

Marktmacht in der Stromwirtschaft: Mehr Wettbewerb durch Zukunftstechnologien?

Melani Dumancic, Wien

A. Einleitung

In unterschiedlichsten Bereichen der Gesellschaft wird zur Erreichung der Klimaneutralität auf Strom als Energiequelle gesetzt. So wird Strom in Zukunft etwa für den Antrieb von Kraftfahrzeugen, die Produktion von Wasserstoff als Ersatz für Gas und insbesondere auch im Hinblick auf die zunehmende Digitalisierung benötigt. Klimaneutral kann dies aber nur sein, wenn auch bei der Stromproduktion keine Luftschadstoffe ausgestoßen werden. Der Wandel unserer Wirtschaft zur Klimaneutralität ist also entscheidend davon abhängig, dass die Stromerzeugung nachhaltig wird. Dies gelingt nur durch den Einsatz von erneuerbaren Energien, wie Wasser-, Wind- und Sonnenkraft sowie Biomasse. Kraftwerke, die erneuerbare Energien zur Stromerzeugung nutzen (Erneuerbare-Energien-Anlagen) sind daher für die Erreichung der Klimaneutralität bei gleichzeitiger Stromversorgungssicherheit unerlässlich. Sie sind eine bedeutende Zukunftstechnologie.

Der Stromsektor wurde vor über 20 Jahren liberalisiert.¹ Das Ziel war die Schaffung eines europäischen Binnenmarkts für Strom mit funktionierendem Wettbewerb.² Das Entstehen wettbewerbsfähiger Märkte schritt jedoch nur hinkend voran. Die Marktmacht ehemaliger Monopolisten und die Besonderheiten des Strommarkts, insbesondere das Bestehen hoher Markt-zutrittsschranken, verhinderten Wettbewerb durch neue Akteure.³ Weitere EU-Liberalisierungspakete und der effektive Einsatz von Kartellrecht konn-

1 Für einen Überblick über die geschichtliche Entwicklung vgl. J.-P. Schneider in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 5. Aufl., München 2021, § 2 Rn. 33 ff.

2 ErwGr. 4, 9 RL 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt [1997] ABl. L 27, S. 20.

3 Vgl. ErwGr. 2 RL 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt [2003] ABl. L 176,

ten jedoch nach und nach mehr Wettbewerb auf den Strommärkten schaffen.⁴

Diesen Prozess begünstigte der verstärkte Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen, der zu einem Abbau von Markt-zutrittsschranken führte. Aufgrund ihrer volatilen Stromerzeugung begünstigen Erneuerbare-Energien-Anlagen aber auch die Markstellung der Betreiber konventioneller, flexibler Kraftwerke. Vor diesem Hintergrund geht der vorliegende Beitrag der Frage nach, wie der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen, mit einem Fokus auf Windkraft- und Photovoltaikanlagen, die Marktmacht am Strommarkt beeinflusst hat. Nach einer Einführung in die Funktionsweise und wettbewerblichen Besonderheiten der Stromwirtschaft (B.), werden die Faktoren zur Beurteilung von Marktmacht dargestellt (C.). Daran anschließend wird erörtert, wie Erneuerbare-Energien-Anlagen diese Marktmachtfaktoren verändern und vor welche Herausforderungen sie den Stromsektor stellen (D.). Eine Möglichkeit, diesen Herausforderungen zu begegnen, sind virtuelle Kraftwerke. Diese tragen ebenfalls zum Abbau von Marktmacht bei (E.), bringen aber auch (neue) kartellrechtliche Fragestellungen mit sich (F.). Der Fokus liegt auf den Strommärkten in Deutschland und Österreich sowie europäischem, deutschem und österreichischem Kartellrecht.

B. Der Strommarkt: Ein Markt mit besonderen Eigenschaften

I. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte des Stromflusses

Grundlage für die kartellrechtliche Analyse von Zukunftstechnologien im Strommarkt ist das Verständnis von der Funktionsweise des Stromsektors.⁵

S. 37; BNetzA/BKartA, Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel, 2019, Rn. 46.

4 So etwa Deutscher Stromgroßhandelsmarkt, Regelenergiemarkt (COMP/39.388 und 39.389) Entscheidung der Kommission [2008] ABl. C 146 mit der sich E.ON verpflichtete, sein Übertragungsnetz und einen erheblichen Teil seiner Erzeugungskapazitäten zu veräußern. Vgl. auch M. Schulz, Kartellrecht als Regulierungsinstrument, Köln 2018.

5 Für eine Einleitung in die Funktionsweise des Stromsektors vgl. M. Linnemann, Energiewirtschaft für (Quer-) Einsteiger, Wiesbaden 2021; vgl. weiter A. Löschel/D. Rübelke/W. Ströbele/W. Pfaffenberger/M. Heuterkes, Energiewirtschaft, 4. Aufl., Oldenbourg 2020, S. 307 ff.; L. Meeus, The Evolution of Electricity Markets in Europe, Cheltenham, Mass.: Edward Elgar Publishing 2020; S. Storr, Energierecht – Eine Einführung für Ausbildung und Praxis, Wien 2022, S. 1 ff., 121 ff., 225 ff.

Beim Weg des Stroms vom Kraftwerk in die Steckdose sind zwei Teilsysteme zu unterscheiden: einerseits der physische Weg, andererseits der wirtschaftliche Weg.⁶ Der physische Weg beschreibt den tatsächlichen Fluss von Strom. Dieser wird in Kraftwerken produziert und danach in das Stromnetz eingespeist. Der Strom fließt dann im Übertragungs-⁷ und Verteilnetz⁸ zu den Stromverbrauchern, die ebenfalls am Netz angeschlossen sind.

Komplizierter ist der wirtschaftliche Weg: der Handel mit Strom. Stromerzeuger können ihren Strom über verschiedene Wege vermarkten. Auf der einen Seite können sie ihren Strom direkt an die Stromverbraucher veräußern. Auf der anderen Seite können sie ihren Strom über den Stromgroßhandelsmarkt an andere Marktteilnehmer verkaufen. Diese Marktteilnehmer sind Stromhändler, -versorger oder -weiterverteiler, etwa Stadtwerke. Auch am Stromgroßhandelsmarkt wird der überwiegende Teil des Stroms mittels bilateraler Verträge verkauft. Das wird OTC-Handel (Over-the-Counter) genannt.⁹ Hinzu kommt der Handel über die Strombörsen. Der langfristige Handel an der Strombörsen ist der Terminmarkt, an dem Verträge mit Laufzeiten von einigen Wochen bis zu sechs Jahren gehandelt werden.¹⁰ Der Spotmarkt ist der kurzfristige Handel an der Strombörsen. Hier wird zwischen Day-Ahead- und Intraday-Handel unterschieden. Im Day-Ahead-Handel werden mittels einer Auktion Verträge über die stündliche Lieferung von Strom für den nächsten Tag abgeschlossen. Der Intraday-Handel ist der spontane Handel für die Lieferung von Strom noch am selben Tag.¹¹ Die Akteure am Stromgroßhandelsmarkt verkaufen den Strom dann wiederum im Stromeinzelhandel an die Endverbraucher.

Die Lieferung von Strom ist ferner leitungsgebunden, das heißt Strom kann nur über Stromnetze transportiert werden.¹² In diesen Stromnetzen muss nach den Gesetzen der Physik immer ein Gleichgewicht zwischen einge-

6 Löscher/Rübelke/Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes, Energiewirtschaft (Fn. 5), S. 308.

7 Höchstspannungsnetz, 220 oder 380 kV.

8 Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetz, 230 V bis 150 kV.

