die y-Achse den Anteil der Viertelstunden des Jahres repräsentiert, in denen der angegebene oder ein kleinerer RSI-Wert ermittelt wurde. Die gestrichelten roten Linien markieren den Schwellenwert von 5 Prozent der Stunden im Jahr sowie einen RSI-Wert von 1,0. Bei RSI-Werten kleiner als 1,0 konnte die Nachfrage marktlich nicht ohne Stromerzeugung durch RWE gedeckt werden.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der KWEP-Daten, Daten von ENTSO-E und Daten von SMARD.

c) Aktuelle Berechnungen einschl. des ersten Quartals 2023

129 Der vorliegende Bericht stellt primär auf das Kalenderjahr 2022 ab. Ergebnisse unter Einbeziehung des ersten Quartals 2023 in Tabelle 8 zeigen jedoch, dass die ermittelten Befunde auch unter Einbeziehung des ersten Quartals 2023 stabil sind. Der Anteil der Viertelstunden, in denen die betrachteten Unternehmen pivotal sind, liegt bei Betrachtung des Zeitraums April 2022 bis März 2023 in einer vergleichbaren Größenordnung. Insbesondere überschreitet RWE nach wie vor über die verschiedenen Annahmen zum ausländischen Wettbewerbspotential hinweg deutlich den 5-Prozent-Schwellenwert. LEAG und EnBW liegen weiterhin nur bei einem sehr restriktiv angesetzten ausländischen Wettbewerbspotential leicht über bzw. unter dem Schwellenwert.

Tabelle 8: Zeitanteile mit RSI kleiner 1 im Zeitraum Q2 2022 bis Q1 2023

| Unternehmen | EEG | Statische Importlogik | | Situative Importlogik | | |
|-------------|----------|-----------------------|-----------------|-----------------------|-----------------|----------|
| | | 95 % Quantil | 99 % Quantil | 95 % Quantil | 99 % Quantil | Maximum* |
| EnBW | Indirekt | 3,7 % | 1,3 % | 4,5 % | 2,6 % | 1,1 % |
| | Direkt | 4,4 % | 1,5 % | 5,3 % | 3,0 % | 1,3 % |
| E.ON | Indirekt | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| | Direkt | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % | 0,0 % |
| LEAG | Indirekt | 5,9 % | 2,2 % | 6,6 % | 3,7 % | 1,5 % |
| | Direkt | 5,9 % | 2,2 % | 6,7 % | 3,8 % | 1,6 % |
| RWE | Indirekt | 18,6 % | 11,2 % | 19,2 % | 12,7 % | 6,1 % |
| | Direkt | 19,6 % | 11,9 % | 20,3 % | 13,4 % | 6,4 % |
| Uniper | Indirekt | 0,2 % | 0,0 % | 0,5 % | 0,3 % | 0,2 % |
| | Direkt | 0,3 % | 0,0 % | 0,6 % | 0,3 % | 0,2 % |
| Vattenfall | Indirekt | 0,0 % | 0,0 % | 0,2 % | 0,1 % | 0,1 % |
| | Direkt | 0,0 % | 0,0 % | 0,2 % | 0,1 % | 0,1 % |

Zeitanteile für den Zeitraum 1. April 2022 bis 31. März 2023 mit RSI kleiner 1,0 für statische und situative Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials. Die oberen Werte geben eine indirekte Berücksichtigung von EEG-Strom wieder. Die unteren Werte geben als Einordnung die RSI-Werte bei direkter Berücksichtigung von EEG-Strom wider. Bei der direkten Berücksichtigung wird EEG-Erzeugung unternehmens- und viertelstundenscharf den Unternehmen zugerechnet. Bei der indirekten Berücksichtigung geht EEG-Erzeugung nur indirekt über die Residualnachfrage ein. Bei der statischen Betrachtung nimmt das 99 Prozent-Quantil ein Importpotential von 7.991 MW an; das 95 Prozent-Quantil nimmt ein Importpotential von 5.472 MW an. *Die situative Importlogik auf Grundlage von Maximalwerten wurde nur noch zu Vergleichszwecken angeführt.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis der KWEF-Daten, Daten von ENTSO-E und Daten von SMARD

IV. Return on Withholding Capacity Index (RWC)

130 Ein ergänzender Indikator, der aus der Wissenschaft und von der Monopolkommission für die Messung der Marktmacht im Stromer Absatzmarkt vorgeschlagen wurde, ist der sog. Return of Withholding Capacity Index (RWC). Dieser Index misst den Anreiz eines

Stromerzeugungsunternehmens, Kapazitäten auf dem Day-Ahead-Stromspotmarkt zurückzuhalten.⁸³ Der folgende Abschnitt stellt den RWC konzeptionell dar (1.) und erläutert die für seine empirische Schätzung benötigten Daten (2.).

