

Energie 2021: Wettbewerbschancen bei Strombörsen, E-Ladesäulen und Wasserstoff nutzen

8. Sektorgutachten der Monopolkommission
gemäß § 62 EnWG

2021

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	1
Kurzfassung	3
Kapitel 1	
Neue Energiemärkte im Fokus	9
Kapitel 2	
Die Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse in der Stromerzeugung	10
2.1 Rückläufige Entwicklung der Konzentration in der (konventionellen) Stromerzeugung	10
2.2 Marktabgrenzung	11
2.2.1 EEG-geförderte, dargebotsabhängige Anlagen nicht Teil des relevanten Marktes	12
2.2.2 Begrenzung auf die Gebotszone Deutschland Luxemburg gerechtfertigt.....	13
2.2.3 Klarstellungen in Bezug auf die zeitliche Marktabgrenzung sind zu begrüßen	14
2.3 Pivotalanalyse mithilfe des Residual Supply Index (RSI).....	15
2.3.1 RSI überschreitet Fünf-Prozent-Schwelle gegenwärtig nicht	16
2.3.2 Gewählte Berücksichtigung erneuerbarer Energien ändert Ergebnisse nicht	18
2.3.3 Verbesserte Berücksichtigung des Wettbewerbsdrucks aus dem Ausland	18
2.3.4 Weitere Sensitivitätsanalysen und alternative Ansätze sinnvoll	20
2.4 Fazit: Angemessene Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse durch Marktmarktberichte.....	21
Kapitel 3	
Stärkung des Wettbewerbs unter Strombörsen im kurzfristigen Stromhandel in Deutschland	22
3.1 Der Aufbau des kurzfristigen Stromhandels	22
3.1.1 Die geografische Aufteilung des europäischen Strombinnenmarktes	22
3.1.2 Der zeitliche Ablauf im kurzfristigen Stromhandel	24
3.1.2.1 Der Day-Ahead-Markt	25
3.1.2.2 Der Intraday-Markt.....	25
3.1.3 Die Regulierungsgrundlage des Intraday-Marktes.....	25
3.1.3.1 Beginn und Ende des gebotszonenübergreifenden Intraday-Handels.....	26
3.1.3.2 Das Teilen der Handelsbücher	28
3.1.3.3 Aktuell wird die CACM-Verordnung in Deutschland nicht konsequent umgesetzt	28
3.1.3.4 Die CACM-Verordnung wird angepasst	29
3.2 Wettbewerb im Intraday-Markt fördern.....	30
3.2.1 Liquide Märkte sind wettbewerbsfähig	30
3.2.2 Zugang zu Handelsvolumen fördert den Wettbewerb im Intraday-Handel	31
3.2.3 Das Teilen der Handelsbücher über den gesamten Handelszeitraum stärkt den Wettbewerb	32
3.2.4 Das Handelsvolumen in der letzten Stunde vor Lieferbeginn steigt an	37
3.3 In der Abwägung ist das Teilen der Handelsbücher zu befürworten	39
3.4 Verweigerung des Zugangs zu Handelsbüchern kann Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung begründen.....	41
3.5 Das Teilen der Handelsbücher sollte unabhängig vom Zeitraum des grenzüberschreitenden Intraday-Handels reguliert werden	43
3.6 Fazit: Wettbewerb unter Strombörsen fördern	44

Kapitel 4

Wettbewerbspolitische Analysen und Empfehlungen zum Aufbau einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge 45

4.1	Lademärkte mit dynamischem Wachstum	45
4.2	Das Wettbewerbsmodell für öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten	47
4.2.1	Regulierungsrahmen fokussiert auf Wettbewerb zwischen Ladestandorten	47
4.2.2	Wettbewerb zwischen Ladesäulenbetreibern ist Regulierungsmodell vorzuziehen	49
4.3	Marktstufen und Marktmachtpotenziale bei Kommunen, CPO und EMP	51
4.3.1	EMP-Marktstufe: Berücksichtigung kann regionale Marktmacht der CPOs verstärken	52
4.3.2	Schlussfolgerungen: Preisvergleiche ermöglichen und Markttransparenzstelle um Ad-hoc-Ladepreise erweitern	56
4.3.3	Kommunalebene: Vergaben für mehr Wettbewerb im Lademarkt nutzen	58
4.4	Analyse der gegenwärtigen Wettbewerbsverhältnisse auf den Märkten für Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge	61
4.4.1	Marktabgrenzung entwickelt sich mit dem Markt.....	61
4.4.2	Empirische Marktstrukturanalyse offenbart weiterhin Wettbewerbsprobleme.....	66
4.5	Fördermechanismen und Wettbewerb	75
4.5.1	Bund sollte bei Förderung wettbewerblichen Aufbau von Ladepunkten anreizen	75
4.5.2	Schnellladegesetz mit ordnungspolitischen Baustellen	80
4.6	Neue eingeschränkte Rolle der Verteilernetzbetreiber	83
4.7	Fazit: Wettbewerb bei Ladeinfrastruktur schaffen und für langfristig attraktive Ladepreise sorgen	85

Kapitel 5

Die Regulierung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland 87

5.1	Mögliche Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft.....	87
5.1.1	Wasserstoff als Hoffnungsträger für die Energiewende	87
5.1.2	Zukünftige Struktur einer Wasserstoffwirtschaft unklar.....	90
5.1.3	Entwicklung der Regulierung von Netzindustrien am Beispiel des Erdgassektors	92
5.2	Die potenzielle Regulierung der Wasserstoffinfrastruktur.....	95
5.2.1	Entwicklung von Wasserstoffnetzen unklar	95
5.2.2	Regulierungsnotwendigkeit von Entwicklung des Wasserstoffsektors abhängig	98
5.2.3	Mögliche Optionen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen.....	100
5.2.4	Die neue (Übergangs-)Regulierung von Wasserstoffnetzen	102
5.2.5	Die Regulierung von Wasserstoffnetzen flexibel ausgestalten.....	104
5.2.6	Getrennte Finanzierung von Wasserstoffnetzen sicherstellen	106
5.3	Fazit: Regulierung von Wasserstoffnetzen an Marktbedingungen ausrichten und Quersubventionierung verhindern.....	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Marktanteile bei den Stromerzeugungskapazitäten	10
Abbildung 2.2: Anteil der Stunden mit einem RSI < 1.....	17
Abbildung 3.1: Regelzonen der vier großen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland.....	23
Abbildung 3.2: Der kurzfristige Stromhandel in Deutschland.....	24
Abbildung 3.3: Monatliche Anteile und Handelsvolumen der Strombörsen im DE/LUX Intraday-Handel, 2016–2021	32
Abbildung 3.4: Durchschnittlicher EPEX SPOT Anteil am Handelsvolumen nach Lieferzeit und Produktart (2020) ..	35
Abbildung 3.5: Monatliche Transaktionen im DE-LUX Intraday-Markt	38
Abbildung 3.6: Anteil des kumulierten Handelsvolumens in den letzten 120 Minuten vor Lieferung nach Jahr und Strombörse	39
Abbildung 4.1: Ladepunkte je 1000 Einwohner nach Bundesländern	46
Abbildung 4.2: Zentrale Akteure und Marktbeziehungen auf Lademärkten.....	53
Abbildung 4.3: Marktanteil des größten Betreibers von Ladepunkten in deutschen Landkreisen.....	69
Abbildung 4.4: Distanzbasierte Marktabgrenzung auf Basis von Umkreismärkten	71
Abbildung 4.5: Verlauf des Anteils hoher Konzentration des größten Anbieters bei Variation der Größe von Umkreismärkten differenziert nach Siedlungsstruktur (Szenario 1).....	73
Abbildung 4.6: Verlauf des durchschnittlichen HHI in Umkreismärkten von Ladepunkten bei Variation des Marktradius (Szenario 1).....	74
Abbildung 4.7: Verlauf des Marktanteils der zehn größten Ladepunktbetreiber in Abhängigkeit zur Größe der Umkreismärkte (Szenario 1).....	74
Abbildung 4.8: Häufigkeitsverteilung von Ladepunkten nach PLZ-Gebieten und Landkreisen (Nuts3)	79
Abbildung 5.1: Überlegungen der Fernleitungsnetzbetreiber für ein Wasserstoffnetz für Deutschland	97

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Preisgleichheit zwischen der Gebotszone DE/LUX und angrenzenden Gebotszonen.....	14
Tabelle 3.1: Ergebnisse der Regressionsdiskontinuitätsanalyse.....	36
Tabelle 4.1: Marktanteile und Konzentrationswerte der größten Anbieter (CR_1) öffentlich zugänglicher Ladepunkte nach Landkreisen (NUTS3).....	68
Tabelle 4.2: Marktanteile und Konzentrationswerte der größten Anbieter (CR_1) öffentlich zugänglicher Ladepunkte nach Umkreismärkten um Ladepunkte mit einem Radius von 5 km.....	72
Tabelle 5.1: Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS)	88
Tabelle 5.2: Finanzierungsoptionen für Wasserstoffnetze.....	106

Vorwort

Das vorliegende Gutachten ist das 8. Sektorgutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Energiewirtschaftsgesetz.

Folgende Unternehmen, Verbände und Institutionen haben zur Vorbereitung dieses Sektorgutachtens schriftlich Stellung genommen: Amprion GmbH, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI), Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V. (bne), Bundesnetzagentur (BNetzA), BP SE AG, Bundeskartellamt (BKartA), Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES), Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK), EEX European Energy Exchange AG, ENERTRAG AG, European Federation of Energy Traders (EFET), Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), EPEX SPOT SE, EWE AG, EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG, E.ON SE, Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES), LichtBlick SE, MAINGAU Energie GmbH, MVV Energie AG, Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Nord Pool EMCO AS, RWE AG, Shell Deutschland Oil GmbH, Stadtwerke München GmbH (SWM), Statkraft Germany GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Uniper SE, Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA), Verbraucherzentrale Bundesverband, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK), Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas).

Des Weiteren hat eine Anzahl an Stromhändlern an einer anonymisierten, schriftlichen Umfrage der Monopolkommission teilgenommen, um Thesen zum Wettbewerb unter Strombörsen zu testen.

An einer nicht-öffentlichen Diskussionsrunde am 10. Juni 2021 haben sich beteiligt:

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
- Bundesverband eMobilität e.V. (BEM)
- Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)
- EPEX SPOT SE
- Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG
- Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES)
- Nord Pool EMCO AS
- RWE AG
- Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas)

Am 3. Mai 2021 führte die Monopolkommission ein nicht-öffentliches Expertinnengespräch mit Prof. Dr. Veronika Grimm in Bezug auf die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland.

Der Vizepräsident der Bundesnetzagentur, Herr Peter Franke, sowie Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Behörde haben mit der Monopolkommission am 4. Mai 2021 insbesondere Fragen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen, zur Rolle der Verteilernetzbetreiber in den Märkten für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur und zum Wettbewerb unter Strombörsen, insbesondere in Hinblick auf das Teilen der Handelsbücher, erörtert.

Weiterhin haben am 4. Mai 2021 der Präsident des Bundeskartellamts, Herr Andreas Mundt, sowie Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des Amtes mit der Monopolkommission Fragen zur Wettbewerbsentwicklung im Stromgroßhandel, zum Wettbewerb unter Strombörsen, zur öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur und zu Wasserstoffmärkten diskutiert.

Darüber hinaus gab es vielfältige Kontakte und Gespräche zwischen den zuständigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Monopolkommission und Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Bundesministerium für Wirtschaft und

Technologie, des Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, der Bundesnetzagentur, des Bundeskartellamtes, einzelner Stadtverwaltungen und kommunaler Akteure im Bereich der Ladeinfrastruktur, der NOW GmbH des Bundes bzw. der dort angesiedelten Leitstelle Ladeinfrastruktur sowie mit zahlreichen weiteren Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern, Unternehmen und Verbänden. Die Monopolkommission dankt an dieser Stelle allen Beteiligten für ihre Mitwirkung.

Die Daten für die empirischen Erhebungen der Monopolkommission in Kapitel 3 wurden durch die EPEX SPOT SE und Nord Pool EMCO AS erhoben und der Monopolkommission dankenswerterweise für eigene Berechnungen zur Verfügung gestellt.

Die Monopolkommission bedankt sich bei ihren wissenschaftlichen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern Herrn Dr. Marc Bataille, Frau Dr. Julia Rothbauer und Frau Johanna Welsch, welche die Stellungnahme der Monopolkommission federführend betreut haben, sowie bei Herrn Dr. David Benček, Frau Lorela Ceni-Hulek und Herrn Dr. Thimo Engelbracht für ihre Mitwirkung.

Bonn, im August 2021



Jürgen Kühling



Pamela Knapp



Dagmar Kollmann



Thomas Nöcker



Achim Wambach

Kurzfassung

Neue Energiemärkte im Fokus

K1. Das vorliegende Gutachten ist das achte Sektorgutachten Energie, das die Monopolkommission gemäß § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) veröffentlicht. Die Monopolkommission ist in den jüngsten Sektorgutachten dazu übergegangen, anstelle einer Analyse aller Wertschöpfungsstufen im Energiesektor eine vertiefte Analyse einzelner Energiemärkte durchzuführen, bei denen Wettbewerbsprobleme oder -chancen von besonderer Relevanz zu beobachten sind. Im vorliegenden Gutachten liegt der Fokus daher auf den neu entstehenden Märkten für Ladestrom und Wasserstoff und auf dem aktuell entstehenden Wettbewerb zwischen Strombörsen. Darüber hinaus führt die Monopolkommission auch ihre Untersuchung der Wettbewerbsverhältnisse in der Stromerzeugung fort, indem sie die ersten Marktmachtberichte des Bundeskartellamts würdigt.

Die Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse in der Stromerzeugung

K2. Mit dem Strommarktgesetz wurde dem Bundeskartellamt im Jahr 2016 die Aufgabe übertragen, regelmäßige Berichte zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtberichte) zu erstellen. In den Marktmachtberichten stützt sich das Bundeskartellamt bei seiner Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse insbesondere auf eine Pivotalanalyse mit Hilfe des Residual Supply Index (RSI). Aufgrund der Besonderheiten des Strommarktes (beschränkte Speicherbarkeit; kurzfristig unelastische Nachfrage) ist der RSI ein geeignetes Maß um anzuzeigen, ob ein Unternehmen zu einem bestimmten Zeitpunkt eine marktbeherrschende Stellung innehat.

K3. Für die Berechnung des RSI nutzt das Bundeskartellamt diverse Datenquellen. Marktteilnehmer kritisieren diesbezüglich die Verwendung der Daten nach dem Energieinformationsgesetz (EIN), da diese nicht öffentlich zugänglich sind. Da die Marktmachtberichte mit dem Ziel eingeführt wurden, den Erzeugern fortlaufend eine Information über das mögliche Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung zu geben, ist diese Kritik nachvollziehbar. Denn mit Hilfe der Marktmachtberichte ist dies nur mit einem erheblichen Zeitabstand möglich. Das Bundeskartellamt sollte die EIN-Daten daher nur dann nutzen, wenn diese offengelegt werden können. Andernfalls sollte das Bundeskartellamt auf öffentlich verfügbare Daten ausweichen.

K4. Die Konzentration im Strommarkt ist im Vergleich zur ersten Pivotalanalyse im Rahmen der Sektoruntersuchung Stromerzeugung und-großhandel des Bundeskartellamts aus dem Jahr 2011 deutlich gesunken. Im Jahr 2019 waren nur die konventionellen Kapazitäten von RWE und EnBW in einzelnen Viertelstunden unverzichtbar, um die Nachfrage zu decken. In beiden Fällen lag zudem der Anteil der Viertelstunden, in denen der Erzeuger jeweils pivotal war, unterhalb der Schwelle, ab der das Bundeskartellamt eine marktbeherrschende Stellung vermutet. Im Jahr 2020 war nur RWE in einzelnen Viertelstunden pivotal. Allerdings ist der Anteil der entsprechenden Viertelstunden von 2 Prozent auf 2,6 Prozent gestiegen.

K5. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Vergleichbarkeit der Ergebnisse Einschränkungen unterliegt. Dies ist u. a. auf unterschiedliche methodische Vorgehensweisen in den Berichten zurückzuführen. Marktteilnehmer kritisieren insbesondere die Änderung der Methodik zur Berücksichtigung von Nettoimporten bei der Berechnung des RSI. Die Monopolkommission schließt sich dieser Kritik nicht an. Nach Auffassung der Monopolkommission berücksichtigt das Bundeskartellamt die Importmengen in seinem Marktmachtbericht 2020 in adäquater Weise. Über- und ggf. auch Unterschätzungen der realen Importbedingungen erscheinen zwar weiterhin möglich, vor allem Überschätzungen sollten aber in einem erheblich geringeren Umfang auftreten als dies im vorangegangenen Bericht möglich war.

Stärkung des Wettbewerbs unter Strombörsen im kurzfristigen Stromhandel in Deutschland

K6. Im kurzfristigen Stromhandel (d. h. Intraday-Handel), der in der Gebotszone Deutschland Luxemburg (DE/LUX) von 15 Uhr des Vortages bis fünf Minuten vor Lieferung möglich ist, sind die Handelsbücher der beiden in Deutsch-

land aktiven Strombörsen, EPEX SPOT und Nord Pool, allen Stromhändlern über die pan-europäische Handelsplattform XBID fast über den gesamten Zeitraum zugänglich, sodass in diesem Zeitraum Käufe und Verkäufe von Strom abgestimmt werden können. Allerdings teilt die etablierte Strombörse EPEX SPOT, an der über 90% des Handelsvolumens im Intraday-Handel in der Gebotszone DE/LUX gehandelt wird, ihre Handelsbücher in den letzten 60 Minuten vor Lieferung nicht mehr. Dann ist ein Handel nur noch lokal auf der jeweiligen Plattform der EPEX SPOT bzw. der Nord Pool möglich.

K7. Die Verordnung (EU) 2015/1222 der Europäischen Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung) bestimmt in Art. 59 die Rahmenbedingungen des Beginns und des Endes des gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes sowie das Teilen der Handelsbücher der Strombörsen während dieses Zeitraums. Resultierend aus der CACM-Verordnung legte die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) im Jahre 2017 den Beginn des grenzüberschreitenden Intraday-Handels um 15 Uhr fest und erwartete eine stufenweise Anpassung des Handelsbeginns bis Januar 2019. Das Ende des grenzüberschreitenden Handels wurde für 60 Minuten vor Lieferung festgelegt. In der Gebotszone DE/LUX ist es allerdings möglich, im Intraday-Markt bis fünf Minuten vor Lieferung zu handeln, anders als in den meisten europäischen Gebotszonen, wo ein Handel nur bis 60 Minuten vor Lieferung möglich ist.

K8. EPEX SPOT teilte bis zum 1. Juni 2021 die Handelsbücher erst ab 18 Uhr bzw. 22 Uhr. Seit dem 1. Juni 2021 werden diese Handelsgeschäfte nun ab 15 Uhr geteilt, jedoch ist zwischen 15 Uhr und 18 Uhr bzw. 22 Uhr der Handel nur innerhalb der Gebotszone DE/LUX und nicht wie von ACER vorgesehen grenzüberschreitend möglich.¹ Die Monopolkommission empfiehlt der Bundesnetzagentur, in Kollaboration mit den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) die Bereitstellung von Kapazitäten nicht nur innerhalb der Gebotszone DE/LUX, sondern auch an den Grenzkuppelstellen für den grenzüberschreitenden Handel, und damit ein Teilen der Handelsbücher für den grenzüberschreitenden Handel, ab Beginn des Intraday-Marktes um 15 Uhr des Vortages vor Lieferung, schnellstmöglich zu garantieren.

K9. Ein Teilen der Handelsbücher über den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels fördert den Wettbewerb unter Strombörsen. Strombörsen profitieren, wie viele Onlineplattformen, von indirekten Netzwerkeffekten, die es neu in den Markt eintretenden Börsen erschweren, sich am Markt zu etablieren. Ein Teilen der Handelsbücher auch in den letzten 60 Minuten vor Lieferung würde diese Netzwerkeffekte aufheben, da Stromhändler auf beiden Börsenplattformen Zugang zur gleichen Höhe an Handelsvolumen hätten.

K10. Das Teilen der Handelsbücher über den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels stellt einen Eingriff in das Marktgeschehen und die originären Verfügungsrechte der Handelsplattformen dar. Allerdings erwartet die Monopolkommission vom Teilen der Handelsbücher verbesserten Wettbewerb unter Strombörsen, der Innovation und Investment im Intraday-Markt fördert. Überdies wird mit dem Teilen der Handelsbücher eine bessere Allokation von Angebot und Nachfrage erreicht, weil sich alle Käufe und Verkäufe im Intraday-Handel gegenüberstehen. Da die letzte Stunde vor Lieferung durch den erhöhten Einsatz von erneuerbaren Energien an Bedeutung zum Ausgleich von Strom-Engpässen sowie-überschüssen gewinnt, wird eine effiziente Allokation von Angebot und Nachfrage nahe der Lieferung immer wichtiger.

K11. Handelsdaten beider Strombörsen zeigen, dass EPEX SPOT innerhalb der letzten Stunde vor Lieferung einen um 6 Prozentpunkte höheren Anteil am gesamten Handelsvolumen hat als während des börsenübergreifenden Handels; dieses Ergebnis legt nahe, dass Wettbewerb im Intraday-Handel unter den beiden Strombörsen in der letzten Stunde vor Lieferung nachlässt. Auch Gespräche mit Stromhändlern zeigen, dass das fehlende Handelsvolumen bei Nord Pool in der letzten Stunde vor Lieferung ein Grund ist, dort nur eingeschränkt oder gar nicht zu handeln. Des

¹ Die Gebotszone DE/LUX fällt in zwei verschiedene europäische Kapazitätsberechnungsregionen (d. h. geografische Gebiete, in denen eine koordinierte Kapazitätsberechnung angewendet wird). Hansa umfasst die Grenzen Deutschland – Dänemark, und Core umfasst die Grenzen zwischen Deutschland und Österreich sowie zwischen Deutschland bzw. Luxemburg und den Niederlanden und Frankreich. Grenzüberschreitender Handel in der Region Hansa beginnt ab 18 Uhr und in der Region Core ab 22 Uhr.

Weiteren versprechen sich Stromhändler mehr Wettbewerb basierend auf Preis und Service, wenn das gesamte Handelsvolumen über den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels auf beiden Strombörsen verfügbar wäre.

K12. Überdies folgt aus Artikel 7 der Verordnung (EU) Nr. 2019/943 die Pflicht zum Teilen der Handelsbücher über den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels in der Gebotszone DE/LUX. Artikel 7 der Verordnung (EU) Nr. 2019/943, auf der die CACM-Verordnung basiert, sieht vor, dass die Intraday-Märkte so organisiert sind, dass sie allen Marktteilnehmern einzeln oder durch Aggregation zugänglich sind. Alle Marktteilnehmer sollen die Gelegenheit haben, echtzeitnah und über alle Gebotszonen hinweg am zonenübergreifenden Handel teilzunehmen. Die Unterscheidung zwischen Transaktionen innerhalb einer Gebotszone und Transaktionen zwischen Gebotszonen muss ausgeschlossen werden. Zudem sollen die ÜNB und Strombörsen gemeinsam einen integrierten Intraday-Markt aufbauen, der Preise reflektiert, welche dem Echtzeitwert von Energie und den grundlegenden Marktbedingungen entsprechen.

K13. Die Monopolkommission empfiehlt der Bundesnetzagentur nach Abwägung aller Argumente die vollumfängliche Durchsetzung von Art. 59 Abs. 4 und 5 Satz 2 der CACM-Verordnung und Art. 7 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943, aus denen sich eine Pflicht zum Teilen der Handelsbücher über den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels ergibt. In diesem Sinne begrüßt die Monopolkommission auch den von ACER vorgelegten Entwurf für eine Überarbeitung der aktuell gültigen CACM-Verordnung, in dem die Pflicht zum Teilen der Handelsbücher weiter konkretisiert wird.

Wettbewerbspolitische Analysen und Empfehlungen zum Aufbau einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

K14. Die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und der dazu benötigte Ausbau eines hinreichenden Systems für Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge sind im Zuge der umwelt- und verkehrspolitischen Entwicklung verstärkt ins Blickfeld geraten. In der Zeit zwischen Mai 2019 und Mai 2021 ist die Anzahl der im Ladesäulenverzeichnis bei der Bundesnetzagentur gelisteten Ladepunkte von ca. 18.000 auf ca. 41.000 angestiegen. Das Bundesland mit der höchsten Dichte an Ladepunkten pro Einwohner ist Hamburg, dicht gefolgt vom ersten Flächenland Bayern. Dieser Verdopplung innerhalb von zwei Jahren steht zugleich das Ziel des Masterplans Ladeinfrastruktur der Bundesregierung gegenüber, wonach bis zum Jahr 2030 eine Million öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten entstanden sein sollen.

K15. Aufgrund des ambitionierten Zubauziels liegt ein wesentlicher Fokus aller beteiligten Akteure auf der Zubaugeschwindigkeit. Vernachlässigt wird dabei der Blick auf die Ausgestaltung des Zubaus, deren wettbewerbsferne Umsetzung die Attraktivität der Elektromobilität jedoch ebenfalls reduzieren kann. Ein solches Risiko besteht, weil Ladekundinnen und -kunden den Preis für das Laden ihres Fahrzeuges nicht wie beim privaten Laden mit Haushaltsstrom durch die Wahl eines zentralen Stromversorgers bestimmen. Beim Laden an einem öffentlich zugänglichen Ladepunkt bestimmt vielmehr (auch) das Betreiberunternehmen – der sog. Charging Point Operator (CPO) – einer konkreten Ladesäule über die Ladepreise. Die Preisbestimmung beim öffentlich zugänglichen Laden von Elektrofahrzeugen ist in diesem Punkt vergleichbar mit der Situation am Tankstellenmarkt, weil Kundinnen und Kunden durch die Wahl einer Ladesäule – ebenso wie bei der Wahl einer Tankstelle – über den Ladepreis bestimmen. Agieren die Anbieter der Antriebsenergie miteinander im Wettbewerb, sind die Voraussetzungen dafür erfüllt, dass auch der Ladepreis auf ein ökonomisch angemessenes Maß begrenzt wird.

K16. Um die aktuelle Wettbewerbssituation zu bewerten, ist zunächst zu klären, in welchen Märkten die betroffenen Betreiber tatsächlich agieren, d. h. welche Ladepunkte insbesondere aus Sicht der Nachfrager als austauschbar angesehen werden. Würden alle Ladepunkte unabhängig von Faktoren wie Zugänglichkeit oder möglicher Ladegeschwindigkeit einem einzigen Markt zugerechnet, würde das bedeuten, dass sämtliche Ladepunkte aus Sicht der Kundinnen und Kunden als austauschbar betrachtet würden. Dies wäre unabhängig davon, ob es sich z. B. um einen Ladepunkt geringer Leistung auf einem Supermarktparkplatz, um einen Gleichstrom-Schnellladepunkt auf öffentlicher Fläche oder um einen reinen High-Power-Charging(HPC)-Ladepunkt auf einem bewirtschafteten Autobahnrastplatz handelt. Die Monopolkommission hält darüber hinausgehende Möglichkeiten der sachlichen Abgrenzung von

Ladesäulen für realistisch, z. B. nach Ladeart (Wechselstrom/Gleichstrom), nach Ladeleistung oder nach dem Standort auf öffentlicher Fläche oder auf Privatfläche. Im ersten Szenario der Datenauswertung wurde der am weitesten abgrenzbare sachlich relevante Markt untersucht, der sämtliche Ladepunkte umfasst. Daneben wurden in mehreren Szenarien verschiedene Eingrenzungen nach der Ladegeschwindigkeit vorgenommen. In Bezug auf die Frage, wie groß die Märkte räumlich sind, geht die Monopolkommission von lokalen Märkten aus, die für die Kundinnen und Kunden in angemessener Zeit erreichbar sind. Im weitesten Szenario nimmt sie die Ebene der Landkreise an, die sie auf Basis von NUTS3-Codes abbildet; zugleich sprechen starke Argumente dafür, dass je nach Gebiet deutlich kleinere lokale Gebiete anzunehmen sind, in denen Ladepunkte als austauschbar betrachtet werden.

K17. Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass die Märkte für Ladeinfrastruktur weiterhin durch wenige Ausweichalternativen und eine nicht unerhebliche Marktmacht – durch das Vorhandensein eines lokal dominierenden Betreibers – gekennzeichnet sind. Im weitesten Szenario für den relevanten Markt, das die Monopolkommission untersucht hat – den Markt bilden hierbei alle Ladepunkte in einem Landkreis – zeigt sich, dass in mehr als der Hälfte der Fälle ein einzelner Anbieter einen so großen Anteil aller Ladepunkte kontrolliert, dass gemäß § 18 Abs. 4 GWB die Beherrschung des Marktes durch diesen Anbieter (widerleglich) vermutet werden kann. Anzunehmen ist, dass in diesen Fällen der Anbieter die Möglichkeit besitzt, Konditionen, vor allem den Ladepreis, auf ein Level zu heben, das signifikant von dem Niveau abweicht, welches sich bei wirksamen Wettbewerb einstellen würde. Berücksichtigt man nur Ladepunkte, die einen bestimmten Abstand zueinander haben, dann zeigt sich eine noch höhere Konzentration. Zieht man einen Fünf-Kilometer-Umkreis um sämtliche deutsche Ladepunkte, so gibt es in 84 Prozent der Fälle einen einzelnen Anbieter, der mehr als 40 Prozent der Ladepunkte innerhalb dieses Umkreises kontrolliert. In Großstädten ist dieser Wert besonders hoch und liegt selbst bei Berücksichtigung eines Marktes mit allen Ladepunkten in einem Umkreis von 15 Kilometern noch bei über 60 Prozent.

K18. Auf Basis dieser Befunde ist dem Bund, den Kommunen und den zuständigen Behörden zu empfehlen, dass diese ihre jeweiligen Möglichkeiten nutzen, um auf einen Wettbewerb unterschiedlicher Betreiber hinzuwirken und eine nachhaltig wettbewerbliche Marktstruktur zu schaffen. Hierbei sieht die Monopolkommission drei wesentliche Ansatzpunkte: Erstens die Vergabe von Aufträgen bzw. Standorten auf öffentlicher Fläche zum Ausbau der Ladeinfrastruktur durch die Kommunen, zweitens die Verbesserung des Wettbewerbs durch mehr Transparenz über die Ad-Hoc-Ladepreise und drittens die wettbewerbliche Aktivierung des Fördersystems.

K19. Viele Kommunen zeigen ein großes eigenes Engagement beim Aufbau der Ladeinfrastruktur. Bei möglichen Vergaben über den weiteren Zubau von Ladepunkten und bei der Zuweisung öffentlicher Fläche ist es jedoch von hoher Bedeutung, dass die Kommunen noch häufiger mit mehreren CPOs zusammenarbeiten, die später um Ladekundinnen und -kunden konkurrieren. Dazu sollten mögliche Vergabeverfahren mehrere Lose für verschiedene CPOs umfassen, die jeweils durchmischte Standorte für die Ladesäulen im kommunalen Gebiet beinhalten, um geeignete Bedingungen für den (Preis-)Wettbewerb zu schaffen. Einzelne Kommunen haben diesen Weg bereits beschritten; als Beispiel ist das jüngste Vergabeverfahren in Stuttgart zu nennen, aus dem im Ergebnis fünf verschiedene Betreiber der neu aufzubauenden Normal- und Schnellladeinfrastruktur hervorgegangen sind. Eine solche wettbewerbliche Vergabe könnte auch aus kartellrechtlichen Gründen geboten sein, weil anzunehmen ist, dass die Kommunen bei der Vergabe der Flächen über eine marktbeherrschende Stellung verfügen. Die Monopolkommission begrüßt deshalb, dass das Bundeskartellamt im Jahr 2020 eine noch laufende Sektoruntersuchung zur Ladeinfrastruktur eingeleitet hat. Diese könnte neue Erkenntnisse darüber erbringen, ob und welche kartellrechtlichen Anforderungen an die Vergabe der Ladestandorte durch die Kommunen zu stellen sind

K20. Eine Besonderheit im Bereich der Lademärkte liegt darin, dass hinter den Betreibern von Ladepunkten eine weitere Marktstufe zwischengeschaltet ist, die der sog. Elektromobilitätsprovider (EMP). Die EMPs sorgen insbesondere für die einfache Nutzung und Abrechnung beim Laden. Sie bieten dazu Ladekarten und Apps an, die an vielen Ladepunkten nutzbar sind. Relevant ist allerdings, dass sie dabei nicht den Ladepreis des CPO an den Endkunden weiterreichen, sondern eigene Tarifmodelle aufstellen. Dazu kaufen sie den Ladestrom in der Regel über sog. Roaming-Plattformen bei den CPOs ein. Große EMPs, z. B. der Versorger EnBW, bieten daraufhin das Laden zu überwiegend einheitlichen Tarifen an. Auf das Niveau der Endkundertarife hat jedoch weiterhin der Preis, zu dem die EMPs den Strom einkaufen, einen zentralen Einfluss. Lokal marktmächtige CPOs besitzen gegenüber den EMP eine

starke Verhandlungsposition, weshalb anzunehmen ist, dass hier höhere Preise mit den EMPs ausgehandelt werden können. Dadurch ergibt sich die Situation, dass ein Wettbewerber, der neu in einen Markt eintritt, mitunter niedrigere Verrechnungspreise erhält, als der etablierte Marktführer, die Kundinnen und Kunden zugleich jedoch für den Ladestrom ggf. überall das gleiche bezahlen müssen. Diese Situation ließe sich dadurch auflösen, dass der CPO über eigene von ihm kontrollierte Ladepreise den potenziellen Kunden Angebote machen kann. Ein solches Angebot ist in Deutschland bereits verpflichtend, weil jeder CPO gem. § 4 der Ladesäulenverordnung das sog. punktuelle Laden anbieten muss, das geläufiger auch als Ad-hoc-Laden bezeichnet wird. Hierbei zahlt man den Ladevorgang an der Ladesäule, ohne dass ein Vertrag mit einem EMP eingegangen werden muss. Ein Wettbewerbsproblem ist jedoch, dass das Ad-hoc-Laden gegenüber dem Angebot durch Ladekarten noch unterentwickelt ist. Dies liegt neben den Komfortvorteilen, die ein EMP durch Apps und Ladekarten bietet, auch daran, dass es über die Konditionen zum Ad-hoc-Laden keine Markttransparenz gibt. Ladekundinnen und -kunden können sich, ohne einen Vertrag mit einem EMP einzugehen, nicht anbieterübergreifend über die betriebsbereiten Ladesäulen in ihrem Umfeld und den dortigen Ad-hoc-Ladepreis informieren. Entsprechend ist zu begrüßen, dass die Europäische Kommission in einem Entwurf einer neuen AFI-Verordnung die Transparenz über die Ad-hoc-Preise verpflichtend vorgesehen hat. Die Monopolkommission empfiehlt dem deutschen Gesetzgeber, eine gesetzliche Meldepflicht der Ad-hoc-Preise (sowie der Verfügbarkeit und des Belegungsstatus) aller Ladepunkte bei einer zentralen Stelle bereits unmittelbar einzuführen und die Daten Verbraucherportalen zur Verfügung zu stellen. Zu diesem Zweck könnte die bestehende Markttransparenzstelle für Kraftstoffe in § 47k GWB auf diese Daten zum Ladestrom erweitert werden.