9 M. Czakainski/F. Lamprecht/M. Rosen, Energiehandel und Energiemärkte, Essen 2010, S. 19.

10 Storr, Energierecht (Fn. 5), S. 228.

11 Linnemann, Energiewirtschaft (Fn. 5), S. 135 f.; Czakainski/Lamprecht/Rosen, Energiehandel (Fn. 9), S. 39.

12 C. Theobald/C. Theobald, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, 3. Aufl., München 2013, S. 14.

speistem und entnommenem Strom bestehen.¹³ Hinzu kommt, dass Strom nicht in großen Mengen wirtschaftlich speicherbar ist.¹⁴ Deswegen müssen sich die Erzeugung und der Verbrauch von Strom zu jeder Tageszeit entsprechen, da die Stromnetze ansonsten zu versagen drohen und Blackouts auftreten können.

Seit der Liberalisierung des Strommarkts wurden verschiedene rechtliche und technische Mechanismen eingeführt, um einen Kollaps der Stromnetze zu verhindern.¹⁵ So müssen neben den Netzbetreibern auch die Stromversorger zu einem Gleichgewicht im Stromnetz beitragen. Dies wird sichergestellt, indem jeder Stromversorger für mindestens ein virtuelles Energiemengenkonto, in Deutschland Bilanzkreis¹⁶ und in Österreich Bilanzgruppe¹⁷ genannt, verantwortlich ist. In einem Bilanzkreis wird einerseits abgebildet, wie viel Strom der Stromversorger in das Netz einspeist. Hierzu zählen sowohl die Erzeugung von Strom als auch die im Handel eingekaufte Menge. Andererseits sind alle Entnahmen – der Verbrauch der Kunden dieses Stromversorgers und die im Handel verkaufte Menge – abgebildet. Die beiden Seiten müssen immer ausgeglichen sein. Der Verbrauch und die Erzeugung können sich jedoch jederzeit ändern. Die Stromversorger müssen dann kurzfristig wieder ein Gleichgewicht herstellen. Haben sie zu wenig Strom im Bilanzkreis, können sie entweder selbst kurzfristig mehr Strom erzeugen oder den Strom an der Börse einkaufen. Haben sie zu viel Strom in ihrem Bilanzkreis, können sie den überschüssigen Strom an der Börse verkaufen. Um sicherzustellen, dass diese Verpflichtungen auch tatsächlich eingehalten werden und der Bilanzkreis ausgeglichen ist, müssen die Stromversorger bei Verletzung ihrer Pflicht zur Herstellung des Gleichgewichts von Aus- und Einspeisung teure Ausgleichsenergie zukaufen.¹⁸ Die

13 A. Ockenfels/M. O. Bettzüge, Wettbewerb in den nicht-regulierten Stufen der Strom- und Gasmärkte, in: J. Baur/P. Salje/M. Schmidt-Preuß (Hrsg.), Regulierung in der Energiewirtschaft, 2. Aufl., Köln 2016, Rn. 7.

14 P. Zweifel/A. Praktiknjø/G. Erdmann, Energy Economics, Berlin 2017, S. 273.

15 Dazu zählen etwa der Regelenergiemarkt oder Redispatch-Maßnahmen, vgl. *Theobald/Theobald*, Grundzüge (Fn. 12), S. 220 ff.

16 § 3 Nr. 10d Energiewirtschaftsgesetz, BGBl. I S. 3621/1970.

17 §§ 85 ff. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010), BGBl. I 110/2010.

18 Für Deutschland vgl. §§ 4 ff. Stromnetzzugangsverordnung, BGBl. I S. 2243/2005; für Österreich vgl. §§ 23, 85 ff. ElWOG 2010.

Übertragungsnetzbetreiber sorgen dafür, dass alle Bilanzkreise innerhalb ihres Übertragungsnetzgebiets ausgeglichen sind.¹⁹

Zuletzt sind die Merit-Order und die Preisbildung an der Strombörse zu erläutern. Im Day-Ahead-Handel bietet jeder Stromerzeuger die Lieferung einer bestimmten Menge Strom für jede Stunde oder für Stundenblöcke des darauffolgenden Tags zu einem bestimmten Preis pro MWh an. Maßgeblich für den Preis sind die Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazität und die kurzfristigen Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks.²⁰ Der Betreiber der Strombörse reiht die Angebote nach dem angebotenen Preis. Diese Reihung ist die Merit-Order. Die Erzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ist am billigsten, Gas am teuersten.²¹ Wie hoch der Preis ist, bestimmt sich nun nach der Nachfrage. Für die Deckung der Nachfrage werden zuerst die günstigsten Anlagen eingesetzt. Genügen diese nicht, um die Nachfrage zu decken, kommen Atomkraftwerke, Kohlekraftwerke und zum Schluss Gaskraftwerke an die Reihe. Der Preis ist so hoch wie der Preis desjenigen Kraftwerks, dessen Kapazität noch notwendig ist, um die Nachfrage nach der letzten MWh zu decken (Grenzkraftwerk). Erhöht sich die Nachfrage bei gleichbleibendem Angebot, wird der Preis höher. Wird weniger angeboten bei gleichbleibender Nachfrage, wird der Preis auch höher. Jeder Stromerzeuger, dessen Kapazität für die Deckung der Nachfrage in Anspruch genommen wird, erhält denselben Preis für seinen Strom (markträumender Gleichgewichtspreis). Das bedeutet Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten, etwa Laufwasserkraftwerke, erhalten denselben Preis wie Kraftwerke mit hohen Grenzkosten und haben entsprechend höhere Gewinnmargen.²² Dieser markträumende Gleichgewichtspreis ist für den gesamten Stromsektor bedeutsam, da er auch außerhalb des Börsenhandels den maßgeblichen Referenzpunkt darstellt.²³

19 Für eine ausführliche Erklärung zu Bilanzkreisen und -gruppen vgl. R. Pirstner-Ebner, Energierecht, Wien 2020, S. 72 f.; A. Lüdtke-Handjery in: C. Theobald/J. Kühling (Hrsg.), Energierecht, I19. EL, München 2023, StromNZV § 5 Rn. 1 ff.

20 T. Heymann, Der Strommarkt 2.0 im Lichte des europäischen und deutschen (Wettbewerbs) Rechts, Baden-Baden 2019, S. 45 f.

21 Storr, Energierecht (Fn. 5), S. 226 f.

22 F. J. Säcker, Marktbegrenzung, Marktbeherrschung, Markttransparenz und Machtmissbrauch auf den Großhandelsmärkten für Elektrizität, Frankfurt a. M. 2011, S. 119.

23 Ockenfels/Bettzüge, Wettbewerb (Fn. 13), Rn. 11.

II. Wettbewerbliche Besonderheiten des Strommarkts im Vergleich mit herkömmlichen Märkten

Der Stromsektor funktioniert also in vielerlei Hinsicht anders als andere Märkte. Daraus ergeben sich einige Besonderheiten für den Wettbewerb.

Strom ist ein homogenes Produkt, dessen wichtigster Wettbewerbsparameter der Preis ist.²⁴ Unternehmen können deswegen nur beschränkt mittels Innovation Wettbewerbsdruck aufeinander ausüben. Darüber hinaus ist die Nachfrage nach Strom kurzfristig unelastisch.²⁵ Da der Strombedarf auf kurze Sicht nur eingeschränkt erhöht oder verringert werden kann, haben kurzfristige Strompreisschwankungen keine Auswirkungen auf die Nachfrage.