1. Konzept des RWC

131 Der RWC untersucht, inwiefern ein Unternehmen einen Anreiz hat, durch Kapazitätszurückhaltung den Börsenpreis für Strom zu erhöhen. Die Profitabilität einer Kapazitätszurückhaltung wird von zwei gegenläufigen Effekten beeinflusst: Eine Zurückhaltung bewirkt zunächst einen Umsatzrückgang des zurückhaltenden Anbieters, da dieser mit der zurückgehaltenen Kapazität keinen Erlös mehr erzielt (Mengeneffekt). Zugleich kann die Verknappung des Angebots in Folge der Kapazitätszurückhaltung einen Preisanstieg zur Folge haben, da durch die Kapazitätszurückhaltung ein Kraftwerk mit höheren Grenzkosten preissetzend werden kann. Mit der verbleibenden, im Day-Ahead-Markt angebotenen Kapazität erzielen sowohl das zurückhaltende Unternehmen als auch die übrigen Kraftwerksbetreiber dann höhere Erlöse (Preiseffekt). Damit eine Kapazitätszurückhaltung profitabel ist, muss der Preiseffekt den Mengeneffekt überkompensieren. Der RWC setzt die Gegenläufigkeit dieser Effekte in ein Verhältnis und drückt sie in einem Indexwert aus.

132 Der RWC wird wie folgt definiert:

$$RWC_{i,t} = \frac{\Delta p \cdot (\text{eingesetzte Kapazität}_{i,t} - 1)}{\text{Marktpreis}_t},$$

wobei Δp die Preisveränderung als Funktion der Knappheit zum Zeitpunkt t , also die zu erwartende Änderung des Spotmarktpreises bei Zurückhaltung einer Einheit Kapazität des Anbieters i zum Zeitpunkt t angibt. Diese Preissteigerung wird multipliziert mit der eingesetzten Kapazität des Kraftwerksbetreibers i abzüglich der zurückgehaltenen Einheit. Der Zähler spiegelt daher die Änderung der Erlöse der noch laufenden Kraftwerke des Anbieters i durch die Zurückhaltung einer Stromerzeugungseinheit wider, also den Preiseffekt. Durch Division mit dem Marktpreis zum Zeitpunkt t wird der RWC mit den entgangenen Erlösen der zurückgehaltenen Einheit, also dem Mengeneffekt, normiert. Der RWC ist daher ein standardisiertes Maß für die Kompensationsmöglichkeit des

⁸³ Bataille, M., Bodnar, O., Steinmetz, A., & Thorwarth, S. (2019). Screening instruments for monitoring market power—The Return on Withholding Capacity Index (RWC). *Energy Economics*, 81, 227-237. Im Folgenden zitiert als: "Bataille *et al.* (2019)"; auch die Monopolkommission verwendet den RWC seit 2015 ergänzend zum RSI: Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015): Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 79 ff.; dies., 6. Sektorgutachten Energie (2017): Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 117 ff., 8. Sektorgutachten Energie (2021): Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen, Rn. 36 f.

durch Kapazitätszurückhaltung entgangenen Umsatzes zu einem bestimmten Zeitpunkt t .

- 133 Ein Anreiz zur Kraftwerkszurückhaltung nach RWC ist gegeben, wenn der Preiseffekt den Mengeneffekt überschreitet. Der RWC wird daher wie folgt interpretiert:

$RWC \geq 1$: Der Anbieter hat einen Anreiz Kapazitäten zurückzuhalten, da die entgangenen Umsätze durch Kapazitätszurückhaltung (über-)kompensiert werden.