K21. Schließlich sollte auch das Fördersystem des Bundes angepasst werden, durch das der Ausbau der Ladeinfrastruktur maßgeblich vorangetrieben wird. Das Fördersystem wird derzeit über sog. Förderaufrufe gesteuert, durch die bei neuen Betreibern von Ladeinfrastruktur zuletzt bis zu 60 Prozent bestimmter Aufbaukosten übernommen wurden. Für den Wettbewerb bei öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur spielt das Fördersystem eine kritische Rolle, da ungeforderte Ladesäulen im Wettbewerb mit geförderten Ladesäulen derzeit weitaus weniger konkurrenzfähig sind und der Wettbewerb deshalb im Wesentlichen über Ladepunkte entfacht werden kann, für die ein Förderzuschlag erteilt wird. Gerade der erhebliche Einsatz öffentlicher Mittel gibt Anlass dafür, das Interesse der Verbraucherinnen und Verbraucher am Aufbau eines wettbewerblichen Lademarktes mit entsprechend determinierten Ladepreisen bei der Vergabe der Mittel zu berücksichtigen. Deshalb könnte in künftigen Förderaufrufen eine höhere Förderung vorgesehen werden, wenn die Betreiber geförderter Ladepunkte in einem lokalen Gebiet weniger als 40 Prozent aller Ladepunkte auf sich vereinen. Eine neue Form der öffentlichen Co-Finanzierung wurde zudem durch das sog. Schnellladegesetz eingeführt, das eine noch umfangreichere Förderung beim Aufbau von HPC-Ladepunkten auf Basis von Ausschreibungen ermöglichen soll. Im Bereich der vom Schnellladegesetz erfassten Förderung von HPC-Ladepunkten an den Autobahnen sollte die Möglichkeit des Betriebs von Ladepunkten unterschiedlicher Betreiber an einem Standort berücksichtigt werden. An bewirtschafteten Rastplätzen sollten entsprechende kompetitive Voraussetzungen für konkurrierende CPOs auf Basis eines wettbewerbskonformen Rahmenvertrages mit bestehenden Konzessionären verhandelt werden.

Die Regulierung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

K22. Bei der Wasserstoffwirtschaft handelt es sich aktuell noch um einen sehr kleinen Sektor mit einem geringen Bedarf für den Transport von Wasserstoff. Die Nationale Wasserstoffstrategie, die von der Bundesregierung im Juni 2020 veröffentlicht wurde, sieht jedoch vor, dass die Wasserstoffwirtschaft, auch mit Unterstützung staatlicher Mittel, in den kommenden Jahren stark wachsen soll. In der Folge wird davon ausgegangen, dass die wenigen Wasserstoffnetze, die in Deutschland bereits existieren, langfristig nicht ausreichen werden. Es wird erwartet, dass der weitere Aufbau von Wasserstoffnetzen überwiegend in Form einer Sekundärnutzung von heutigen Erdgasnetzen geschehen wird. Erdgasfernleitungsnetzbetreiber waren im Rahmen ihrer regulierten Geschäftstätigkeit bisher nicht berechtigt, Wasserstoffnetze zu errichten oder zu betreiben.

K23. Im Juli 2021 ist die Novelle des EnWG in Kraft getreten, die eine Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze einführt. Nun können Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff umgerüstet und (vom Fernleitungsnetzbetreiber) als reine Wasserstoffnetze weiterbetrieben werden. Eine Pflicht, sich der Regulierung zu unterwerfen,

besteht nicht. Somit trägt das Gesetz dem Umstand Rechnung, dass bei den bereits bestehenden Wasserstoffnetzen nicht von einer Regulierungsnotwendigkeit auszugehen ist. Von einer solchen wird erst ausgegangen, wenn auch ein Missbrauch von Marktmacht zu beobachten oder wahrscheinlich ist. Hierfür gibt es nach Einschätzung der Bundesnetzagentur bisher jedoch keine Anzeichen. Die Monopolkommission begrüßt, dass die Bundesregierung nicht dem Vorschlag eines Verbändebündnisses gefolgt ist, wonach die Regulierung der neuen Wasserstoffnetze analog zur Regulierung von Erdgasnetzen erfolgt wäre.

K24. Zu kritisieren ist allerdings, dass keine Differenzierung der anzuwendenden Regelungen anhand des Entwicklungsgrads der Wasserstoffwirtschaft erfolgt, obwohl die Anwendung einzelner Regelungen des Gesetzes bezogen auf die aktuelle Struktur der Wasserstoffnetze angemessen ist, andere Regelungen jedoch erst bei einer weiterentwickelten Wasserstoffwirtschaft notwendig wären. So ist der verhandelte Netzzugang aus Sicht der Monopolkommission vorerst ausreichend, um sicherzustellen, dass die ersten Marktteilnehmer auf den Wasserstoffmärkten ungehindert in den Markt eintreten können. Die Einführung einer Entgeltregulierung für Wasserstoffnetze ist zum aktuellen Zeitpunkt dagegen als verfrüht anzusehen.

K25. Für eine Überarbeitung der Übergangsregulierung empfiehlt die Monopolkommission einen dynamischen Regulierungsansatz in Anlehnung an die Telekommunikationsregulierung. Dazu sollte der Bundesnetzagentur die Aufgabe übertragen werden, die Marktverhältnisse regelmäßig zu analysieren. Ähnlich einem Drei-Kriterien-Test, wie er in der Telekommunikationsregulierung durchgeführt wird, könnte die Bundesnetzagentur prüfen, ob der Wasserstoffmarkt regulierungsbedürftig ist. Erst wenn die Bundesnetzagentur, in Abstimmung mit dem Bundeskartellamt, entscheidet, dass das allgemeine Wettbewerbsrecht nicht mehr ausreicht, um einen wirksamen Wettbewerb im Wasserstoffsektor sicherzustellen, würde die Bundesnetzagentur prüfen, ob ein oder mehrere Unternehmen auf diesem Markt über beträchtliche Marktmacht verfügen. Diese Unternehmen könnten dann gesetzlich definierten Regulierungsmaßnahmen unterworfen werden.

K26. Die von der Bundesnetzagentur einsetzbaren Maßnahmen sollten sich an den aus der Gasnetzregulierung bekannten Regulierungsinstrumenten orientieren. Im Unterschied zur aktuellen Übergangsregulierung könnte die Bundesnetzagentur bei Anwendung einer dynamischen Regulierung so zielgerichtet einzelne der gesetzlich festgeschriebenen Maßnahmen wählen, um die Wettbewerbsprobleme zu adressieren, die zum jeweiligen Zeitpunkt zu beobachten sind.

K27. Mit der Übergangsregulierung hat sich die Bundesregierung gegen ein gemeinsames Netzentgelt für Wasserstoff- und Erdgasnetze entschieden und ist somit Forderungen nach einer gemeinsamen Finanzierung nicht nachgekommen. Die Monopolkommission begrüßt die Entscheidung für eine verursachungsgerechte Finanzierung, da sie zu effizienten Investitionen in die Netzinfrastruktur führt. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass insbesondere Gasnetzbetreiber, die auch Wasserstoffnetze betreiben, Anreizen unterliegen, eine Quersubventionierung des Erdgasgeschäfts zulasten der Wasserstoffnetzkundinnen und -kunden zu betreiben. Die buchhalterische Entflechtung, die für regulierte Gasnetzbetreiber gilt, die zukünftig zusätzlich regulierte Wasserstoffnetze betreiben wollen, ist daher sinnvoll.

K28. Dennoch kann es beispielsweise im Rahmen der Umwidmung von Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff zur Quersubventionierung kommen, wenn der Wert der von einem auf das andere Rechnungslegungskonto übertragenen Leitungen abweichend vom aktuellen Buchwert angesetzt wird. Um derartige Probleme zu verhindern, sollte bei der Übertragung von Leitungen eine Regelung geschaffen werden, die die Ermittlung des „Verkaufspreises“ nicht dem regulierten Unternehmen überlässt. Diese Aufgabe sollte vielmehr die Bundesnetzagentur übernehmen. Sollte sich herausstellen, dass es trotzdem zur Quersubventionierung kommt, sollte auch eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung in Betracht gezogen werden.

Kapitel 1

Neue Energiemärkte im Fokus

1. Das vorliegende Gutachten ist das achte Sektorgutachten Energie, das die Monopolkommission gemäß § 62 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) veröffentlicht. Während die ersten Gutachten darauf abzielten, alle Wertschöpfungsstufen der leitungsgebundenen Strom- und Gaswirtschaft in die Untersuchung einzubeziehen, ist die Monopolkommission in den jüngsten Sektorgutachten dazu übergegangen, zugunsten einer vertieften Analyse einzelner Energiemärkte, auf eine solch breit gefächerte Analyse über alle Wertschöpfungsstufen hinweg zu verzichten. Bei der Auswahl der Märkte, die im Sektorgutachten vertieft analysiert werden, konzentriert sich die Monopolkommission auf diejenigen Energiemärkte, bei denen Wettbewerbsprobleme oder -chancen von besonderer Relevanz zu beobachten sind. Diese Vorgehensweise setzt sie im vorliegenden Gutachten fort.

2. Im achten Sektorgutachten Energie werden insbesondere Märkte in den Fokus genommen, auf denen in besonderem Maße die Möglichkeit besteht, die Entwicklung von funktionsfähigem Wettbewerb zu unterstützen. Aufgrund der fortschreitenden Energiewende in Deutschland entstehen zurzeit neue Energiemärkte, die, wie die etablierten Energiemärkte, auf eine entsprechende Infrastruktur angewiesen sind. Dabei handelt es sich zum einen um die Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität und zum anderen um die Infrastruktur zum Transport von Wasserstoff. Beide Infrastrukturen befinden sich zurzeit noch im Aufbau und die entsprechenden Märkte in einem frühen Entwicklungsstadium. Entscheidungen des Gesetzgebers zu diesen Märkten sollten daher bereits die Funktionsfähigkeit des zukünftigen Wettbewerbs auf den entsprechenden Märkten im Blick haben. In Kapitel 4 und Kapitel 5 des vorliegenden Gutachtens werden die Umsetzung des Aufbaus einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie die Entwicklung einer Regulierung der Wasserstoffwirtschaft dahingehend untersucht und entsprechende Empfehlungen ausgesprochen.

3. Des Weiteren sieht die Monopolkommission ein besonderes Potenzial für die Entwicklung von funktionsfähigem Wettbewerb unter Strombörsen im kurzfristigen Stromhandel. Hier besteht das Potenzial allerdings weniger darin, bereits zu einem frühen Zeitpunkt wettbewerbliche Strukturen zu schaffen, sondern vielmehr darin, monopolistische Strukturen aufzulösen. Strombörsen sind kein neues Phänomen, waren allerdings traditionell nationale Monopole. Vorgaben der Europäischen Union, die auf die Unterstützung des grenzüberschreitenden Handels ausgerichtet sind, eröffneten weiteren Strombörsen die Möglichkeit, teilweise in Konkurrenz zu etablierten Monopolisten zu treten. Diese Entwicklung eröffnet Wettbewerbschancen, die genutzt werden sollten. Wie dieses Ziel erreicht werden kann, wird in Kapitel 3 vertieft untersucht.

4. Neben den genannten Märkten greift das vorliegende Gutachten erneut den Erstabatzmarkt für Strom als weiteren Schwerpunkt auf. Dieser Markt spielt im Energiesektor eine besondere Rolle und wurde daher auch von der Monopolkommission regelmäßig in vergangenen Gutachten analysiert. In diesem Zusammenhang hat die Monopolkommission auch regelmäßig die Arbeit des Bundeskartellamts in diesem Bereich gewürdigt. Die entsprechenden Analysen werden in Kapitel 2 des vorliegenden Gutachtens fortgesetzt, indem insbesondere auf die im Berichtszeitraum veröffentlichten Marktmachtberichte des Bundeskartellamtes eingegangen wird.

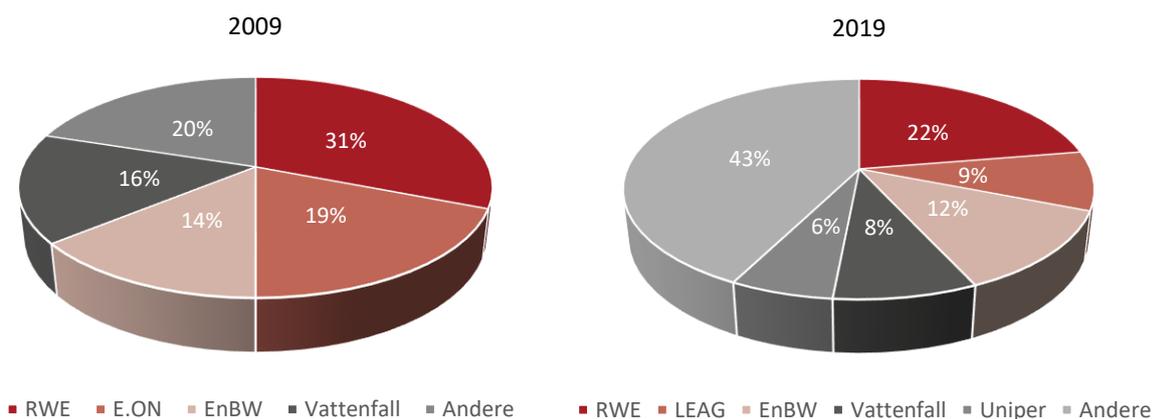
Kapitel 2

Die Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse in der Stromerzeugung

2.1 Rückläufige Entwicklung der Konzentration in der (konventionellen) Stromerzeugung

5. Die strukturellen Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der konventionellen Stromerzeugung haben in den vergangenen 15 Jahren wesentliche Entwicklungen durchschritten. Nachdem die Europäische Kommission im Jahr 2008 eine gemeinsame Marktbeherrschung durch E.ON, RWE und Vattenfall auf dem deutschen Großhandelsmarkt festgestellt hatte² und zahlreiche Beschwerden über die Strompreisentwicklung aufkamen, leitete das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel ein, um die Funktionsweise der betroffenen Märkte näher zu untersuchen und die zuvor von der Europäischen Kommission angestellten Überlegungen in den geführten Verfahren weiterzuentwickeln.³ Das Bundeskartellamt kam zu dem Ergebnis, dass lediglich vier Unternehmen 80 Prozent des Erstabatzmarktes für Strom innehatten.⁴ Abbildung 2.1 (links) zeigt die Marktanteile dieser Unternehmen im Jahr 2009 in Bezug auf die Erzeugungskapazitäten. Größter Erzeuger war RWE mit einem Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten von 31 Prozent. Zweitgrößter Erzeuger war E.ON mit einem Marktanteil an den Stromerzeugungskapazitäten von 19 Prozent. EnBW und Vattenfall folgten mit größerem Abstand und Marktanteilen von 14 bzw. 16 Prozent.

Abbildung 2.1: Marktanteile bei den Stromerzeugungskapazitäten



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und-großhandel, Januar 2011, S. 18, sowie Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), Dezember 2020, S. 18 f.

6. Trotz der konzentrierten Marktstruktur konnten den entsprechenden Unternehmen im Rahmen der damaligen Untersuchung keine missbräuchlichen Praktiken nachgewiesen werden. Dennoch sah das Bundeskartellamt neben einem Bedarf für Maßnahmen zur Verbesserung der Marktstruktur einen „erheblichen Verbesserungsbedarf im Hinblick auf eine Effektivierung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht“.⁵ In der Folge wurde im Jahr 2012 die

² EU-Kommission, Entscheidung vom 26. November 2008 in einem Verfahren nach Artikel 82 EG-Vertrag und Artikel 54 EWR-Abkommen (Sachen COMP/39.388- Deutscher Stromgroßhandelsmarkt und COMP/39.389- Deutscher Regelenergiemarkt, S. 2).

³ BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und-großhandel, 2011, <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.html>, Abruf am 7. Juni 2021, S. 13.

⁴ Ebenda, S. 284.

⁵ Ebenda.

sog. Markttransparenzstelle geschaffen.⁶ Ihre Aufgabe, die gemeinsam von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur erfüllt wird, ist es, den Großhandel mit Elektrizität laufend zu überwachen, um u. a. einen Missbrauch von Marktbherrschaft schnell aufdecken zu können. Mit dem Strommarktgesetz wurde dem Bundeskartellamt Anfang 2016 zudem die Aufgabe übertragen, mindestens alle zwei Jahre einen Bericht zu den Wettbewerbsverhältnissen im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (im Folgenden Marktmachtbericht) zu erstellen. Mithilfe des Marktmachtberichts sollen Erzeugungsunternehmen ihre Marktposition besser einschätzen und so beispielsweise ihr Preissetzungsverhalten in Knappheitssituationen entsprechend anpassen können.⁷ Der erste Bericht erschien im Jahr 2019, ein zweiter Ende des Jahres 2020.⁸

7. Seit der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamts ist es im Stromgroßhandel derweil zu erheblichen Veränderungen gekommen.⁹ Vattenfall verkaufte seine Braunkohlesparte, die nun als LEAG firmiert, und E.ON spaltete die konventionelle Erzeugung ab, welche nun unter Uniper firmiert.¹⁰ In der Folge gehört E.ON im Jahr 2019 nicht mehr zu den größten Stromerzeugern in Deutschland und die abgestoßenen konventionellen Kapazitäten bei Uniper machen mittlerweile nur noch einen Anteil von 6 Prozent an den Erzeugungskapazitäten in Deutschland aus (vgl. Abbildung 2.1 (rechts)). Vattenfall hat seinen Marktanteil durch die Abspaltung der Braunkohlesparte halbiert und die Braunkohlekapazitäten bei LEAG entsprechen einem Anteil von 9 Prozent an den Erzeugungskapazitäten. Größter Stromerzeuger ist weiterhin RWE. Allerdings ist auch der Marktanteil von RWE um 9 Prozentpunkte auf 22 Prozent gesunken. Insgesamt kann somit festgestellt werden, dass die Konzentration in der Stromerzeugung stark gesunken ist. Die größten vier Stromerzeuger haben im Jahr 2019 noch einen Marktanteil von etwa 50 Prozent. Gegenüber dem Jahr 2009 entspricht dies einem Rückgang des gemeinsamen Marktanteils um knapp 40 Prozent.

8. Da Strom nur eingeschränkt speicherbar ist und die Stromnachfrage kurzfristig sehr unelastisch reagiert, kann es auf dem Strommarkt zu Situationen kommen, in denen ein Unternehmen unverzichtbar für die Deckung der Nachfrage ist und als „pivotal“ bezeichnet wird. Die Pivotalität stellt eine besondere Marktposition dar, die ein entsprechender Versorger nutzen kann, um den Strompreis durch Kapazitätszurückhaltung missbräuchlich zu erhöhen.¹¹ Daher stützt sich das Bundeskartellamt bei der Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse nicht nur auf die dargestellten Marktanteile in der Stromerzeugung, sondern insbesondere auf eine Pivotalanalyse. Nachdem zunächst auf die Marktabgrenzung eingegangen wird, wird im Folgenden die Umsetzung der Pivotalanalyse in den Marktmachtberichten des Bundeskartellamts betrachtet.

2.2 Marktabgrenzung

9. Bei der Marktabgrenzung sind drei Dimensionen zu berücksichtigen. Die sachliche (I), die räumliche (II) und die zeitliche (III) Dimension. In Bezug auf die sachliche Dimension grenzt das Bundeskartellamt den Markt für den erst-

⁶ Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas vom 11. Dezember 2012, BGBl. 2012 I Nr. 57, S. 2403.

⁷ Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), BT-Drs. 18/7317, 2016, S. 134.

⁸ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), 2019, <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Marktmachtbericht%202019.pdf>, Abruf am 2. August 2021; <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Marktmachtbericht%202020.pdf>, Abruf am 2. August 2021.

⁹ Diese Veränderungen sind Folge der fortschreitenden Energiewende, die durch einen Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung gekennzeichnet ist.

¹⁰ Darüber hinaus kam es zu weiteren umfassenden Umstrukturierungen. RWE verlagerte, mit Ausnahme der konventionellen Erzeugung, zunächst alle Aktivitäten in die Tochtergesellschaft innogy, die im Jahr 2019 an E.ON verkauft wurde. Gleichzeitig erhielt RWE die Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien von E.ON. Da das Bundeskartellamt erneuerbare Energien nicht in den Erstabatzmarkt für Strom einbezieht, führte dies allerdings zu keinen großen Verschiebungen von Marktanteilen.

¹¹ Für eine ausführliche theoretische Analyse der Preismissbrauchsmöglichkeiten in der Stromerzeugung vgl. Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden, Baden-Baden 2017, Tz. 58 ff.

maligen Absatz von Strom mit physischer Erfüllung (Erstabsatzmarkt) als relevanten Markt ab. Im Rahmen der Marktmachtberichte wird in diesem Zusammenhang insbesondere auf die Abgrenzung des Erstabsatzmarktes vom Eigenverbrauch und Bahnstrom, von der Regelenergie, von Reservekapazitäten, vom Redispatch und von der nach EEG geförderten Stromerzeugung eingegangen.¹² In Bezug auf die räumliche Dimension grenzt das Bundeskartellamt die deutsch-luxemburgische Gebotszone als relevanten Markt ab. Zu diesem Ergebnis kommt das Bundeskartellamt auf Grundlage von Preisvergleichen zwischen angrenzenden Gebotszonen (Preisgleichheitsanalysen). In Bezug auf die zeitliche Dimension legt das Bundeskartellamt einen Zeitraum von einem Jahr zugrunde, wodurch trotz kurzfristiger Schwankungen auf dem Strommarkt die Struktur des Wettbewerbs widergespiegelt werden soll. Im Folgenden wird auf einzelne, insbesondere kontrovers diskutierte, Aspekte der Marktabgrenzung eingegangen.

2.2.1 EEG-geförderte, dargebotsabhängige Anlagen nicht Teil des relevanten Marktes

10. In Bezug auf die sachliche Marktabgrenzung ist insbesondere die fehlende Berücksichtigung der erneuerbaren Energien ein strittiger Aspekt. Strom aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland mithilfe des EEG gefördert. Die Höhe der Förderung wird über Ausschreibungen ermittelt, in denen die Gebote, die den niedrigsten sog. anzulegenden Wert bieten, einen Zuschlag erhalten. Bezuschlagte Anlagen verkaufen, wie auch konventionelle Kraftwerke, den erzeugten Strom am Markt (Direktvermarktung). Allerdings liegt der Marktpreis i. d. R. unterhalb des anzulegenden Werts. Daher erhalten bezuschlagte Anlagen zusätzlich zu den Verkaufserlösen eine sog. Marktprämie, die vereinfacht aus der Differenz zwischen anzulegendem Wert und dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert ermittelt wird.¹³

11. Das Bundeskartellamt geht daher davon aus, dass die dargebotsabhängigen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, wie Wind- oder Solaranlagen, unabhängig vom Marktpreis Strom erzeugen, wann immer dies möglich ist.¹⁴ Denn die Marktprämie gleicht die Differenz aus Verkaufserlös und anzulegendem Wert i. d. R. aus, sodass die Anlagenbetreiber unabhängig vom Marktpreis den anzulegenden Wert erhalten. Insofern sind die Gesamterlöse aus der Stromerzeugung bei diesen Anlagen weitestgehend unabhängig vom Marktpreis.¹⁵ Das Bundeskartellamt geht für diese Anlagen daher von grundlegend anderen Markt- und Wettbewerbsbedingungen aus als für konventionelle Erzeuger und bezieht sie folglich nicht in den relevanten Markt ein.¹⁶

12. Vonseiten der Marktteilnehmer wird dagegen argumentiert, dass Strom aus erneuerbaren Energien, der wie der Strom aus konventionellen Kraftwerken über die Direktvermarktung am Markt gehandelt wird, auch in den relevanten Markt einzubeziehen sei, da er in der Folge auch einen erheblichen Einfluss auf den Marktpreis habe.¹⁷ Diese

¹² BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 6 ff. und BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 7 ff.

¹³ Zur Funktionsweise der Förderung erneuerbarer Energien vgl. ausführlich Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019, Tz. 175 ff.

¹⁴ Von dargebotsabhängigen Anlagen zur Erzeugung von Energie wird gesprochen, wenn die entsprechenden Anlagen in Abhängigkeit vom Wetter Strom erzeugen und die Stromerzeugung aus diesem Grund saisonal und tageszeitlich stark schwanken kann.

¹⁵ Eine Abhängigkeit vom Marktpreis besteht in diesem System dann, wenn ein Erzeuger erneuerbarer Energien Erlöse erzielen kann, die oberhalb des energieträgerspezifischen Monatsmittels liegen. Eine Abhängigkeit vom Marktpreis besteht dann in dem Ausmaß, in dem dies vom Erzeuger gesteuert werden kann. Diese Möglichkeit dürfte bei dargebotsabhängigen Energieträgern, wie Wind- oder Solarenergie, allerdings sehr begrenzt sein.

¹⁶ Vgl. dazu ausführlich BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 10 ff.

¹⁷ frontier economics, Konsultation Leitfadens Strom- Markt- und Wettbewerbsverhältnisse / Marktbeherrschung- Kurzgutachten für die RWE AG, 2019, https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Stellungnahmen/Stellungnahme%20Konsultation_Leitfaden_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung_RWE_Frontier_Gutachten_2019.html?nn=8015348, Abruf am 2. Juli 2021, S. 18. In diesem Zusammenhang wird auch auf den sog. Merit-Order-Effekt verwiesen. Damit ist gemeint, dass erneuerbare Energien, aufgrund ihrer geringen Grenzkosten, die Stromnachfrage vorrangig bedienen und somit sinkende Gleichgewichtspreise und eine Verdrängung von konventioneller Erzeugung verursachen. Vgl. auch EnBW, Stellungnahme der EnBW Energie Baden-Württemberg AG zur Konsultation des Leitfadens für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung/-großhandel, 2019, <https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Stellungnahmen/>

Argumentation vernachlässigt allerdings, dass die Einspeisung aus den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zur Zeit i. d. R. keiner Steuerung durch den Betreiber unterliegt. Aufgrund der weitestgehend konstanten Erlöse besteht für die Betreiber gegenwärtig auch kein Anreiz für eine Steuerung, welche beispielsweise über eine Zwischenspeicherung des Stroms erreicht werden könnte. Da das Angebot dieses erneuerbaren Stroms am Markt aufgrund der fehlenden Steuerung nicht auf Preisveränderungen reagiert, kann es angebotsseitig nicht als Substitut für konventionellen Strom betrachtet werden. Daher ist Strom zumindest aus geförderten, dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zurzeit nicht in den relevanten Markt einzubeziehen. Nicht-dargebotsabhängige und flexibel steuerbare Anlagen, wie Wasserkraft-, Deponiegas-, Klärgas-, Grubengas-, Biomasse und Geothermieanlagen, erhalten derweil ebenfalls Produktionsanreize aus dem Marktprämienmodell, die ihre Anreize zur Kapazitätszurückhaltung zumindest abschwächen.¹⁸ Hier könnte jedoch eher eine Berücksichtigung im relevanten Markt erwogen werden.

13. Als weiteres Argument für die Einbeziehung erneuerbarer Energien in den relevanten Markt wird angeführt, dass im Rahmen der wettbewerblichen Ausschreibungen für erneuerbare Energien die langfristige Entwicklung der Strompreise durch die Teilnehmer einbezogen würde. Insofern würden erneuerbare Energien auf den Strompreis reagieren und seien daher dem relevanten Markt zuzuordnen.¹⁹ Diese Argumentation überzeugt nicht. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien bieten in den Ausschreibungen auf den anzulegenden Wert. Dieser muss für den Anlagenbetreiber kostendeckend sein. Die Kosten liegen wiederum, zumindest zum aktuellen Zeitpunkt, i. d. R. oberhalb der Marktpreise. Da die Differenz zwischen Marktpreis und anzulegendem Wert durch die Marktprämie weitestgehend ausgeglichen wird, berücksichtigen Teilnehmer an den Ausschreibungen bei ihren Geboten lediglich ihre Kosten, nicht aber die erzielbaren Erlöse am Markt.

2.2.2 Begrenzung auf die Gebotszone Deutschland Luxemburg gerechtfertigt

14. Bezüglich der räumlichen Marktabgrenzung kritisieren einzelne Marktteilnehmer die Abgrenzung des relevanten Marktes auf die Gebotszone Deutschland Luxemburg (DE/LUX). Sie sprechen sich dafür aus, das gesamte Gebiet als relevanten Markt abzugrenzen, in dem die sog. lastflussbasierte Marktkopplung angewendet wird. Dies betrifft Belgien, Frankreich, Niederlande, Deutschland und Luxemburg.²⁰ Die lastflussbasierte Marktkopplung ist ein Mechanismus für die Zuteilung von Grenzkapazitäten. Dabei erfolgt die Kapazitätszuteilung zeitgleich mit den Handelsgeschäften. Unter Verwendung eines Netzmodells und der Handlungsergebnisse wird so eine wohlfahrtsoptimierte Kapazitätsverteilung erreicht. Da diese Optimierung nicht den Stromfluss über eine einzelne Grenze, sondern alle relevanten Stromflüsse berücksichtige, gehe von allen beteiligten Gebotszonen ein Wettbewerbsdruck aus. Aus diesem Grund seien auch alle an der lastflussbasierten Marktkopplung beteiligten Gebotszonen dem relevanten Markt zuzurechnen.

15. Diese Kritik an der räumlichen Marktabgrenzung des Bundeskartellamts überzeugt allerdings nicht. Damit von einer Gebotszone ein Wettbewerbsdruck ausgehen kann, müssen Grenzkapazitäten in ausreichendem Ausmaß zur Verfügung stehen. Ausreichend bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Geschäfte, zu denen es aufgrund einer Preisungleichheit zwischen Gebotszonen kommen würde, netzseitig zumindest in weiten Teilen abgebildet werden können. Dies ist an den Außengrenzen der Gebotszone DE/LUX jedoch offenbar nicht der Fall. Das Bundeskartellamt vergleicht die Preise zwischen der Gebotszone DE/LUX und allen angrenzenden Gebotszonen. Diese Preisdifferenzanalysen zeigen, dass zu allen Außengrenzen in weniger als 60 Prozent der Zeit zur Preisgleichheit kommt (vgl. Tabelle 2.1). Die Preisdifferenzen sind zum Teil erheblich. Beispielsweise betrug die absolute Preisdifferenz zur ös-

Stellungnahme%20%20Konsultation_Leitfaden_Missbrauchsaufsicht_Stromerzeugung_EnBW_2019.html?nn=8015348, Abruf am 2. Juli 2021, S. 4.

¹⁸ Zum Hintergrund dieses Effektes vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 43.

¹⁹ frontier economics, Konsultation Leitfaden Strom- Marktabgrenzung / Marktbeherrschung- Kurzgutachten für die RWE AG, a. a. O., S. 21 f.

²⁰ Zusätzlich sollte laut Marktteilnehmern auch Dänemark berücksichtigt werden.

terreichischen Gebotszone bei einem durchschnittlichen Großhandelspreis von 30-50 EUR/MWh im Monatsdurchschnitt bis zu 12 EUR/MWh.²¹ Die Substitution von Erzeugung innerhalb der Gebotszone DE/LUX durch Importe aus angrenzenden Gebotszonen wird durch knappe Netzkapazitäten an den Gebotszonengrenzen somit derart eingeschränkt, dass angrenzende Gebotszonen nicht dem relevanten Markt zuzuordnen sind.²²

Tabelle 2.1: Preisgleichheit zwischen der Gebotszone DE/LUX und angrenzenden Gebotszonen

	Frankreich	Österreich	Niederlande	Dänemark West	Dänemark Ost	Südschweden	Schweiz	Tschechische Republik	Polen
Off-Peak	46,7 %	58,7 %	51,1 %	59,6 %	53,2 %	18,6 %	3,4 %	3,2 %	0,7 %
Peak	42,3 %	53,9 %	48,4 %	59,8 %	50,3 %	30,6 %	2,9 %	2,6 %	1,5 %

Anmerkung: Es wird zwischen Peak- und Off-Peak-Periode unterschieden. Peak-Periode: wochentags 8.00- 19.59 Uhr. Off-Peak-Periode: wochentags 20.00- 7.59 Uhr sowie Wochenenden.

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von Bundeskartellamt, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), S. 14.

2.2.3 Klarstellungen in Bezug auf die zeitliche Marktabgrenzung sind zu begrüßen

16. Im Hinblick auf die zeitliche Marktabgrenzung hat die Monopolkommission die Abgrenzung des Bundeskartellamts auf Grundlage eines Jahres wiederholt kritisiert.²³ Aufgrund der sehr beschränkten Speicherbarkeit von Strom und einer kurzfristig sehr unelastisch reagierenden Nachfrage können die Marktbedingungen auf dem Strommarkt kurzfristig stark schwanken. In der Folge kann ein Erzeuger zu einem bestimmten Lieferzeitpunkt unverzichtbar, d. h. pivotal, zur Deckung der Nachfrage sein, obwohl zum vorherigen Lieferzeitpunkt noch Wettbewerb herrschte. Die Monopolkommission hat sich daher bereits in früheren Gutachten dafür ausgesprochen, den Markt auf Basis der einzelnen Handelsprodukte, d. h. insbesondere der Viertelstundenprodukte, abzugrenzen. Nach Auffassung der Monopolkommission begründen die Mengen des pivotalen Erzeugers, jeweils für den entsprechenden Produktzeitraum eine Marktbeherrschung nach § 18 Abs. 1 GWB. Dass eine Marktabgrenzung auf Basis einzelner Viertelstunden geboten ist, zeigt sich auch an der vom Bundeskartellamt durchgeführten Pivotalanalyse zu Beurteilung der Marktverhältnisse auf dem Strommarkt, bei der geprüft wird, ob einzelne Anbieter für die Deckung der Nachfrage in einzelnen Viertelstunden unverzichtbar waren. Stellt das Bundeskartellamt bei dieser Analyse Pivotalität fest, bedeutet dies, dass der entsprechende Erzeuger in der betroffenen Viertelstunde über erhebliche strukturelle Marktmacht verfügte.

17. Das Bundeskartellamt grenzt den relevanten Markt weiterhin nicht auf Grundlage einzelner Viertelstunden ab. Die Abgrenzung auf Grundlage eines Jahres wird damit begründet, dass auch auf dem Strommarkt einzelne Situationen keinen Rückschluss auf strukturelle Faktoren zuließen, die die Verhaltensspielräume eines Unternehmens eingrenzen könnten.²⁴ Um trotz der Anwendung der Pivotalanalyse strukturelle Faktoren zu berücksichtigen, wird vom Bundeskartellamt für den Zeitraum von einem Jahr geprüft, in wie vielen Viertelstunden ein Erzeuger pivotal war.

²¹ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 15.

²² Monopolkommission, 4. Sektorgutachten Energie (2013), Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Baden-Baden 2013, Tz. 56 ff.; Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015), Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Baden-Baden 2015, Tz. 33 ff.; Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), a. a. O., Tz. 18 ff.

²³ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 51 ff. sowie Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015), a. a. O., Tz. 415.

²⁴ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 18.