Die Ausübung von Marktmacht am Stromerzeugungsmarkt kann sich durch Kapazitätszurückhaltungen äußern.²⁶ Durch die Zurückhaltung von Erzeugungskapazität (Verknappung des Angebots) erhöht sich bei gleichbleibender Nachfrage der Preis. Wird die Kapazität eines Grenzkraftwerks nicht angeboten, müssen die nächstteureren Kraftwerke herangezogen werden, wodurch der markträumende Gleichgewichtspreis höher wird. Eine solche Zurückhaltung kann physisch oder wirtschaftlich erfolgen. Physische Kapazitätszurückhaltung bedeutet, dass das Kraftwerk dem Markt vorenthalten wird, obwohl es profitabel hätte angeboten werden können. Bei einer wirtschaftlichen Kapazitätszurückhaltung wird die Kapazität zwar angeboten, jedoch zu einem Preis, der deutlich über den Grenzkosten und damit dem markträumenden Gleichgewichtspreis liegt.²⁷ Diese Strategie ist für einen Stromerzeuger nur dann profitabel, wenn er mit der angebotenen Leistung anderer Kraftwerke von dem höheren Preis profitieren kann und die erhöhte Einnahmequelle den Ausfall der Kapazität kompensiert.²⁸ Begünstigt wird dieses Vorgehen durch die kurzfristig unelastische Nachfrage, die auf den kurzfristigen, potentiell substantiellen Preisanstieg nur mit sehr geringen Nachfragerückgängen reagiert.²⁹ Die Analyse von Marktmacht

24 Löschel/Rübelke/Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes, Energiewirtschaft (Fn. 5), S. 341.

25 Löschel/Rübelke/Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes, Energiewirtschaft (Fn. 5), S. 350 ff.; Ockenfels/Bettzüge, Wettbewerb (Fn. 13), Rn. 8.

26 Ockenfels/Bettzüge, Wettbewerb (Fn. 13), Rn. 25 ff.; Monopolkommission, Sondergutachten 54: Strom und Gas 2009, Rn. 180.

27 Säcker, Marktabgrenzung (Fn. 22), S. 120.

28 Monopolkommission, Sondergutachten 54 (Fn. 26), Rn. 175.

29 Monopolkommission, Sondergutachten 54 (Fn. 26), Rn. 175.

im Strommarkt geht also auch immer der Frage nach, ob Stromerzeuger Anreize haben, Kapazitäten vom Markt zurückzuhalten.³⁰

C. Faktoren zur Beurteilung von Marktmacht im Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt

Nach einer kurzen Einführung in das Konzept der Marktmacht, werden in diesem Kapitel die Faktoren vorgestellt, die regelmäßig zur Beurteilung von Marktmacht im Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt herangezogen werden. Hierfür wird primär auf die Rechtsprechungspraxis der Europäischen Kommission und des Bundeskartellamts (BKartA) zurückgegriffen.

Marktmacht und die damit einhergehenden Ineffizienzen sind das wesentliche Anliegen des Kartellrechts.³¹ Der Europäische Gerichtshof (EuGH) und die Europäische Kommission definieren Marktmacht aus kartellrechtlicher Sicht als die Fähigkeit des Unternehmens, sich unabhängig von anderen Marktteilnehmern zu verhalten.³² Der Wettbewerb kann seine disziplinierende Wirkung auf marktmächtige Unternehmen nicht oder nur beschränkt ausüben. Deswegen wird wettbewerblich relevantes Verhalten von marktmächtigen Unternehmen durch das Kartellrecht besonders kritisch beurteilt.

Marktmacht kann immer nur auf einem bestimmten Markt bestehen.³³ Da dieser Beitrag die Marktmacht von Stromerzeugern behandelt, wird, der ständigen Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission folgend, ein Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt abgegrenzt, der die Produktion und den Import von Strom und die Vermarktung an Stromweiterverteiler und -händler umfasst.³⁴ Dieser Markt wird grundsätzlich national abge-

30 Vgl. etwa das Verfahren der Kommission gegen E.ON wegen ebendieser Praktik, *Deutscher Stromgroßhandelsmarkt, Regelenergiemarkt* (Fn. 4), Rn. 28 ff.; vlg. auch *GDF Suez/International Power* (COMP/M.5978) Entscheidung der Kommission [2011] ABl. C 60, Rn. 79 ff.

31 Vgl. nur *R. van den Bergh*, Comparative Competition Law and Economics, Cheltenham, UK: Edward Elgar 2017, S. 124.

32 Statt vieler EuGH Rs. 27/76, *United Brands*, ECLI:EU:C:1978:22, Rn. 63/66.

33 C. Jung in: E. Grabitz/M. Hilf/M. Nettessheim (Hrsg.), Das Recht der EU, 78. EL, München 2023, AEUV Art. 102 Rn. 33.

34 *RWE/E.ON Assets* (M.8871) Entscheidung der Kommission [2019] ABl. C 111, Rn. 13; *Sydkraft/Graninge* (COMP/M.3268) Entscheidung der Kommission [2003] ABl. C 297, Rn. 19.

grenzt, mit der Ausnahme von Deutschland und Luxemburg, die einem gemeinsamen geographischen Markt angehören.³⁵

Die Faktoren, die Marktmacht beeinflussen können, sind vielfältig und je nach Markt unterschiedlich. Für die Zwecke dieser Untersuchung wurden die im Stromsektor besonders relevanten Faktoren ausgewählt und in zwei Gruppen zusammengefasst. Einerseits gibt es marktbezogene Marktmachtfaktoren, die sich aufgrund der Eigenschaften des Markts und dessen besonderer Struktur ergeben. Andererseits kann man unternehmensbezogene Marktmachtfaktoren feststellen, die aus der Marktposition und den Eigenschaften der jeweiligen Unternehmen resultieren.

I. Marktbezogene Marktmachtfaktoren der stromerzeugenden Unternehmen

1. Marktanteile als Indikator für Marktmacht

Ausgangspunkt der kartellrechtlichen Analyse von Marktmacht ist in der Regel der Marktanteil.³⁶ Marktanteile stellen den prozentuellen Anteil des Umsatzes eines Unternehmens am mengenmäßigen oder wertmäßigen Gesamtvolumen eines Markts dar. Im Bereich der Stromerzeugung kann der Marktanteil kapazitäts-, mengen- oder wertbezogen berechnet werden. Am aussagekräftigsten ist eine Berechnung nach tatsächlichen Erzeugungsmengen.³⁷

35 So etwa in *Verbund/Energie Allianz* (COMP/M.2947) Entscheidung der Kommission [2003] ABl. L 92, Rn. 57; *Edison/Hellenic Petroleum JV* (COMP/M.5249) Entscheidung der Kommission [2008] ABl. C 255, Rn. 13; *RWE/E.ON Assets* (Fn. 34), Rn. 17 f.; *RWE/Newco Eemshaven* (M.10713) Entscheidung der Kommission [2022] ABl. C 30, Rn. 16; vgl. auch A. Godde, Marktabgrenzung im Stromsektor, Baden-Baden 2013, S. 264, 269; S. Klaue/H.-P. Schwintowski, Die Abgrenzung des räumlich-relevanten Marktes bei Strom und Gas nach deutschem und europäischem Kartellrecht, BB-Special 2/2010, 1 (5).

36 Kommission, Erläuterungen zu den Prioritäten der Kommission bei der Anwendung von Artikel 82 des EG-Vertrags auf Fälle von Behinderungsmissbrauch durch marktbeherrschende Unternehmen [2009] ABl. C 45, S. 7, Rn. 13; BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2021 (Marktmachbericht), 2022, Rn. 51, 70.

37 BKartA, Marktmachbericht 2021 (Fn. 36), Rn. 70 f.; vgl. etwa BEH Electricity (AT.39767) Entscheidung der Kommission [2015] ABl. C 334, Rn. 39; RWE/Stadtwerke Unna (B8–94/II) Beschluss des BKartA [2011], Rn. 42 ff.