- 134 $RWC < 1$: Eine Aussage ist nicht möglich, da der RWC die eingesparten variablen Kosten durch Nichteinsatz von Kraftwerkskapazitäten nicht berücksichtigt. Daher werden die Anreize einer Kapazitätszurückhaltung durch den RWC allenfalls unterschätzt. Auch bei einem $RWC < 1$ können, aufgrund der eingesparten Kosten, Anreize einer Kapazitätszurückhaltung nicht per se ausgeschlossen werden.

- 135 Wie im Abschnitt C.I.6.b) zur sachlichen Marktabgrenzung dargestellt, sind seit kurzem eine nicht mehr geringfügige Anzahl von EEG-Anlagen volatilen Marktpreisen ausgesetzt, während andere EEG-Anlagen durch die EEG-Förderung weiterhin weitestgehend von Marktpreisen isoliert werden. Generell eignen sich EEG-Anlagen unverändert nur bedingt für eine Kapazitätszurückhaltung.⁸⁴ Aufgrund ihrer niedrigen Grenzkosten und damit einhergehenden hohen Gewinnmarge ist ihre Zurückhaltung vergleichsweise teurer als die Zurückhaltung konventioneller Kraftwerke mit höheren Grenzkosten und einer niedrigeren Marge. Inwiefern EEG-Anlagen von einer Kraftwerkszurückhaltung profitieren, hängt von der Kopplung ihrer Erlöse an Marktpreise ab. Die Erlöse aus EEG-Anlagen mit einer festen Einspeisevergütung oder Anlagen in der Direktvermarktung mit einer positiven Marktprämie, bei denen also der anzulegende Wert größer als der Marktwert ist, sind von Spotmarktpreisen unabhängig. Somit profitieren diese Anlagen auch nicht von einer Kapazitätszurückhaltung. Im Gegensatz hierzu profitieren EEG-Anlagen in der Direktvermarktung, bei denen der Monatsmarktwert größer als ihr anzulegender Wert ist sowie EEG-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung und Anlagen aus den neuen Innovationsausschreibungen von einem durch Kraftwerkszurückhaltung erhöhten Spotmarktpreis.

- 136 Ohne genaue Differenzierung, ob die EEG-Anlagen eines Unternehmens von Marktpreisen isoliert sind, würde der RWC daher die tatsächlichen Anreize unter- bzw. überschätzen. Vereinfacht könnte eine hilfsweise Einbindung aller oder keiner EEG-Anlagen die Anreize nach oben und unten eingrenzen.

⁸⁴ BKartA Marktmachtbericht 2019, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie, Rn. 31; Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie 2019: Wettbewerb mit neuer Energie, Rn. 46.

2. Benötigte Datengrundlage

- 137 Die empirische Schätzung und Robustheit des RWC stellt auch im Vergleich zum RSI noch einmal vergleichsweise höhere Anforderungen an Verfügbarkeit und Güte der eingesetzten Daten. Die Schätzung des Preissteigerungspotentials zu einem bestimmten Zeitpunkt erfordert eine Schätzung der Preisveränderung Δp . Diese hängt von der Lastsituation sowie den im Markt zunehmend dargebotsabhängig verfügbaren Erzeugungskapazitäten und deren preisrelevanten Charakteristika, insbesondere ihren Grenzkosten, ab. Zur Beschreibung des Grads der Verfügbarkeit müssen Abhängigkeiten im Zeitverlauf aufgelöst werden, die sich z. B. aus technischen Restriktionen dargebotsunabhängiger Kraftwerke (Mindestbetriebszeiten, Mindeststillstandszeiten, An- und Abfahrtrampen, etc.) ergeben. Weiterhin ist die Robustheit des RWC als Marktmachtindikator davon abhängig, wie stark auf vereinfachende Annahmen zurückgegriffen wird.⁸⁵
- 138 Ebenso ist der zugrunde gelegte Kraftwerkseinsatz ein kritischer Teil der Berechnung: Wird der Ermittlung der Zurückhaltungsanreize ein nicht missbräuchliches Einsatzkalkül zu Grunde gelegt, so ist dies vom Ansatz her richtig, erfordert aber eine numerische Simulation des gesamten Kraftwerksparks auf Basis umfangreicher Datengrundlagen bzw. starker Annahmen und ist daher von Natur aus fehleranfällig.⁸⁶ Wird der Einsatz alternativ mithilfe des tatsächlich beobachteten Einsatzes abgebildet,⁸⁷ so wird der RWC anfällig für diesem realen Einsatz möglicherweise zugrundeliegende Zurückhaltungsstrategien. Der RWC bildet dann unter Umständen nicht mehr den Anreiz eines Anbieters ab von einem wettbewerblichen Verhalten abzuweichen, sondern lediglich zusätzliche Zurückhaltungsanreize.⁸⁸