Erst ab einer Schwelle von fünf Prozent der Viertelstunden vermutet das Bundeskartellamt eine marktbeherrschende Stellung. Die Monopolkommission sieht dieses Vorgehen weiterhin kritisch. Zu begrüßen ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass die Marktmachtberichte klarstellen, dass es sich sowohl bei der Beurteilung auf Grundlage eines Jahres als auch bei dem Schwellenwert von fünf Prozent nicht um starre Grenzen handelt. Vielmehr wird dargelegt, dass es sich bei diesen Werten lediglich um Vermutungsschwellen handelt.²⁵ Darüber hinaus wird klargestellt, dass das Bundeskartellamt bei seiner Beurteilung nicht zwingend auf ein Kalenderjahr abstellt, sondern, wie von der Monopolkommission empfohlen, eine rollierende Betrachtung vornimmt.²⁶

2.3 Pivotalanalyse mithilfe des Residual Supply Index (RSI)

18. Um die Besonderheiten des Strommarktes (beschränkte Speicherbarkeit; kurzfristig unelastische Nachfrage) im Rahmen der Einschätzung der Wettbewerbsverhältnisse angemessen zu berücksichtigen, führt das Bundeskartellamt seit der Sektoruntersuchung im Jahr 2011 zur Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse auf dem Strommarkt Pivotalanalysen mithilfe des RSI durch. Bei dem RSI handelt es sich, wie bei den Marktanteilen, um ein Konzentrationsmaß, das allerdings auf die Besonderheiten des Strommarktes ausgerichtet ist. Der RSI wird durch die folgende Formel berechnet:

$$RSI_{it} = \frac{\text{Marktkapazität}_t - \text{Kapazität}_{it}}{\text{Marktnachfrage}_t}$$

Im Zähler stehen für jeden Zeitpunkt t die verbleibenden Marktkapazitäten, wenn diejenigen des Unternehmens i nicht berücksichtigt werden. Im Nenner steht die Marktnachfrage zum Zeitpunkt t . Der RSI bestimmt somit, ob die Marktnachfrage zu einem Zeitpunkt t auch ohne die Kapazitäten des Unternehmens i hätten gedeckt werden können. Reicht die Kapazität am Markt auch ohne das Unternehmen i aus, um die Marktnachfrage zu decken, nimmt der RSI einen Wert größer als eins an. Ist der RSI kleiner als eins, dann sind die Kapazitäten von Unternehmen i nötig, um die Marktnachfrage zu decken. Eine derartige Situation eröffnet dem entsprechenden Unternehmen Preissetzungsspielräume, die es potenziell missbräuchlich nutzen kann. Daher ist der RSI ein geeignetes Maß um anzuzeigen, ob ein Unternehmen zu einem bestimmten Zeitpunkt eine marktbeherrschende Stellung innehat.²⁷

19. Bei der Berechnung von Kapazitäten und Marktnachfrage für den RSI werden diese, wie in Abschnitt 2.2 beschrieben, abgegrenzt.²⁸ So werden beispielsweise Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien nicht in die im Zähler stehenden Kapazitäten einbezogen. Bei der Ermittlung der im Nenner stehenden Marktnachfrage wird berücksichtigt, dass der Strom aus erneuerbaren Energien diese bereits teilweise befriedigt. Des Weiteren werden für die Berechnung des RSI, aufgrund der in Abschnitt 2.2.2 dargestellten Marktabgrenzung, ausschließlich die Kapazitäten und die Nachfrage der Gebotszone DE/LUX berücksichtigt. Allerdings werden bei der Berechnung der Marktkapazität Nettoimporte aus benachbarten Gebotszonen einbezogen, um den (begrenzten) Einfluss ausländischer Erzeugungskapazitäten auf den inländischen Preis abzubilden. In zeitlicher Hinsicht berechnet das Bundeskartellamt den RSI für alle Viertelstunden eines Jahres. Allerdings vermutet das Bundeskartellamt erst dann eine marktbeherrschende Stellung eines Erzeugers, wenn der entsprechende RSI in mindestens fünf Prozent der Viertelstunden eines Jahres kleiner als eins ist.²⁹

²⁵ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 25 und BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 19.

²⁶ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 27 sowie Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 55.

²⁷ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), a. a. O., Tz. 74.

²⁸ Vgl. zu konkreten Umsetzung der RSI-Berechnung ausführlich BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 28 ff. sowie BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 26 ff.

²⁹ Vgl. zur zeitlichen Marktabgrenzung Abschnitt 3.2.3.

20. Für die Berechnung des RSI nutzt das Bundeskartellamt diverse Datenquellen. Benötigt werden insbesondere die Bewegungsdaten der einzelnen Kraftwerke in Deutschland.³⁰ Diese erhält das Bundeskartellamt von den Übertragungsnetzbetreibern, die diese nach dem Energieinformationsgesetz (EIN) von den Kraftwerksbetreibern erhalten.³¹ Die Kraftwerke werden den einzelnen Unternehmensgruppen mithilfe von Angaben kartellrechtlich zugeordnet, die das Bundeskartellamt im Rahmen des Energiemonitorings erhält. Weitere Datenquellen sind zum einen die kommerziellen Importe und Exporte angrenzender Gebotszonen, die der ENTSO-E Transparenzplattform entstammen und zum anderen die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, die benötigt wird, um die Produktion kleiner Kraftwerke, die ihre Daten nicht gemäß EIN melden müssen, abzuschätzen. Die Markttransparenzstelle verfügt bisher nicht über die erforderlichen Daten für die Durchführung der Pivotalanalyse.

21. Vonseiten der Marktteilnehmer wird insbesondere die Verwendung der Daten nach dem EIN kritisiert, da diese nicht öffentlich zugänglich sind. Die Berechnung des RSI könne von den Marktteilnehmern daher nicht angemessen nachvollzogen werden. Somit wird die Erfüllung des Ziels der Marktmachtberichte, die Selbsteinschätzung von Erzeugern in Bezug auf ihre Marktposition zu verbessern, in Frage gestellt. Diese Kritik ist auch deshalb nachvollziehbar, weil der Marktmachtbericht gerade mit dem Ziel eingeführt wurde, den Erzeugern fortlaufend eine Information über das mögliche Vorliegen einer marktbeherrschenden Stellung und damit gegebenenfalls verbundenen Verhaltenspflichten zu geben.³² Dies ist alleine aufgrund des Marktmachtberichts aber nur mit einem erheblichen Zeitabstand möglich. Daher sollte das Bundeskartellamt die EIN-Daten nur dann nutzen, wenn diese offengelegt werden können. Andernfalls sollte das Bundeskartellamt auf öffentlich verfügbare Daten ausweichen.

22. Zu beachten ist, dass durchaus öffentlich verfügbare Daten existieren, die ebenfalls für eine Berechnung des RSI herangezogen werden können. So hat auch die Monopolkommission auf Grundlage solcher Daten in vergangenen Gutachten RSI-Werte berechnet.³³ Daten zur Marktkapazität wurden dabei über die EEX-Transparenzplattform³⁴ bezogen, und die Marktnachfrage wurde auf Grundlage von Daten der ENTSO-E Transparenzplattform hergeleitet.³⁵ Daten zu den eigenen Kapazitäten liegen den Unternehmen ohnehin vor. Allerdings kann die Berechnung auf Basis einer abweichenden Datengrundlage potenziell zu anderen Ergebnissen führen.

2.3.1 RSI überschreitet Fünf-Prozent-Schwelle gegenwärtig nicht

23. Auf Grundlage der beschriebenen Methodik kam das Bundeskartellamt in seinen Marktmachtberichten zu dem Ergebnis, dass in den Jahren 2019 und 2020 kein Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung einnahm. Im Jahr 2019 waren nur die konventionellen Kapazitäten von RWE und EnBW in einzelnen Viertelstunden unverzichtbar, um die Nachfrage zu decken. In beiden Fällen lag der Anteil der Viertelstunden, in denen der RSI einen Wert unterhalb von eins einnahm, unterhalb der Schwelle von fünf Prozent, ab der eine marktbeherrschende Stellung vermutet

³⁰ Zu den Bewegungsdaten gehören u. a. Daten zu verfügbaren Kapazitäten, Regelenergievorhaltung und zur Kapazitätsvorhaltung zur Leistungsbesicherung. Für eine ausführliche Beschreibung der Datengrundlage für die Berechnung des RSI vgl. BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 26 ff. und BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 28 ff.

³¹ BNetzA, Beschluss in dem Verwaltungsverfahren zur Festlegung von Datenaustauschprozessen im Rahmen eines Energieinformationsgesetzes (Strom) vom 16. April 2014 BK6-13–200.

³² BMWi, Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch), Juli 2015, S. 61.

³³ Vgl. zu den verwendeten Datenquellen Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), a. a. O., Tz. 106 ff. sowie Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015), a. a. O., Tz. 64.

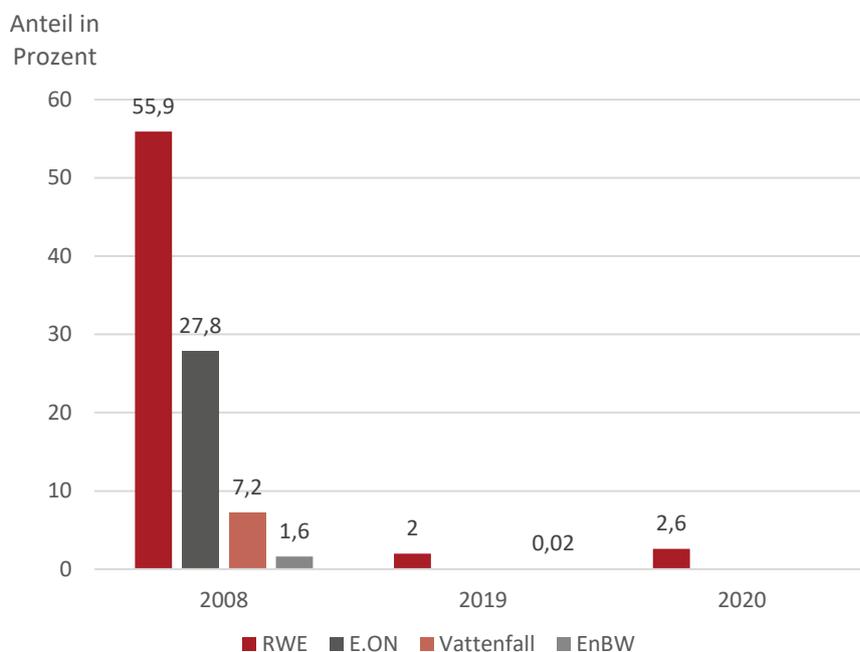
³⁴ <https://www.eex-transparency.com/de/power>

³⁵ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), a. a. O., Tz. 106 ff.; Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015), a. a. O., 64 ff.; Monopolkommission, 4. Sektorgutachten Energie (2013), a. a. O., Tz. 95 ff.

wird.³⁶ Im Jahr 2020 waren lediglich die Kapazitäten von RWE in einzelnen Viertelstunden notwendig, um die Marktnachfrage zu decken.³⁷ Der Anteil der Viertelstunden, in denen RWE pivotal war, ist allerdings von 2 Prozent der Viertelstunden auf 2,6 Prozent der Viertelstunden gestiegen (vgl. Abbildung 2.2). Insofern kann von einer leichten Verstärkung der Konzentration gesprochen werden. Allerdings liegt dieser Wert weiterhin deutlich unterhalb der Schwelle von fünf Prozent.

24. Im Vergleich zum Jahr 2008 ist die Konzentration auf dem Erstabatzmarkt allerdings deutlich gesunken. Dies spiegelt sich auch in den RSI-Werten wieder.³⁸ Damals nahmen drei Unternehmen (RWE, E.ON und Vattenfall) eine marktbeherrschende Stellung ein. Bei RWE wurde für 55,9 Prozent der Stunden ein RSI ermittelt, der unterhalb von eins lag (vgl. Abbildung 2.2). Dieser Wert lag weit oberhalb der Schwelle von fünf Prozent. Auch auf E.ON traf dies mit 27,8 Prozent der Stunden zu und selbst Vattenfall überschritt die Vermutungsschwelle mit 7,2 Prozent der Stunden noch um knapp 50 Prozent.³⁹ Im Vergleich zu den damals ermittelten Anteilen an Stunden, in denen mehrere Unternehmen zur Deckung der Nachfrage notwendig waren, fällt der Anteil von RWE in den Jahren 2019 und 2020 klein aus.

Abbildung 2.2: Anteil der Stunden mit einem RSI < 1



Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und-großhandel, 2011, Tabelle 14, sowie BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), 2019, S. 37 und BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), 2020, S. 33.

³⁶ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 37.

³⁷ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 33.

³⁸ Die Verbesserung der Marktstruktur, die sich in der Zeit zwischen der Sektoruntersuchung und Veröffentlichung der ersten Marktmachtberichte ergeben hat, deutete sich bereits in den Berechnungen von RSI-Werten durch die Monopolkommission für die Jahre 2014 und 2016 an (vgl. Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015), a. a. O., Tz. 71. sowie Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), a. a. O., Tz. 113).

³⁹ BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und-großhandel, a. a. O., S. 105.

25. Es ist allerdings darauf hinzuweisen, dass die Vergleichbarkeit der Ergebnisse der unterschiedlichen Untersuchungen des Bundeskartellamts Einschränkungen unterliegt. Dies ist u. a. auf unterschiedliche methodische Vorgehensweisen in den Berichten zurückzuführen. Auf wichtige methodische Änderungen und vom Bundeskartellamt durchgeführte Sensitivitätsbetrachtungen in den Marktmachtberichten wird im Folgenden eingegangen.

2.3.2 Gewählte Berücksichtigung erneuerbarer Energien ändert Ergebnisse nicht

26. In seinem ersten Marktmachtbericht 2019 hat das Bundeskartellamt auf die Kritik von Marktteilnehmern reagiert, die sich auf die fehlende Berücksichtigung der erneuerbaren Energien bei der Berechnung des RSI bezog, indem ein Abschnitt zur „Sensitivität der RSI-Werte gegenüber der Nicht-Einbeziehung der EEG-Mengen in den Stromer Absatzmarkt“ in den Bericht aufgenommen wurde.⁴⁰ In diesem Abschnitt untermauert das Bundeskartellamt seine, in Abschnitt 2.2.1 dargestellte, Argumentation, dass erneuerbare Energien die Marktnachfrage vorrangig bedienen und somit in Bezug auf die Feststellung von Marktmacht auf dem Stromer Absatzmarkt keine Rolle spielen mit einer Darstellung, in welchen Fällen eine Angebotsknappheit im Inland zu beobachten ist. Dazu stellt das Bundeskartellamt die inländische Knappheit, definiert als Verhältnis von Kapazitäten und Nachfrage im Marktgebiet, der Einspeisung aus Sonne und Wind gegenüber. Das Ergebnis dieser Gegenüberstellung ist eine negative Korrelation zwischen der inländischen Knappheit und der Einspeisung aus Sonne und Wind. Das bedeutet, dass die inländische Knappheit mit der Einspeisung aus Sonne und Wind tendenziell abnimmt. Ausgeprägte Knappheitssituationen treten daher auch tendenziell nur dann auf, wenn sehr wenig Solar- und Windenergie eingespeist wird.

27. Aus diesem Ergebnis wird die Schlussfolgerung abgeleitet, dass in Zeiten, in denen dargebotsabhängige erneuerbare Energien Strom einspeisen, ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die Marktnachfrage zu decken. Erst dann, wenn witterungsbedingt die erneuerbaren Energien nicht oder nur wenig Strom einspeisen (können), wird eine Knappheitssituation im Inland wahrscheinlich. In diesen Zeiten wird auch die Messung von Marktmacht auf Grundlage des RSI besonders relevant, weil ein einzelner Anbieter umso eher unverzichtbar zur Deckung der Marktnachfrage wird, je knapper die gesamten Angebotskapazitäten im Vergleich zur Nachfrage sind. Gerade in diesen Zeiten können die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien diese Knappheit allerdings nicht mildern und somit auch die Marktmacht einzelner Anbieter nicht begrenzen. Diese Mengen können im Rahmen der Pivotalanalyse somit vernachlässigt werden.

28. Die fehlende Relevanz der EEG-geförderten Strommengen für die Berechnung des RSI wird schließlich noch einmal verdeutlicht, indem auf die Berechnungsmethodik des RSI verwiesen wird. Würde die Strommenge aus erneuerbaren Energien einbezogen, müsse dies sowohl im Zähler bei den Marktkapazitäten als auch im Nenner bei der Marktnachfrage geschehen.⁴¹ Im Ergebnis würde sich lediglich das Ausmaß einer Über- oder Unterschreitung von eins verändern. Ob der Wert von eins über- oder unterschritten würde, würde jedoch weiterhin ausschließlich von den Kapazitäts- und Nachfrageverhältnissen außerhalb der EEG-Förderung abhängen. Dies ist korrekt. Es sei allerdings angemerkt, dass wenn die dargebotsabhängigen Kapazitäten der einzelnen Erzeuger bei der Berechnung des RSI ebenfalls einbezogen würden, dies durchaus zu veränderten Ergebnissen führen könnte.

2.3.3 Verbesserte Berücksichtigung des Wettbewerbsdrucks aus dem Ausland

29. Um den Wettbewerbsdruck, der vom Ausland ausgeht, angemessen abzubilden, berücksichtigt das Bundeskartellamt Im- und Exporte bei der Berechnung des RSI. Dies geschieht im Nenner bei der Berechnung der Marktnachfrage, indem dort die tatsächlichen Exporte unberücksichtigt bleiben und die tatsächlichen Importe einbezogen werden. Im Zähler, wo die verfügbaren Marktkapazitäten abgebildet werden sollen, stellt die Abbildung der verfügbaren ausländischen Kapazitäten allerdings eine Herausforderung dar. Hier hat sich die Vorgehensweise des Bundeskartellamts über die beiden bisher erschienenen Berichte hinweg verändert.

⁴⁰ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 41 ff.

⁴¹ Zur Berechnung des RSI vgl. Tz. 18 ff.

30. In seinem ersten Marktmachtbericht 2019 hat das Bundeskartellamt den Nettoimportwert zugrunde gelegt, der an der Grenze zum obersten Perzentil (ein Prozent) der Nettoimportwerte lag. Dieser Wert lag im Berichtsjahr 2019 bei 7.649 MWh. In den Zeiten, in denen Nettoimportwerte oberhalb dieses Grenzwerts lagen, wurden die tatsächlichen Nettoimportwerte bei der Berechnung des RSI berücksichtigt.⁴² Mit Hilfe dieses Ansatzes wurde erreicht, dass Extremsituationen, die zu maximalen Nettoimportwerten führen, nicht die Einschätzung der Wettbewerbsverhältnisse für ein gesamtes Jahr verzerren. Allerdings hat dieser Ansatz Nachteile. Zum einen liegt der Grenze von einem Prozent kein objektives Kriterium zugrunde, sodass in Frage gestellt werden kann, ob es sich hier um den angemessenen Wert handelt. Im Marktmachtbericht 2019 wird deshalb der RSI in einer alternativen Berechnung unter Verwendung des strengeren Nettoimportwertes an der Grenze zu den fünf Prozent höchsten Nettoimportwerten (d. h. ein Nettoimportwert von 5.062 MWh) berechnet.⁴³ Zum anderen steht das notwendige Verfahren der Berücksichtigung des tatsächlichen Importwerts in Zeiten, in denen, diese den Grenzwert überschreiten, in einem gewissen Widerspruch zur Konzeption des RSI. Während es sich bei den Nettoimporten um tatsächlich gehandelte Strommengen handelt, beruht die Einschätzung des Wettbewerbspotenzials mithilfe des RSI auf einer Betrachtung strukturell verfügbarer Kapazitäten.⁴⁴

31. Ein weiterer Nachteil des im Marktmachtbericht 2019 gewählten Ansatzes besteht darin, dass er nicht berücksichtigt, dass die Verfügbarkeit von Kapazitäten für den Import von Strom stark von der Marktsituation in den benachbarten Gebotszonen abhängen dürfte. Würde der statische Grenzwert für den Nettoimport zur gleichen Zeit bei vergleichbaren Pivotalanalysen in anderen Gebotszonen angenommen, dürfte dieser Ansatz die tatsächlich zur Befriedigung der Stromnachfrage in allen Gebotszonen verfügbaren Produktionskapazitäten deutlich überschätzen. Weil eine Berücksichtigung vermuteter Importmöglichkeiten stets mit Unsicherheiten behaftet ist, könnte auch im Gegenteil anzunehmen sein, dass Importe bei der Berechnung der Marktkapazität mit einem Wert von null angesetzt werden müssten. Damit bliebe der Wettbewerbsdruck aus dem Ausland allerdings völlig unberücksichtigt.⁴⁵

32. In seinem Marktmachtbericht 2020 hat das Bundeskartellamt daher einen Ansatz gewählt, der die Nettoimporte bei der Berechnung des RSI berücksichtigt und dennoch die Abhängigkeit des Importpotenzials von der Stromnachfrage in ausländischen Gebotszonen abbildet. Bei diesem situativen Ansatz wird die Residuallast, d. h. die Differenz zwischen vorherrschender Nachfrage (Last) und der Einspeisung aus Wind-, Solar- und Laufwasseranlagen, für alle angrenzenden Gebotszonen aufsummiert (ausländische Residuallast). Anschließend wird für jeden Wert der ausländischen Residuallast der maximale Nettoimportwert über die Zeiten hinweg bestimmt, in denen die ausländische Residuallast größer oder gleich war. So ergibt sich ein situativer Nettoimportwert, der mit der Höhe der ausländischen Residuallast erwartungsgemäß abnimmt. In Abhängigkeit von der ausländischen Residuallast wird bei der Berechnung des RSI dann der entsprechende Nettoimportwert den Marktkapazitäten hinzugerechnet.⁴⁶

33. Von Seiten der Marktteilnehmer wird die schrittweise Anpassung der Methode zur Berücksichtigung des Wettbewerbsdrucks aus dem Ausland kritisiert. Dies sei keine Grundlage für einen verlässlichen Rahmen zur Beurteilung der Marktstellung einzelner Unternehmen. Dem ist jedoch entgegenzuhalten, dass die beschriebene Weiterentwicklung durchaus geeignet erscheint, sich den tatsächlich maximal möglichen Importen zu den jeweiligen Zeitpunkten anzunähern und die Aussagekraft des RSI so zu verbessern. Es ist plausibel, dass die Verfügbarkeit von potenziellen Exportmengen des Auslandes, die als Importe den Marktpreis in Deutschland disziplinieren können, ganz wesentlich

⁴² BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 37.

⁴³ Ebenda.

⁴⁴ Aus diesem Grund sieht auch das Bundeskartellamt von einer Berücksichtigung der zu jedem Zeitpunkt realisierten Nettoimporte bei der Berechnung der Marktkapazität im Zähler des RSI ab (vgl. ebenda, S. 49 f.).

⁴⁵ Vgl. auch die Argumentation des Bundeskartellamts gegen eine weitere Berücksichtigung von Maximalwerten (BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 49). Diese Argumentation gilt gleichermaßen in Bezug auf die Berücksichtigung von statischen Werten.

⁴⁶ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 36 f.

von der Nachfrage im Ausland abhängt, die dort vorrangig zu bedienen ist.⁴⁷ Nach Auffassung der Monopolkommission berücksichtigt das Bundeskartellamt die in dieser Situation noch maximal möglichen deutschen Importmengen in adäquater Weise. Über- und ggf. auch Unterschätzungen der realen Importbedingungen erscheinen zwar weiterhin möglich, vor allem Überschätzungen sollten aber in einem erheblich geringeren Umfang auftreten.

34. Eigene Berechnungen der Monopolkommission für die Jahre 2014 und 2016 zeigen, dass die Art der Messung des Wettbewerbsdrucks aus dem Ausland einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse der Pivotalanalyse haben kann. Ein Vergleich der Ergebnisse ergab beispielsweise für RWE im Jahr 2014 in 1,59 Prozent der Stunden einen RSI unter 1,2, wenn der Höchstwert der Nettoimporte verwendet wurde und demgegenüber in 9,91 Prozent der Stunden einen RSI unter 1,2, wenn Importe bei der Berechnung der Marktkapazität gänzlich unberücksichtigt blieben.⁴⁸ Die Berücksichtigung des Höchstwerts der Nettoimporte könnte somit dazu geführt haben, dass die Marktmacht einzelner Erzeuger deutlich unterschätzt wurde. Der im Marktmachtbericht 2020 gewählte situative Ansatz scheint daher besser geeignet, den Wettbewerbsdruck aus dem Ausland abzubilden.

2.3.4 Weitere Sensitivitätsanalysen und alternative Ansätze sinnvoll

35. Zusätzlich zur Berechnung der RSI-Werte wurde in den Marktmachtberichten auch analysiert, wie weit einzelne Unternehmen von der Überschreitung der Schwelle entfernt sind, die eine marktbeherrschende Stellung vermuten lassen würde. Hierzu wurde im Marktmachtbericht 2019 untersucht, wie groß der kleinste RSI-Wert ist, wenn die fünf Prozent kleinsten RSI-Werte nicht berücksichtigt würden. Dieser lag beim größten Erzeuger (RWE) bei etwa 1,05.⁴⁹ Das bedeutet, dass etwa fünf Prozent mehr Kapazitäten von übrigen Erzeugern im Erstabsatzmarkt für Strom zur Verfügung standen, als zur Deckung der Nachfrage notwendig gewesen wäre. Im Jahr 2019 entsprach dies etwas weniger als vier Gigawatt. Die entsprechende Untersuchung im Marktmachtbericht 2020 ergab für RWE einen Wert von drei Gigawatt.⁵⁰ Die ermittelten Werte befinden sich in einer Größenordnung, die das Bundeskartellamt veranlasst, davon auszugehen, dass es durch den Kohle- und Atomausstieg zu einer Überschreitung der Schwelle von fünf Prozent an RSI-Werten von kleiner eins kommen könnte.⁵¹

36. Die Monopolkommission hat bereits in vergangenen Gutachten vorgeschlagen, die Analyse zur Beurteilung der Marktstellung einzelner Erzeugungsunternehmen durch den Return on Withholding Capacity Index (RWC) als ergänzenden Indikator zu erweitern.⁵² Im Vergleich zum RSI spiegelt der RWC nicht wider, ob die Kapazitäten eines Unternehmens zur Deckung der Nachfrage unbedingt benötigt werden. Vielmehr zeigt der RWC an, ob es sich für einen Erzeuger lohnen würde, Kapazitäten zurückzuhalten, um von den dadurch hervorgerufenen Preissteigerungen zu profitieren. In Abhängigkeit vom Kraftwerksportfolio eines Anbieters kann dies auch in Situationen der Fall sein, in denen der entsprechende Anbieter nicht pivotal ist. Zugleich könnten die Situationen pivotaler Marktmacht durch

⁴⁷ Alternativ könnte die Knappheit im Ausland allerdings auch direkt über den Marktpreis gemessen werden, zumindest wenn die Untersuchung auf standardisierten Day-ahead-Preisen basiert.

⁴⁸ Monopolkommission, 5. Sektorgutachten Energie (2015), a. a. O., S. 55. Als Referenzgröße für diesen Vergleich wurde hier für den RSI ein Wert größer eins gewählt, weil ein RSI von kleiner eins unabhängig vom betrachteten Szenario für keinen Anbieter ermittelt wurde.

⁴⁹ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 39. Da zuvor bereits festgestellt wurde, dass RWE in weniger als fünf Prozent der Zeit einen RSI von kleiner eins auswies (vgl. Tz. 185), ist der hier ermittelte Wert folgerichtig größer als eins.

⁵⁰ Der genannte Wert kann direkt ermittelt werden, indem für jeden Zeitpunkt die freien Erzeugungskapazitäten am Markt ohne Berücksichtigung des untersuchten Erzeugers ermittelt und anschließend die kleinsten fünf Prozent ausgeschlossen werden (vgl. BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie 2020 (Marktmachtbericht 2020), a. a. O., S. 38 f.).

⁵¹ Ebenda, S. 39.

⁵² Vgl. Bataille, M. u. a., Screening instruments for monitoring market power- The Return on Withholding Capacity Index (RWC), Energy Economics, 81, 2019, S. 227-237. Siehe zur Anwendung des Index auch: Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), a. a. O., Abschnitt 2.3.4, Tz. 117 ff.

den RWC als ergänzenden Index plausibilisiert werden. Aus diesem Grund zieht auch das Bundeskartellamt die zukünftige Anwendung des RWC als zusätzliches Instrument zur Einschätzung der Wettbewerbsverhältnisse in Betracht.⁵³ Eine Anwendung in künftigen Marktmachtberichten ist weiterhin empfehlenswert.

37. Die Bestrebungen des Bundeskartellamts, die bei Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse im Erstabatzmarkt für Strom zur Anwendung kommenden Indikatoren auf ihre Sensitivität hin zu überprüfen, sie zu verbessern und ggf. auch zu ergänzen, sind zu begrüßen. Ein Faktor, der in diesem Zusammenhang bisher wenig Beachtung fand, ist allerdings die Berücksichtigung der Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten. Das Bundeskartellamt ermittelt die verfügbaren Kapazitäten auf Grundlage der gemeldeten geplanten Produktion zuzüglich des gemeldeten, positiven Redispatchpotentials. Auf diese Weise wird implizit automatisch die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken, beispielsweise aufgrund von Ausfällen oder geplanten Revisionen, berücksichtigt. In Anbetracht der Datenlage ist dieses Vorgehen nachvollziehbar, kann allerdings dazu führen, dass die Marktmacht einzelner Unternehmen unterschätzt wird, da eine Kapazitätszurückhaltung auch über Revisionen oder Ausfälle erfolgen kann.⁵⁴

2.4 Fazit: Angemessene Beurteilung der Wettbewerbsverhältnisse durch Marktmachtberichte

38. Die laufende Kontrolle der Wettbewerbsverhältnisse in der Stromerzeugung erfolgt derzeit vor allem durch die Marktmachtberichte des Bundeskartellamts, die das Amt zuletzt zwei Mal im Abstand von etwa einem Jahr veröffentlicht hat. Wie bereits in seiner Sektoruntersuchung zur Stromerzeugung berechnet das Bundeskartellamt zur Beurteilung der Marktmacht großer Energieerzeuger vor allem den Residual Supply Index (RSI). Der RSI misst, ob ein Erzeuger zu einem bestimmten Zeitpunkt unverzichtbar zur Deckung der Nachfrage ist (Pivotalanalyse). Die Pivotalanalyse ist aufgrund der Besonderheiten des Strommarktes besonders geeignet, die Wettbewerbssituation in der Stromerzeugung einzuschätzen.

39. Das Bundeskartellamt kommt in seinen Marktmachtberichten zu dem Ergebnis, dass die berechneten RSI gegenwärtig nicht vermuten lassen, dass ein Unternehmen eine marktbeherrschende Stellung einnimmt. Lediglich RWE war im Jahr 2020 in einzelnen Viertelstunden zur Deckung der Marktnachfrage unverzichtbar. Der Anteil dieser Viertelstunden lag mit 2,6 Prozent allerdings deutlich unterhalb der Schwelle von fünf Prozent, die eine marktbeherrschende Stellung vermuten lassen würde. Allerdings geht das Bundeskartellamt davon aus, dass RWE aufgrund des Kapazitätsrückbaus in Folge des Atom- und Kohleausstiegs in naher Zukunft die Schwelle von fünf Prozent überschreiten könnte. Aus diesem Grund werden die Marktmachtberichte seit 2019 im jährlichen statt im zweijährigen Intervall veröffentlicht.

40. Das aktuell erhöhte Intervall für die Veröffentlichung des Marktmachtberichts erscheint vor dem Hintergrund der sich im Zusammenhang mit der Energiewende derzeit schnell ändernden Marktverhältnisse geboten. Gerade zu Beginn der Veröffentlichung von Marktmachtberichten kann auf diese Weise die Methodik zeitnah weiterentwickelt werden. Die Monopolkommission begrüßt, dass das Bundeskartellamt die Methodik in den ersten Marktmachtberichten überprüft und, beispielsweise bei der Berücksichtigung der Nettoimporte bei der Berechnung des RSI, angepasst hat. Weitere methodische Verbesserungen und mögliche Erweiterungen, z. B. in Bezug auf die Offenlegung der Quelldaten bzw. die Nutzung von Daten der Markttransparenzstelle, die Untersuchung von Kraftwerksrevisionen, die Beobachtung der Wirkung der zeitlichen Marktsegmentierung und die Einbeziehung weiterer Indikatoren neben dem RSI, sind allerdings fortlaufend zu prüfen.

⁵³ BKartA, Wettbewerbsverhältnisse im Bereich der Erzeugung elektrischer Energie (Marktmachtbericht 2019), a. a. O., S. 52.

⁵⁴ Gegenüber der Monopolkommission wurde auch vonseiten einzelner Marktteilnehmer auf die Möglichkeit der Preisbeeinflussung durch die Revisionsplanung hingewiesen.

Kapitel 3

Stärkung des Wettbewerbs unter Strombörsen im kurzfristigen Stromhandel in Deutschland

3.1 Der Aufbau des kurzfristigen Stromhandels

41. Strom wird auf verschiedene Arten gehandelt. Die meisten Stromgeschäfte, sog. „over-the-counter (OTC)“ Geschäfte, werden langfristig und direkt zwischen Anbietern und Nachfragern geschlossen. Strom kann außerdem langfristig an den Strombörsen in Form von Termingeschäften bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt werden. Kurzfristig wird Strom im Day-Ahead- und Intraday-Markt gehandelt, wobei die Lieferung am nächsten oder gleichen Tag mindestens fünf Minuten nach Abschluss des Handels erfolgt. Das folgende Kapitel befasst sich ausschließlich mit dem kurzfristigen Stromhandel in Deutschland und insbesondere mit dem Intraday-Handel.

3.1.1 Die geografische Aufteilung des europäischen Strombinnenmarktes

42. Die Liberalisierung der Strommärkte in den neunziger Jahren war der Ausgangspunkt für die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Energie. Da Strom nicht gespeichert werden kann und überdies die Frequenz im Stromnetz jederzeit stabil zu halten ist, muss der Stromfluss in den Übertragungsnetzen in Echtzeit zwischen Ressourcen und Stromverbrauch ausgeglichen sein. Dies macht den kurzfristigen Stromhandel zu einem wesentlichen Instrument, um das Gesamtsystem im Gleichgewicht zu halten.

43. Der europäische Strombinnenmarkt ist in einzelne Gebotszonen aufgeteilt, in denen Angebot und Nachfrage die Preise für den Strom bestimmen. Innerhalb einer Gebotszone gilt die Fiktion, dass Strom engpassfrei (d. h. ohne Kapazitätsrestriktionen) von der Quelle zum Verbrauchsort transportiert wird, sodass eine Gebotszone gleichzeitig eine Preiszone bildet. Physikalische Engpässe werden innerhalb dieser Preiszone entweder durch Redispatch-Maßnahmen⁵⁵ und Netzausbau behoben, oder es werden die internen Leitungsüberlastungen bei der Berechnung der Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt.⁵⁶

44. Die Gebotszonen im europäischen Binnenmarkt sind über Grenzkuppelstellen miteinander verbunden, sodass Handel zwischen den Gebotszonen möglich ist. Grenzkuppelstellen, welche die Stromleitungen zweier Gebotszonen verbinden, stellen meist natürliche Engpässe dar, sodass Strom zwischen zwei Gebotszonen nur fließen kann, wenn genug Kapazität an den Grenzkuppelstellen zur Verfügung steht.

45. Das System der europäischen Marktkopplung der einzelnen Gebotszonen sieht vor, dass Marktteilnehmer im kurzfristigen Markt lediglich Strom, und nicht separat Leitungskapazitäten, an den Börsen erwerben oder verkaufen und Börsen bei der Preisfindung die zur Verfügung stehenden grenzüberschreitenden Kapazitäten berücksichtigen, um Preisunterschiede in den verschiedenen Gebotszonen zu minimieren. Gebotszonenübergreifender Stromhandel

⁵⁵ Redispatch wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Deutschland betrieben, wobei es sich um eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den ÜNB handelt mit dem Ziel, auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Durch die Absenkung der Wirkleistungseinspeisung eines oder mehrerer Kraftwerke bei gleichzeitiger Steigerung der Wirkleistungseinspeisung eines oder mehrerer anderer Kraftwerke bleibt in Summe die gesamte Wirkleistungseinspeisung nahezu unverändert bei gleichzeitiger Entlastung eines Engpasses.

Netztransparenz, <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch#:~:text=Redispatch%2DMa%C3%9Fnahmen,regelzonenintern%20und%20%C3%BCbergreifend%20angewendet%20werden>. Abruf am 23. März 2021.