Ab welchem Prozentsatz ein Unternehmen über Marktmacht verfügt, kann nicht eindeutig festgelegt werden und muss immer im Einzelfall aufgrund der sonstigen Marktgegebenheiten analysiert werden. Je höher die Marktanteile sind, umso höher ist auch die Marktmacht des Unternehmens. Laut einer Studie im Auftrag der Europäischen Kommission ist ein Marktanteil von mehr als 20 % bereits Grund zur Sorge.³⁸

2. Wettbewerber mit Ausübung tatsächlichen Wettbewerbsdrucks

In der Regel geht der bedeutendste Wettbewerbsdruck für Unternehmen von ihren schon bestehenden Wettbewerbern aus. Deren Marktstellung ist für die Analyse von Marktmacht unerlässlich. Primär entscheidend ist, wie hoch der Marktanteil der Wettbewerber ist und wie die verschiedenen Marktanteile zueinander stehen. Je höher die Marktanteile der Wettbewerber sind und je geringer der Abstand zwischen den Marktanteilen ist, umso größeren Wettbewerbsdruck können die Unternehmen aufeinander ausüben.³⁹

Das Verhalten von Unternehmen wird von ihren Wettbewerbern beobachtet und gegebenenfalls wettbewerblich sanktioniert. Dies funktioniert regelmäßig so, dass die Wettbewerber bei einem Preisanstieg durch ein Unternehmen ihre Preise entweder beibehalten oder weniger stark anheben. Dadurch wechseln die Kunden zu den günstigeren Wettbewerbern und ein Preisanstieg hat keine wirtschaftlichen Vorteile für das Unternehmen. Aufgrund des Merit-Order-Systems im Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt funktioniert die Sanktionierung anders. Hält ein Stromerzeuger seine Stromproduktion zurück, um den Preis in die Höhe zu treiben, können seine Wettbewerber ihre Stromproduktion erhöhen und diese Preisstrategie vereiteln. Wie hoch der Wettbewerbsdruck ist, der von anderen Stromerzeugern ausgeht, hängt also nicht alleine von den jeweiligen Marktanteilen ab. Entscheidend ist insbesondere auch, ob die Wettbewerber Kapazitäten haben, mit denen sie die mit der Kapazitätszurückhaltung verfolgte Preisstrategie vereiteln können, insbesondere flexible Kraftwerke.⁴⁰

38 Kommission, The economic impact of enforcement of competition policies on the functioning of EU energy markets, 2016, S. 19.

39 Vgl. Jung (Fn. 33), AEUV Art. 102 Rn. 91.

40 Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten 54 (Fn. 26), Rn. 174.

3. Marktzutrittsschranken behindern den Markteintritt neuer Wettbewerber

Wettbewerbsdruck kann auch von Unternehmen ausgehen, die bisher nicht am Strommarkt tätig waren. Ist es diesen relativ schnell möglich, in den Markt einzutreten, üben auch sie Wettbewerbsdruck aus und die Marktmacht ist entsprechend geringer. Das Vorhandensein von Marktzutrittsschranken verhindert oder verlangsamt den Eintritt neuer Wettbewerber in den Markt und erhöht dementsprechend die vorhandene Marktmacht.⁴¹

Die Europäische Kommission hat wiederholt festgestellt, dass es am Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt hohe Marktzutrittsschranken gibt.⁴² Regulatorische Hindernisse bestehen in den Bau- und sonstigen Genehmigungen, die für die Errichtung neuer Kraftwerke eingeholt werden müssen. Um in den Markt für die Stromerzeugung eintreten zu können, müssen erhebliche Anfangsinvestitionen für den Bau von neuen Kraftwerken getätigt werden, die mit langen Amortisationszeiträumen verbunden sind.⁴³

Nach Errichtung des Kraftwerks muss der erzeugte Strom entsprechend vermarktet werden. Für die Teilnahme am Börsenhandel ist ein gewisses technisches Know-how erforderlich. Soll der Strom nicht über die Strombörsen gehandelt werden, müssen alternative Vertriebswege in bilateralen Verhandlungen oder über Stromdienstleister gefunden werden. Hinzu kommt die Verantwortlichkeit für einen eigenen Bilanzkreis.⁴⁴ In diesem Zusammenhang haben bestehende Marktteilnehmer erhebliche Vorteile, da sie in der Regel bereits über das notwendige Know-how und entsprechende Vertriebswege verfügen.

Hinzu kommen besondere Marktzutrittsschranken für konventionelle Kraftwerke. In Deutschland dürfen Kernkraftwerke nicht mehr zugebaut

41 A. Fuchs in: U. Immenga/E.-J. Mestmäcker (Hrsg.), *Wettbewerbsrecht*, Bd. I, 6. Aufl., München 2019, AEUV Art. 102 Rn. 97 ff.

42 *EDF/EnBW* (COMP/M.1853) Entscheidung der Kommission [2001] ABl. L 59, Rn. 32 ff.; *Verbund/Energie Allianz* (Fn. 35), Rn. 65 ff.; *E.ON/Fortum* (COMP/M.3173) Entscheidung der Kommission [2003] ABl. C 157, Rn. 9; *RWE/Essent* (COMP/M.5467) Entscheidung der Kommission [2009] ABl. C 222, Rn. 239.

43 Vgl. *European Parliament*, *Competition Policy and an Internal Energy Market*, PE 607.327, 2017, S. 27; *Deutscher Stromgroßhandelsmarkt, Regelenergiemarkt* (Fn. 4), Rn. 21.

44 *Verbund/Energie Allianz* (Fn. 35), Rn. 71, 119.

werden,⁴⁵ in Österreich wurde noch nie ein Atomkraftwerk in Betrieb genommen.⁴⁶ Das Potenzial zum Ausbau von Wasserkraftwerken ist erheblich eingeschränkt, da der Großteil der vorhandenen Ressourcen bereits ausgeschöpft ist. So ist in Österreich über 70 % des Wasserkraft-Potenzials in Fließgewässern ausgebaut;⁴⁷ in Deutschland sind es 80 %.⁴⁸ Die Braunkohletagebaureviere sind vollständig in der Hand von RWE, Vattenfall und E.ON.⁴⁹ In Österreich ist seit 2020 kein Kohlekraftwerk mehr in Betrieb.⁵⁰ Seit dem beschlossenen Kohleausstieg Deutschlands 2020 ist der Bau neuer Stein- und Braunkohleanlagen verboten.⁵¹ Ein Zubau konventioneller Kraftwerke, mit Ausnahme von Gaskraftwerken, ist also schon aufgrund natürlicher und rechtlicher Gegebenheiten nicht möglich.

4. Grenzüberschreitender Stromhandel übt Wettbewerbsdruck aus

Spürbaren Wettbewerbsdruck können auch Stromim- und -exporte ausüben. Aufgrund nicht ausreichend ausgebauter Grenzkuppelstellenkapazität werden keine räumlich relevanten Märkte, die größer als der deutsch-österreichische Markt sind, abgegrenzt.⁵² Nichtsdestotrotz wird zunehmend Handel zwischen den nationalen Stromerzeugungsmärkten betrieben. Steigt der Preis an einem Markt, etwa durch Kapazitätszurückhaltungen, führt dies, bei vorhandener Grenzkuppelstellenkapazität, zu einem verstärkten Import von Strom. Dadurch wird der Preiseffekt wieder abgeschwächt.⁵³

45 § 7 Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren, BGBl. I S. 814/1959.

46 Vgl. § 2 Bundesverfassungsgesetz für ein atomfreies Österreich, BGBl. I 149/1999.

47 Umweltdachverband, Aktuelle Wasserkraftwerkspläne in Österreich, 2017.

48 Umweltbundesamt, Nutzung von Flüssen: Wasserkraft, 2019.

49 C. Lang, Marktmacht und Marktmachtmessung im deutschen Großhandelsmarkt für Strom, Wiesbaden 2007, S. 2.

50 S. Grasel, Das letzte Kohlekraftwerk Österreichs ist Geschichte. Energie aus Kohle aber nicht., Trendingtopics 2020.

51 § 53 Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, BGBl. I S. 1818/2020.