3. Verhältnis zwischen RWC und RSI

- 139 Im Gegensatz zum RSI differenziert der RWC die Angebotsmenge nach ihren Grenzkosten entsprechend der Merit-Order-Kurve. Hierdurch ist der RWC grundsätzlich in der Lage, Anreize zur Ausnutzung von Preissetzungsspielräumen bei der Preisbildung über

⁸⁵ Vgl. die stark typisierende Merit Order bei Monopolkommission, 5. Sektorgutachten 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 84.

⁸⁶ Vgl. Bataille *et al.* (2019), S. 10; Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie 2017 (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 122; Bataille *et al.* (2014), S. 18 f. & 21; Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie 2015 (ehem. 71. Sondergutachten), Rn. 83.

⁸⁷ Vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie 2017 (ehem. 77. Sondergutachten), Rn. 123

⁸⁸ Hier besteht Analogie zur cellophane fallacy, die zurückgeht auf U. S. Supreme Court B. v. 11. Juni 1956, 351 U.S. 377, 76 S.Ct. 994, 100 L.Ed. 1264 - Du Pont de Nemours and Companies; vgl. Sabbatani, P., The Cellophane and Merger Guidelines Fallacies Again, Social Science Research Network (2001).

den gesamten Lastbereich, also über die gesamte Merit-Order-Kurve hinweg, aufzuzeigen. Der RWC berücksichtigt hierbei, dass bei einer Kraftwerkszurückhaltung aufgrund der Angebotsverknappung ein erhöhter Marktpreis erreicht wird, auch wenn die Erhöhung nur geringfügig hoch wäre. Damit kann der RWC insbesondere profitable Kapazitätszurückhaltungen im flachen Bereich der Merit-Order-Kurve identifizieren, wobei ein solcher Effekt konzeptionell auch auftreten könnte, wenn ein Anbieter nicht pivotal ist. In fein abgestuften Bereichen der Merit-Order-Kurve ist die Preisveränderung aber entsprechend gering; anders ist dies gegen Ende der Merit-Order-Kurve, d.h. bei stark zunehmender Knappheit. Ein Anreiz zur Kapazitätszurückhaltung zum Zeitpunkt t ist grundsätzlich vom Kraftwerkspark eines Anbieters und der übrigen, zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Kapazität abhängig.

- 140 Dagegen konzentriert sich der RSI für die Bestimmung von Marktbeherrschung konzeptionell auf solche Situationen im Markt, in denen der betrachtete Anbieter unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage ist (pivotal). Dadurch fokussiert der RSI auf Preissetzungsspielräume in Knappheitssituationen, in denen sich eine Kapazitätszurückhaltung in besonders starkem Maße preiserhöhend auswirken kann, weil in der Situation die unelastische Nachfrage preissetzend wird.
- 141 Nach derzeitiger Einschätzung des Bundeskartellamtes könnte der RWC den RSI bei einer sachgerechten Umsetzung als Screening-Instrument daher zukünftig aufgrund seiner zusätzlichen Erkenntnisse ggf. sinnvoll ergänzen.

E. Wettbewerbliche Würdigung und Perspektiven

- 142 Die vorgestellten Befunde deuten auf eine Verfestigung der Marktmacht des größten Anbieters im Stromer Absatzmarkt, RWE, hin. Signifikante Änderungen des Grades der Marktbeherrschung haben sich, trotz der Verwerfungen auf den Energiemärkten im letzten Jahr, nicht ergeben. Hintergrund dürfte sein, dass die Kapazitätsreduktionen in Folge der weiteren Kraftwerksstilllegungen Ende 2021 durch die Reaktivierungen und Laufzeitverlängerungen von Kraftwerken kompensiert worden sind. Diese befristeten Maßnahmen sollten der Dämpfung der Preisanstiege im Großhandel im Zuge des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine dienen. Die pivotalen Zeitanteile von RWE überschritten nach allen zugrunde gelegten Modellierungen des Wettbewerbspotentials aus ausländischen Kraftwerken erneut den Schwellenwert von 5 Prozent des Jahreszeitraums deutlich, ab dessen Überschreitung das Bundeskartellamt vom Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung ausgeht. Die Sensitivitätsbetrachtungen für eine Einbeziehung der gesamten EEG-geförderten Stromerzeugung ergaben den qualitativ identischen Befund.