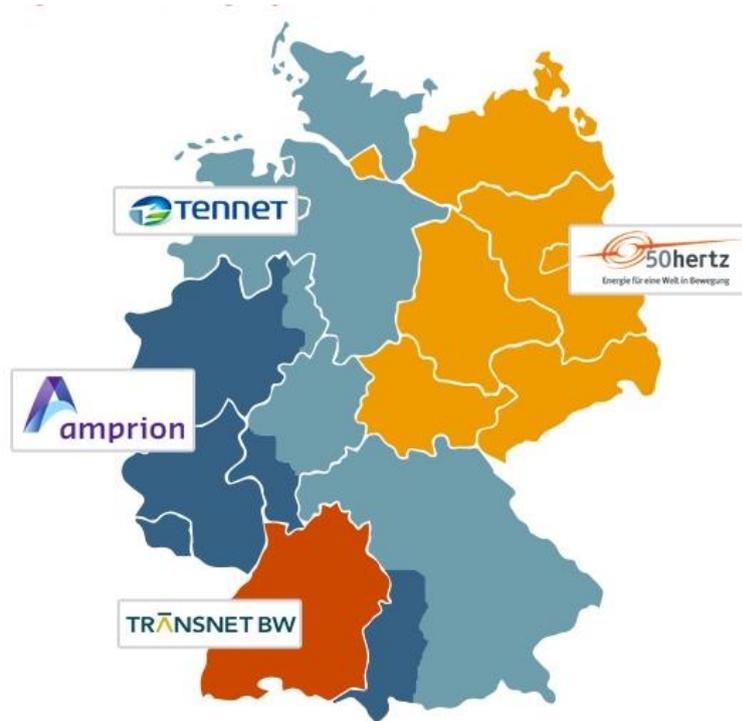
BNetzA, Monitoringbericht 2020, S. 216.

⁵⁶ Nach Angaben der Bundesnetzagentur gegenüber der Monopolkommission berücksichtigt die Kapazitätsberechnung auch interne Netzelemente. Dabei werden neben Grenzkuppelleitungen auch interne Netzelemente, welche durch den grenzüberschreitenden Stromhandel relevant beeinflusst werden (dazu gibt es Auswahlkriterien), als begrenzend für den Austausch zwischen zwei Gebotszonen anerkannt. Im Umkehrschluss bedeutet dies auch, dass eine Leitungsüberlastung auf einem berücksichtigten internen Netzelement den grenzüberschreitenden Handel limitieren kann. Dies ist aus Sicht der Bundesnetzagentur auch zwingend erforderlich, um die technischen Gegebenheiten in einem vermaschten Netz korrekt abzubilden und die Systemsicherheit zu gewährleisten.

findet in dem Umfang statt, wie es die Übertragungsnetzkapazität erlaubt.⁵⁷ Die sog. Marktkopplung der einzelnen Gebotszonen bedeutet, dass die Durchleitung des Stroms gesichert ist.⁵⁸

46. Deutschland bildet eine Ausnahme unter den europäischen Gebotszonen, da es zwar eine Preiszone bildet, aber in vier Regelzonen aufgeteilt ist.⁵⁹ Die Gebotszone DE/LUX besteht aus der Regelzone Luxemburg sowie den vier separaten Regelzonen.⁶⁰ Die Regelzonen sind, ähnlich wie Gebotszonen, über Kuppelstellen verbunden und geografisch, wie in Abbildung 3.1 zu sehen ist, aufgeteilt.⁶¹

Abbildung 3.1: Regelzonen der vier großen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Deutschland



Quelle: Bundeszentrale für politische Bildung.⁶²

47. Strom kann zwischen den Regelzonen nicht engpassfrei fließen. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen über das Verbundnetz der deutschen Übertragungsnetze, den Netzregelverbund, Einspeisungen und Entnahmen regelzonenübergreifend ausgleichen, wobei überschüssiger Strom aus einer Regelzone über Kuppelstellen in Gegenden geleitet werden kann, wo Strom gerade fehlt. Da alle Regelzonen Teil derselben Preiszone sind, variiert der Preis für Strom zwischen allen vier Regelzonen nicht, sodass z. B. Stromverbrauch in Berlin zu jeder Zeit genauso teuer ist wie in München.

⁵⁷ Das bedeutet, wenn Kapazität vorhanden ist, kann Strom fließen. Je knapper die Kapazität an den Grenzkuppelstellen zu einem bestimmten Zeitpunkt wird, desto teurer wird der für diesen Zeitpunkt gehandelte Strom, der durch diese Grenzkuppelstellen fließen muss, um am Ort des Verbrauches anzukommen.

⁵⁸ BNetzA, Monitoringbericht 2020, S. 218.

⁵⁹ Eine Regelzone ist ein geografisches Netz aus Hoch- und Höchstspannungsnetzen, für dessen Stabilität die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich sind.

⁶⁰ BNetzA, Monitoringbericht 2020, S. 216.

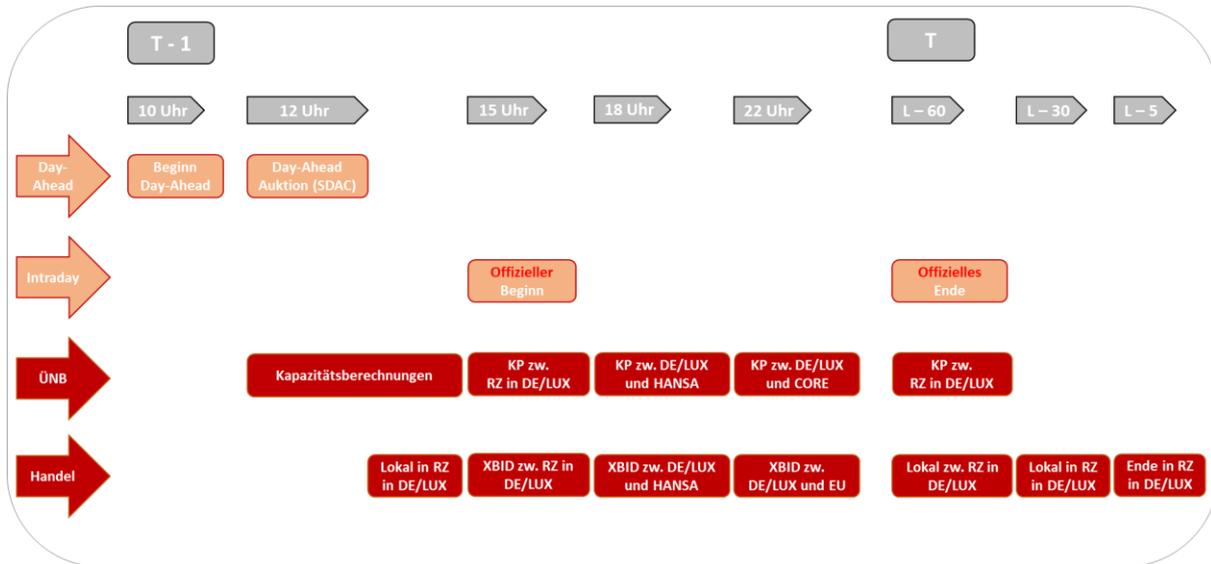
⁶¹ Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind TenneT TSO GmbH, 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH und TransnetBW GmbH.

⁶² Bundeszentrale für politische Bildung, <https://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/148524/ausbau-des-stromnetzes>, Abruf am 29. März 2021.

3.1.2 Der zeitliche Ablauf im kurzfristigen Stromhandel

48. Die folgende Abbildung gibt einen Gesamtüberblick über den kurzfristigen Handel von Strom im Day-Ahead- und Intraday-Markt und über die im Hintergrund laufenden Prozesse der ÜNB. Die Abbildung dient als Referenz für die in den folgenden Kapiteln erläuterten Abläufe in den einzelnen Märkten.

Abbildung 3.2: Der kurzfristige Stromhandel in Deutschland



Anmerkung: T-1= Tag vor der Lieferung, T=Tag der Lieferung, L-60/30/5=60/30/5 Minuten vor Lieferzeitpunkt, DE/LUX = Gebotszone DE/LUX, KP=Kapazitäten, RZ=Regelzonen.⁶³

49. Kurzfristiger Stromhandel erfolgt hauptsächlich in zwei Phasen:

- Auf dem vortägigen Markt (Day-Ahead-Markt) wird Strom in Form einer Auktion für den darauffolgenden Tag gehandelt.
- Auf dem untertägigen Markt (Intraday-Markt) wird Strom größtenteils kontinuierlich gehandelt. Ausnahmen bilden einzelne, lokale Auktionen.⁶⁴

50. Um verfügbare Übertragungsnetzkapazitäten zwischen den beteiligten Gebotszonen effizient zu nutzen, sind der Day-Ahead und der Intraday-Markt größtenteils europaweit gekoppelt. Handel im Day-Ahead- und Intraday-Markt findet an den von den nationalen Regulierungsbehörden nominierten Strommarktbetreibern statt (d. h. nominated electricity market operators (NEMOs)), welche auch als Strombörsen bekannt sind. In der Gebotszone DE/LUX können Stromhändler an EPEX SPOT und Nord Pool Strom europaweit handeln. EPEX SPOT ist die in Deutschland etablierte Börse, die 2008 gegründet wurde. Nord Pool wurde 2016 von der Bundesnetzagentur als weiterer NEMO für die Gebotszone DE/LUX benannt.⁶⁵

51. Stromhändler können an den Strombörsen in der Gebotszone DE/LUX bis fünf Minuten vor Lieferbeginn Strom handeln. Kauf- und Verkaufsangebote sammelt die Börse in einem Handelsbuch, welches zu jedem Zeitpunkt den Preis von Strom widerspiegelt. Hierbei dient die Börse als Vertragspartner gegenüber dem Käufer und Verkäufer, um die Zahlung und Lieferung des Stroms zu garantieren und das Risiko gegenüber der Gegenpartei zu minimieren.

⁶³ Hansa und Core sind Kapazitätsberechnungsregionen, welche in Tz. 69 erläutert werden. XBID ist die europäische Handelsplattform, die in Tz. 67 erörtert wird.

⁶⁴ BNetzA, Monitoringbericht 2020, a. a. O., S. 217.

⁶⁵ BNetzA, Beschluss vom 11. Januar 2016, BK6-15-044-N2.

3.1.2.1 Der Day-Ahead-Markt

52. Der Stromhandel im Day-Ahead-Markt beginnt um zehn Uhr des Vortages der Lieferung und besteht im Wesentlichen aus einer pan-europäischen Auktion (Single-Day-Ahead-Auktion). Alle Verkaufsangebote und Kaufanfragen müssen im geteilten Handelsbuch der Strombörsen eingetragen werden, bevor dieses um zwölf Uhr mittags schließt (siehe Abbildung 3.2).

53. In dieser Auktion können Marktteilnehmer zum einen Handelsgebote abgeben, die ihre Kauf- bzw. Verkaufsbereitschaft für jede Lieferperiode (d. h. Viertel-, halbe und ganze Stunden) des folgenden Tages widerspiegeln. Zum anderen werden in dieser Auktion Blockprodukte gehandelt, welche mehrere Lieferperioden verbinden. Der Markt-Clearing-Preis ergibt sich aus dem Angebot und der Nachfrage an Strom für jeden Zeitpunkt des folgenden Tages. Neben der Gebotszone DE/LUX wird in dieser Auktion Strom aus den Gebotszonen des Baltikum, Mittelwesteuropas, Großbritanniens und der nordischen Länder gehandelt.

3.1.2.2 Der Intraday-Markt

54. Im Intraday-Markt wird Strom rund um die Uhr gehandelt, und sobald ein Kaufangebot mit einem Verkaufsangebot zusammengeführt werden kann, kommt es zum Vertragsschluss. Bezogen auf einen konkreten Lieferzeitpunkt soll im Intraday-Markt am Vortag der Lieferung ab 15 Uhr Strom gehandelt werden bis 60 Minuten vor Lieferung (siehe Abbildung 3.2).

55. In der Gebotszone DE/LUX ist es möglich, im Intraday-Markt bis fünf Minuten vor Lieferung zu handeln, anders als in den meisten europäischen Gebotszonen, wo Handel nur bis 60 Minuten vor Lieferung möglich ist. Wie im Day-Ahead-Markt werden im Intraday-Markt Viertel-, halbstündliche und ganze Stundenprodukte sowie Blockprodukte gehandelt.⁶⁶ Der Intraday-Markt bietet Marktteilnehmern eine hohe Flexibilität, da sie sehr kurzfristig Anpassungen ihrer Bilanz vornehmen und Positionen nahe der Echtzeit ausgleichen können.⁶⁷

56. Auch im Intraday-Markt ist die Gebotszone DE/LUX über den größten Teil des Handelszeitraums mit den anderen europäischen Gebotszonen gekoppelt. Dadurch haben Marktteilnehmer Zugriff auf ein maximales Handelsvolumen, wodurch Kauf- und Verkaufsgebote an den NEMOs effizient zusammengeführt werden können.

3.1.3 Die Regulierungsgrundlage des Intraday-Marktes

57. Im August 2015 trat die Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung) in Kraft, welche gesamteuropäische Regeln für den kurzfristigen Stromhandel und die Berechnung und Zuweisung der grenzüberschreitenden Stromübertragungskapazitäten für diese Zeitbereiche festlegt.⁶⁸ Ziel der CACM-Verordnung ist eine effiziente Kopplung der europäischen Strommärkte zur Sicherung der Energieversorgung, Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und die Beschaffung von Energie zu erschwinglichen Preisen.⁶⁹

58. Die CACM-Verordnung legt in Art. 59 die Rahmenbedingungen für zwei für den Wettbewerb unter Strombörsen zentrale Eigenschaften fest. Hierbei handelt es sich um den Beginn („Öffnung“) und das Ende („Schließung“) des

⁶⁶ Strom wird an den Börsen für verschiedene Zeitfenster gehandelt. Diese sogenannten Stromprodukte unterscheiden sich bzgl. der gehandelten Strommenge für Zeitspannen von Viertelstunden, halbe und ganze Stunden und werden als 15-, 30- und 60-Minuten-Produkte bezeichnet. Blockprodukte sind Produkte, die aus mehreren Stromeinheiten (d. h. 15-, 30- und 60-Minuten-Produkten) zusammengestellt werden, sodass Strom für einen längeren Zeitraum gehandelt werden kann. Nord Pool, Intraday Handel, <https://www.nordpoolspot.com/de/handel/intraday-handel/>, Abruf am 19. Mai 2021.

⁶⁷ Netznutzer haben gemäß § 4 StromNZV sogenannte Bilanzkreise zu bilden. Der jeweilige, von den Nutzern benannte, Bilanzkreisverantwortliche ist dazu verpflichtet, die Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis ausgeglichen zu halten.

⁶⁸ Verordnung (EU) Nr. 1222/2015 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement, ABl. L 197 vom 14. August 2015, S. 24 (CACM-Verordnung).

⁶⁹ Erwägungsgrund 1 zur CACM-Verordnung.

gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes in Art. 59 Abs. 1 bis 4 der CACM-Verordnung sowie das Teilen der Handelsbücher der NEMOs während dieses Zeitraums in Art. 59 Abs. 5 Satz 2 CACM-Verordnung.

59. Aus den vorgenannten Vorschriften der CACM-Verordnung, insbesondere aus Art. 59 Abs. 4 und Abs. 5 Satz 2, lässt sich nach Auffassung der Monopolkommission entnehmen, dass das Teilen der Handelsbücher direkt an den Beginn des gebotszonenübergreifenden Intraday-Handels geknüpft ist und mit dessen Schließung endet. Während des Teilens der Handelsbücher in der Gebotszone DE/LUX laufen alle Geschäfte von EPEX SPOT und von Nord Pool über ein gemeinsames Handelsbuch, sodass Stromhändler währenddessen Zugriff auf das gesamte Handelsvolumen im Markt über die Handelsplattformen beider NEMOs haben.

60. Die CACM-Verordnung gestattet es den Mitgliedstaaten, für ihr Gebiet jeweils nur einen NEMO zu benennen, falls zuvor bereits ein entsprechendes gesetzliches nationales Monopol bestanden hat. Nach der Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) stellt die Gewährung eines ausschließlichen Rechts an ein Unternehmen durch einen Mitgliedstaat nicht bereits deshalb einen Verstoß gegen Art. 106 Abs. 1 i. V. m. Art. 102 AEUV dar, weil dadurch eine marktbeherrschende Stellung oder gar ein Monopol geschaffen wird.⁷⁰ Anderes gilt nur dann, wenn ein Unternehmen bereits durch die Ausübung der ihm gewährten Rechte seine marktbeherrschende Stellung im Sinne des Art. 102 AEUV missbräuchlich ausnutzt oder durch die staatliche Maßnahme eine Situation entsteht, die das Unternehmen zu einem solchen Verstoß veranlasst.⁷¹ Darüber hinaus besteht – auch nach neuerer, tendenziell strengerer Rechtsprechung des EuGH – wohl keine allgemeine Rechtfertigungsbedürftigkeit für die Gewährung oder Aufrechterhaltung ausschließlicher Rechte.⁷² Lediglich bei einem Verstoß gegen Art. 106 Abs. 1 i. V. m. Art. 102 AEUV wäre zu prüfen, ob die staatliche Maßnahme nach Art. 106 Abs. 2 AEUV gerechtfertigt ist, weil es um eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse geht.⁷³

3.1.3.1 Beginn und Ende des gebotszonenübergreifenden Intraday-Handels

61. Im Folgenden wird erläutert, wie der Beginn und das Ende des gebotszonenübergreifenden Intraday-Marktes und das daraus folgende Teilen der Handelsbücher laut CACM-Verordnung aktuell geregelt sind. Die Festlegung der Zeitpunkte, wann der grenzüberschreitende Intraday-Handel in Europa, und insbesondere in der Gebotszone DE/LUX, beginnen kann, war und ist umstritten. Überdies weichen die tatsächlichen Öffnungszeiten von den offiziell festgesetzten Öffnungszeiten in der Gebotszone DE/LUX immer noch ab. Das Problem ist, dass zwei Ziele der CACM-Verordnung gegeneinander abgewogen werden müssen. Zum einen ist der Zeitraum so zu wählen, dass die Marktteilnehmer ihre Positionen so echtzeitnah wie möglich anpassen können, um ihre Flexibilität zu maximieren. Zum anderen sollen die ÜNB hinreichend Zeit für Planungs- und Ausgleichsprozesse haben, um die Netz- und Betriebssicherheit garantieren zu können.⁷⁴

62. Nach Inkrafttreten der CACM-Verordnung 2015 sollten die ÜNB innerhalb von 16 Monaten die Zeitpunkte für die Öffnung und die Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes gegenüber den nationalen Regulierungsbehörden vorschlagen.⁷⁵

⁷⁰ EuGH, Urteil vom 12. September 2001, C-180- bis-184/98 – Pavlov u.a., ECLI:EU:C:2000:428, Rz. 127; Urteil vom 23. April 1991, C-41/90 – Höfner und Elser, ECLI:EU:C:1991:161, Rz. 29.

⁷¹ EuGH, Urteil vom 17. Juli 2014, C-553/12 P – DEI, ECLI:EU:C:2014:2083, Rz. 45, 59; Urteil vom 25. Oktober 2001, C-475/99 – Ambulanz Glöckner, ECLI:EU:C:2001:577, Rz. 39. Vgl. zum Ganzen auch Kühling in: Streinz, EUV/AEUV, 3. Aufl., München 2018, Art. 106 AEUV Rn. 26.

⁷² Ausführlich hierzu Dohms in: Wiedemann, Handbuch des Kartellrechts, 4. Aufl. 2020, § 35 Rn. 102 ff., insb. 159 ff.

⁷³ Vgl. EuGH, Urteil vom 25. Oktober 2001, C-475/99 – Ambulanz Glöckner, ECLI:EU:C:2001:577, Rz. 51.

⁷⁴ Art. 59 Abs. 2 der CACM-Verordnung. Zu den Zielen der CACM-Verordnung vgl. auch Art. 3 dieser Verordnung.

⁷⁵ Art. 59 Abs. 1 der CACM-Verordnung.

63. Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) schlug 2016 den nationalen Regulierungsbehörden eine Öffnung des Intraday-Marktes in der Gebotszone DE/LUX um 18 Uhr bzw. 22 Uhr vor.⁷⁶ Die Gebotszone DE/LUX fällt in zwei verschiedene europäische Kapazitätsberechnungsregionen. Dies sind geografische Gebiete, in denen eine koordinierte Kapazitätsberechnung angewendet wird. Hansa umfasst die Grenzen Deutschland – Dänemark, und Core umfasst die Grenzen zwischen Deutschland und Österreich sowie zwischen Deutschland bzw. Luxemburg und den Niederlanden und Frankreich. Während die ÜNB in der Region Core einen Beginn des grenzüberschreitenden Handels erst ab 22 Uhr für möglich hielten, einigten sich die ÜNB der Region Hansa auf einen Beginn um 18 Uhr.⁷⁷ Nach Bekanntwerden der Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion um 12:40 Uhr müssten die deutschen ÜNB (aber auch andere europäische ÜNB) eine Vielzahl von Prozessen durchlaufen, um das Ergebnis technisch abzuwickeln (insbesondere Redispatch-Berechnung und -Abruf), um basierend darauf die Intraday-Kapazitätsberechnung zu starten.⁷⁸ Diese Prozesse könnten nicht parallel zum Intraday-Handel stattfinden, sondern müssten abgeschlossen sein, bevor der Intraday-Markt beginnen kann, was laut den ÜNB vor 18 Uhr bzw. 22 Uhr nicht möglich sei. Die nationalen Regulierungsbehörden hielten dagegen eine frühere Öffnung vor 18 Uhr bzw. 22 Uhr für möglich und schlugen die schrittweise Anpassung an einen Beginn um 15 Uhr vor.⁷⁹

64. Da es zu keiner Einigung zwischen den ÜNB und den nationalen Regulierungsbehörden kam, wurde die Entscheidung im Jahr 2017 an die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) übergeben.⁸⁰ ACER erkannte die seitens der ÜNB vorgetragenen Gründe nicht an und entschied im Jahr 2018 im Sinne der Regulierungsbehörden, sodass der zonenübergreifende Intraday-Markt in Europa offiziell von 15 Uhr des Vortages bis mindestens 60 Minuten vor Beginn der betreffenden Marktzeiteinheit (d. h. der Lieferzeit) stattfinden soll.⁸¹

65. ACER war der Meinung, dass ein Beginn um 15 Uhr ausreicht, um die Prozesse, die sich aus dem Day-Ahead-Markt ergeben, abzuschließen. Zwar könne ein Beginn des Intraday-Marktes um 15 Uhr in einigen Gebotszonen zu Überschneidungen zwischen dem Zeitrahmen des Day-Ahead- und des Intraday-Marktes führen. Die ÜNB genießen allerdings eine gewisse Flexibilität bei der Berechnung des Volumens der grenzüberschreitenden Kapazitäten, die zu Beginn des Intraday-Marktes zur Verfügung stehen. Dadurch hätten die ÜNB ausreichend Zeit, diese Überlappungen aufzuheben und den Anfangszeitpunkt des Intraday-Marktes allmählich an 15 Uhr anzupassen.⁸² Ursprünglich erwartete ACER, dass dieser Prozess bis zum 1. Januar 2019 abgeschlossen sein sollte, sodass ab diesem Zeitpunkt der grenzüberschreitende Handel im Intraday-Markt in der Gebotszone DE/LUX um 15 Uhr beginnen sollte.⁸³

66. Über die Schließung des grenzüberschreitenden Intraday-Handels 60 Minuten vor Lieferung waren sich die ÜNB und die nationale Regulierungsbehörden von Anfang der Verhandlungen an einig.⁸⁴ Während in den meisten europäischen Ländern damit der kurzfristige Stromhandel endet, beschränkt sich der Intraday-Handel in der Gebotszone

⁷⁶ ENTSO-E, All TSOs' proposal for intraday cross-zonal gate opening and gate closure times in accordance with Article 59 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, 10. August 2017, Art. 4 Abs. 1 lit. b, c.

⁷⁷ ENTSO-E, Supporting document to the amended all TSOs' proposal for intraday gate opening and gate closure times in accordance with Article 59 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management, Tz. 6.2. und 6.3.

⁷⁸ Angaben der Bundesnetzagentur gegenüber der Monopolkommission.

⁷⁹ Eine Änderung des Zeitpunktes für die Öffnung des Intraday-Handels von 18 Uhr bzw. 22 Uhr auf 15 Uhr ist in einem Schritt für die ÜNB schwer umsetzbar, sodass die Regulierungsbehörden eine schrittweise Anpassung dieses Zeitpunktes über einen längeren Zeitraum bis zum 1. Januar 2019 für angemessen hielten. ACER, Decision of the Agency for the cooperation of energy regulators of 24 April 2018 on all transmission system operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times, Tz. 10.

⁸⁰ ACER, a. a. O., Tz. 9.

⁸¹ Art. 59 Abs. 3 der CACM-Verordnung; ACER, a. a. O., Tz. 48.

⁸² ACER, a. a. O., Tz. 48.

⁸³ ACER, a. a. O., Tz. 54.

⁸⁴ ENTSO-E, a. a. O., Art. 6.

DE/LUX innerhalb der letzten 60 Minuten wieder auf die vier Regelzonen in Deutschland (und Luxemburg), die untereinander noch bis 30 Minuten vor Lieferung handeln können. Innerhalb einer Regelzone kann schließlich noch bis fünf Minuten vor Lieferung gehandelt werden.⁸⁵

3.1.3.2 Das Teilen der Handelsbücher

67. Während des gebotszonenübergreifenden Intraday-Handels, d. h. zwischen 15 Uhr des Vortages und bis 60 Minuten vor Lieferung, sieht die CACM-Verordnung vor, dass die aktiven NEMOs einer Gebotszone ihre Aufträge unmittelbar nach deren Eingang für die einheitliche Abgleichung übermitteln.⁸⁶ Um dies umzusetzen, wurde im Juni 2018 die European Cross-Border Intraday Market (XBID)-Lösung implementiert. Die XBID-Lösung basiert auf einem gemeinsamen IT-System bestehend aus einem geteilten Handelsbuch (d. h. Shared Order Book (SOB)), einem Kapazitätsmanagement-Modul (Capacity Management Module (CMM)) und einem Versand Modul (Shipping Module (SM)). Das System ermöglicht es, bei ausreichender grenzüberschreitender Übertragungskapazität Gebote von Marktteilnehmern aus unterschiedlichen Gebotszonen zusammenzuführen.⁸⁷

68. Die von den Stromhändlern über die lokalen Handelsplattformen der NEMOs eingereichten Aufträge werden im geteilten Handelsbuch der XBID-Lösung zentralisiert. Ähnlich werden Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen von den ÜNB im Kapazitätsmanagement-Modul zur Verfügung gestellt. Das Versandmodul bietet allen Marktteilnehmern Informationen über die Handelsgeschäfte, die innerhalb der XBID-Lösung abgeschlossen werden. Marktteilnehmer handeln ausschließlich über die lokalen Handelsplattformen der NEMOs und kommen nicht direkt mit XBID in Berührung.⁸⁸ Die XBID-Lösung ist lediglich eine sog. Backend-Lösung, welche Handelsplattformen durch das geteilte Handelsbuch verbindet. Während des Handels im Intraday-Markt werden die verfügbaren Kapazitäten und das Handelsbuch kontinuierlich aktualisiert.⁸⁹

3.1.3.3 Aktuell wird die CACM-Verordnung in Deutschland nicht konsequent umgesetzt

69. Zum Zeitpunkt der Befragung der Marktteilnehmer durch die Monopolkommission war es den deutschen ÜNB nach eigenen Angaben nicht möglich, die Kapazitätsberechnungen für den Intraday-Markt so zu gestalten, dass um 15 Uhr klar ist, welche Kapazitäten in der Gebotszone DE/LUX zur Verfügung stehen. Zwar beginnt der Intraday-Markt laut der genannten ACER-Entscheidung in der Gebotszone um 15 Uhr, die ÜNB stellen aber keine Kapazitäten im System zur Verfügung. Das bedeutet, dass ein grenzüberschreitender Handel zunächst tatsächlich nicht möglich ist. Erst wenn die ÜNB Kapazitäten um 18 Uhr für die Kapazitätsberechnungsregion Hansa und um 22 Uhr für die Kapazitätsberechnungsregion Core an den Grenzkuppelstellen zur Verfügung stellen, kann der grenzüberschreitende Handel im Intraday-Markt beginnen (siehe Abbildung 3.2).

70. Überdies stellten die ÜNB bis Juni 2021 erst ab 18 Uhr Kapazitäten an den Kuppelstellen der vier deutschen Regelzonen zur Verfügung, da sie erst ab diesem Zeitpunkt den engpassfreien Handel in der Gebotszone garantieren konnten. Dies bedeutete, dass zwischen 15 und 18 Uhr theoretisch nur Handel auf den lokalen Strombörsenplattformen möglich war und nicht über die geteilten Handelsbücher der XBID-Lösung.⁹⁰

⁸⁵ Bei regelzoneninternem Handel erfolgen die Einspeise und die Ausspeise von Strom ausschließlich innerhalb einer Regelzone.

⁸⁶ Art. 59 Abs. 5 Satz 2 der CACM-Verordnung.

⁸⁷ Amprion, [https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Multi-Regional-Coupling-Cross-Border-Intraday/Cross-Border-Intraday-\(XBID\)-Project.html](https://www.amprion.net/Strommarkt/Engpassmanagement/Multi-Regional-Coupling-Cross-Border-Intraday/Cross-Border-Intraday-(XBID)-Project.html), Abruf am 25. März 2021.

⁸⁸ Kommt es über XBID zum Handelsgeschäft zwischen zwei Kundinnen bzw. Kunden von EPEX SPOT und Nord Pool, treten die beiden Strombörsen als Vertragspartner anstelle der Stromhändler auf, sodass es bei den über XBID abgewickelten Handelsgeschäften zu keinem Austausch von persönlichen Informationen der Stromhändler zwischen den Strombörsen kommt.

⁸⁹ Amprion, XBID Information Package, S. 2.

⁹⁰ Angaben von Marktteilnehmern gegenüber der Monopolkommission.

71. EPEX SPOT ließ Handel ab 15 Uhr auf der eigenen lokalen Handelsplattform (z. B. die EPEX Intraday-Auktion um 15 Uhr) zu, da davon ausgegangen wurde, dass ab 18 Uhr engpassfrei in Deutschland gehandelt werden könne (siehe Abbildung 3.2). Diese Handelsgeschäfte ließ der NEMO auf eigenes Risiko zu.⁹¹ Für Nord Pool war der Handel ohne das Teilen der Handelsbücher in diesem Zeitraum in Deutschland nicht attraktiv, da lokal nur ein sehr geringer Teil des Handelsvolumens über ihre Handelsplattform gehandelt wurde.⁹²

72. Ende März 2021 kündigte EPEX SPOT in einer Pressemitteilung an, dass die ÜNB in Zukunft von 15 bis 18 Uhr unbegrenzte Übertragungskapazitäten zwischen den vier deutschen ÜNB-Regelzonen zur Verfügung stellen, sodass Intraday-Handel über das geteilte Handelsbuch der XBID-Lösung nunmehr in ganz Deutschland möglich sei (siehe Abbildung 3.2).⁹³ Nach Angaben der NEMOs wird dies seit dem 1. Juni 2021 umgesetzt.

73. Somit haben Stromhändler mittlerweile ab 15 Uhr über beide in Deutschland nominierten NEMOs, EPEX SPOT und Nord Pool, Zugang zu dem in Deutschland gehandelten Strom. Aktuelle Handelsdaten zeigen, dass die Stromhändler von Nord Pool von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. In den ersten drei Juniwochen wurden rund 17 Prozent des zwischen 15 und 18 Uhr gehandelten Stroms über Nord Pool gehandelt. Ab 18 Uhr bzw. 22 Uhr beginnt dann der grenzüberschreitende Intraday-Handel mit den deutschen Nachbarländern bis 60 Minuten vor Lieferung. In den letzten 60 Minuten können Stromhändler noch bis 30 Minuten vor Lieferung auf den lokalen Strombörsen der NEMOs Strom in ganz Deutschland handeln (d. h. Handel zwischen den vier Regelzonen findet statt) und bis fünf Minuten vor Lieferung jeweils innerhalb einer deutschen Regelzone (siehe Abbildung 3.2).

74. Unklar ist, warum die deutschen ÜNB auch sechs Jahre nach Inkrafttreten der CACM-Verordnung nicht in der Lage sind, ihre Prozesse so zu automatisieren und optimieren, dass ab 15 Uhr auch die grenzüberschreitenden Kapazitäten für den gebotszonenübergreifenden Handel zur Verfügung stehen. Das häufig angeführte Argument, es bestehe ein Risiko für die Systemsicherheit, wird jedenfalls nicht näher spezifiziert.

75. Abschließend lässt sich feststellen, dass, der Beginn und das Ende des grenzüberschreitenden Intraday-Handels in der CACM-Verordnung in Verbindung mit der ACER-Entscheidung mit 15 Uhr vorgegeben ist, dies aber gegenwärtig in Deutschland nicht konsequent umgesetzt wird.

3.1.3.4 Die CACM-Verordnung wird angepasst

76. Die aktuelle CACM-Verordnung der Europäischen Kommission basiert auf Art. 18 Abs. 3 lit. b und Abs. 5 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003. Die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 wurde mehrfach und erheblich geändert und mittlerweile aus Gründen der Klarheit als Verordnung (EU) Nr. 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates neu gefasst.

77. Die Verordnung (EU) Nr. 2019/943 sieht vor, dass die Intraday-Märkte so organisiert sind, dass sie allen Marktteilnehmern einzeln oder durch Aggregation zugänglich sind. Sie sollen allen Marktteilnehmern die Gelegenheiten bieten, echtzeitnah und über alle Gebotszonen hinweg am zonenübergreifenden Handel teilzunehmen.⁹⁴ Die Unterscheidung zwischen Transaktionen innerhalb einer Gebotszone und Transaktionen zwischen Gebotszonen muss

⁹¹ Angaben der Bundesnetzagentur gegenüber der Monopolkommission..

⁹² Angaben von Marktteilnehmern gegenüber der Monopolkommission.

⁹³ EPEX SPOT, <https://www.epexspot.com/en/news/deutscher-intraday-markt-schlechtere-handelsbedingungen-dank-gemeinsamer-bemuhungen-vermieden>, Abruf am 26. März 2021.

⁹⁴ Art. 7 Abs. 2 lit. h und lit. c der Verordnung (EU) Nr. 2019/943.

ausgeschlossen werden.⁹⁵ Zudem sollen die ÜNB und NEMOs gemeinsam einen integrierten Intraday-Markt aufbauen und handhaben, der Preise reflektiert, welche dem Echtzeitwert von Energie und den grundlegenden Marktbedingungen entsprechen.⁹⁶

78. Aktuell soll die existierende CACM-Verordnung an die Verordnung (EU) Nr. 2019/943 angepasst werden. ACER hat einen entsprechenden Entwurf vorgelegt.⁹⁷ Die Konsultationsfrist lief bis zum 10. Juni 2021. Die Umsetzung der Empfehlung von ACER an die Europäische Kommission wird frühestens Ende 2022 erwartet.