52 Die Europäische Kommission grenzt die europäischen Stromerzeugungsmärkte regelmäßig als nationale Märkte ab, C. König, Engpassmanagement in der deutschen und europäischen Elektrizitätsversorgung, Baden-Baden 2013, S. 341 ff.; vgl. weiters L. Sandberg/L. Davies, The relevant geographic market – Electricity, in: L. Hancher/C. Jones (Hrsg.), EU Competition Law and Energy Markets, 4. Aufl., Deventer, NL: Claeys & Casteels 2019, Rn. 2.110.

53 Vgl. auch Monopolkommission, Sondergutachten 54 (Fn. 26), Rn. 333; BKartA, Marktmachtbericht 2021 (Fn. 36), Rn. 85.

II. Unternehmensbezogene Marktmachtfaktoren begünstigen etablierte Stromerzeuger

Obwohl Strom ein homogenes Produkt ist, ist Stromerzeugung nicht gleich Stromerzeugung. Gewisse organisations- und größenbezogene Faktoren von Unternehmen begünstigen eine marktmächtige Stellung ihrerseits.

Hierzu gehört zunächst ein *vorteilhaftes Kraftwerkspfolio*. Die einzelnen Kraftwerke produzieren Strom zu unterschiedlichen Grenzkosten und mit verschieden hoher Flexibilität.⁵⁴ So haben Gaskraftwerke die höchsten Grenzkosten, sind aber am flexibelsten. Atomkraftwerke haben sehr niedrige Grenzkosten, ihre Stromproduktion kann jedoch nicht kurzfristig auf- oder abgeregelt werden, sondern ist immer konstant. Pumpspeicherkraftwerke sind äußerst flexibel und können mit niedrigeren Kosten Strom speichern und produzieren. Laufwasserkraftwerke bieten eine konstante Stromerzeugung zu niedrigen Kosten. Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind in der Erzeugung unflexibel, produzieren jedoch den kostengünstigsten Strom. Ein Unternehmen, das in seinem Portfolio möglichst viele verschiedene Kraftwerke hat, kann sowohl die Kosten- als auch die Flexibilitätsvorteile nutzen. In Spitzenlastzeiten können sie mit ihren flexiblen Kraftwerken von hoher Nachfrage und entsprechend hohen Preisen profitieren. Insbesondere können nur für solche Stromerzeuger Kapazitätszurückhalungen eine sinnvolle Strategie sein.⁵⁵ Sie können etwa die Kapazität von Grenzkraftwerken zurückhalten und mit ihren günstigen Kraftwerken umso mehr von dem resultierenden Preisanstieg profitieren. In Deutschland haben die großen Stromerzeuger traditionell eine solche breite Angebotspalette.⁵⁶

Stromerzeuger mit vielen Kunden und Kraftwerksarten können in Bezug auf die Kosten für ihren Bilanzkreis von *Skaleneffekten* profitieren. Der Strombedarf der vielen Kunden und der flexible Einsatz der eigenen Kraftwerke führen dazu, dass sich der Bilanzkreis des Stromlieferanten selbstständig ausgleicht und entsprechend die Kosten für Ausgleichsenergie reduziert.⁵⁷ In der Vergangenheit haben außerdem das Vorhandensein von

54 Vgl. die Übersicht bei *European Parliament, Competition policy* (Fn. 43), S. 26.

55 Vgl. *Monopolkommission, Sondergutachten 54* (Fn. 26), Rn. 175.

56 *Monopolkommission, Sondergutachten 54* (Fn. 26), Rn. 175.

57 C. Jones, Merger control in the electricity and gas sectors, in: L. Hancher/C. Jones (Fn. 52), Rn. 4.158.

weitreichenden *Kapitalverflechtungen* und *vertikaler Integration* zum Be-fund von Marktmacht geführt.⁵⁸

III. Residual Supply Index: ein besonderer Ansatz für Stromerzeugung

Das BKartA verwendet in ständiger Praxis den Residual Supply Index (RSI) als Hilfsmittel zur Ermittlung von Marktmacht im Stromerstabsatzmarkt.⁵⁹ Der Index gibt an, ob die im Markt verbleibende Kapazität, wenn ein Unternehmen ausfällt, ausreicht, um die Gesamtnachfrage zu decken. Ist das nicht der Fall, ist das Unternehmen ein unverzichtbarer Anbieter. Ist das Unternehmen in mehr als 5 % der gemessenen Zeiträume unverzichtbar, wird angenommen, dass es über eine marktbeherrschende Stellung verfügt.⁶⁰ In den Jahren 2007 und 2008 waren die vier größten deutschen Stromerzeuger (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW) in deutlich mehr als 5 % der Zeit unverzichtbar und damit marktmächtig.⁶¹

D. Erneuerbare-Energien-Anlagen und ihr Einfluss auf die Marktmacht von Stromerzeugern

In diesem Kapitel wird aufgezeigt, wie sich der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf die verschiedenen Marktmachtfaktoren auswirkt und vor welche Herausforderungen sie die Stromwirtschaft stellen.

58 So etwa in *Deutscher Stromgroßhandelsmarkt, Regelenergiemarkt* (Fn. 4), Rn. 17; vgl. auch *Kommission, Inquiry* (Fn. 44), Rn. 449 ff.

59 Zum ersten Mal in *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, 2011 angewendet und wird auch weiterhin eingesetzt, vgl. *BNetzA/BKartA*, Leitfaden (Fn. 3), Rn. 45 ff. Das BKartA grenzt den relevanten Markt der Stromerzeugung ohne die Erneuerbare-Energien-Anlagen, die dem EEG unterfallen, ab. Da diese aber indirekt in die RSI-Analyse miteinfließen, hat dieser für den gesamten Stromerzeugung- und -großhandelsmarkt Aussagekraft, vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung (Fn. 59), S. 103.

60 *BKartA*, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2022 (Marktmachtbericht), 2023, Rn. 93.

61 *BKartA*, Sektoruntersuchung (Fn. 59), S. 105.

I. Positive Auswirkungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf den Wettbewerb

Der Einsatz von Erneuerbare-Energien-Anlagen hat vorhandene *Marktzutrittsschranken* erheblich gesenkt und den Markteintritt neuer Wettbewerber begünstigt. Primär ist dies durch die staatliche Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen geschehen. Dies war eine bewusste politische Entscheidung für den Ausbau dieser Kraftwerksarten, der vom Markt alleine nicht gestemmt hätte werden können. In Deutschland⁶² wird der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen unter anderem durch die Verpflichtungen der Netzbetreiber, die Anlagen an das Netz anzuschließen⁶³ und den gesamten produzierten Strom abzunehmen,⁶⁴ sowie durch ein garantiertes Entgelt für den produzierten Strom⁶⁵ gefördert. In Österreich wurde 2021 das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)⁶⁶ eingeführt, das Erneuerbare-Energien-Anlagen durch die Zahlung von Marktpreisen⁶⁷ und Investitionszuschüssen⁶⁸ fördert.⁶⁹

Jedoch ist der Bau neuer Windkraft- und Photovoltaikanlagen auch außerhalb des Förderregimes günstiger möglich. Konventionelle Stromkraftwerke, wie Gas-, Kohle-, Atom- und Wasserkraftwerke, erfordern zur Rentabilität immer eine gewisse Größe. Potenzielle Wettbewerber müssen daher besonders hohe Investitionen tätigen, um überhaupt auf dem Markt tätig werden und Erlöse erzielen zu können. Bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen hingegen ist der Bau „kleinerer“ Anlagen mit geringeren Kosten möglich. Unternehmen können also schneller auf den Markt treten. Zusätzlich stehen Windkraft- und Photovoltaikanlagen keine natürlichen Schranken im Weg. Anders als bei konventionellen Kraftwerken, ist weder

62 In Deutschland wurde 2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt, das seitdem mehrmals novelliert wurde; zuletzt 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405). Vgl. weiterführend C. Theobald/J. Kühling (Hrsg.), Energierecht, Bd. I, 120. EL, München 2023, Erneuerbare Energien.