- 143 Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Berichts sind weitere Rückbauten dargebotsunabhängiger Erzeugungskapazitäten geplant und teilweise schon erfolgt; weitere reaktivierte Reserven sollen wieder aus dem Markt austreten. Daher geht das Bundeskartellamt davon aus, dass die die inländischen Erzeugungskapazitäten, welche dem Stromer Absatzmarkt zur Verfügung stehen, wieder weiter reduziert werden. Dies dürfte zu einer weiteren Zunahme von Marktmacht der größten, verbleibenden Stromerzeuger führen. Somit erwartet das Bundeskartellamt, dass die Marktmacht von RWE perspektivisch weiter zunehmen wird, obwohl auch RWE von Kapazitätsstillegungen betroffen sein wird.
- 144 Gleichzeitig dürfte auch die Bedeutung der übrigen großen Stromerzeuger für die Deckung der Nachfrage zunehmen. So waren auch LEAG und EnBW verstärkt für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar; die beobachteten pivotalen Zeitanteile lagen aber jeweils noch überwiegend unter der Vermutungsschwelle für eine Marktbeherrschung, bei einer restriktiven Annäherung des ausländischen Wettbewerbspotentials allerdings auch schon darüber. Eine deutliche Überschreitung der Vermutungsschwelle könnte für EnBW und LEAG schon durch den letzten Schritt des Atomausstieges in diesem Jahr erfolgen. Dieser Frage kann allerdings erst im Rahmen des nächsten Marktmachtberichts vertieft analysiert und bewertet werden.
- 145 Weiter geht das Bundeskartellamt angesichts der dargestellten Entwicklungen davon aus, dass die Bedeutung ausländischer Kraftwerkskapazitäten für den deutschen Stromer Absatzmarkt schon mit den letzten beiden Schritten des Atomausstieges zugenommen hat und im Zuge des Auslaufens der Reaktivierungen von Reservekraftwerken und des weiter fortschreitenden Kohleausstieges noch weiter zunehmen wird. Folglich könnte zukünftig der Bedarf an Stromimporten und damit auch deren Umfang insbesondere dann zunehmen, wenn eine hohe Nachfrage auf eine niedrige Einspeisung aus Sonne und Wind trifft. So ließ sich schon im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr von niedrigem Niveau aus ein Anstieg der Anzahl von Viertelstunden beobachten, in denen der Strombedarf in Deutschland aus Marktkraftwerken nicht mehr ohne das Ausland hätte gedeckt werden können. Zudem ist aus Sicht des Bundeskartellamtes zu erwarten, dass die kurzfristige, teils untertägige Volatilität der Marktverhältnisse und insb. auch von Im- und Exporten in Folge des geplanten weiteren Zubaus dargebotsabhängiger Erzeugungskapazitäten weiter zunehmen wird. Der angemessenen Abbildung der Wettbewerbskräfte außerhalb des Marktgebietes wird das Bundeskartellamt daher weiterhin ein besonderes Augenmerk widmen.
- 146 Insgesamt ist daher festzuhalten, dass sich im Umfeld der jüngsten Verwerfungen im Strommarkt einerseits und der als Reaktion vorgenommenen Erweiterungen des dem

Markt zur Verfügung stehenden inländischen Kraftwerksparks andererseits die Markt-machtverhältnisse im Saldo verfestigt haben. Gegenwärtig sind aber keine Entwicklun-gen absehbar, die eine Entspannung in der Zukunft erwarten lassen. Vielmehr sprechen die seit dem 1. April 2023 vollzogenen sowie die weiteren geplanten Kraftwerksstillegun-gen dafür, dass sich die Marktmachtverhältnisse bereits weiter verschärft haben und in absehbarer Zukunft tendenziell noch weiter verschärfen werden. Vor diesem Hinter-ground wird das Bundeskartellamt auch den nächsten Marktmachtbericht vor der gesetz-lichen vorgesehenen Regelfrist von zwei Jahren vorlegen.