79. Für den Intraday-Markt ist insbesondere Art. 36 des Entwurfs relevant, der in Bezug auf das Teilen der Handelsbücher einige wichtige Punkte zusammenfasst:

- a) Der gesamte kontinuierliche Intraday-Handel sowie alle Intraday-Auktionen sollen über die XBID-Handelsplattform abgewickelt werden.⁹⁸
- b) Während des kontinuierlichen Handels im Intraday-Markt sollen die NEMOs alle von den Marktteilnehmern eingegangenen Aufträge für eine bestimmte Marktzeiteinheit sofort zum Abgleich in das gemeinsame Handelsbuch übermitteln. In dieser Zeit sollen die NEMOs Handel außerhalb des geteilten Handelsbuches nicht organisieren.⁹⁹
- c) Das Ende des kontinuierlichen Handels im Intraday-Markt ist so festzulegen, dass fairer und wirksamer Wettbewerb zwischen den NEMOs, insbesondere denen, die in derselben Gebotszone tätig sind, gewährleistet ist.¹⁰⁰
- d) Es soll das Prinzip der effizienten Preisfindung verfolgt werden,¹⁰¹ welches Transparenz im Markt fördert.

3.2 Wettbewerb im Intraday-Markt fördern

80. Die Verordnung (EU) Nr. 2019/943 bietet die Grundlage für die Verpflichtung zum kontinuierlichen Teilen der Handelsbücher. Das folgende Kapitel diskutiert die wettbewerbsökonomischen Zusammenhänge und fasst die relevanten Argumente für ein Teilen der Handelsbücher zusammen.

3.2.1 Liquide Märkte sind wettbewerbsfähig

81. Liquidität beschreibt, in welchem Maß ein Produkt jederzeit ver- und gekauft werden kann. Die Liquidität eines Marktes hängt von der Anzahl sich im Umlauf befindenden Produkte ab und von der Anzahl der Marktteilnehmer, die bereit sind, dieses Produkt zu kaufen oder zu verkaufen. Je größer ein Markt, bzw. die Liquidität ist, umso schneller können Händler Waren kaufen oder verkaufen. Auf großen, d. h. liquiden, Märkten verursacht eine Transaktion keine wesentliche Änderung im Preis und vergleichsweise geringe Transaktionskosten. Daher ist ein wesentliches Merkmal eines liquiden Marktes, dass sich zu jeder Zeit eine große Anzahl von Käufern und Verkäufern gegenüberstehen.

82. Liquidität ist eine wichtige Eigenschaft funktionierender Märkte, und ein liquider Strombörsenmarkt ist aus mehreren Gründen erstrebenswert:

- a) Große Auswahl an Vertragspartnern.

⁹⁵ Art. 7 Abs. 2 lit. a und lit. g der Verordnung (EU) Nr. 2019/943.

⁹⁶ Art. 7 Abs. 1 und 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2019/943.

⁹⁷ ACER, https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Pages/PC_2021_E_03.aspx, Abruf am 19. April 2021.

⁹⁸ ACER, 210413 PC AM IV.1.1 MC General requirements final, S. 1.

⁹⁹ ACER, 210413 PC AM IV.1.3 TCMs on market coupling operation final, S. 4.

¹⁰⁰ ACER, 210413 PC AM IV.1.3 TCMs on market coupling operation final, S. 3.

¹⁰¹ ACER, 210413 PC AM IV.1.1 MC General requirements final, S. 3.

- b) Umfassende und transparente Information zu Preisen und Handelsvolumen für alle Marktteilnehmer.
- c) Möglichst nahe Orientierung der Marktpreise am Gleichgewichtspreis, der sich in einem Markt mit vollständiger Konkurrenz einstellen würde. Auch die meisten Handelsgeschäfte außerhalb der Börse orientieren sich am Strombörsenpreis.
- d) Schmälerung des Risikos von Marktmanipulation, da mit zunehmender Anzahl von Marktteilnehmern der Einfluss jedes einzelnen Marktteilnehmers sinkt.
- e) Förderung neuer Marktzugänge, da Neuzugänge die Sicherheit haben, Strom zu jeder Zeit kaufen und verkaufen zu können.

83. Strombörsen spielen beim Stromhandel eine wichtige Rolle, da sie es Stromhändlern ermöglichen, sehr kurzfristig bis nahezu zum Lieferzeitpunkt ihr Angebot bzw. ihre Nachfrage auszugleichen. Daher ist es an Strombörsen wichtig, dass zu jedem Zeitpunkt eine große Anzahl von Nachfragern einer großen Anzahl von Anbietern gegenübersteht, sodass ein kurzfristiger Handel effizient möglich ist.

3.2.2 Zugang zu Handelsvolumen fördert den Wettbewerb im Intraday-Handel

84. Auf einem funktionierenden Strombörsenmarkt gibt es ausreichend Angebot und Nachfrage, sodass Käufe und Verkäufe zu jeder Zeit zusammengeführt werden können. Ein einzelnes Handelsgeschäft beeinflusst den Strompreis auf einem funktionierenden Börsenmarkt nicht. Der Strompreis an einer Börse entspricht umso eher dem effizienten Gleichgewichtspreis, je mehr Anbieter und Nachfrager dort zusammentreffen. Die Anzahl von Anbietern und Nachfragern ist maximal, wenn das gesamte Angebot und die gesamte Nachfrage über eine Börse bedient werden. Verfügt eine Strombörse allerdings nur über einen geringen Teil des gesamten Handelsvolumens im Markt, kann es zu Abweichungen bei der optimalen Preisfindung kommen. Überdies werden Handelsgeschäfte nicht sofort ausgeführt, da für ein Handelsgebot nicht unbedingt ein Gegenangebot vorliegt. Daher favorisieren Stromhändler generell die Strombörse, die ihnen das größere Handelsvolumen bietet, da dann davon auszugehen ist, dass es eher zu einem passenden Gegenangebot kommt.¹⁰²

85. Als Handelsplattformen profitieren Strombörsen insofern von indirekten Netzwerkeffekten. Je mehr Anbieter ihren Strom an einer Börse handeln, desto attraktiver ist es für Käufer, an dieser Börse zu handeln. Umgekehrt ist es für Stromanbieter umso attraktiver ihren Strom an einer Börse zu handeln, je mehr Nachfrager sie dort vorfinden. Da Käufer mittelbar davon profitieren, wenn die Anzahl an Verkaufsgeboten steigt, werden sie eine Strombörse wählen, auf der vergleichsweise viele Anbieter handeln. Durch die steigende Anzahl an Käufern wird wiederum der Anreiz bei Verkäufern erhöht, Angebote an der Börse zu platzieren.

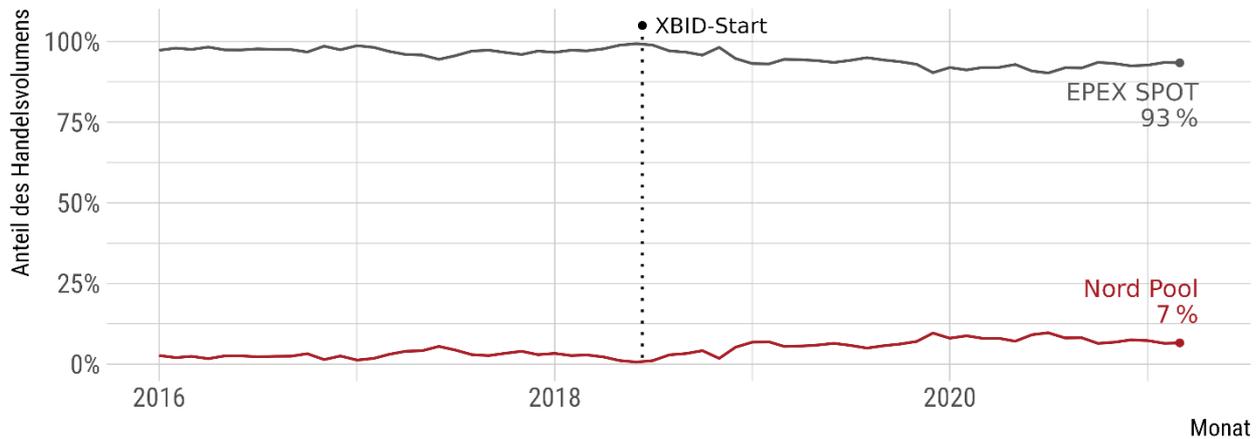
86. Im deutschen Strommarkt wird an der etablierten Strombörse, EPEX SPOT, der Großteil des Handelsvolumens im Intraday-Markt gehandelt. Um die Entwicklung des Intraday-Handels an den beiden Strombörsen EPEX SPOT und Nord Pool in den vergangenen Jahren abzubilden, stehen der Monopolkommission Daten der Handelstransaktionen an beiden Börsen seit Anfang 2016 bis einschließlich des ersten Quartals 2021 zur Verfügung.¹⁰³ Wie Abbildung 3.3a zeigt, lag der Anteil an Intraday-Handelsgeschäften von EPEX SPOT im gesamten Beobachtungszeitraum stabil über 90 Prozent. Seit der Einführung des börsenübergreifenden Handels über XBID zur Jahresmitte 2018 hat Nord Pool seinen durchschnittlichen Anteil von rund 2 Prozent auf zuletzt 7 Prozent im ersten Quartal 2021 ausgebaut.

¹⁰² Die optimale Preisfindung im Energiemarkt ist in Art. 7 Abs. 2 lit. d der Verordnung (EU) Nr. 2019/943 explizit angeführt.

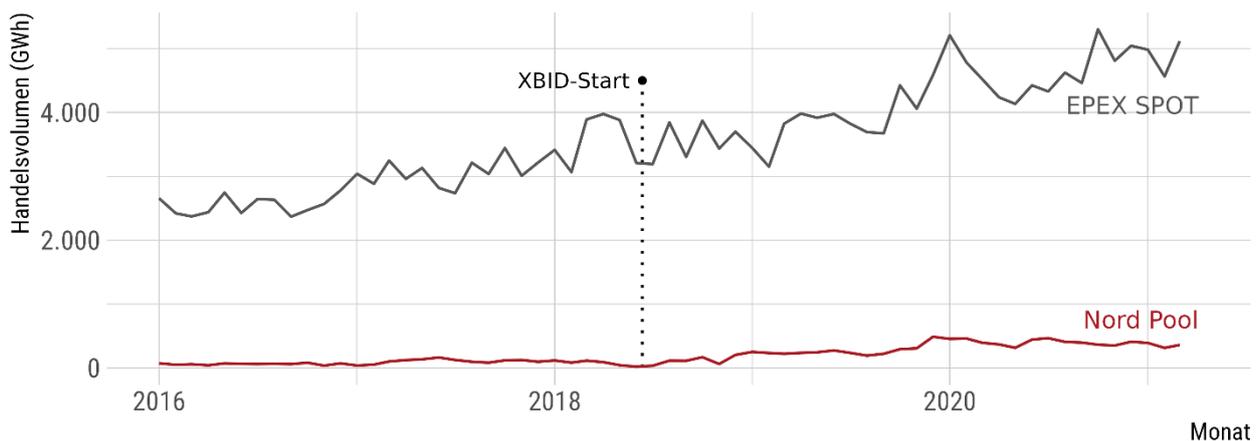
¹⁰³ Insgesamt umfasst der Datensatz damit mehr als 144 Millionen Transaktionen. Da der Fokus dieses Gutachtens auf dem deutschen Strombörsenmarkt liegt, wurden Transaktionen von der weiteren Analyse ausgeschlossen, bei denen weder Käufer- noch Verkäuferseite in Deutschland ansässig waren. Damit verblieben für die nachfolgenden Betrachtungen knapp 137 Millionen Transaktionen. Davon wurden rund 25,5 Millionen börsenübergreifend über die europäische XBID-Plattform abgewickelt.

Abbildung 3.3: Monatliche Anteile und Handelsvolumen der Strombörsen im DE/LUX Intraday-Handel, 2016–2021

a) Anteile



b) Handelsvolumen



Anmerkung: Anteile sind definiert als Relation des jeweiligen monatlichen Handelsvolumens in Wattstunden zur Summe der Volumen beider Börsen. Börsenübergreifende Transaktionen sind beiden Börsen jeweils zur Hälfte zugerechnet.

Quelle: EPEX SPOT, Nord Pool, eigene Berechnungen.

87. Das jährliche Volumen des kontinuierlichen Intraday-Handels in Deutschland hat sich zwischen 2016 und 2020 etwa verdoppelt und stieg von etwa 31 Terawattstunden auf rund 61 Terawattstunden an. Da EPEX SPOT über 90 Prozent des Intraday-Handelsvolumens abwickelt, spiegelt dieser Markttrend auch die Wachstumsentwicklung des Marktführers wider. Von einer weitaus niedrigeren Ausgangsbasis im Jahr 2016 ist das Handelsvolumen bei Nord Pool im selben Zeitraum auf mehr als das Sechsfache gestiegen. Eine Betrachtung der monatlichen Handelsvolumen an beiden Strombörsen in Abbildung 3.3b zeigt zudem, dass das Wachstum bei Nord Pool in der Gebotszone DE/LUX mit Beginn des börsenübergreifenden Handels im Juni 2018 einsetzte. Somit scheint sich das Teilen der Handelsbücher positiv auf das Wachstum des neuen Wettbewerbers auszuüben.

3.2.3 Das Teilen der Handelsbücher über den gesamten Handelszeitraum stärkt den Wettbewerb

88. Mittlerweile haben beide Strombörsen während des Großteils des Intraday-Handelszeitraums Zugang zum gesamten Handelsvolumen der Gebotszone DE/LUX. Zwar ist der Intraday-Handel zwischen 15 und 18 Uhr lediglich innerhalb Deutschlands möglich und nicht über die Landesgrenzen hinaus, wie von der CACM-Verordnung verlangt,

allerdings verfügt der deutsche Strommarkt über genügend Handelsvolumen, um effizienten Stromhandel innerhalb Deutschlands möglich zu machen. Im Dezember 2020 wurden 56 Prozent des gesamten Intraday-Handelsvolumens von EPEX SPOT in Deutschland gehandelt. Dabei handelte EPEX SPOT mehr als doppelt so viel Strom in Deutschland als in Großbritannien, deren zweitgrößtem Markt, und mehr als fünfmal so viel Strom wie in Frankreich, deren drittgrößtem Markt.¹⁰⁴

89. Eine Ausweitung des Intraday-Handels zwischen 15 und 18 Uhr bzw. 22 Uhr auf den gesamten europäischen Markt würde zwar zu einer besseren Abstimmung von Angebot und Nachfrage führen, da sich der Pool von Anbietern und Nachfragern um die im Ausland ansässigen Stromhändler und deren Handelsvolumen erweitern würde. Eine räumliche Ausdehnung des Intraday-Handels auf den gesamten europäischen Markt und eine daraus folgende Erhöhung des Handelsvolumens intensiviert den Wettbewerb unter Strombörsen allerdings nicht, solange beide Strombörsen Zugang zur gleichen Menge an Handelsvolumen haben.

90. Wenn ein Stromhändler eine Strombörse auswählt, um Strom zu kaufen bzw. zu verkaufen, wird seine Wahl von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Dazu gehören Entgelte, Servicequalität, die Verfügbarkeit von Marktdaten, die Auswahl und Qualität an Zusatzdienstleistungen, die Technologie der Plattform und das Volumen, das an einer Börse zum Handel zur Verfügung steht. Während eine Strombörse die meisten dieser Faktoren direkt beeinflussen kann, ist ein hohes Handelsvolumen nur durch einen großen Stamm an Kunden zu erreichen.

91. EPEX SPOT meldet ihre Handelsgeschäfte innerhalb der letzten 60 Minuten nicht mehr im geteilten Handelsbuch der XBID-Lösung, sondern wickelt alle Handelsgeschäfte lokal über ihre Handelsplattform ab. Nord Pool wickelt Handelsgeschäfte über den gesamten Zeitraum über XBID ab. Ist das Handelsvolumen, wie vorliegend, zwischen EPEX SPOT und Nord Pool sehr ungleich verteilt, ist der fehlende Zugang zu den Handelsgeschäften von EPEX SPOT ein Nachteil für Kunden von Nord Pool. Für einen funktionierenden Wettbewerb ist es wichtig, dass alle Marktteilnehmer jederzeit Zugang zu relevanten Marktinformationen haben. Börsen sind dafür bekannt, transparente Information zu Preis und Handelsvolumen zu liefern, womit Referenzpreise auch für Handelsgeschäfte außerhalb der Börse gebildet werden. Spaltet sich das Volumen in der letzten Stunde auf zwei Handelsplattformen, kommt es zu keiner effizienten und einheitlichen Preisbildung. Während Preise von EPEX SPOT wegen des fast gleichbleibend hohen Handelsvolumens in dieser Zeit nah am Gleichgewichtspreis liegen werden, haben Kunden von Nord Pool in dieser Zeit keinen Zugang zu transparenter Information über Volumen und Preise bei Nord Pool. Dieser Wettbewerbsnachteil kann durch das kontinuierliche Teilen der Handelsbücher zwischen EPEX SPOT und Nord Pool im Intraday-Markt ausgeglichen werden.

92. Dieser Befund wurde durch eine Befragung von Stromhändlern, die die Monopolkommission im Rahmen ihrer Recherche durchgeführt hat, untermauert.¹⁰⁵ Die qualitative Untersuchung ergab, dass Liquidität für die Befragten ein ausschlaggebendes Kriterium bei der Wahl der Strombörse ist. Kunden von EPEX SPOT geben an, dass für sie Liquidität bei der Wahl des NEMOs sehr wichtig ist, während Kunden von Nord Pool überwiegend besonderen Wert auf niedrige Entgelte legen.

93. Vergleicht man die Stromhändlerlisten von EPEX SPOT und Nord Pool mit der Liste der Stromhändler, die an der Befragung der Monopolkommission teilgenommen haben, handeln überproportional viele der Befragten an beiden NEMOs.¹⁰⁶ Dies tun sie hauptsächlich, um Risiken bei einem Systemausfall eines NEMOs zu minimieren. Allerdings

¹⁰⁴ EPEX SPOT, <https://www.epexspot.com/en/news/year-closes-trading-record-epex-spot-markets>. Abruf am 27. Juli 2021.

¹⁰⁵ Insgesamt konnten über zwei Verbände und einen der NEMOs etwa 40 Prozent aller Stromhändler, die im März 2021 an einem NEMO in der Gebotszone DE/LUX gehandelt haben, erreicht werden, wovon 23 Prozent (der Angeschriebenen) an der Befragung teilnahmen. Die Stromhändler, die sich an der Umfrage beteiligten, handelten insgesamt etwa ein Viertel des gesamten Handelsvolumens im Intraday-Markt im Jahr 2020. Der Zweck der Befragung war, zu testen, nach welchen Kriterien Kunden Strombörsen auswählen, wie wichtig Liquidität bei der Wahl ist und inwieweit das Teilen der Handelsbücher zu besserem Wettbewerb führen kann und warum.

¹⁰⁶ Unter den Stromhändlern, die sich an der Umfrage beteiligten, handeln knapp vier von fünf Stromhändlern an beiden Börsen, wobei in der Realität nur etwa jeder fünfte Stromhändler an beiden NEMOs handelt, sodass sog. „Multi-homer“ in der Umfrage überrepräsentiert sind.

werden auch Kostenvorteile und die Nutzung einer zweiten Börse als Sekundärmarkt genannt. Alle Stromhändler, die befragt wurden, stufen die Liquidität von EPEX SPOT als besser ein als von Nord Pool. Darüber hinaus wird die Technologie von EPEX SPOT als überlegen eingestuft. Nord Pool hat nach den Angaben einer Mehrheit der Befragten bessere Entgelte und einen besseren Kundenservice bzw. bessere Servicequalität. Daraus kann geschlossen werden, dass für die Mehrheit der Stromhändler Nord Pool zwar eine Alternative zur EPEX SPOT ist, die geringere Liquidität sie aber daran hindert, teilweise bzw. ausschließlich bei Nord Pool zu handeln.

94. Auch die Frage, ob ein Teilen der Handelsbücher den Wettbewerb im Intraday-Markt fördern kann, haben die meisten der befragten Stromhändler bejaht. Die Mehrzahl der Stromhändler erwartet vom Teilen der Handelsbücher einen effizienten Wettbewerb auf Basis von Entgelten und Service. Einige betonen die Wichtigkeit des Teilens der Handelsbücher für den Handel in der letzten Stunde vor Lieferzeitpunkt. Einige erwähnen auch explizit die Beseitigung des Wettbewerbsvorteils, den EPEX SPOT durch die Bündelung der fast gesamten Liquidität auf ihrer Handelsplattform momentan genießt.

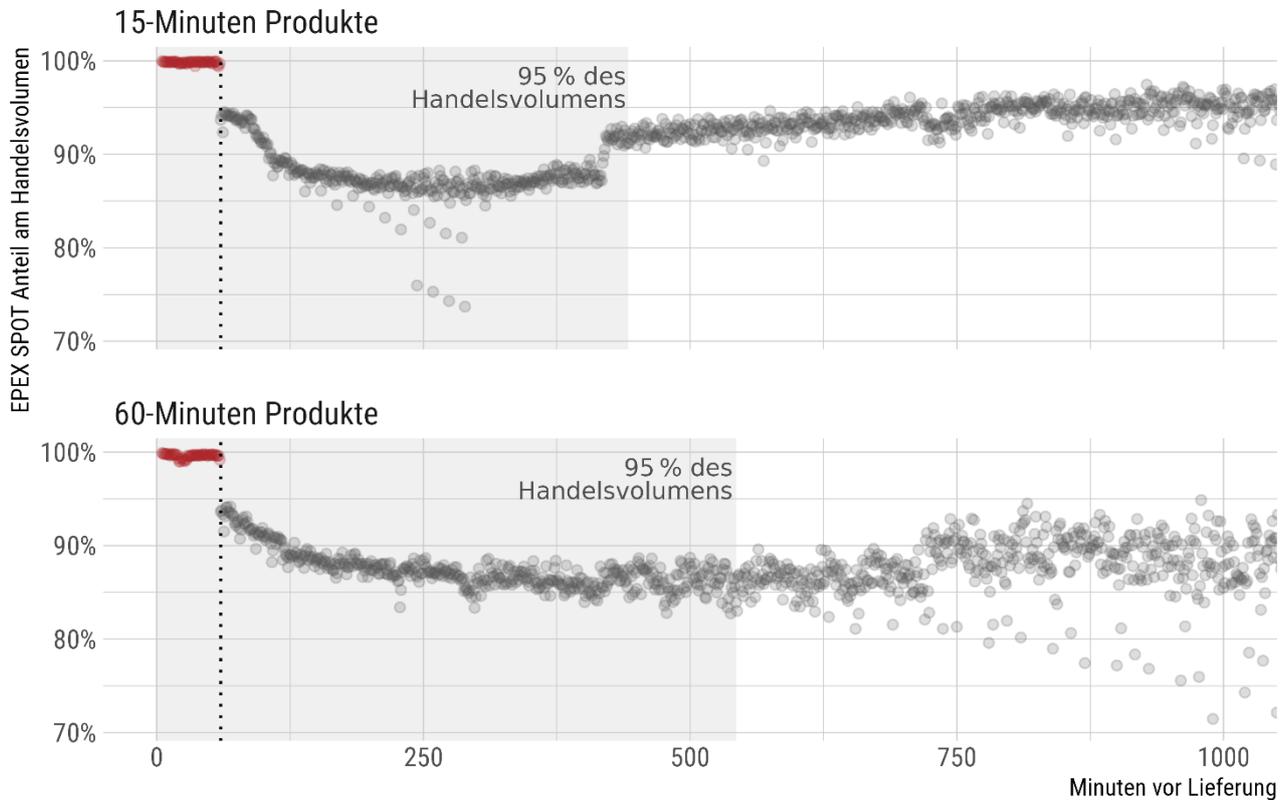
95. Nachfolgend soll anhand von Anteilen am Handelsvolumen analysiert werden, ob und wie sich die Beschränkung auf den innerbörslichen Handel in der letzten Stunde auf den Wettbewerb der beiden Strombörsen auswirkt. Hierzu wird eine Regressionsdiskontinuitätsanalyse durchgeführt, die sich dazu eignet, den kausalen Effekt der Einstellung des Handels über XBID auf die Anteile am Handelsvolumen zu schätzen. Der Grundgedanke dieses Ansatzes ist, eine Unstetigkeit im Zeitverlauf bis zur Lieferung der einzelnen Stromprodukte zu nutzen, um zu bestimmen, ob sich der Wegfall des geteilten Handelsbuchs in der letzten Stunde auf die Anteile am Handelsvolumen auswirkt. Die Unstetigkeit besteht darin, dass bei allen Transaktionen mit mindestens 60 Minuten Vorlaufzeit über XBID auf die Liquidität beider Börsen zugegriffen wird; innerhalb der letzten 60 Minuten ist der Handel auf die jeweilige Börse beschränkt. Da die Grenze von 60 Minuten zumindest aus der Perspektive der Stromhändler vorgegeben und nicht beeinflussbar ist, stellt sie eine geeignete Unstetigkeit dar, eine mögliche Differenz in den Anteilen links und rechts dieser Schwelle zu beziffern.

96. Um die lieferzeitspezifischen Anteile beider Strombörsen zu bestimmen, wurden zunächst ihre Transaktionsdaten zusammengeführt. Anhand dieser umfassenden Aufzeichnung des Handels konnten anschließend die jeweiligen Handelsanteile für jedes Stromprodukt¹⁰⁷ in jeder Minute bis zu dessen Lieferung ermittelt werden.¹⁰⁸ Schließlich wurden die lieferzeitspezifischen Anteile jeweils für 15- und 60-Minuten-Produkte¹⁰⁹ zu täglichen volumengewichteten Mittelwerten aggregiert. Abbildung 3.4 veranschaulicht das Ergebnis dieser Berechnungen und zeigt die durchschnittlichen Anteile von EPEX SPOT je Minute bis zur Lieferung im Jahr 2020. Bei beiden Produktarten ist ein sprunghafter Anstieg der EPEX SPOT-Anteile am Handelsvolumen an der gepunkteten vertikalen Linie zu erkennen, die an der 60-Minuten-Schwelle den Übergang vom börsenübergreifenden zum internen Handel markiert. Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass EPEX SPOT insbesondere im hellgrau unterlegten Bereich bis maximal neun Stunden vor Lieferung, in dem 95 Prozent des Volumens gehandelt wurden, über einen geringeren Anteil am Handelsvolumen verfügte, als dies im Gesamtdurchschnitt der Fall war.

¹⁰⁷ Ein Produkt ist definiert als die gehandelte Menge Strom, die zu einem bestimmten Zeitpunkt und über eine bestimmte Periode zur Verfügung gestellt werden soll, z. B. 1 MWh am 15. Juni 2020 von 8 bis 9 Uhr.

¹⁰⁸ Da EPEX SPOT in den der Monopolkommission vorliegenden Daten seine Transaktionen erst seit Anfang Dezember 2019 sekunden genau protokolliert, ist eine minutengenaue Analyse erst ab diesem Zeitpunkt möglich. Da eine möglichst feine zeitliche Auflösung für die Regressionsdiskontinuitätsanalyse von Bedeutung ist und gleichzeitig ausreichende Datenmengen zur Verfügung stehen müssen, ist die folgende Analyse zunächst auf das Jahr 2020 beschränkt. Um die Robustheit der Ergebnisse zu prüfen, wurden jedoch anschließend auch Daten aus den Jahren 2019 und 2021 analysiert.

¹⁰⁹ 15-Minuten-Produkte sind beispielsweise Strommengen für die Zeit von 8.00 Uhr bis 8.15 Uhr und 60-Minuten-Produkte folglich Strommengen von 8.00 Uhr bis 9.00 Uhr.

Abbildung 3.4: Durchschnittlicher EPEX SPOT Anteil am Handelsvolumen nach Lieferzeit und Produktart (2020)

Anmerkung: Jeder Punkt gibt für die jeweilige Produktart den volumengewichteten durchschnittlichen Anteil des gesamten Handelsvolumens im Jahr 2020 an, der zur dargestellten Zeit in Minuten bis zur Lieferung über EPEX SPOT gehandelt wurde. Die Anteile am Handel innerhalb der letzten Stunde vor Lieferung sind rot eingefärbt. Die grau eingefärbten Bereiche kennzeichnen die Zeiträume vor Lieferung, innerhalb derer 95 Prozent des Stromvolumens in der jeweiligen Produktart gehandelt wurden.

Quelle: EPEX SPOT, Nord Pool, eigene Berechnungen.

97. Die Regressionsdiskontinuitätsanalyse schätzt die Differenz der Anteile am Handelsvolumen an der Sprungstelle von 60 Minuten vor Lieferung, indem die lieferzeitspezifischen Anteile am Handelsvolumen links und rechts der kritischen Schwelle modelliert werden. Zur Modellierung stehen diverse Ansätze zur Verfügung, die sich hauptsächlich darin unterscheiden, wie weit Beobachtungen links und rechts der Sprungstelle berücksichtigt werden und ob sie unterschiedlich stark gewichtet werden. Die parametrischen Ansätze unterstellen einen linearen Zusammenhang zwischen Anteil am Handelsvolumen und Lieferzeit und messen allen Beobachtungen innerhalb der gewählten Bandbreite um die Sprungstelle das gleiche Gewicht bei. Die nicht-parametrischen Modelle sind flexibler und schätzen einen nichtlinearen Zusammenhang; dabei kann zudem mithilfe der verwendeten Kernelfunktion weiter entfernten Beobachtungen ein geringeres Gewicht zugeschrieben werden. Dies ermöglicht eine präzisere Schätzung des untersuchten Effekts, da Beobachtungen nahe der Sprungstelle eine höhere Relevanz erhalten. Da kein eindeutig bester Modellansatz existiert, ist es üblich, eine Sensitivitätsanalyse mit unterschiedlichen Parametern und Schätzarten durchzuführen. Tabelle 3.1 fasst die geschätzten Modelle und ihre Ergebnisse zusammen.

Tabelle 3.1: Ergebnisse der Regressionsdiskontinuitätsanalyse

Methode	Bandbreite (15/60)	Kern	15-Minuten-Produkte	60-Minuten-Produkte
Parametrisch	Alle Daten	uniform	0,057	0,063
Parametrisch	10/10	uniform	0.060	0.063
Parametrisch	5/5	uniform	0.062	0.059
Nicht-Parametrisch	10,69/19,34	triangular	0,059	0,059
Nicht-Parametrisch	21.38/38.67	triangular	0.058	0.059
Nicht-Parametrisch	5,34/9,67	triangular	0,059	0,06
Nicht-Parametrisch	9,51/17,62	Epanechnikov	0,059	0,06
Nicht-Parametrisch	7,11/8,68	uniform	0,059	0,062

Anmerkung: Die vierte und fünfte Spalte enthalten den geschätzten Anstieg des Anteils von EPEX SPOT am gesamten Handelsvolumen der angegebenen Produktart, der dem Übergang vom börsenübergreifenden zum börseninternen Handel zuzuschreiben ist. Bei parametrischen Modellen wurde eine lineare Regression geschätzt, bei nicht-parametrischen eine Kernregression. Die Bandbreite für Schätzungen der 15- bzw. 60-Minuten-Produkte gibt den Bereich links und rechts der Diskontinuität in Minuten an, der im jeweiligen Modell berücksichtigt wurde. Der Kern spezifiziert die Gewichtung der einzelnen Beobachtungen in Abhängigkeit von ihrer Distanz zur Diskontinuität.

Quelle: eigene Berechnungen.

98. Unabhängig von der gewählten Methode liefern alle Schätzungen des Effekts nahezu dasselbe Ergebnis. Der Anteil von EPEX SPOT am gesamten Handelsvolumen steigt durch den Übergang zum börseninternen Handel in der letzten Stunde um rund 6 Prozentpunkte. Da die Bedeutung des kurzfristigen Handels, wie in Abschnitt 3.2.4 dargestellt, stetig zunimmt und bereits im Jahr 2020 rund 25 Prozent des 60-Minuten-Volumens und sogar knapp 48 Prozent des 15-Minuten-Volumens innerhalb der letzten 60 Minuten vor Lieferung gehandelt wurden, käme eine Verschiebung der Anteile um 6 Prozentpunkte in diesem kurzen Zeitabschnitt einer signifikanten Änderung der gesamten Anteile am Handel gleich. Unter sonst gleichen Bedingungen hätte Nord Pool ein etwa 22 Prozent höheres Handelsvolumen und damit insgesamt einen Anteil von rund 10 Prozent.

99. Um die Robustheit der Analyse zu testen, kann statt einer getrennten Analyse der beiden Produktarten 15-/60-Minuten-Blöcke ein gemeinsames Modell geschätzt werden. Auch hierbei erhöht die Beschränkung auf börseninternen Handel den Anteil am Handelsvolumen von EPEX SPOT um 6 Prozentpunkte. Werden die Anteile am Handelsvolumen der Börsen für alle Stromprodukte für zweiminütige Zeitfenster ermittelt, können auch die Handelsdaten des Jahres 2019 analysiert werden. Hier betrug der geschätzte Effekt auf den EPEX SPOT Anteil am Handelsvolumen 8 Prozentpunkte. Der mittlere Effekt über den gesamten Zweijahreszeitraum beträgt knapp 7 Prozentpunkte. Da die Regressionsdiskontinuitätsanalyse nur den mittleren Effekt an der Unstetigkeit ermittelt, lässt sich daraus jedoch nicht ableiten, dass EPEX SPOT durch die Beschränkung auf börseninternen Handel von Jahr zu Jahr weniger profitiert. Vielmehr ist die sinkende Differenz der Anteile am Handelsvolumen an der Sprungstelle im steigenden

Anteil am Handelsvolumen von EPEX SPOT kurz vor Ende des börsenübergreifenden Handels begründet. Entsprechend ist auch bei den durchschnittlichen Anteilen am Handelsvolumen in Abbildung 3.3a oben eine Stagnation des Nord Pool-Wachstums ab 2020 sowie ein leichter Rückgang in der zweiten Jahreshälfte zu sehen. Ob diese Entwicklung den Wettbewerb im Strombörsenmarkt abbildet oder eine Reaktion der Händler auf mangelndes Handelsvolumen bei Nord Pool widerspiegelt, können die Handelsdaten allein nicht bestimmen. In Anbetracht der stetig wachsenden Bedeutung kurzfristigen Handels im Markt spricht vieles dafür, dass Stromhändler diejenige Börse wählen, die ihnen das nötige Handelsvolumen bis zur Lieferung der Stromprodukte bietet.