63 § 8 Abs. 1 EEG 2023.

64 § 11 Abs. 1 EEG 2023.

65 §§ 19 ff. EEG 2023.

66 BGBl. I 150/2021.

67 §§ 9 ff. EAG.

68 §§ 55 ff. EAG.

69 Das EAG ersetzt zu einem großen Teil das bisher geltende Förderregime des Ökostromgesetzes 2012, BGBl. I. 75/2011. Vgl. weiterführend Storr, Energierecht (Fn. 5), S. 246 ff.

in Österreich noch in Deutschland das vollständige Ausbaupotential ausgenutzt.

Darüber hinaus ermöglichen Windkraft- und Photovoltaikanlagen Endverbrauchern, ihren Strom *selbst zu produzieren*. Sie haben dadurch alternative Möglichkeiten, ihren Strom zu beziehen und sind weniger von marktmächtigen Stromerzeugern abhängig.

Mehr Wettbewerber, mehrere kleinere Anlagen und die Produktion durch Stromverbraucher selbst führen zu einer *Dezentralisierung* der Stromerzeugung. Die Stromerzeugung ist daher nicht in den Händen einiger weniger Unternehmen konzentriert. Die Dekonzentration sowie die volatile Stromerzeugung⁷⁰ machen es für die Stromerzeuger wesentlich schwieriger, Kapazitätszurückhaltungen einzusetzen, da das Angebot und die Nachfrage sehr stark schwanken und dadurch nicht vorhersehbar ist, wann Kapazitätszurückhaltungen profitabel eingesetzt werden können.

Der stetig ansteigende Einsatz von Erneuerbare-Energien-Anlagen führt zu einer Verschiebung der *Marktanteile*. Der Anteil des von großen, etablierten Energieunternehmen produzierten Stroms an der gesamten Stromerzeugung wird geringer.⁷¹ Diese Entwicklung findet statt, obwohl die größten Stromerzeuger selbst ebenfalls Erneuerbare-Energien-Anlagen betreiben. Dies verdeutlicht, dass der Rückgang von Markzutrittsschranken den Markteintritt neuer Wettbewerber und den Ausbau der Marktstellung bestehender Wettbewerber merklich begünstigt. Aufgrund der Marktabgrenzung des BKartA, die Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen ausklammert, gibt es keine aktuellen Daten zu Marktanteilen an der gesamten deutschen Stromerzeugung. Nichtsdestotrotz kann man schon anhand der sinkenden Marktanteile im vom BKartA abgegrenzten Markt eine Verringerung der Marktmacht erkennen. So hatten die vier größten Stromerzeuger Deutschlands im Jahr 2008 einen Anteil von 84 % (RWE: 36 %, E.ON: 22 %, Vattenfall: 15 %, EnBW: 11 %) an der Nettostromerzeugung.⁷² Im Jahr 2021 hatten die fünf größten Stromerzeuger nur mehr einen Anteil von 66,9 % (RWE: 26,1 %, LEAG: 15,7 %, EnBW: 11,4 %, E.ON: 9,2 %, Vattenfall: 4,5 %).⁷³ In demselben Jahr betrug der Anteil erneuerbarer Energien an

70 Siehe sogleich unter Punkt D.II.

71 Vgl. BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2017, S. 22 f.

72 BKartA, Sektoruntersuchung 2011 (Fn. 59), S. 90.

73 BKartA, Marktmachtbericht 2022 (Fn. 60), Rn. 72.

der deutschen Stromerzeugung 45,4 %.⁷⁴ Hinzu tritt, dass der Anteil dieser Unternehmen an der Stromproduktion von EEG geförderten Anlagen lediglich rund 6,4 % beträgt. Bei einer Berechnung der Marktanteile in einem sachlichen Markt, der den EEG geförderten Strom miteinbezieht, wären die Marktanteile erheblich geringer.⁷⁵ Welche Auswirkungen ein geringerer Marktanteil auf den Wettbewerb hat, hat das Missbrauchsverfahren der Europäischen Kommission gegen E.ON gezeigt. E.ON verpflichtete sich zum Verkauf von 5000 MW Kraftwerkskapazität aufgrund eines vermeinten missbräuchlichen Verhaltens durch Kapazitätszurückhaltung und hatte dadurch einen geringeren Anteil an der Nettostromerzeugung.⁷⁶ Diese Maßnahme führte zu niedrigeren Großhandelspreisen.⁷⁷

Auch das BKartA hat seit der Sektoruntersuchung 2011 in Anwendung des RSI einen Rückgang der Marktmacht festgestellt. Kein Stromerzeuger war bis 2020 für mehr als 5 % der gemessenen Zeiträume unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage.⁷⁸

Anhand des bisher Ausgeföhrten kann festgehalten werden, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen grundsätzlich wettbewerbsfördernd sind und zu einem Rückgang von Marktmacht im Stromsektor führen können.⁷⁹

II. Die Volatilität der erneuerbaren Stromerzeugung als Marktmachtfaktor

Wie zu Beginn bereits erläutert, kommen Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Merit-Order zuerst an die Reihe, da sie Strom am günstigsten produzieren. Zu Zeiten, wo viel erneuerbarer Strom produziert wird, führt dies grundsätzlich zu einem niedrigen markträumenden Gleichgewichtspreis.⁸⁰

⁷⁴ BMWi, Erneuerbare Energien 2020 – Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik, S. 3.

⁷⁵ BKartA, Marktmachtbericht 2022 (Fn. 60), Rn. 73.

⁷⁶ Deutscher Stromgroßhandelsmarkt, Regelenergiemarkt (Fn. 4).

⁷⁷ Kommission, economic impact (Fn. 38), S. 35.

⁷⁸ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht), 2020, Rn. 88 ff.; RWE/E.ON (B8–28/19) Beschluss des BKartA [2019], S. 8.

⁷⁹ Zum Ergebnis rückläufiger Marktmachttendenzen gelangen auch BKartA und BNetzA, Monitoringbericht 2014, S. 32; BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2015, S. 38; BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2016, S. 38; BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2017, S. 22, 44; BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2018, S. 45; BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2019, S. 49 f.; BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2020, S. 42 f.; BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2021, S. 48.

Jedoch kann die Stromproduktion aus Wind- und Sonnenkraft nicht gesteuert werden, sondern ist vom Wetter abhängig. Diese *Volatilität* der Stromerzeugung ist das größte Problem von Windkraft- und Photovoltaikanlagen und stellt die Stromwirtschaft vor große Herausforderungen.⁸¹

Die Herstellung des physikalisch notwendigen Gleichgewichts zwischen Aus- und Einspeisung in den Stromnetzen wird dadurch erheblich erschwert. Die volatile Stromerzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen muss durch flexible, konventionelle Kraftwerke – insbesondere Gas- und Wasserkraftwerke – ausgeglichen werden. Diese müssen entweder bei zu hoher Stromproduktion abgeschaltet werden oder bei zu niedriger Stromproduktion ihre Produktion erhöhen. Daraus ergeben sich vielseitige Folgen für die Marktmacht der Betreiber konventioneller Kraftwerke.