3.2.4 Das Handelsvolumen in der letzten Stunde vor Lieferbeginn steigt an

100. Der Wettbewerbsnachteil eines Börsenplatzes mit geringem Handelsvolumen wiegt umso schwerer, je höher das gesamte Handelsvolumen in der Phase ist, in der die Handelsbücher nicht geteilt werden. Tatsächlich ist im kurzfristigen Stromhandel ein Trend zum Handeln kurz vor Lieferbeginn zu beobachten. Nach Angaben der Bundesnetzagentur nimmt der Handel in den letzten 60 Minuten vor Lieferbeginn immer mehr zu und gewinnt insbesondere durch die steigende Erzeugung aus erneuerbaren Energien weiter an Bedeutung.¹¹⁰ Die Bedeutung des kurzfristigen Handels wird auch in der aktuell gültigen CACM-Verordnung deutlich, die besagt, dass die Entwicklung von liquideren Intraday-Märkten, die Marktteilnehmern die Möglichkeit bieten, ihre Positionen näher an der Echtzeit auszugleichen, dazu beitragen sollte, die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt der Union zu erleichtern und dadurch wiederum das Erreichen der Ziele der Erneuerbare-Energien-Politik fördern.¹¹¹

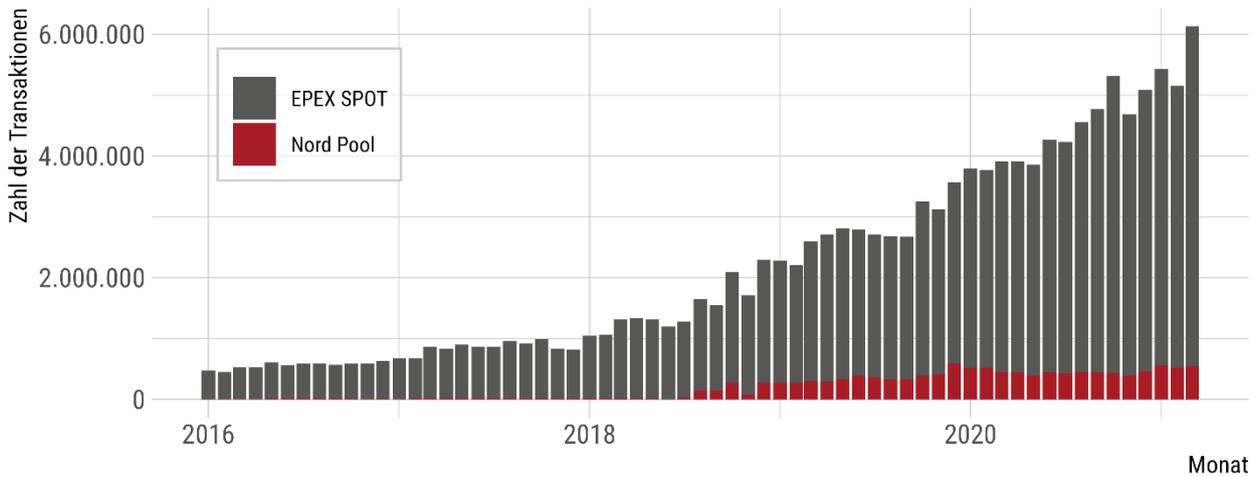
101. Den Trend zum Handeln kurz vor Lieferbeginn zeigen auch die Handelsdaten sowohl von EPEX SPOT als auch von Nord Pool, die der Monopolkommission vorliegen. Aus den Daten ist ein grundsätzlicher Trend zum kurzfristigen Handel geringer Strommengen in kurzen Zeitfenstern zu erkennen. Zum einen wird dies deutlich am Wachstum der abgewickelten Handelstransaktionen: Bei etwa verdoppeltem Volumen ist die Zahl der Transaktionen seit Anfang 2016 auf etwa das Achtfache angestiegen (vgl. Abbildung 3.5a). Im monatlichen Durchschnitt ist damit das gehandelte Volumen je Transaktion von gut 12 Megawattstunden (MWh) auf zuletzt unter 2 MWh gefallen. Zum anderen haben sich auch die relativen Anteile der verschiedenen gehandelten Stromprodukte verschoben. Die Nachfrage nach 15-Minuten-Produkten, die es ermöglichen, Über- oder Unterkapazitäten zielgenauer auszugleichen, ist in der gesamten Gebotszone stark gewachsen. Ihr Anteil an allen Transaktionen entsprach zwischen 2016 und Mitte 2020 stets etwa dem von 60-Minuten-Produkten. Seit Mitte 2020 werden häufiger 15-Minuten-Produkte gehandelt und ihr Anteil stieg im ersten Quartal 2021 auf über 60 Prozent aller Transaktionen an (vgl. Abbildung 3.5b). Bei Nord Pool wurden erst mit Eröffnung der börsenübergreifenden XBID-Plattform 15-Minuten-Produkte in signifikantem Umfang gehandelt. Gleichmaßen ging die Nachfrage nach 60-Minuten-Produkten in diesem Zeitraum von knapp unter 70 Prozent auf knapp unter 50 Prozent zurück.

¹¹⁰ Angaben der Bundesnetzagentur gegenüber der Monopolkommission.

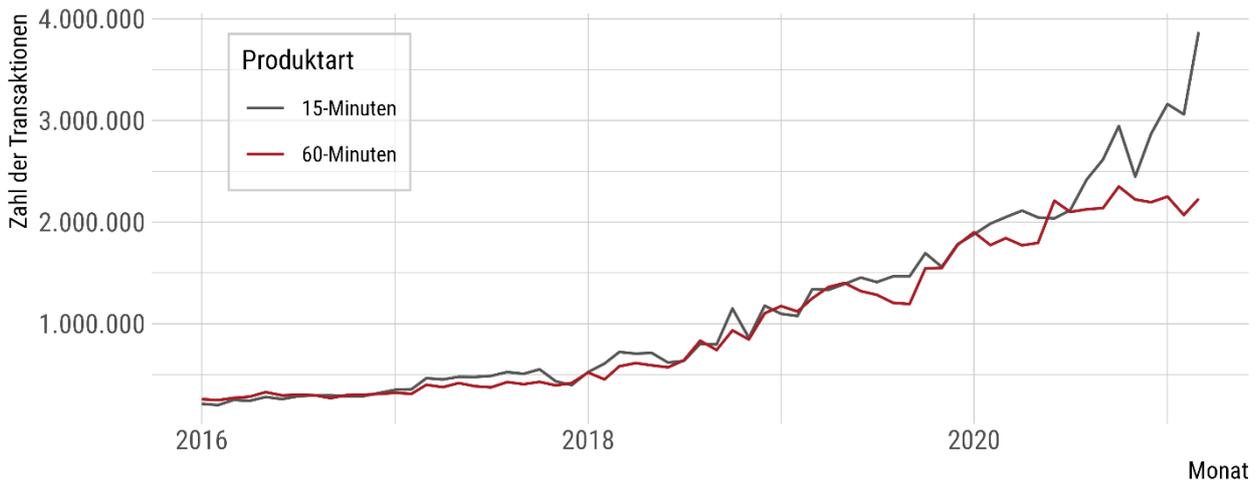
¹¹¹ Erwägungsgrund 16 zur CACM-Verordnung.

Abbildung 3.5: Monatliche Transaktionen im DE-LUX Intraday-Markt

a) nach Strombörse



b) nach Produktart



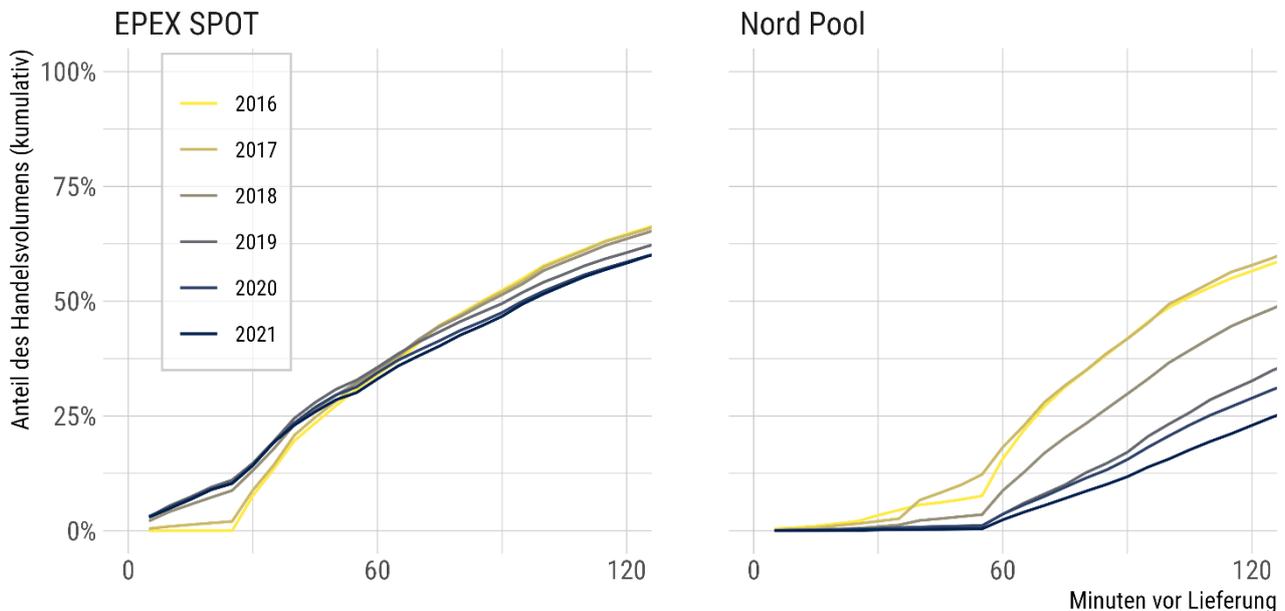
Anmerkung: Die abgetragenen Werte spiegeln die monatliche Summe der Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel wider, bei denen mindestens eine Marktseite in der Region DE-LUX ansässig war. In Teilabbildung a) sind auch 30-Minuten-Produkte enthalten, aufgrund ihrer geringen Zahl wurde auf eine Darstellung in Teilabbildung b) verzichtet.

Quelle: EPEX SPOT, Nord Pool, eigene Berechnungen.

102. Dieser Trend zum Echtzeithandel spiegelt sich auch in der stetig kürzeren Frist zwischen Handel und Lieferung wider. Bei EPEX SPOT werden inzwischen knapp 5 Prozent des Stromvolumens fünf bis zehn Minuten vor Lieferung gehandelt. Im Jahr 2017 war dies nur bei etwa 1 Prozent des Volumens der Fall. Bei Nord Pool ist ein umgekehrter Trend zu beobachten. Wurden im Jahr 2017 durchschnittlich noch knapp 13 Prozent des Handelsvolumens in den letzten 60 Minuten gehandelt, lag der Wert im ersten Quartal 2021 bei nahezu null. Das in Abbildung 3.6 dargestellte kumulierte Handelsvolumen in Abhängigkeit von der Zeit bis zur Lieferung veranschaulicht diese Entwicklung. In den letzten 120 Minuten vor Lieferung wurden bei EPEX SPOT im Jahr 2017 rund 63 Prozent des gesamten Handelsvolumens gehandelt, was bis zum Jahr 2020 auf 57 Prozent leicht zurückging. Im Vergleich wurden bei Nord Pool 2017 noch 55 Prozent des Handelsvolumens in den letzten 120 Minuten vor Lieferung gehandelt, was bis zum Jahr 2020 auf 31 Prozent stark sank. Während bei EPEX SPOT in den letzten 60 Minuten vor Lieferung relativ stabil zwischen 31 Prozent und 33 Prozent des Handelsvolumens in den Jahren 2017 bis 2020 gehandelt wurden, fiel der Anteil bei

Nord Pool von anfänglich 12 Prozent auf nahezu 0 Prozent. Überdies ist bei EPEX SPOT von 2017 bis 2020 ein weiterer Anstieg des gesamten Handelsvolumens, das in den letzten 30 Minuten gehandelt wird, von 2 Prozent auf über 10 Prozent zu verzeichnen.

Abbildung 3.6: Anteil des kumulierten Handelsvolumens in den letzten 120 Minuten vor Lieferung nach Jahr und Strombörse



Anmerkung: Pro Jahr ist der kumulierte Anteil des gehandelten Stromvolumens am Gesamtvolumen der jeweiligen Börse bei gegebener Zeit vor Lieferung abgetragen.

Quelle: EPEX SPOT, Nord Pool, eigene Berechnungen.

103. Kommt es entsprechend des Trends zu einer weiteren Zunahme des Handels bei EPEX SPOT und Abnahme des Handels bei Nord Pool in der letzten Stunde vor Lieferung, würde auch der Liquiditätsnachteil für Stromhändler bei Nord Pool in den letzten 60 Minuten größer, und die Attraktivität von Nord Pool als alternativer Handelsplatz würde geringer.

3.3 In der Abwägung ist das Teilen der Handelsbücher zu befürworten

104. Marktteilnehmer haben gegenüber der Monopolkommission folgende Argumente gegen das Teilen von Handelsbüchern vorgebracht:

- Ein großes Handelsvolumen hat sich eine Strombörse durch Investitionen und Innovationen hart erarbeitet. Ein nachträgliches Teilen der Handelsbücher würde daher zukünftige Investitionen und Innovationen unattraktiv machen.
- Ein alleiniger Handel über XBID und nicht über die lokalen Handelsplattformen verhindere Produktinnovationen, da auf XBID nur standardisierte Produkte gehandelt werden können.
- Fiele Liquidität als Wettbewerbsfaktor weg, stünden die NEMOs nur noch im Preiswettbewerb, was auf Kosten von Qualität und Sicherheit ginge.

105. Bis zum Jahr 2016 war EPEX SPOT alleiniger NEMO in der Gebotszone DE/LUX. Wie bereits in Kapitel 3.2.2 diskutiert, profitieren Strombörsen von indirekten Netzwerkeffekten, sodass davon auszugehen ist, dass es für die neu in den Markt eintretende Nord Pool schwer sein dürfte, Stromhändler zum Wechseln der Handelsplattform anzureizen. Daher ist anzunehmen, dass das ungleich verteilte Handelsvolumen den zeitlichen Vorsprung von EPEX

SPOT und die Existenz von Netzwerkeffekten und nicht in erster Linie die Präferenz der Stromhändler reflektiert, an welcher Börse sie bevorzugt handeln.

106. Insoweit geht das Argument, dass sich die zuerst und zunächst allein am Markt befindliche Strombörse ihren Kundenstamm durch Innovation und Investition erarbeitet hat, mindestens teilweise fehl. Erst mit dem Marktzutritt von Nord Pool entstand Wettbewerb im Intraday-Strombörsenhandel in Deutschland. Sobald Unternehmen um Kunden konkurrieren, entstehen Anreize, diese Kunden durch Investitionen und Innovationen im Markt entweder zu halten oder für sich zu gewinnen. Im Intraday-Handel an Strombörsen herrscht Wettbewerb momentan aber lediglich in dem Zeitraum, in dem die Handelsbücher tatsächlich geteilt werden. Zum Beispiel wird teilweise im Markt beobachtet, dass sich bei EPEX SPOT einige Indikatoren für Liquidität spürbar in der letzten Stunde vor Lieferung verschlechtern, wenn die Handelsbücher nicht mehr geteilt werden und der Wettbewerbsdruck entfällt. Wird das Teilen der Handelsbücher nunmehr auf die letzte Stunde vor der Stromlieferung ausgedehnt, können die Investitions- und Innovationsanreize für EPEX SPOT ansteigen, anstatt dass sie nachlassen.

107. Es ist auch eher nicht zu erwarten, dass es durch das Teilen der Handelsbücher weniger Produktinnovationen geben wird. Die Wahl für Stromhändler, an einer anderen Börse zu handeln, sollte beiden NEMOs genug Anreiz geben, ihren Kunden das optimale Produktportfolio anzubieten. Ein Stromhändler erläuterte z. B. gegenüber der Monopolkommission, dass der genutzte NEMO durch den Anstieg der Anzahl der Geschäftsabschlüsse (siehe Abbildung 3.5) in der Vergangenheit in Erwägung zog, die mögliche Anzahl an Geboten auf seiner Handelsplattform einzuschränken. Dies veranlasste den Stromhändler, eine Verschiebung von Handelsmengen auf die Handelsplattform des anderen NEMOs zu prüfen. Daraufhin wurden die Handelssysteme des genutzten NEMOs deutlich ertüchtigt, sodass keine Einschränkung der Handelstätigkeit für den Stromhändler mehr zu erwarten war und daher kein Wechsel mehr nötig erschien. Allein die Erwägung des Stromhändlers, die Börse zu wechseln, scheint für den genutzten NEMO genug Anreiz gewesen zu sein, sein Angebot zu optimieren.

108. Überdies gibt es Anzeichen, dass Wettbewerb Innovation und Investment im Intraday-Markt fördert. Im Gespräch mit Marktteilnehmern wurde zum Beispiel mehrfach darauf hingewiesen, dass sich nach Eintritt von Nord Pool in den Markt der Handelszeitraum an den Lieferzeitpunkt angenähert hat. Nord Pool führte im September 2016 ein, dass Stromhändler im Intraday-Markt innerhalb der Gebotszone DE/LUX bis 20 Minuten vor Lieferzeitpunkt handeln können.¹¹² Im März 2017 reduzierte EPEX SPOT auf ihrer lokalen Handelsplattform die Vorlaufzeit von 60 auf 30 Minuten.¹¹³

109. Der Monopolkommission ist nicht bekannt, dass bei Börsen in anderen Wirtschaftsbereichen die Handelsbücher geteilt werden. Vorgaben im Hinblick auf das Teilen der Auftragsbücher stellen einen Eingriff in den Handel an Strombörsen und deren originäre Verfügungsrechte dar. Für ein Teilen der Handelsbücher zwischen Strombörsen sprechen allerdings die folgenden Gründe. Zunächst scheint der Handel mit Strom schwer vergleichbar mit anderen Produkten, da Strom räumlich und zeitlich begrenzt ist. Wer Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt in Deutschland benötigt, kann diesen kurzfristig nur an einer begrenzten Anzahl von Strombörsen erwerben. Überdies ist das Ziel eines funktionierenden Strommarktes in Deutschland und des europäischen Strombinnenmarktes die sichere Energieversorgung¹¹⁴, welche durch die Optimierung des Stromnetzes bestmöglich erreicht werden kann. Um eine Ressourcenoptimierung zu erreichen, ist die effiziente Allokation von Angebot und Nachfrage erforderlich, die erreicht wird, indem man das gesamte Angebot der gesamten Nachfrage an Strom gegenüberstellt, was während des Teilens der Handelsbücher passiert.¹¹⁵ Demnach sind ÜNB und NEMOs gemäß Art. 7 Abs. 1 der Verordnung (EU)

¹¹² Nord Pool, <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/exchange-message-list/2016/q4/no-262016---10-more-minutes-trading-in-the-german-intraday-market-from-28-september/>. Abruf am 16. Juni 2021.

¹¹³ EPEX SPOT, <https://www.epexspot.com/en/news/30-minute-continuous-intraday-trading-successfully-launched-france-germany-and-switzerland>. Abruf am 16. Juni 2021.

¹¹⁴ Erwägungsgrund 1 zur CACM-Verordnung.

¹¹⁵ Tz. 84.

Nr. 2019/943 angehalten, auf Unionsebene bzw. auf regionaler Ebene zusammenzuarbeiten, um für höchstmögliche Effizienz und Wirksamkeit des Intraday-Stromhandels zu sorgen.

110. Daher kommt die Monopolkommission nach Abwägung der Argumente zu dem Schluss, dass ein Teilen der Handelsbücher den Wettbewerb unter Strombörsen im Intraday-Handel fördert, was zur effizienten Allokation von Angebot und Nachfrage von Strom beiträgt und somit das Ziel einer sicheren Energieversorgung verfolgt.

3.4 Verweigerung des Zugangs zu Handelsbüchern kann Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung begründen

111. Grundsätzlich kommt eine Pflicht eines marktbeherrschenden Unternehmens zum Teilen der Handelsbücher nach den Grundsätzen über die kartellrechtliche *Essential-Facilities*-Doktrin in Betracht. Danach muss ein marktbeherrschendes Unternehmen anderen Unternehmen unter bestimmten Voraussetzungen Zugang zu einer von dem marktbeherrschenden Unternehmen kontrollierten Einrichtung – hier: den Handelsbüchern – gewähren. Nach der Leitentscheidung des EuGH in der Rechtssache „Bronner“ setzt eine solche Pflicht voraus, dass (1) die Zugangsverweigerung geeignet ist, jeglichen Wettbewerb auf dem der Einrichtung nachgelagerten Markt auszuschalten, (2) der Zugang für die Ausübung der Tätigkeit auf dem nachgelagerten Markt für den Zugangspetenten insofern unentbehrlich ist, als kein tatsächlicher oder potenzieller Ersatz für die Einrichtung besteht, und (3) das Verhalten nicht objektiv zu rechtfertigen ist.¹¹⁶

112. Sind diese Voraussetzungen erfüllt und gewährt das marktbeherrschende Unternehmen dennoch keinen Zugang zu der Einrichtung, verstößt es gegen das Missbrauchsverbot aus Art. 102 AEUV. Eine ausnahmsweise Pflicht des marktbeherrschenden Unternehmens zur Zugangsgewährung ist Ausdruck der besonderen Verantwortung, die das Unternehmen für den Wettbewerb auf dem nachgelagerten Markt trifft. Danach können mit Blick auf den vorliegenden Fall jedenfalls die folgenden allgemeinen Erwägungen angestellt werden.

113. Was die Möglichkeit zur Ausschaltung jeglichen Wettbewerbs auf dem nachgelagerten Markt betrifft (oben (1)), könnte gegen die Verwirklichung dieser Voraussetzung vorgebracht werden, dass aktuell mehrere Strombörsen im Intraday-Handel tätig sind. Fraglich ist aber, ob dies ausreichend ist, um einen Verstoß gegen das Missbrauchsverbot abzulehnen. Das Gericht der Europäischen Union (EuG) hat hierzu festgestellt, dass der (Rest-)Wettbewerb durch die Zugangsverweigerung nicht bereits ausgeschaltet sein müsse, sondern die Eignung hierzu genüge, wobei eine Präsenz anderer Unternehmen in „Marktnischen“ unschädlich sei.¹¹⁷

114. Zudem sind nach der Rechtsprechung der Unionsgerichte bestehende regulatorische Pflichten zu beachten.¹¹⁸ Insoweit gilt, dass die Abwägung der für und wider einen Zugang streitenden Argumente bereits durch den Gesetzgeber zugunsten einer entsprechenden Pflicht zur Zugangsgewährung getroffen wurde.¹¹⁹ Dieser Aspekt dürfte bei der Beurteilung der Frage der Unentbehrlichkeit des Zugangs zu der Einrichtung für eine Tätigkeit auf dem nachgelagerten Markt (oben (2)) und auch im vorliegenden Fall von Relevanz sein. So sehen die CACM-Verordnung sowie die Verordnung (EU) 2019/943 eine Pflicht zum Teilen der Handelsbücher während des gesamten Zeitraums des Intraday-Handels vor, die von einem marktbeherrschenden Unternehmen bislang möglicherweise nicht umgesetzt worden ist. Im Übrigen wäre für eine etwaige über die Regulierung hinausgehende missbrauchsrechtliche Pflicht eines marktbeherrschenden Unternehmens zum Teilen der Handelsbücher entscheidend, dass der Zugang nicht

¹¹⁶ EuGH, Urteil vom 26. November 1998, C-7/97 – Bronner, ECLI:EU:C:1998:569, Rz. 41.

¹¹⁷ EuG, Urteil vom 17. September 2007, T-201/04 – Microsoft, ECLI:EU:T:2007:289, Rz. 561, 563.

¹¹⁸ EuGH, Urteile vom 25. März 2021, C-152/19 P – Deutsche Telekom, ECLI:EU:C:2021:238 und C-165/19 P – Slovak Telekom, ECLI:EU:C:2021:239, jeweils Rz. 57; EuG, Urteil vom 18. November 2020, T-814/17 – Lithuanian Railways, ECLI:EU:T:2020:545, Rz. 91 f.

¹¹⁹ EuG, Urteil vom 18. November 2020, T-814/17 – Lithuanian Railways, ECLI:EU:T:2020:545, Rz. 91 f.

substituierbar ist. Die konkurrierenden Strombörsen dürften demnach nicht in der Lage sein, selbst mit vertretbarem Aufwand für einen hinreichenden Zugang zur Liquidität des Intraday-Marktes zu sorgen. Die Zugangsverweigerung könnte allerdings gerechtfertigt sein, was im Einzelfall näher zu prüfen wäre.¹²⁰

115. Das Teilen von Handelsbüchern zwischen Strombörsen, um Wettbewerb unter Strombörsen zu fördern, wird im Vereinigten Königreich von der nationalen Regulierungsbehörde der Energiemärkte (OFGEM) seit mehreren Jahren verfolgt.¹²¹ Primär geht es bei der britischen Diskussion um die Marktkopplung zwischen Großbritannien, der Republik Irland sowie Nordirland und die Nutzung einer gemeinsamen Handelsplattform aller Strombörsen während der Auktionen im Day-Ahead- und Intraday-Markt.¹²²

116. OFGEM befürwortet die Schaffung von Wettbewerb unter Strombörsen, um Handelsentgelte niedrig zu halten und um Druck auf Plattformen auszuüben, damit diese die Qualität ihrer Dienstleistungen verbessern. Überdies spricht sich die Regulierungsbehörde ausdrücklich für das Teilen von Handelsbüchern aus, um zu gewährleisten, dass alle NEMOs Zugang zu den Auktionen im Day-Ahead- und Intraday-Markt haben.¹²³

117. Die Gas- und Strommarktbehörde (GEMA), welche von OFGEM in ihrer Arbeit unterstützt wird, hat im November 2019 ein förmliches Verfahren wegen des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gemäß Art. 102 AEUV gegen EPEX SPOT eingeleitet. Im April 2019 hat EPEX SPOT Zusagen gemacht, um GEMAs Wettbewerbsbedenken auszuräumen, welche im Juni 2019 von GEMA akzeptiert wurden.¹²⁴

118. Laut GEMA bestand der Verdacht, dass EPEX SPOT eine marktbeherrschende Stellung in der Bereitstellung grenzüberschreitender Intraday-Stromhandelsplattformen und damit verbundener Dienstleistungen zwischen Großbritannien und Irland hat und diese beherrschende Stellung missbrauchen könnte, um anderen NEMOs den Zugang zu gekoppelten Intraday-Auktionen zu verweigern.¹²⁵

119. Da EPEX SPOT aus GEMAs Sicht nicht die erforderlichen Schritte unternommen hat, um anderen NEMOs den Zugang zu den Intraday-Auktionen zwischen Großbritannien und Irland zu ermöglichen, hat EPEX SPOT nach GEMAs vorläufiger Einschätzung wahrscheinlich verhindert, dass sich konkurrierende NEMOs im relevanten Markt etablieren können. Die daraus resultierende Verringerung des Wettbewerbs zwischen NEMOs könnte zu einer Erhöhung der Entgelte, zu einer Verringerung von Servicequalität oder von Auswahlmöglichkeiten für Stromhändler geführt haben, die die grenzüberschreitenden Intraday-Märkte nutzen.¹²⁶

120. GEMA betont in seiner Entscheidung die Bedeutung von Liquidität für die Wahl eines NEMOs der Stromhändler und die daraus resultierenden direkten Netzwerkeffekte (wobei die Wahl des Marktes eines Stromhändlers Einfluss darauf hat, welche Plattform andere Stromhändler nutzen), sodass selbst kleine Unterschiede in den Handelsmöglichkeiten, die NEMOs bieten können, zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen führen können. Darüber hinaus befürchtet GEMA, dass das angebliche Verhalten von EPEX SPOT im Laufe der Zeit das Wettbewerbsniveau in ande-

¹²⁰ So kann ein Verhalten, das – isoliert betrachtet – missbräuchlich ist, etwa aufgrund von technischen oder sicherheitsrelevanten Aspekten objektiv notwendig sein; vgl. hierzu nur M. Scholz in: Wiedemann, Handbuch des Kartellrechts, 4. Aufl., München 2020, § 22 Rn. 75 f.

¹²¹ OFGEM, Retail Market Review: Intervention to enhance liquidity in the GB power market, S. 13.

¹²² OFGEM, Notice of Decision to accept binding commitments offered by EPEX SPOT SE and EEX in relation to electricity wholesale trading activities, Tz. 2.4.

¹²³ OFGEM, a. a. O., Tz. 4.14.

¹²⁴ OFGEM, a. a. O., Tz. 7.2.

¹²⁵ OFGEM, a. a. O., Tz. 1.2.

¹²⁶ OFGEM, a. a. O., Tz. 4.12.

ren eng verbundenen Märkten verzerren könnte. Zum Beispiel könnte dies die Wettbewerbsfähigkeit der EPEX-Konkurrenten im Day-Ahead-Markt verringern, wenn Stromhändler bevorzugt eine einzige Plattform für alle kurzfristigen Handelsgeschäfte wählen, um mehrere IT-Schnittstellen zu vermeiden.¹²⁷

121. Auch die Europäische Kommission hat am 30. März 2021 ein förmliches Verfahren wegen des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gemäß Art. 102 AEUV gegen EPEX SPOT eingeleitet.¹²⁸ Gegenstand der laufenden Untersuchung sind Verhaltensweisen seitens der Strombörse, die mutmaßlich den Wettbewerb auf dem Markt für Dienstleistungen zur Erleichterung des Intraday-Stromhandels in mindestens sechs Mitgliedstaaten (darunter in Deutschland und Luxemburg) behindern. Die Europäische Kommission prüft, ob EPEX SPOT den Kunden ihrer Wettbewerber den „vollen Zugang zur Liquidität des Intraday-Marktes“ verweigert, um konkurrierende Strombörsen vom Markt auszuschließen. Das Verhalten könne – so die Europäische Kommission – höhere Strompreise für die Verbraucherinnen und Verbraucher sowie eine Verlangsamung der Ökologisierung der Stromversorgung zur Folge haben.¹²⁹ Das Missbrauchsverfahren der Europäischen Kommission befindet sich in einem frühen Stadium; eine Mitteilung der Beschwerdepunkte ist bislang nicht erfolgt. Entsprechend wenig ist derzeit über die Vorwürfe der Behörde öffentlich bekannt.

3.5 Das Teilen der Handelsbücher sollte unabhängig vom Zeitraum des grenzüberschreitenden Intraday-Handels reguliert werden

122. Art. 59 Abs. 5 Satz 2 der CACM-Verordnung legt fest, dass das Teilen der Handelsbücher während des grenzüberschreitenden Handels stattfinden soll. Technisch stehen das Teilen der Handelsbücher und die Bereitstellung der Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel in keinem Zusammenhang. Das gemeinsame Handelsbuch und das Kapazitätsmanagement-Modul in XBID sind zwei voneinander unabhängige Prozesse, sodass NEMOs theoretisch Handelsaufträge über XBID im gemeinsamen Handelsbuch zu jeder Zeit und unabhängig von der Bereitstellung von Kapazitäten der ÜNB und somit dem grenzüberschreitenden Handel teilen können.

123. Zudem scheint die Pflicht der NEMOs zum Teilen der Handelsbücher gemäß der CACM-Verordnung nicht auf grenzüberschreitende Sachverhalte beschränkt. Eine solche Beschränkung ergibt sich weder aus dem Wortlaut des Art. 59 Abs. 5 Satz 2 der CACM-Verordnung noch aus der Systematik der Regelung. Sofern die CACM-Verordnung auf einen grenzüberschreitenden Bezug abstellt, geschieht dies vor allem im Zusammenhang mit der Bereitstellung der grenzüberschreitenden Kapazität durch die ÜNB. Bei der einheitlichen Marktkopplung in Art. 59 der CACM-Verordnung ist zwar von einem zonenübergreifenden Intraday-Markt die Rede. Damit dürfte die Vorschrift aber vielmehr an die Reichweite des Marktes insgesamt anknüpfen, die in ihr geregelten Pflichten einen zonenübergreifenden Handel indes nicht zwingend voraussetzen. Eine solche Interpretation steht auch im Einklang mit dem Ziel der Sicherstellung eines funktionierenden Energiebinnenmarktes.¹³⁰ Da dieses Ziel auch durch Verhaltensweisen auf nationaler bzw. subnationaler Ebene gefährdet werden kann, sollte der Anwendungsbereich der CACM-Verordnung entsprechend weit verstanden werden, um etwaige Hindernisse, die einem Energiebinnenmarkt entgegenstehen könnten, zu beseitigen.¹³¹ Deutlich wird dies nunmehr in Art. 7 Abs. 1 Satz 2 der Verordnung (EU) 2019/943, wonach *„[d]ie Übertragungsnetzbetreiber und NEMO [...] auf Unionsebene oder, sofern angemessener, auf regionaler Ebene zusammen[arbeiten], um für höchstmögliche Effizienz und Wirksamkeit des Day-Ahead- und Intraday-Stromhandels zu sorgen.“* Zudem ergibt sich aus Art. 7 Abs. 2 lit. g der Verordnung (EU) Nr. 2019/943, dass bei der gemeinsam

¹²⁷ OFGEM, a. a. O., Tz. 4.18 f.

¹²⁸ AT.40700 – Intraday trading of wholesale electricity.

¹²⁹ EU-Kommission, Pressemitteilung vom 30. März 2021, IP/21/1523, Kartellrecht: Kommission leitet Prüfverfahren zu mutmaßlich wettbewerbswidrigen Verhaltensweisen der Strombörse EPEX SPOT ein.

¹³⁰ Vgl. Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV sowie Erwägungsgrund 1 zur CACM-Verordnung. Art. 3 der CACM-Verordnung konkretisiert die Ziele, die mit dieser Verordnung verfolgt werden.

¹³¹ Eine Anwendbarkeit der CACM-Verordnung auf rein inländische Sachverhalte ebenfalls bejahend König/Baumgart, EuZW 2018, 491, 492 f.; anders aber – jedenfalls für die in Kapitel 2 der CACM-Verordnung geregelte Konfiguration der Gebotszonen – Bundesregierung, Verordnung zur Änderung der Stromnetzzugangsverordnung, BR-Drs. 719/17 vom 22. November 2017, S. 5 f., 8.

organsierten Verwaltung der Intraday-Märkte eine Unterscheidung zwischen Transaktionen innerhalb einer Gebotszone und solchen zwischen Gebotszonen ausgeschlossen sein muss. Wie bereits dargestellt, ersetzt die Verordnung (EU) 2019/943 die Verordnung (EG) Nr. 714/2009, auf der die derzeit gültige CACM-Verordnung noch beruht, und soll die CACM-Verordnung an die Verordnung (EU) 2019/943 angepasst werden.

124. ACER hat bei der Überarbeitung der existierenden CACM-Verordnung den Zeitraum für gebotszoneninternen und grenzüberschreitenden Handel separat definiert. Das Ende des grenzüberschreitenden sowie des gebotszoneninternen Handels soll frühestens eine Stunde vor Lieferzeit erfolgen und ist so zu definieren, dass:

- a) Marktteilnehmer effizient und so nah wie möglich an der Echtzeit handeln können;
- b) die ÜNB und Marktteilnehmer ausreichend Zeit für ihre Planungs- und Ausgleichsprozesse in Bezug auf die Netzwerk- und Betriebssicherheit zur Verfügung haben; und
- c) fairer und wirksamer Wettbewerb zwischen den NEMOs, insbesondere solchen, die in derselben Gebotszone tätig sind, garantiert ist.¹³²

125. Allerdings ist auch bei dieser Formulierung das Teilen der Handelsbücher nach wie vor an den offiziellen Handelszeitraum im Intraday-Markt geknüpft. In Deutschland lassen die ÜNB offiziell Handel bis 20 Minuten vor Lieferung zu, wonach auch nach neu überarbeiteter CACM-Verordnung das Teilen der Handelsbücher enden würde. Theoretisch ist eine Übermittlung von ausgeglichenen Fahrplänen laut ÜNB allerdings bis null Minuten vor Lieferung möglich, sodass das Teilen der Handelsbücher auch in der vorgeschlagenen Anpassung der CACM-Verordnung von ACER nicht für den gesamten Handelszeitraum (d. h. bis null Minuten vor Lieferung) an den deutschen NEMOs reguliert ist.

126. Um gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle NEMOs zu schaffen, sollte das Teilen der Handelsbücher daher an keinen Zeitraum gekoppelt werden, sondern generell für alle Handelsgeschäfte gelten, die im Intraday-Markt durchgeführt werden.

3.6 Fazit: Wettbewerb unter Strombörsen fördern

127. Ein marktbeherrschendes Unternehmen hat eine besondere Verantwortung, dafür zu sorgen, dass sein Verhalten einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb auf dem gemeinsamen Markt nicht beeinträchtigt. Nach Abwägung aller Argumente kommt die Monopolkommission zu dem Schluss, dass das fehlende Teilen der Handelsbücher in der letzten Stunde vor Lieferung im Intraday-Handel den Wettbewerb unter den Strombörsen in der Gebotszone DE/LUX beeinträchtigt.

128. Daher empfiehlt die Monopolkommission, dass die Bundesnetzagentur ein kontinuierliches Teilen der Handelsbücher über den gesamten Zeitraum des Intraday-Handels in der Gebotszone DE/LUX durchsetzt. Die Handlungsgrundlage dafür liefert die CACM-Verordnung sowie Art. 7 der Verordnung (EU) 2019/943. Überdies begrüßt die Monopolkommission, dass der Entwurf für eine überarbeitete CACM-Verordnung in Art. 36 die Abwicklung des gesamten kontinuierlichen Intraday-Handels sowie alle Intraday-Auktionen über die XBID-Handelsplattform konkretisiert. Des Weiteren sollte die vollumfängliche Durchsetzung der bisherigen CACM-Verordnung in der Gebotszone DE/LUX schnellstmöglich angestrebt werden. Hier ist der Bundesnetzagentur zu empfehlen, in Kollaboration mit den ÜNBs die Bereitstellung von Kapazitäten nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern auch an den Grenzkuppelstellen für den grenzüberschreitenden Handel, und damit ein Teilen der Handelsbücher, ab Beginn des Intraday-Marktes um 15 Uhr des Vortages vor Lieferung schnellstmöglich zu garantieren, wie es ACER seit Januar 2019 erwartet.

¹³² ACER, 210413 PC AM IV.1.3 TCMs on market coupling operation final, S. 3.

Kapitel 4

Wettbewerbspolitische Analysen und Empfehlungen zum Aufbau einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge

129. Die Märkte für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur sind in den letzten Jahren im Zuge der umwelt- und verkehrspolitischen Entwicklung verstärkt ins Blickfeld geraten. Die Elektrifizierung des Straßenverkehrs und der dazu benötigte Ausbau eines hinreichenden Systems für Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge sind zu erklärten politischen Zielen geworden. Laut dem Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung sollen bis zum Jahr 2030 eine Million öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten entstanden sein.¹³³ Diese Zielsetzung hat den politischen Handlungsdruck weiter verstärkt und treibt zugleich die Entwicklung eines Ordnungsrahmens für die entstehenden Lademärkte in schnellen Schritten voran. Vor dem Hintergrund der damit einhergehenden Wettbewerbsfragen hatte sich die Monopolkommission im siebten Sektorgutachten Energie vor zwei Jahren erstmals eingehend mit wettbewerblichen Aspekten des Aufbaus von Ladeinfrastruktur beschäftigt. Die damalige Untersuchung hat wesentliche Stellschrauben aufgezeigt, die beim Aufbau von Lademöglichkeiten zur Erzielung eines wettbewerblichen Marktes mit angemessenen Ladepreisen in den Fokus genommen werden sollten.¹³⁴ Nach einer Darstellung der derzeitigen Marktentwicklung im nachfolgenden Abschnitt soll die damalige Analyse inhaltlich zunächst um eine vertiefende Betrachtung des Wettbewerbsmodells (Abschnitt 4.2) sowie der Wettbewerbsprozesse unter Berücksichtigung der heute bestehenden Marktstufen – insbesondere der Stufe der Elektromobilitätsprovider – erweitert werden (Abschnitt 4.3). Die Monopolkommission aktualisiert zudem die damals durchgeführte empirische Erhebung zur Konzentration auf den Lademärkten (Abschnitt 4.4) und ergänzt die Betrachtung der Lademärkte zudem um die Rolle der Fördersysteme (Abschnitt 4.5) und der Verteilernetzbetreiber als Betreiber von Ladesäulen (Abschnitt 4.6).

4.1 Lademärkte mit dynamischem Wachstum

130. Ausgangspunkt für eine Behandlung des Themas der Ladesäuleninfrastruktur ist die wachsende Bedeutung der Elektromobilität für die gesamte Energiewirtschaft. Durch die Elektrifizierung der Kraftfahrzeuge fallen dem Stromsektor zunehmend neue Verbrauchsmengen zu, die den teils rückläufigen Stromverbrauch in anderen Nutzungsbereichen deutlich überkompensieren könnten. Ursächlich hierfür ist, dass mit einem zunehmenden Anteil elektrisch angetriebener Fahrzeuge die Primärenergieerzeugung für den Antrieb von den heute noch überwiegend verbreiteten Verbrennungsmotoren in die Kraftwerke verlagert wird. Das Wachstum im Bereich der Elektromobilität zeichnet die bevorstehende Entwicklung bereits vor: Lag die Zahl der Neuzulassungen von elektrisch betriebenen Fahrzeugen im Jahr 2016 laut Kraftfahrtbundesamt noch bei etwas über 11.000, stieg diese Zahl in den letzten Jahren kontinuierlich auf über 60.000 Fahrzeuge im Jahr 2019 und auf zuletzt knapp 200.000 Fahrzeuge im Jahr 2020.¹³⁵ Es deutet sich an, dass der Wachstumstrend der Elektromobilität in den nächsten Jahren weiter anhalten wird.

131. Die Zunahme der elektrisch betriebenen Fahrzeuge erfordert eine Umstellung der Energiezufuhr im Mobilitätssektor. Elektrische Fahrzeuge speichern die benötigte Antriebsenergie in sog. Traktionsbatterien, die gewöhnlich am elektrischen Stromnetz geladen werden. Um die Bevölkerung von einer Umstellung der Verkehrsmobilität hin zu Fahrzeugen mit Elektromotoren zu überzeugen, reicht es nicht, wenn Verbraucherinnen und Verbraucher ausschließlich auf private Lademöglichkeiten zu Hause oder am Arbeitsplatz zurückgreifen können. Ob Verbraucherinnen und Verbraucher private Ladeplätze nutzen können, wird durch die individuelle Wohnsituation oder durch den

¹³³ Bundesregierung, Masterplan Ladeinfrastruktur- Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030, November 2019.

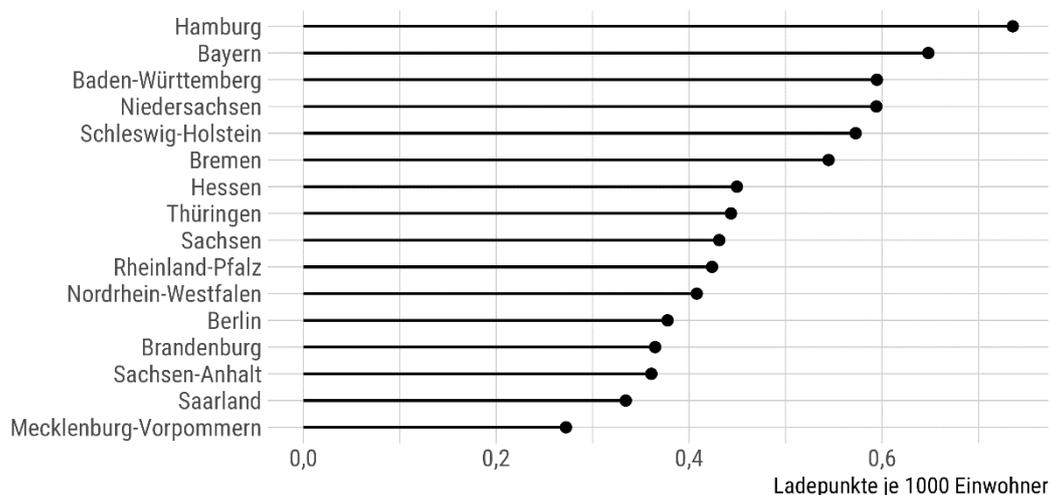
¹³⁴ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019): Wettbewerb mit neuer Energie, Baden-Baden 2019.

¹³⁵ Kumulierte Angabe für batterieelektrische Fahrzeuge und Hybridfahrzeuge, Quelle: Kraftfahrtbundesamt.

Arbeitgeber bestimmt.¹³⁶ Zudem ergibt sich auch beim Vorhandensein entsprechender privater Lademöglichkeiten typischerweise das Bedürfnis, im Bedarfsfall außerhalb der privaten Lademöglichkeiten nachladen zu können. Der zu erwartende Bedarf an öffentlich zugänglichen Lademöglichkeiten wird dadurch ganz erheblich zunehmen.

132. Bei öffentlich zugänglichen¹³⁷ Ladepunkten handelt es sich in aller Regel um sog. Ladesäulen.¹³⁸ Eine hohe Bekanntheit haben beispielsweise die Ladestationen des Unternehmens Tesla erlangt, die der Hersteller von Elektrofahrzeugen zum exklusiven Laden von Fahrzeugen der eigenen Marke aufgebaut hat. In den vergangenen Jahren sind diverse Anbieter von Lademöglichkeiten, die nicht selbst Fahrzeuge herstellen, hinzugekommen. Einem weitgehend unregulierten Aufbau von Lademöglichkeiten stehen jedoch Wettbewerbs- und Effizienzrisiken entgegen. Führende Anbieter könnten Anreize besitzen, den Markt für Lademöglichkeiten strategisch abzuschotten, etwa indem zum Laden technisch inkompatible Vorrichtungen verwendet werden. Zudem könnten vorhandene Lademöglichkeiten aufgrund ausschließlicher Nutzungsmöglichkeiten nicht optimal verwendet werden. Vor diesem Hintergrund stellen sich eine Vielzahl von Wettbewerbsfragen, derer sich der Gesetzgeber mit der Entwicklung eines Marktdesigns in den vergangenen Jahren angenommen hat. Der entstehende regulative Rahmen für die Entwicklung der Märkte für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur befindet sich derzeit weiterhin in der Entwicklung und soll einen einfachen Zugang zu den Ladesäulen zu angemessenen Preisen ermöglichen. Zugleich hat die Bundesregierung Fördersysteme aufgebaut, durch welche politische Ziele bei der Durchdringung der Elektromobilität und dem Aufbau von öffentlich zugänglichen Ladesäulen erreicht werden sollen. Die Zahl der im Ladesäulenregister verzeichneten Ladesäulen hat sich in der Zeit seit dem letzten Sektorgutachten (Datenstand Mai 2019) von ca. 18.000 Ladepunkten auf ca. 41.000 Ladepunkte (Datenstand Mai 2021) etwas mehr als verdoppelt. Das Bundesland mit der höchsten Dichte an Ladepunkten pro Einwohner ist Hamburg, gefolgt vom ersten Flächenland Bayern (vgl. Abbildung 4.1).

Abbildung 4.1: Ladepunkte je 1000 Einwohner nach Bundesländern



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, 1. Mai 2021; Destatis, Bevölkerung: Bundesländer, Stichtag 31.12.2019

¹³⁶ Insgesamt wird von verschiedenen Akteuren des Elektromobilitätsmarktes in groben Schätzungen davon ausgegangen, dass zukünftig 3/4 aller Ladevorgänge privat (zu Hause oder am Arbeitsplatz) durchgeführt werden. Eine Information, ob sich in den übrigen Fällen die Ladekundinnen und -kunden gegebenenfalls auf private Ladepunkte ausweichen können oder nicht, wird an diesem Verhältnis aber nicht erkennbar.

¹³⁷ Dazu, wann ein Ladepunkt gemäß der Ladesäulenverordnung als öffentlich zugänglich gilt, vgl. auch Fn. 144.

¹³⁸ Eine Lademöglichkeit für ein Fahrzeug wird als Ladepunkt bezeichnet. Ladesäulen – auch als Ladestationen bezeichnet – stellen hierbei die typische Infrastruktur von öffentlich zugänglichen Ladepunkten dar.

4.2 Das Wettbewerbsmodell für öffentlich zugängliche Lademöglichkeiten

133. In Deutschland haben sich in den vergangenen fünf bis zehn Jahren wichtige Rahmenbedingungen für den Aufbau und die Finanzierung von Lademärkten für Elektrofahrzeuge entwickelt. Insbesondere bei neu errichteter öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur unterliegen die Betreiber – die sog. *Charging Point Operators* bzw. CPOs – heute zahlreichen Vorgaben für deren technischen Aufbau, die anzubietenden Zugangsmöglichkeiten und ihre Anmeldung bei der Regulierungsbehörde. Auf technischer Seite betrifft dies beispielsweise die Ausrüstung mit einheitlichen Ladesteckern oder die eichrechtlich zu prüfenden Messgeräte für die abgegebene Strommenge.¹³⁹ Einen Ausgangspunkt für zahlreiche wettbewerbsrelevante Vorgaben zu den Lademärkten enthält die europäische Richtlinie 2014/94/EU.¹⁴⁰ Der deutsche Gesetzgeber setzte diese Vorgaben im Jahr 2016 in der nationalen Ladesäulenverordnung (LSV) um¹⁴¹ und passte weitere Vorschriften für die hiesigen Lademärkte an, durch die sich die Lademärkte in einer Form etabliert haben, wie sie sich heute darstellen. Die Vorschriften sind daher Grundlage des nachfolgend näher erläuterten Wettbewerbsmodells. Am 14. Juli 2021 hat die Europäische Kommission einen weiteren Regulierungsvorstoß mit direktem Bezug zu den Lademärkten unternommen, indem sie einen Vorschlag für eine neue Verordnung über die Einführung alternativer Kraftstoffe veröffentlicht hat (nachfolgend AFI-Verordnungsvorschlag).¹⁴² Die vorgeschlagene Verordnung, die in den Mitgliedstaaten unmittelbare Geltung beanspruchen würde, soll die Richtlinie 2014/94/EU weiterentwickeln und ersetzen. Der AFI-Verordnungsvorschlag sieht zahlreiche neue Regelungen mit wettbewerbsrelevanter Bedeutung für die Lademärkte vor. Ob und wann es zu einer Umsetzung kommt, ist jedoch noch offen.

4.2.1 Regulierungsrahmen fokussiert auf Wettbewerb zwischen Ladestandorten

134. In Bezug auf das Wettbewerbsmodell hat sich der Gesetzgeber dafür entschieden, ein Angebot für Lademöglichkeiten zu schaffen, das sich in seinem grundsätzlichen Aufbau am Tankstellenmarkt orientiert. Die Ladeinfrastruktur soll demnach interoperabel ausgestaltet und für alle Ladekundinnen und -kunden offen sein. Sie wird zudem im Kern durch Entgelte für die entnommene Ladeenergie finanziert. Eine wichtige Wirkung auf das Marktdesign hat hierbei zunächst die Regelung in § 4 LSV, wonach die Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten den Nutzerinnen und Nutzern von Elektrofahrzeugen das sog. punktuelle Aufladen eines Fahrzeugs ermöglichen müssen. Dieser Vorgang wird auch als Ad-hoc-Laden bezeichnet und schafft die Grundlage dafür, dass jede Fahrerin und jeder Fahrer eines Elektrofahrzeugs jede öffentlich zugängliche Ladesäule ohne vorherige Authentifizierung und mittels gängiger kartenbasierter oder webbasierter Zahlungssysteme nutzen können.¹⁴³ Damit werden auch alternativen Finanzierungsstrukturen für die Ladeinfrastruktur Grenzen gesetzt. Weil diese Regelung die exklusive Nutzung von Ladesäulen für bestimmte bzw. bestimmbar Kundinnen und Kunden erschwert, ist beispielsweise der Aufbau von Ladeinfrastruktur, den einzelne Fahrzeughersteller über den Fahrzeugpreis finanzieren, nicht mehr ohne weiteres zu verwirklichen. Zumindest für die sog. „halböffentlichen“ Ladepunkte, d. h. öffentlich zugängliche Ladepunkte auf privatem Grund, bestehen zwar ggf. noch Spielräume für Modelle exklusiver Zugänglichkeit.¹⁴⁴ Beispielsweise wird

¹³⁹ Für eine ausführlichere Darstellung vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 240 ff.

¹⁴⁰ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, ABl. L 307 vom 28. Oktober 2014, S. 1.

¹⁴¹ Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung – LSV) v. 09.03.2016 (BGBl. I S. 457), zuletzt geändert durch Verordnung v. 01.06.2017 (BGBl. I S. 1520).

¹⁴² EU-Kommission, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the deployment of alternative fuels infrastructure, and repealing Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council, COM(2021) 559 final, 14.7.2021.

¹⁴³ Vgl. näher dazu Tz. 146 ff.

¹⁴⁴ In der Umsetzung problematisch ist die Abgrenzung, wann eine Ladesäule als öffentlich zugänglich gilt und entsprechend unter die Vorgaben der Ladesäulenverordnung zu subsumieren ist. Nach § 2 Nr. 9 dieser Verordnung ist ein Ladepunkt öffentlich zugänglich, „wenn er sich entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann.“ Wann ein solcher bestimmbarer Personenkreis vorliegt, ist im Einzelfall oft nur ungenau abgrenzbar. Insbesondere wird

die öffentliche Zugänglichkeit und damit die Geltung des Zugangsgebotes für punktuelle Ladevorgänge in Bezug auf die Ladestationen des Elektrofahrzeugherstellers Tesla bisher verneint.¹⁴⁵ Allerdings dürfte der gezielte Aufbau solcher exklusiver Ladeangebote zumindest im öffentlichen Parkraum auf rechtliche Schwierigkeiten stoßen. Denn insoweit könnte nicht nur für die Errichtung der Ladesäule, sondern auch für die exklusive Nutzung des öffentlichen Parkraums eine Sondernutzungserlaubnis erforderlich sein.¹⁴⁶

135. Wie dargestellt, zielt das Wettbewerbsmodell auf eigene Märkte für das Laden von Elektrofahrzeugen an öffentlich zugänglichen Ladestationen. Für das Wettbewerbsmodell ist ferner relevant, ob in der Wertschöpfungskette der Markt für die Bereitstellung von Ladeinfrastruktur von dem Markt für die Auswahl eines bestimmten Lieferanten für die Ladeenergie zu trennen ist. Weil eine solche verpflichtende Trennung bisher nicht besteht, beschafft heute in aller Regel der Betreiber einer Ladesäule den Strom und vermarktet ihn zusammen mit seiner Säule auf Basis eines einheitlichen Ladepreises. Der Gesetzgeber hat das kombinierte Angebot aus einer bestimmten Ladesäule und einem zugehörigen Stromlieferanten insbesondere dadurch befördert, indem er sich entschieden hat die Ladeinfrastruktur in § 3 Nr. 25 EnWG regulierungsrechtlich als Letztverbraucher zu qualifizieren und damit die Regulierung der Stromnetze nicht auf erstere ausgeweitet hat. Entsprechend gehören die Ladesäulen nicht zum Stromnetz und sind folglich auch von der für die Stromnetze geltenden Zugangs- und Entgeltregulierung ausgenommen. Eine von den Netzen unabhängige Zugangsregulierung speziell für die Ladeinfrastruktur wurde bisher ebenfalls nicht geschaffen.

136. Eine regulierungsrechtliche Trennung der Marktstufen hätte demgegenüber die Art des Ladens und der Abrechnung in der Praxis ganz erheblich beeinflusst. Im Fall getrennter Märkte könnte z. B. für die Auswahl des Stromlieferanten das bei Haushaltsstrom bekannte Wettbewerbsmodell auch auf die Lademärkte übertragen werden. In diesem Konzept würden Ladekundinnen und -kunden den Ladestromlieferanten unabhängig von der tatsächlich genutzten Ladesäule auswählen.¹⁴⁷ Sie könnten dazu mit einem Ladestromversorger ihrer Wahl ein Dauerschuldverhältnis eingehen (in gleicher Art wie beim – oder ggf. auch gemeinsam mit dem – Haushaltsstromversorger) und würden danach an sämtlichen Ladesäulen zu dem vereinbarten Preis Strom entnehmen, der dann mit dem gewählten Versorger abgerechnet wird. Der Preis für die Ladeinfrastruktur würde davon unabhängig finanziert, z. B. als Benutzungsentgelt, als Parkentgelt, als Provision durch den Stromlieferanten oder auch im Rahmen der regulierten Netzentgelte.

137. Obgleich eine Verpflichtung fehlt, könnte ein Ladesäulenbetreiber auch ohne eine gesetzliche Vorgabe dritten Stromlieferanten Zugang zu seiner Infrastruktur gewähren. Zudem sieht der kürzlich ins EnWG aufgenommene § 7c

gefordert, dass die Nutzer dem Betreiber namentlich bekannt sind. § 2 Nr. 5 des Referentenentwurfs des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie für eine Zweite Verordnung zur Änderung der Ladesäulenverordnung (Bearbeitungsstand: 29.04.2021, 16:21 Uhr; abrufbar <https://ec.europa.eu/growth/tools-databases/tris/index.cfm/de/search/?trisaction=search.detail&year=2021&num=263&mLang=DE>, Abruf am 16. Juli 2021) sieht nunmehr vor, dass zu den (halb-) öffentlich zugänglichen Ladepunkten nicht solche zählen sollen, deren Nutzung erkennbar auf einen individuell bestimmten Personenkreis beschränkt ist. Demnach wäre die tatsächliche Befahrbarkeit eines Ladepunktes für einen unbestimmten Personenkreis nicht entscheidend, sodass der Betreiber des Ladepunktes keine physische Barriere (wie etwa eine Schranke) errichten muss, um den Zugang zu dem Ladepunkt entsprechend zu beschränken.

¹⁴⁵ Tesla weist den privaten Parkraum neben seinen Ladesäulen als reserviert für Tesla-Kundinnen und -kunden aus und spricht davon, den Zugang auf einen bestimmbar Personenkreis zu begrenzen. Die Bundesnetzagentur ist dagegen bisher nicht vorgegangen. Entsprechend sind die Ladestationen von Tesla bisher nur für Personen mit Fahrzeugen dieses Herstellers zugänglich.

¹⁴⁶ Hierbei ist auch zu beachten, dass mit einer Sondernutzungserlaubnis für das Aufstellen einer Ladesäule eine entsprechende Widmung des Parkraums verbunden ist. So ist typisch, dass der öffentliche Parkraum bei einer Ladesäule für das Parken im Zusammenhang mit dem Laden von Elektrofahrzeugen reserviert wird. Die Reservierung des Parkraums für bestimmte Nutzerkreise aus nicht ordnungsrechtlichen Gründen wurde etwa im Fall der Carsharing-Dienste vom Gesetzgeber explizit geregelt; vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 298.

¹⁴⁷ Unter einem Zugangsmodell für dritte Stromlieferanten zur Ladesäuleninfrastruktur wird oftmals das Versorgungsmodell im Fall von Haushaltsstrom verstanden. Grundsätzlich lässt sich jedoch der Zugang Dritter auch anders umsetzen, z. B. indem Ladekundinnen und -kunden unmittelbar beim Besuch der Ladesäule zwischen einer (womöglich begrenzten) Zahl an Versorgern wählen können. Im Einzelfall kann das Zugangsmodell Dritter daher sehr unterschiedlich ausgestaltet sein und mit verschiedenen wettbewerblichen Wirkungen einhergehen.

in seinem Absatz 2 explizit die Pflicht zu einer solchen Zugangsgewährung für den Fall vor, dass Ladesäulen zukünftig von Verteilernetzbetreibern betrieben werden (hierzu ausführlich in Abschnitt 4.6). Um das Modell des Zugangs Dritter realisieren zu können, waren jedoch zuletzt auch regulierungstechnische Probleme zu lösen. So erfordert der Zugang Dritter die regulierungsrechtliche Möglichkeit, mit dem Versorger auch den Bilanzierungskreis¹⁴⁸ an einer Ladesäule zu wechseln, was bisher nicht vorgesehen war. Diese Hürde hat die Bundesnetzagentur jedoch mit der Festlegung BK6-20-160 seit dem 21. Dezember 2020 ausgeräumt, indem sie die bilanzielle Zuordnung des Ladestroms neu geregelt hat.¹⁴⁹

138. Unter der beschriebenen Voraussetzung hat sich in Deutschland bisher beim Ladestrom das Modell eines einheitlichen Marktes durchgesetzt, bei dem der Lieferant vom Betreiber der Ladesäule ausgewählt wird und das Ladeangebot einheitlich in Form des konkreten Ladepreises durch die Kunden finanziert wird. Die relativ neue Möglichkeit, Ladesäulen auf Basis des Zugangs Dritter zu vermarkten, wurde bisher noch nicht realisiert, bzw. es sind keine entsprechenden Modelle bekannt. Geklärt ist außerdem, dass entsprechend der Preisangabenverordnung (PAngV) der Ladepreis einheitlich nach der entnommenen Energie (Kilowattstunden) anzugeben und abzurechnen ist. Alternative Verfahren, insbesondere die Abrechnung nach der Ladezeit, sind danach nicht mehr zulässig.¹⁵⁰ Der so normierte Marktpreis für den Ladestrom beinhaltet sowohl den Beitrag zur Finanzierung der Infrastruktur als auch die entnommene Antriebsenergie. Mithin ist der Ladekunde durch die Wahl einer Ladesäule indirekt auch an den Stromlieferanten des Betreibers gebunden. Vergleichbar zur heutigen Situation bei Tankstellen lenkt dies die Wettbewerbskräfte aktuell sehr deutlich auf eine Konkurrenz der Ladestandorte, wobei die jeweiligen Ladesäulenbetreiber mit differenzierten Ladepreisangeboten um Kundinnen und Kunden werben. Entscheidend ist die konkrete Auswahl vor Ort. Haben Ladekundinnen und -kunden keine Wahl zwischen Lademöglichkeiten verschiedener Betreiber, sind sie an die Preise und Konditionen eines marktmächtigen Anbieters von Ladestrom gebunden.

4.2.2 Wettbewerb zwischen Ladesäulenbetreibern ist Regulierungsmodell vorzuziehen

139. Mit dem Wettbewerbsmodell basierend auf Betreibern von Ladesäulen, die den Fahrerinnen und Fahrern von Elektroautomobilen im Wettbewerb Ladeangebote unterbreiten, ist aus Sicht der Monopolkommission vom Gesetzgeber ein geeigneter Weg eingeschlagen worden. Die potenziellen Vorteile dieses Ansatzes werden deutlich, wenn der Wettbewerb auf den beiden Wertschöpfungsstufen, der Produktion bzw. dem Transport des Ladestromes auf der einen und dem Angebot des Betriebs einer öffentlich zugänglichen Ladevorrichtung auf der anderen Seite, im Einzelnen betrachtet werden. So besitzt die Marktstufe der Stromproduktion bereits ein Wettbewerbsmodell. Neben der Produktion des Ladestroms ist allerdings das Angebot öffentlich zugänglicher Ladesäulen eine zusätzliche Markt- und Wertschöpfungsstufe. Die Wettbewerbsparameter dieser Wertschöpfungsstufe sind komplex und betreffen Fragen wie etwa die folgenden: „Wo werden günstige, aber langsame Wechselstromlader installiert, wo schnelle Hochgeschwindigkeitslader?“ „Welcher Standort ist kundennah?“ „Welche zusätzliche Leistung einer Ladesäule wünschen Kundinnen und Kunden an welchem Standort, und sind sie bereit, eventuelle Mehrkosten zu tragen?“ „Welche Programmierung, Zugänglichkeit, Transparenz (Preis, Belegstatus) und Abrechnungsmöglichkeit sollen die Ladesäulen mitbringen?“ Die bevorzugte Ausgestaltung eines öffentlich zugänglichen Ladeangebotes lässt sich idealerweise ebenfalls in einem offenen Wettbewerbsprozess der Betreiber von Ladepunkten bestimmen, indem die Betreiber ihre Investition am Markt testen müssen. Im Unterschied etwa zu den Stromnetzen ist ein Angebot zwischen konkurrierenden Ladesäulenbetreibern auch technisch und wirtschaftlich darstellbar. Die vom Gesetzgeber vorgesehene Anlehnung des Wettbewerbsmodells an den Tankstellenmarkt zielt deshalb auf bestreitbare Wettbewerbsmärkte mit entsprechend konkurrierenden Betreibern von Ladesäulen, zwischen denen Ladekundinnen und -kunden frei wählen können.

¹⁴⁸ Das Bilanzkreissystem stellt sicher, dass Einspeisungen und Entnahmen von Strom in das Netz sich die Waage halten. Gehört ein Ladepunkt zum Bilanzkreis eines Lieferanten, stellt dieser den Ausgleich sicher. Bei einem kurzfristigen Lieferantenwechsel muss der Ladepunkt als Entnahmestelle hingegen wechselnden Bilanzkreisen zugerechnet werden.

¹⁴⁹ BNetzA, Festlegung der BNetzA zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom, BK6-20-160, 21.12.2021.

¹⁵⁰ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 256 f.

140. In der fachöffentlichen Debatte wird auch die Möglichkeit erörtert, dieses an den Tankstellenmarkt angelehnte Wettbewerbsmodell im Ladesäulenmarkt auf das von der Beschaffung von Haushaltsstrom bekannte Wettbewerbsmodell umzustellen. Dies könnte etwa dadurch geschehen, dass die regulierungsrechtliche Qualifizierung der Ladesäule als Letztverbraucher geändert und die Regulierung der Stromnetze auf die Ladeinfrastruktur ausgeweitet würde. Vergleichbar mit dem Wettbewerb bei der direkten Auswahlmöglichkeit eines Haushaltsstromversorgers würden Verbraucherinnen und Verbrauchern danach auch beim Ladestrom in die Lage versetzt, ihren Stromversorger unabhängig von einer konkret genutzten Ladesäule zu bestimmen und zu letzterer mitzunehmen.¹⁵¹ Durch eine solche Umstellung des Wettbewerbsmodells würde unter anderem ermöglicht, dass derjenige Anteil der Wertschöpfung, der nicht die Vorhaltung der Ladeinfrastruktur selbst, sondern die Stromlieferung betrifft, einem sichtbaren Wettbewerb durch eine direkte Auswahl seitens der Ladekundinnen und Ladekunden ausgesetzt wäre. Allerdings ist dagegen einzuwenden, dass die Produktion und Beschaffung von Ladestrom bereits heute kein Teil der Wertschöpfung ist, bei dem Wettbewerbsprobleme erkennbar wären. Vielmehr ist der Ladestrom eine Vorleistung des Ladesäulengeschäftes, und Ladesäulenbetreiber haben plausible Anreize, die eigenen Vorleistungskosten zu minimieren.

141. Ein mögliches Argument für eine Regulierung könnte jedoch vorliegen, wenn auf der Marktstufe des Angebots von öffentlich-zugänglichen Ladesäulen einzelne Betreiber eine marktmächtige Stellung aufweisen (siehe hierzu auch Abschnitt 4.4.2) und hier langfristig auch kein Wettbewerb zu erwarten wäre. Allerdings behielten die marktmächtigen Betreiber von Ladesäulen ihre Marktstellung auch dann bei, wenn sie einer Zugangsregulierung unterlägen, d. h. wenn die Versorgerauswahl auf die Ladekundinnen und -kunden verlagert würde und sie Dritten (Stromlieferanten) Zugang zu ihrer Ladesäule gewähren müssten. Zwar könnten die Kunden dann einen Stromversorger auswählen. Ladesäulenbetreiber, die keinem Wettbewerb ausgesetzt sind, könnten die Zahlungsbereitschaft der Ladekundinnen und -kunden aber weiterhin abschöpfen – im Extremfall auch vollständig – indem sie für die Nutzung ihrer Ladeinfrastruktur ein suprakompetitiv hohes zusätzliches Benutzungsentgelt verlangen.¹⁵² Eine Regulierungsvorgabe, die solche Ladesäulen marktbeherrschender Betreiber für den Zugang dritter Lieferanten öffnet, hätte deshalb alleine keine effizienzsteigernde Wirkung. Die Auswahl des Versorgers durch die Ladekundinnen und -kunden würde demnach nur scheinbar etwas daran verbessern, dass der Gesamtladepreis für diese weiterhin überhöht bliebe. Die notwendige Regulierung müsste daher nicht nur den Zugang zur Ladesäule, sondern insbesondere den dafür aufzurufenden Preis für ihre Benutzung umfassen.

142. Im theoretischen Modell einer möglichen Regulierung des Zugangspreises zur Ladesäule würde dieser so bestimmt, dass er einem Benutzungspreis entspricht, der sich fiktiv unter wirksamem Wettbewerb verschiedener, um Ladekundinnen und -kunden konkurrierender Ladesäulenbetreiber einstellen würde. In einer Entgeltregulierung muss ein wettbewerbskonformer Preis jedoch theoretisch bestimmt werden, was auf erhebliche Schwierigkeiten stößt. Die aufwendige Ermittlung eines solchen Preises ist deshalb gegenüber funktionierendem Wettbewerb nachteilig, dessen Ergebnis ein solcher Preis ist. Erschwerend ist im Fall der Regulierung der Ladeinfrastruktur zu berücksichtigen, dass der ideale Zugangspreis für jede Ladesäule individuell unterschiedlich ausfallen müsste. Hintergrund sind divergierende Opportunitätskosten für die Nutzung des Bodens (besonders bei Ladesäulen auf privatem Grund) und technische Unterschiede potenzieller Ladeangebote, sodass im regulatorischen Ideal, für jedes mögliche Angebot ein individuell optimaler Preis zu bestimmen wäre.¹⁵³

¹⁵¹ Vor allem der Hamburger Energieversorger Lichtblick hatte in den vergangenen Jahren entsprechende Vorschläge aktiv propagiert.

¹⁵² Dies ist auf die ökonomische Erkenntnis zurückzuführen, dass es in einer Wertschöpfungskette nur eine einzige Monopolrente gibt. Ein einzelner monopolistischer Engpassbereich innerhalb der Kette ist deshalb in der Lage, den Preis für die Endkunden auf das gewinnmaximale Niveau zu steigern. Vgl. hierzu auch Fn. 171.

¹⁵³ Vor allem beim Angebot mit Gleichstrom und höheren Ladeströmen ist ein sog. Umrichter (als Teil eines Ladegerätes) erforderlich. Dieser sorgt dafür, dass die Ladesäule den Wechselstrom aus dem Netz in hohe Gleichstromladung zur Ladung der Traktionsbatterie umwandelt. Die Kosten des Ladegerätes unterscheiden sich erheblich je nachdem, für welche Ladeleistung es ausgelegt ist. Schließlich unterscheiden sich auch die Kosten für den Netzanschluss zwischen Ladesäulen und ihren technischen Anforderungen mitunter erheblich. Höhere Kosten für einzelne dieser Leistungen könnten im Einzelfall wettbewerbskonform auf den Ladepreis umzulegen

143. Diese Nachteile einer Regulierung sprechen auch dagegen, dass eine kartellrechtlich erzwungene Öffnung der Lademärkte für einen Zugang Dritter große Vorteile für die Ladekundinnen und -kunden entfalten würde. Der individuelle Zugangspreis an den zahllosen Ladestandorten wäre kartellbehördlich allein aufgrund ihrer Menge praktisch kaum zu kontrollieren.¹⁵⁴ Sofern eine regulierende Begrenzung des Zugangspreises überhaupt anzustreben wäre, sollte der Preis vorzugsweise im Rahmen einer für diesen Fall spezifizierten Entgeltregulierung festgelegt werden. Die Regulierungsbehörde müsste danach regelbasierte Zugangsentgelte bzw. Provisionen in Abhängigkeit zum Standort und der technischen Spezifikation der jeweiligen Ladesäule bestimmen.¹⁵⁵ Ein solches standardisiertes Ermittlungsmodell für das zulässige Zugangsentgelt könnte die wettbewerbskonformen Zugangspreise womöglich näherungsweise abbilden. Die gegenüber einem Entgelt, das sich im Wettbewerb einstellen würde, zu hoch oder zu niedrig festgelegten Entgeltparameter (Standort, Typ, Leistung), hätten jedoch jeweils zu hohe bzw. zu niedrige Ladeangebote zur Folge.¹⁵⁶

144. Vor diesem Hintergrund erneuert die Monopolkommission ihre grundlegende Empfehlung aus dem siebten Sektorgutachten Energie. Unter dem heutigen am Tankstellenmarkt orientierten Marktdesign für die Lademärkte sollte höchste Priorität darauf liegen, einen Ausbau der Ladeinfrastruktur voranzutreiben, der zu konkurrierenden Angeboten von Ladesäulenbetreibern führt. Nur dann, wenn auf den relevanten regionalen Märkten verschiedene Angebote unterschiedlicher Betreiber von Ladesäulen zur Verfügung stehen, stellt sich für die Ladekundinnen und -kunden auch langfristig ein durch den Wettbewerb kontrolliertes Angebot mit angemessenen Ladepreisen ein. Die Empfehlungen aus dem siebten Sektorgutachten Energie sowie die nachfolgenden Analysen und Empfehlungen zielen daher auf einen aktiven Wettbewerb zwischen Betreibern von Ladestandorten, die um Ladekundinnen und -kunden konkurrieren. In diesem Zusammenhang begrüßt die Monopolkommission zudem, dass das Bundeskartellamt im Juli 2020 eine Sektoruntersuchung zur öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge eingeleitet hat und dort voraussichtlich verschiedene wettbewerbsrechtliche Fragen zum diskriminierungsfreien Zugang zu geeigneten Standorten für Ladesäulen und zu konkreten Nutzungsbedingungen vertiefen wird.¹⁵⁷ Sollte es entgegen aller Bemühungen in den nächsten Jahren allerdings nicht gelingen, auch eine regionale Konkurrenz bei den Lademöglichkeiten zu schaffen, könnten die Nachteile eines an den Tankstellenmarkt angelehnten Wettbewerbsmodells in den Vordergrund treten. In diesem ungünstigsten Fall wäre die Einführung einer Zugangs- und Entgeltregulierung neu zu erwägen.