Die Volatilität der Stromerzeugung stellt eine *Marktzutrittsschranke* für neue Wettbewerber dar. Einerseits ist die Vermarktung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen komplizierter, da keine garantierte Strommenge produziert und verkauft werden kann und dies entsprechende Vertragsgestaltungen benötigt. Andererseits können die Kosten für die Führung eines Bilanzkreises erheblich höher sein. Die sehr kurzfristigen Schwankungen in der Produktion erfordern teure, kurzfristige Zu- und Verkäufe von Strom im Intraday-Handel und unter Umständen die Zahlung von Ausgleichsenergie. In diesem Zusammenhang haben die großen Stromerzeuger mit einem diversifizierten Kraftwerkspool, das ihnen erlaubt, ihren Bilanzkreis mithilfe ihrer eigenen Kraftwerke auszugleichen, und entsprechendem Know-how in der Vermarktung einen erheblichen Wettbewerbsvorteil.

Darüber hinaus nehmen die konventionellen, flexiblen Kraftwerke an Bedeutung zu. Dies wird dadurch verstärkt, dass vermehrt konventionelle Kraftwerke, wie Atom- und Kohlekraftwerke, vom Netz genommen werden.⁸² Dadurch stehen dem Markt immer weniger Kraftwerke zur Verfügung, die eine bestimmte Menge Strom zuverlässig erzeugen. Ist nun die Stromerzeugung durch Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund der Wetterlage gering und die Nachfrage hoch, werden flexible Kraftwerke zur

80 Sogenannter Merit-Order-Effekt von erneuerbaren Energien, vgl. Heymann, Strommarkt (Fn. 20), S. 62 ff.

81 B. Moreno/G. Diaz, The impact of virtual power plant technology composition on wholesale electricity prices: A comparative study of some European Union electricity markets, Renewable and Sustainable Energy Reviews 2019, 100.

82 BKartA/BNetzA, Monitoringbericht 2022, S. 4.

Deckung der Nachfrage und Herstellung des Gleichgewichts im Netz benötigt. Die Markstellung der großen Stromerzeuger wird dadurch wiederum verstärkt. Da die in der Regel von ihnen betriebenen, flexiblen Kraftwerke *unerlässlich* zur Deckung des Strombedarfs sind, können sie besonders hohe Preise verlangen und den günstigen Preiseffekt von Erneuerbare-Energien-Anlagen vereiteln. Die wettbewerblichen Besonderheiten des Strommarkts begünstigen dieses Verhalten. Einerseits können die Wettbewerber nicht disziplinierend auf dieses Verhalten einwirken, da ihre Kapazitäten entweder nicht ausreichen oder nicht flexibel genug sind. Andererseits ist die Nachfrage kurzfristig unelastisch und wird den hohen Preis nicht durch eine Senkung der Nachfrage ausgleichen. Den großen Stromerzeugern ist es also möglich, sich unabhängig von anderen Marktteilnehmern zu verhalten. Ihre Marktmacht steigt.⁸³

Dieser Befund wird in den Marktmachtberichten des BKartA bei Anwendung des RSI bestätigt. Der Prozentanteil an Zeiträumen, in denen die größten Stromerzeuger unverzichtbar sind, ist gewachsen und hat bei RWE in den Jahren 2021 und 2022 bereits die 5 %-Schwelle überschritten, womit die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung besteht.⁸⁴ Auch die Zeiträume, in denen LEAG und EnBW für die Deckung der Nachfrage unverzichtbar waren, sind im Jahr 2022 angestiegen.⁸⁵

Diese Analyse zeigt, dass die volatile Stromerzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen selbst einen Marktmachtfaktor darstellt, der das Ent- und Bestehen von Marktmacht begünstigt.

E. Neue Technologien zur Rettung: Virtuelle Kraftwerke

Der Schlüssel zu mehr Wettbewerb und weniger Marktmacht konventioneller Stromerzeuger besteht daher darin, die Volatilität der Stromerzeugung auszugleichen. Dies kann durch Zukunftstechnologien gelingen.⁸⁶ So sollen

⁸³ RWE/Stadtwerke Unna (Fn. 37), Rn. 58; Monopolkommission, 7. Sektorstudien Energie: Wettbewerb mit neuer Energie, 2019, Rn. 20 ff.; vgl. auch Löschel/Rübelke/Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes, Energiewirtschaft (Fn. 5), S. 358 f.

⁸⁴ Vgl. BKartA, Marktmachtbericht 2021 (Fn. 36), Rn. 107; BKartA, Marktmachtbericht 2022 (Fn. 60), Rn. 118 f.

⁸⁵ BKartA, Marktmachtbericht 2022 (Fn. 60), Rn. 144.

⁸⁶ Kommission, Vorschlag für eine VO des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der VO (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der RL (EU) 2018/2001

Stromspeicher⁸⁷ überschüssigen Strom für Zeiten geringer erneuerbarer Stromerzeugung speichern und das Netz durch den Bau von Smart Grids⁸⁸ leistungsfähiger werden. Die Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen sollen ausgebaut werden und durch Algorithmen und Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber mehr europaweiter Handel mit Strom möglich sein, wodurch Stromim- und -exporte mehr Wettbewerbsdruck ausüben können.

Eine solche Zukunftstechnologie sind virtuelle Kraftwerke. Unter einem virtuellen Kraftwerk versteht man die zentrale Steuerung von dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen und oft auch Speichertechnologien und Verbrauchern.⁸⁹ Der erzeugte Strom wird gemeinsam über das virtuelle Kraftwerk vermarktet. Das virtuelle Kraftwerk ist, wie der Name schon sagt, kein physisches Kraftwerk, sondern lediglich eine zentrale Schnittstelle, die mittels Algorithmus die zugehörigen Anlagen optimal einsetzt und steuert.⁹⁰ Die volatile Stromerzeugung einzelner Windkraft- und Photovoltaikanlagen soll durch die konstante und flexible Erzeugung anderer Kraftwerke, insbesondere Biogas- und Wasserkraftanlagen, oder durch die Speicherung von Strom ausgeglichen werden. Sind auch Verbraucher eingebunden, können sie durch Verminderung oder Erhöhung ihres Verbrauchs zum Ausgleich beitragen. Die einzelnen Anlagen können so besser in den

und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU, COM(2023) 148 final, S. 2 f.

- 87 Energiespeicherung bezeichnet gem. Art. 2 Z. 59 der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (EU) 2019/944 „im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger“. Darunter fallen etwa Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke oder Power-to-Gas-Anlagen, die den Strom in speicherbares Gas umwandeln.
- 88 Ein konventionelles Elektrizitätsnetz wird durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet, um Netz-zustände in Echtzeit erfassen zu können sowie Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze zu schaffen, vgl. J.-Ch. Pielow, Energiewirtschaft 4.0: Smart Grids und Smart Markets in Zeiten voranschreitender Digitalisierung, in: T. Körber/J. Kühlung (Hrsg.), Regulierung – Wettbewerb – Innovation, Baden-Baden 2017, S. 27 (28 ff.).
- 89 H. Auer et. al., Faire Wettbewerbsbedingungen für Virtuelle Kraftwerke, Wien 2016, S. 17; VDE-Studie, Smart Distribution 2020 – Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen, S. 5; R. Höfer/F. Schmaltz, Das virtuelle Kraftwerk als zentrale Schnittstelle im Energiemarkt, et 6/2015, 18.
- 90 PWC, Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende, 2012, S. 13.

Strommarkt integriert werden.⁹¹ Der wesentliche Vorteil von virtuellen Kraftwerken liegt also in der *Flexibilisierung* der einzelnen Anlagen.

Die konkrete Ausgestaltung von virtuellen Kraftwerken unterscheidet sich stark. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen können etwa ihre eigenen Kraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenfassen und so ihren Strom vermarkten. Virtuelle Kraftwerke werden aber auch als Dienstleistungen für dritte Stromerzeuger angeboten. In diesem Fall vermarktet der Betreiber eines virtuellen Kraftwerks nicht den selbst produzierten Strom, sondern den Strom von verschiedenen Erneuerbare-Energien-Anlagen. Diese Dienstleistung wird von neu auftretenden Dienstleistungsunternehmen⁹² oder bestehenden Energieversorgungsunternehmen⁹³ angeboten.

Durch die Flexibilisierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen mittels virtueller Kraftwerke wird die *Abhängigkeit* der Stromversorgung von konventionellen Kraftwerken *verringert*. Das virtuelle Kraftwerk kann in Zeiten niedriger erneuerbarer Stromerzeugung gespeicherten Strom in das Netz einspeisen oder die Nachfrage verringern. Das kann dazu führen, dass die flexiblen Kraftwerke nicht mehr unerlässlich zur Deckung des Strombedarfs sind. Der Wettbewerb übt dadurch wieder eine disziplinierende Wirkung auf Stromerzeuger aus.

Der Einsatz von virtuellen Kraftwerken führt darüber hinaus zu einem *Abbau von Marktzutrittsschranken*, insbesondere für Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speichertechnologien.⁹⁴ Die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen sich nicht selbst um die Vermarktung ihres Stroms kümmern, sondern können auf das Know-how des Betreibers des virtuellen Kraftwerks zurückgreifen. Da virtuelle Kraftwerke meist eigene Bilanzkreise darstellen, müssen die einzelnen Betreiber nicht den Ausgleich ihrer Bilanzkreise sicherstellen. Die Flexibilität führt außerdem zu einer Einsparung an Ausgleichsenergiekosten, da Ein- und Ausspeisungen besser geplant werden können.⁹⁵

91 T. Dürr/J.-C. Heyne, Virtuelle Kraftwerke für Smart Markets, in: O. Doleski (Hrsg.), Herausforderung Utility 4.0, Wiesbaden 2017, S. 653 (654).

92 Bspw. Next Kraftwerke, www.next-kraftwerke.at/; GETEC Energie, www.getec-energie.de/uber-uns/virtuelles-kraftwerk/.

93 Bspw. EnBW, www.interconnector.de/; Uniper, www.uniper.energy/de/virtuelles-kraftwerk.

94 Vgl. Auer, Wettbewerbsbedingungen (Fn. 89), S. 17.

95 Auer, Wettbewerbsbedingungen (Fn. 89), S. 14; Dürr/Hayne, Virtuelle Kraftwerke (Fn. 91), S. 668.

Virtuelle Kraftwerke stellen somit eine Zukunftstechnologie dar, die die Marktintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu wettbewerblichen Bedingungen erleichtern und damit einen Beitrag zum Abbau von Marktmacht am Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt leisten.

F. (Neue) kartellrechtliche Fragestellungen

Für die weitere Entwicklung eines funktionierenden Wettbewerbs am Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt ist es bedeutend, dass aufgrund virtueller Kraftwerke keine weiteren Wettbewerbsdefizite entstehen. In diesem Zusammenhang werden hier ausgewählte kartellrechtliche Fragestellungen aufgezeigt, jedoch nicht in der Tiefe analysiert.⁹⁶

Da im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks mehrere Stromerzeuger die Vermarktung des von ihnen produzierten Stroms zentralisieren, stellt sich die Frage, ob es sich dabei um wettbewerbswidrige *Kooperationsvereinbarungen* i.S.d. Art. 101 AEUV, § 1 GWB bzw. § 1 KartG handeln kann. Dies erfordert eine detaillierte kartellrechtliche Beurteilung der einzelnen Ausgestaltungsformen. Hier werden einige Gesichtspunkte, die sich bei der Prüfung eines virtuellen Kraftwerks als Vereinbarung zum gemeinsamen Vertrieb ergeben, aufgezeigt.

Zunächst ist zu prüfen, ob die an einem virtuellen Kraftwerk Beteiligten Wettbewerber sind. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen stehen zueinander im Wettbewerb. Wie sieht es jedoch mit Stromspeicheranlagen und Verbrauchern aus? Stromabnehmer, deren Verbrauch flexibel gesteuert werden kann, können Flexibilitätsleistungen anbieten, indem sie bei hoher Stromnachfrage ihren Verbrauch reduzieren und bei hoher Stromproduktion ihren Verbrauch erhöhen. Sie speisen selbst also nie Strom ein. *Prima facie* ist daher nicht von einem Wettbewerbsverhältnis auszugehen. Bei Stromspeicherbetreibern ist die Lage unklarer. Werden sie zusammen mit einer Erneuerbare-Energien-Anlage von einem Stromerzeuger betrieben, stehen sie zu anderen Stromerzeugern im Wettbewerb. Darüber hinaus ist die konkrete Gestaltung der Kooperation, etwa die Laufzeit, eine

⁹⁶ Diese Darstellung soll auf mögliche kartellrechtliche Probleme und Gefahren aufmerksam machen. Eine ausführliche Beantwortung der Fragen würde den Rahmen dieses Beitrags sprengen.

Ausschließlichkeitsbindung und die Art der Preisfestsetzung, ausschlaggebend.⁹⁷

In diesem Zusammenhang kann die *Fusionskontrolle* eine entscheidende Rolle spielen. Der Zusammenschluss zwischen einem Stromerzeuger und einem Anbieter von Flexibilität, etwa einem Betreiber eines virtuellen Kraftwerks, ist vor dem Hintergrund der Volatilität der Stromerzeugung besonders kritisch zu prüfen. Es ist nicht nur auf die Marktanteile der beteiligten Unternehmen zu achten. Vielmehr kann die Marktmacht eines Stromerzeugers durch die zusätzliche Flexibilität wachsen, da sein Kraftwerkspool vorteilhafter wird und er potenziell Anreize zu Kapazitätszurückhaltungen hat. Auch hier stellt sich die Frage, in welchem Wettbewerbsverhältnis die Unternehmen zueinander stehen. Je nachdem handelt es sich um eine horizontale, vertikale oder konglomerate Fusion. Ein solcher Zusammenschluss kann jedoch auch zu Effizienzgewinnen führen, da die Volatilität der Erneuerbare-Energien-Anlagen ausgeglichen werden kann und diese dadurch zu effizienteren Wettbewerbern werden.⁹⁸ Solche Zusammenschlüsse können also auch zu einem Rückgang von Marktmacht beitragen.

Das Marktverhalten von Betreibern virtueller Kraftwerke ist im Allgemeinen genau zu beobachten. Virtuelle Kraftwerke einer bestimmten Größe könnten aufgrund ihrer Flexibilität selbst unerlässlich für die Deckung der Nachfrage werden und über Marktmacht verfügen.⁹⁹

G. Fazit

Zukunftstechnologien haben die Marktstruktur und den Wettbewerb auf den Strohmärkten stark verändert. Zunächst führte der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu einem Rückgang der Marktmacht der großen Energieversorger, indem Marktzutrittsschranken abgebaut wurden und neue Wettbewerber auf den Markt getreten sind. Die aufgrund der Volatilität der Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen entstandene zeitweise Unerlässlichkeit konventioneller Kraftwerke und damit einhergehende Marktmacht können durch eine Flexibilisierung der erneuerbaren Stromerzeugung bewältigt werden. Virtuelle Kraftwerke leisten

97 D. Schroeder in: E. Grabitz/M. Hilf/M. Nettesheim (Fn. 33), AEUV Art. 101 Rn. 660 ff.

98 Vgl. Kommission, economic impact (Fn. 38), S. 13.

99 Hierzu gibt es bereits ökonomische Literatur, vgl. Moreno/Díaz, impact (Fn. 81), 102.

einen Beitrag zur Flexibilisierung, indem verschiedene dezentrale Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speichertechnologien zentral gesteuert werden. Zusätzlich erleichtern sie den Markzutritt, da sie die Vermarktung des Stroms übernehmen. Durch das Zusammenspiel verschiedener Zukunftstechnologien entsteht somit mehr Wettbewerb auf dem Stromerzeugungs- und -großhandelsmarkt.