4.3 Marktstufen und Marktmachtpotenziale bei Kommunen, CPO und EMP

145. Wie zuvor dargelegt wurde, hat sich in Deutschland ein Wettbewerbsmodell etabliert, in dessen Zentrum die Standortkonkurrenz zwischen den Ladesäulenbetreibern steht. Dort wo die Betreiber einen hohen Anteil der verfügbaren Ladepunkte kontrollieren, bieten sich Ladekundinnen und -kunden kaum preisliche Alternativen. Niedriger Wettbewerb vor Ort birgt demnach die Gefahr überhöhter Ladepreise. Dieses Problem hat die Monopolkommission

sein, im anderen Fall jedoch nicht. Zu den technischen Hintergründen vgl. auch Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 252.

¹⁵⁴ Zur Möglichkeit der kartellrechtlichen Öffnung des Lademarktes für dritte Lieferanten nach den Grundsätzen der Essential-facilities-Doktrin vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 292 f.

¹⁵⁵ Insbesondere der Vorschlag, die Ladesäulen als Teil des Netzes zu behandeln und die Kosten für den Betrieb zusammen mit den Netzentgelten zu berechnen, hätte zudem den Nachteil, dass die Kosten für die Ladesäulen auf Dritte umgelegt würden und der Markt für Ladeinfrastruktur gar nicht mehr durch den Wettbewerb kontrolliert würde. Diese Möglichkeit ist daher generell abzulehnen. Sofern es zu einer Entgeltregulierung käme, sollte das Entgelt daher direkt oder indirekt in den Ladepreis eingehen.

¹⁵⁶ Relevant dürfte zudem das Problem sein, dass durch die Höhe des Zugangsentgelts auch die Anzahl der entstehenden Säulen geregelt wird. So werden bei einem hohen Entgelt auch insgesamt mehr Ladesäulen betrieben als bei einem niedrigen Entgelt. Wie hoch das Entgelt sein muss, hängt jedoch ganz wesentlich davon ab, welcher Auslastungsgrad für die Ladesäulen vom Regulierer angenommen wird. Ein politischer Wille, wonach der Ladesäulenaufbau dem Aufbau der Elektromobilität vorausgehen muss, könnte somit ebenfalls über Ladepreise finanziert werden.

¹⁵⁷ BKartA, Einleitung einer Sektoruntersuchung im Bereich öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, Pressemitteilung vom 9. Juli 2020.

bereits in ihrem siebten Sektorgutachten Energie hervorgehoben und anhand einer empirischen Analyse der Betreiberkonzentration in den Landkreisen aufgezeigt, dass zu diesem Zeitpunkt eine ganz erhebliche Zahl an Machtpositionen – gemessen an der Marktbeherrschungsvermutung des Kartellrechts – vorlag.¹⁵⁸ Tatsächlich ist die hier in den Fokus gestellte Beziehung zwischen Ladesäulenbetreiber und Nachfrager eine zutreffende, aber zugleich vereinfachte Abbildung der zahlreichen Marktstufen des Lademarktes. Nachfolgend sollen daher die verschiedenen Wertschöpfungsstufen und tatsächlichen Marktbedingungen in die Betrachtung integriert werden.

4.3.1 EMP-Marktstufe: Berücksichtigung kann regionale Marktmacht der CPOs verstärken

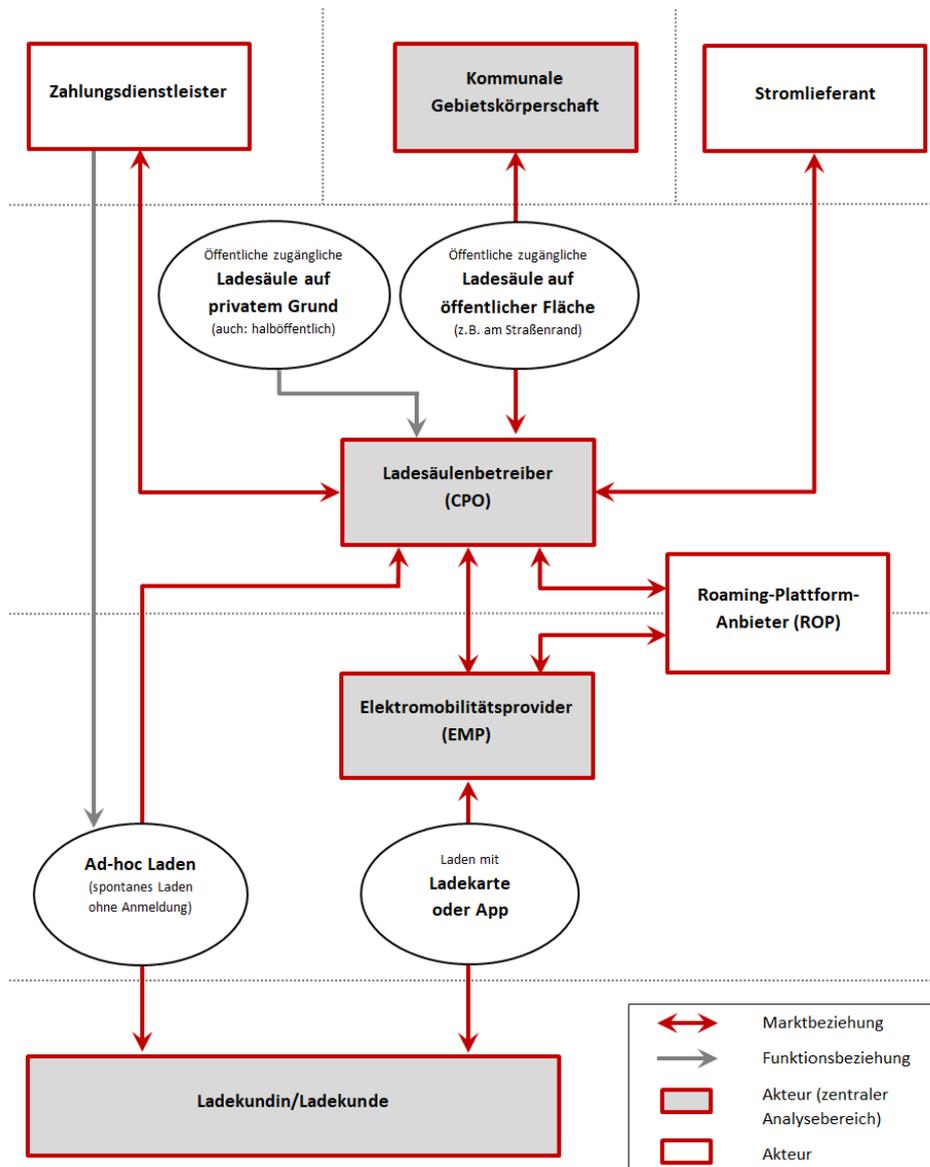
146. In der gängigen Terminologie unterschiedlicher Akteure im Ladegeschäft wird die Rolle der Betreiber der Ladestationen – d. h. die *Charging Point Operators* bzw. CPOs – von anderen Rollen abgegrenzt. Häufig ist ein CPO auch der Eigentümer einer Ladesäule und damit verantwortlich für die Investitionsentscheidung; in Einzelfällen hat er die Ladestation aber auch nur gepachtet. Stets obliegt dem CPO die Aufgabe, die betriebene Ladesäule zu installieren und instand zu halten. Auch beschafft er üblicherweise den Strom für den jeweiligen Ladepunkt und schließt dazu Verträge mit Stromlieferanten bzw. treten Stromversorger oftmals auch selbst als CPOs auf. Fahrerinnen und Fahrer von Elektrofahrzeugen, die eine Ladesäule nutzen wollen, indem sie ad hoc – d. h. ohne einen zwischengeschalteten Mobilitätsdienstleister zu nutzen – an einem Ladepunkt ihr Fahrzeug aufladen, schließen dazu an der Säule einen Vertrag mit dem CPO. Der Bezahlvorgang beim Ad-hoc-Laden läuft heute zwar nicht zwingend, aber typischerweise elektronisch ab. Oftmals befindet sich dazu an der Ladesäule ein QR-Code, der zum Portal eines Zahlungsdienstleisters führt. Der Ladepreis kann beim Ad-hoc-Laden gewöhnlich durch den CPO frei festgelegt werden und ist grundsätzlich in Kilowattstunden anzugeben.¹⁵⁹

147. Ladekundinnen und -kunden, die ausschließlich Ad-hoc-Laden nutzen wollen, können zwischen den örtlich zugänglichen und unbelegten Ladepunkten auswählen. Es ist plausibel, dass neben Qualitätskriterien wie der Ladelistung bzw. Ladedauer vor allem auch der Ladepreis ein wesentliches Kriterium für die Auswahl der Ladesäule darstellt. Die Voraussetzung für die Auswahl ist zunächst die Durchmischung verschiedener Anbieter im relevanten Suchmarkt. Nur dort, wo ein Angebot unterschiedlicher Anbieter besteht, eröffnet sich eine Auswahlentscheidung. Allerdings scheitert eine Auswahl nach dem Ladepreis derzeit faktisch an der sehr geringen Preistransparenz. So ist beim Ad-hoc-Laden in den überwiegenden Fällen nicht ersichtlich, wie sich der Ladetarif an den zur Wahl stehenden Ladepunkten tatsächlich darstellt. Die von Tankstellen bekannten großflächigen Preisauszeichnungen existieren bei ggf. auch vereinzelt am Straßenrand befindlichen Ladestationen bisher in aller Regel nicht. Zudem verfügen heute nur wenige Ladesäulen über ein Display, das den aktuellen Ladepreis anzeigen kann. Auch die Preisinformation auf Basis von Smartphone-Apps und Infotainmentsystemen der Fahrzeuge sind noch nicht so entwickelt, wie dies in Bezug auf die Kraftstoffpreise im Tankstellenmarkt der Fall ist. Die unterschiedliche Transparenz zeigt sich auch daran, dass die Kraftstoffpreise einer Meldepflicht nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen unterliegen (Markttransparenzstelle) und die gemeldeten Daten Verbraucherportalen zur Verfügung gestellt werden. Für die Betreiber von Ladesäulen und ihre Ladeentgelte besteht eine vergleichbare Meldepflicht bisher nicht, sodass Preisvergleiche nur auf Basis freiwilliger Meldungen oder mittels Nutzereintragungen erfolgen könnten. Typisch ist deshalb, dass die Ladekundinnen und -kunden den Ladepreis erst mittels ihres Smartphones über das Zahlungsdienstleisterportal ermitteln können, wenn sie bereits eine Ladesäule gewählt haben.

¹⁵⁸ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Abschnitt 5.4, Tz. 267 ff.

¹⁵⁹ Dies gebietet die Preisangabenverordnung, deren Umsetzung in der Hand der Bundesländer liegt. Allerdings wird der Monopolkommission berichtet, dass die korrekte Preisfestlegung in Kilowattstunden noch nicht überall vollumfänglich erfolgt und z. B. oft noch ein Grundentgelt (session fee) pro Ladevorgang entrichtet werden muss.

Abbildung 4.2: Zentrale Akteure und Marktbeziehungen auf Lademärkten



Anmerkungen: Das Schema zeigt ein typisches Beispiel für die Rollenverteilung in der Wertschöpfungskette der Lademärkte. Die Aufzählung möglicher Rollen ist nicht vollständig, sondern konzentriert sich auf Akteure, die in den analysierten Marktbeziehungen einen Einfluss ausüben. Zu beachten ist, dass mehrere hier getrennt aufgeführte Funktionen durch ein Unternehmen ausgeübt werden können.

Quelle: eigene Darstellung.

148. Nicht zuletzt auch der mangelnden Absehbarkeit des an einer konkreten Säule aufgerufenen Ladepreises dürfte es zuzuschreiben sein, dass heute nur ein Bruchteil der Ladevorgänge nach dem Prinzip des Ad-hoc-Ladens stattfindet. Vielmehr ist üblich, dass als Zwischenstufe zwischen CPO und Ladekundinnen bzw.-kunden ein sog. Elektromobilitätsanbieter, kurz EMP (oder auch EMSP¹⁶⁰), ins Spiel kommt. Ein EMP bietet Ladekundinnen und -kunden Verträge über den Zugang zu Ladepunkten über Autorisierungsmedien, insbesondere durch Smartphone-Apps und sog.

¹⁶⁰ Sog. E-Mobility Service Provider.

Ladekarten an. In der Praxis ist die Nutzung einer Ladestation mittels der Ladekarte eines EMP die am meisten verbreitete und etablierte Form zum Laden eines Elektromobils. Dazu wird die Ladekarte von der Ladestation ausgelesen und die gemessene Leistungsentnahme an den EMP übermittelt, der den Ladekundinnen und -kunden eine Abrechnung schickt.¹⁶¹ Es gibt eine große Zahl verschiedener regionaler, deutschlandweiter oder europaweiter EMPs. Zahlreiche CPOs sind selbst auch als EMP tätig. Davon beschränken einzelne Anbieter die Zugangsmöglichkeit auf ihre eigenen, oft regionalen Ladepunkte bzw. rufen für das Laden an Drittsäulen deutlich höhere Preise auf. Andere EMPs versuchen, den Zugang zu einer möglichst großen Zahl von Ladesäulen verschiedener CPOs zu schaffen. Hierzu gehört als großer überregionaler Anbieter beispielsweise der Versorger EnBW, der in beiden Rollen am Markt auftritt.

149. Der EMP rechnet mit den Ladekundinnen und -kunden den entnommenen Strom nach einem vorher vereinbarten Ladetarif ab. Ein Teil der EMPs, die einen Zugang zu vielen Lademöglichkeiten bei unterschiedlichen CPOs ermöglichen, bietet Ladetarife an, die unabhängig von der tatsächlich in Anspruch genommenen Ladesäule sind. Teilweise handelt es sich auch um mehrteilige Tarife mit einem Grundentgelt, was die Nutzung mehrerer solcher Ladekarten aus Sicht der Kunden unattraktiver macht.¹⁶² In anderen Fällen erhält nur Zugang zu günstigen Tarifen, wer auch in anderen Märkten Vertragspartner des Anbieters ist; z. B. wenn EMPs auch als Haushaltsstromversorger tätig sind und hier ein entsprechender Vertrag besteht. Auch kann ein EMP neben einem betreiberübergreifenden Standardtarif auch Ausnahmen mit höheren Preisen für die Benutzung von Ladesäulen bestimmter CPO vorsehen. So hatte EnBW in seiner Rolle als EMP die Schnellladestationen von Ionity zeitweise aus seinem einheitlichen Tarifangebot¹⁶³ entfernt und rechnet derzeit Ladevorgänge an diesen Stationen in seinen gängigen, grundsätzlich betreiberübergreifenden Tarifangeboten zu abweichenden (höheren) Preisen ab. Ein anderer großer EMP ist die Shell AG, ehemals NewMotion, die ebenfalls überregional funktionierende Ladekarten vertreibt, aber dabei bisher nicht den Ansatz betreiberübergreifender Einheitstarife verfolgt hat. Hier hängen die Preise von der konkret genutzten Ladesäule ab und konnten von den Kundinnen und Kunden vorher in einer dafür optimierten App geprüft werden.

150. Aufgrund der sehr verbreiteten Nutzung von EMPs durch die Ladekundinnen und -kunden könnte der Eindruck entstehen, dass der Standortwettbewerb zwischen verschiedenen Betreibern von Ladesäulen für den Preiswettbewerb nicht von herausragender Bedeutung wäre und sich in dieser Hinsicht vom Tankstellenmarkt unterscheiden würde. Dafür könnte insbesondere sprechen, dass einige relevante EMPs mit den zuvor dargestellten betreiberübergreifenden Preissystemen auftreten, bei denen der konkrete Ladepreis nicht unmittelbar vom Betreiber der Ladesäule abhängig ist. Ladekundinnen und -kunden müssen eine Ladesäule damit deutschlandweit nicht nach den durch den Betreiber aufgerufenen Preisen (nach dem Ad-hoc-Preis oder dem Verrechnungspreis an den EMP) wählen, sondern könnten zu dem mit ihrem EMP vereinbarten Tarif laden. Tatsächlich ist jedoch anzunehmen, dass sich die Marktmacht eines CPO auf Basis seiner örtlichen Konzentration sogar verstärken kann, wenn ein EMP zwischengeschaltet wird, der ein betreiberübergreifendes Preismodell verfolgt. Hintergrund ist, dass die heutigen Gegebenheiten am Markt aus Sicht der Kundinnen und Kunden stark für die Nutzung eines oder mehrerer EMP-Angebote sprechen, vor allem, weil diese einen höheren Komfort, mehr technische Verlässlichkeit sowie Transparenz über die Kosten und Abrechnungsbedingungen ermöglichen. Zwar rechnen EMPs gegenüber den Kundinnen und Kunden oft betreiberunabhängig einheitliche Preise ab. Allerdings sind die Verrechnungsladepreise, die der EMP seinerseits gegenüber den Betreibern der Ladesäule abrechnet, nicht einheitlich. So kauft der EMP die Ladeleistung im B2B-

¹⁶¹ Der CPO ist zudem Letztverbraucher im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes und in der Regel sowohl Messgeräteverwender als auch Messwerteverwender im Sinne des Mess- und Eichrechts. Der EMP ist Messwerteverwender im Sinne des Mess- und Eichrechts.

¹⁶² Grundsätzlich können Ladekundinnen und -kunden Ladekarten verschiedener EMP gleichzeitig nutzen. Gerade Ladetarife mit einem Grundentgelt führen allerdings dazu, dass Ladekundinnen und -kunden sich auf einen Anbieter konzentrieren.

¹⁶³ Zudem ist der Tarif von EnBW seit dem 6. Juli 2021 auch danach differenziert, ob fremde Ladesäulen (Off-Net) oder solche aus dem Netz von EnBW (On-Net) benutzt werden.

Verhältnis beim CPO ein. Dies geschieht über direkte bilaterale Verträge bzw. durch die standardisierte Vermittlung innerhalb sog. Roaming-Plattformen.¹⁶⁴

151. Verhandlungstheoretisch liegt es dabei nahe, dass ein CPO höhere Preise verlangen kann, je eher ein EMP auf den Vertragsschluss mit ihm angewiesen ist. Dies ist dann der Fall, wenn der CPO in einer Region einen erheblichen Marktanteil besitzt. Verzichtet der EMP auf einen solchen Anbieter, kann er seinen Kunden in diesem Gebiet nur eine unzureichende Abdeckung der Lademöglichkeiten anbieten. Deshalb wird der sich am Markt einstellende Verrechnungspreis tendenziell umso höher liegen, je höher auch der Marktanteil eines Ladesäulenbetreibers in einem lokalen Markt tatsächlich ist.

152. Die umgekehrte Situation tritt ein, wenn ein CPO, der über ein regional eher kleines Portfolio von Ladesäulen verfügt, mit einem großen EMP verhandelt, der mit einem erheblichen Anteil der Ladekunden Verträge hat. Aufgrund der mangelnden Attraktivität des Ad-Hoc-Ladens ist für den CPO der Vertragsschluss mit diesem EMP von erheblicher Bedeutung, um die Auslastung des Ladepunktes zu erhöhen. Umgekehrt benötigt der EMP den Vertrag mit dem vergleichsweise kleinen CPO nicht, um seinen Kunden eine grundsätzliche Abdeckung der Region zu ermöglichen. Diese Verhandlungssituation spricht dann dafür, dass der kleine CPO gegenüber dem EMP niedrigere Verrechnungspreise aushandeln kann.

153. Große, überregionale EMPs, die einen betreiberübergreifenden Preis verlangen, bilden diesen dann aus unterschiedlichen Verrechnungspreisen und ihren eigenen Kosten. Die höchsten Verrechnungspreise marktmächtiger CPOs gehen in diesen Einheitspreis jedoch nur mit dem Durchschnitt aller Verrechnungspreise ein und erhöhen nur in ihrer Gesamtheit den einheitlichen Ladepreis. Suprakompetitive Preise der marktmächtigen CPOs werden dadurch auf die Allgemeinheit aller Ladevorgänge bei allen CPO umgelegt. Für marktmächtige CPOs bedeutet das, dass sie hohe Verrechnungspreise mit einem solchen EMP aushandeln können, ohne mit einem wesentlichen Ausweichverhalten und entsprechender Nachfragereduktion durch die Ladekundinnen und -kunden aufgrund ihrer eigenen Preisanhebungen rechnen zu müssen. Ein weiterer Effekt der zwischengeschalteten EMP-Ebene ist, dass (potenzielle) Wettbewerber beim Betrieb von Ladepunkten geringere Anreize haben, in einer Region Ladepunkte in Konkurrenz zu einem dort bereits etablierten und marktmächtigen CPO aufzubauen. Denn beim Markteintritt verfügen sie in aller Regel über ein geringeres Portfolio von Ladepunkten, erhalten somit vom EMP ggf. geringere Verrechnungspreise als die marktmächtige Konkurrenz, können aber Kundinnen und Kunden, die einen EMP-Einheitspreis zahlen, nicht gezielt mit guten Angeboten für die Nutzung ihrer Ladepunkte gewinnen.

154. Wie sich aus den dargestellten Marktzusammenhängen ergibt, ändert auch die Berücksichtigung der EMP-Marktstufe nichts daran, dass (auch einheitliche) Ladepreise vor allem dann überhöht sein können, wenn örtlich einzelne Betreiber von Ladestationen einen hohen Anteil der zur Verfügung stehenden Ladepunkte kontrollieren. Weil die Nutzerinnen und Nutzer von Elektrofahrzeugen aufgrund der aktuell noch unbefriedigenden Ausgestaltung des Ad-hoc-Ladens bislang das Laden über EMPs bevorzugen, die oftmals einheitliche Tarife anbieten, sehen sich auch kleinere CPOs zum Vertragsschluss mit den EMPs gezwungen, um ihre Kundenreichweite und das Abnahmenvolumen an den Ladesäulen zu erhöhen. Ergeben sich auf Basis der Verhandlungssituation für die CPOs niedrige Verrechnungspreise, so bringt ihnen dies ausschließlich Nachteile, weil der EMP aus Sicht der Kundinnen und Kunden den Preisunterschied zu anderen CPOs egalisiert und ein CPO mit niedrigen Verrechnungspreisen keine Marktanteile gewinnen kann.

155. Die dargestellten Wirkungen sprechen deshalb dafür, dass sich aufgrund der Zwischenschaltung der EMPs nochmals ein erhöhter Anreiz für CPOs ergibt, bei der Errichtung neuer Ladepunkte eine bereits vorhandene starke

¹⁶⁴ Roaming-Plattform-Anbieter vermitteln bei der Nutzung von Ladepunkten die Angebote unterschiedlicher CPOs bzw. EMPs. In einem Roaming-Netzwerk können meist sowohl individuelle Abrechnungsbeziehungen zwischen zwei Roaming Partnern geknüpft werden, als auch offene Angebote an verschiedene interessierte Vertragspartner erfolgen. Die Roaming-Plattformen stellen so sicher, dass die an die Plattform angeschlossenen Ladenetze abrechnungstechnisch miteinander verbunden sind. Es ist typisch, dass CPOs und EMPs zumindest an eine Roaming-Plattform angeschlossen sind bzw. wird die Teilnahme am Roaming auch im Rahmen der Förderrichtlinien vorgeschrieben.

Marktstellung in einzelnen Gebieten auszubauen, anstatt Ladepunkte direkt im Umfeld marktmächtiger Konkurrenten aufzubauen. Die dadurch zu erklärende Vielzahl von regionalen Märkten, in denen einzelne CPOs über hohe Marktanteile verfügen, führt dann zu einem hohen durchschnittlichen Verrechnungspreis und entsprechend hohen Ladetarifen auch über EMPs, die langfristig die Durchdringung der Elektromobilität behindern können.

4.3.2 Schlussfolgerungen: Preisvergleiche ermöglichen und Markttransparenzstelle um Ad-hoc-Ladepreise erweitern

156. Die dargestellten Marktbeziehungen und damit verbundenen Wettbewerbshindernisse werfen die Frage auf, wie sich durch wettbewerbspolitisch motivierte Eingriffe eine Verbesserung der Wettbewerbssituation erwirken lassen könnte. Dies betrifft neben der in den folgenden Ausführungen beleuchteten Rolle der Kommunen (Abschnitt 4.3.3) und der Fördersysteme (Abschnitt 4.5) auch die Frage der Markttransparenz und den Wettbewerb mit – sowie auf der Marktstufe der – EMPs.

157. Festzustellen ist zunächst, dass über die Wettbewerbsverhältnisse auf der Marktstufe der EMPs nur wenig bekannt ist. Tatsächlich ist eine Vielzahl von Unternehmen als EMP tätig. Dies zeigt alleine eine dreistellige Zahl unterschiedlicher Ladekarten, mit denen in Deutschland Ladesäulen genutzt werden können. Allerdings kann der mögliche Eindruck einer erheblichen wettbewerblichen Durchmischung des Lademarktes im Bereich der EMPs auch täuschen, weil einzelne überregionale Anbieter den Markt dominieren. Zugleich könnten unterschiedliche Preis- und Produktkopplungssysteme dafür sprechen, dass die Angebote nicht für sämtliche Nutzerprofile gleichermaßen relevant sind und wettbewerbsanalytisch eine Trennung der EMPs (oder ihrer Tarifangebote) in unterschiedliche sachlich und räumlich relevante Märkte angebracht wäre. Die Analyse der EMP-Marktstufe eröffnet ferner auch kartellrechtliche Fragestellungen. In Situationen, in denen ein EMP zugleich als CPO eigene Ladesäulen betreibt und z. B. bei den Ladepreisen zwischen dem Laden im eigenen Netz und im Fremdnetz differenziert (OnNet/Offnet-Preisdifferenzierung) oder höhere Verrechnungspreise von dritten EMP verlangt, könnte je nach Marktstellung des Unternehmens und der Form der Preisdifferenzierung eine kartellrechtlich relevante Wettbewerbsbeschränkung vorliegen.¹⁶⁵ Auch insofern ist von Belang, dass nach deren Aussage für die EMP-Marktstufe bisher weder dem Bundeskartellamt noch der Bundesnetzagentur, dem Bundesverband eMobilität oder einzelnen befragten EMPs, derzeit auch nur grobe Marktanteile bekannt sind. Vor diesem Hintergrund hält es die Monopolkommission für wichtig, dass das Bundeskartellamt im Rahmen seiner laufenden Sektoruntersuchung die Marktstufe der EMP genauer untersucht und auf Basis seiner Informationsrechte auch Transparenz im Hinblick auf die Wettbewerbsverhältnisse schafft.

158. Des Weiteren hat die obige Untersuchung aufgezeigt, dass gerade durch die Zwischenschaltung der EMPs auch Anreize bei den CPOs reduziert werden können, Ladesäulen in direkter Konkurrenz zueinander aufzubauen. Dies hat damit zu tun, dass die CPOs die Endkundenladepreise an ihren Säulen, die von andere EMPs verlangt werden, bei der Nutzung solcher fremder Ladekarten nicht kontrollieren können. Dies wäre anders, wenn die bestehenden Nutzungshindernisse im Bereich des Ad-hoc-Ladens beseitigt würden, indem die Ad-hoc-Preise direkt vom CPO gesetzt werden. Die Bundesregierung hat beim Ad-hoc-Laden insbesondere die Art des Bezahlvorgangs als Nutzungshindernis ausgemacht. Wie zuvor dargestellt wurde, funktioniert die Ad-hoc-Zahlung an vielen Ladesäulen vor allem über ein Online-Zahlungsportal. Demgegenüber verfügen Ladesäulen bisher nur selten über ein Kartenlesegerät oder einen NFC-Chip, mit denen etwa auch eine Zahlung über Kredit- oder Debitkarten ermöglicht würde. Am 12. Mai 2021 hat das Bundeskabinett eine Änderung der Ladesäulenverordnung beschlossen, wonach alle Ladesäulen, die ab dem 1. Juli 2023 erstmalig in Betrieb genommen werden, nun mindestens eine kontaktlose Zahlung durch entsprechende Karten anbieten müssen. Eine zuvor diskutierte Regelung, nach der auch bestehende Ladepunkte, die seit dem 18. Juni 2016 in Betrieb genommen worden sind, bis 2023 nachgerüstet werden müssen, wurde letztendlich nicht aufgenommen. Die notwendige Zustimmung des Bundesrates zur Änderung der Ladesäulenverordnung

¹⁶⁵ Ist z. B. der Vorleistungspreis für den Zugriff dritter EMPs auf die Ladesäulen eines marktbeherrschenden oder marktmächtigen CPO höher als der Ladepreis, den der CPO in seiner Rolle als EMP gegenüber eigenen Kunden aufruft, könnte darin ein missbräuchliches Verhalten im Rahmen einer Preis-Kosten-Schere gemäß § 19 Abs. 2 Nr. 1 bzw. § 20 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 GWB begründet sein.

steht jedoch noch aus, und es könnte in diesem Punkt bis zur abschließenden Entscheidung nochmals zu Änderungen kommen. Vor diesem Hintergrund ist auch der kürzlich veröffentlichte AFI-Verordnungsvorschlag der Europäischen Kommission zu beachten, in dem diese in Art. 5 Abs. 2 lit. b vorschlägt, Kartenlesegeräte für Ladesäulen mit einer Leistung pro Ladepunkt von mindestens 50 kW verpflichtend zu machen.

159. Die Monopolkommission geht davon aus, dass die Änderungen beim Bezahlvorgang aber auch grundsätzlich nicht ausreichen, um das Ad-hoc-Laden im Vergleich zur Nutzung der Ladekarte eines EMP hinreichend attraktiv zu machen. Wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben wurde, ist es vielmehr plausibel, dass ein wesentliches Problem für die Attraktivität des Ad-hoc-Ladens auch in der mangelnden (Preis-) Transparenz für die Ladekundinnen und -kunden zu sehen ist. Diese werden daher auch mit der Erweiterung der Bezahlmöglichkeiten voraussichtlich weiterhin EMP-Tarife bevorzugen, die ihnen mit Informations- und Tarifangeboten bereits vor der Wahl einer Ladesäule eine entsprechende Transparenz über Ladestandorte und Preise ermöglichen. Ohne die Möglichkeit, sich vorab über die Ad-hoc-Ladepreise zu informieren, dürfte es auch zukünftig nur in seltenen Fällen zur Inanspruchnahme des Ad-hoc-Ladens kommen, die dann zudem eher keiner wettbewerblichen Auswahlentscheidung unterliegt. Daher sind Kundinnen und Kunden, die mit der Absicht ad hoc zu laden eine Ladesäule aufsuchen, dem Preisangebot des dortigen Anbieters in einem erheblichen Maß ausgeliefert, da sie bereits Zeit und Aufwand in das Auffinden und Aussuchen der (freien) Ladesäule investiert haben. Dies könnte auch erklären, warum sich Ad-hoc-Ladepreise nach Auskunft zahlreicher von der Monopolkommission befragter Marktteilnehmer oftmals höher darstellen als vergleichbare EMP-Ladetarife.¹⁶⁶ Ein Preiswettbewerb, bei dem sich Betreiber der Ladesäulen mit den Ad-hoc-Preisen gegenseitig unterbieten, kann durch die mangelnde Preistransparenz nicht zustande kommen.

160. Eine wettbewerbspolitisch vorteilhafte Information potenzieller Ladekundinnen und -kunden über die Ad-hoc-Preise an sämtlichen Ladestationen kommt auch deshalb nicht zustande, weil aus Sicht vieler – vor allem großer – CPOs die Möglichkeit, den Wettbewerb abseits des EMP-Systems zu stärken, nicht wünschenswert ist. Um diesem Problem der mangelnden Preistransparenz beim Ad-hoc-Laden zu begegnen, empfiehlt die Monopolkommission, eine Markttransparenz bei den Ad-hoc-Ladepreisen aufzubauen. Eine solche Markttransparenz sieht auch der AFI-Verordnungsvorschlag der Europäischen Kommission vor, der in Art. 18 Abs. 2 lit. c die Meldung der Ad-hoc-Preise (sowie von Belegungsstatus und Verfügbarkeit eines Ladepunktes) an eine Nationale Zugangsstelle regelt. Unabhängig vom Fortgang dieses europäischen Gesetzgebungsaktes hält es die Monopolkommission für empfehlenswert, eine solche Transparenzpflicht aus den dargestellten wettbewerbspolitischen Gründen in Deutschland bereits unmittelbar anzugehen. Insofern erscheint es geeignet, die Regelungen zur Markttransparenzstelle für Kraftstoffe um Meldepflichten der Ad-hoc-Preise für elektrische Antriebsenergie von Kraftfahrzeugen zu erweitern. Dazu könnte der § 47k GWB um einen Abs. 2a ergänzt werden, wonach solche Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladesäulen, die der Meldepflicht nach § 5 der Ladesäulenverordnung unterliegen, dazu verpflichtet werden, selbst festgesetzte Preise für das Ad-hoc-Laden (punktuelles Laden nach § 4 der Ladesäulenverordnung) in Echtzeit an die Markttransparenzstelle zu melden. Zudem könnte eine Meldemöglichkeit für die Betriebsbereitschaft und den Belegungszustand der Ladesäule (frei/belegt) geschaffen werden. Die übrigen Regelungen des § 47k GWB wären auf die zusätzlichen Daten zu erweitern.

161. Die Monopolkommission geht davon aus, dass die Vorteile einer solchen Meldepflicht deren Nachteile eindeutig überwiegen würden. Zunächst dürfte der Aufwand für die Betreiber der Ladesäulen, einer Meldepflicht nachzukommen, in den meisten Fällen gering sein. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Anbieter heute bereits verpflichtet sind, punktuelles Laden anzubieten, und sie dazu in der Regel einen Online-Zahlungsdienstleister einschalten,

¹⁶⁶ So liegen laut der Obelis-Datenbank die drei höchsten Ad-hoc-Ladepreise bei Anbietern von Normalladestationen zwischen 0,71 und 0,79 €/kWh, bei Schnelladestationen zwischen 0,79 und 0,86 €/kWh. Im Vergleich dazu liegt der überwiegend einheitliche Ladepreis im Ladetarif ohne Grundentgelt von EnBW bei 0,49 €/kWh. Vgl. OBELIS, Stand 2. Februar 2021 zitiert nach: Bundesregierung, Antwort auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Cem Özdemir, Tabea Rößner, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Betr.: Verbraucherfreundlichkeit der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, 15. Februar 2021, BT-Drs. 19/26354.

der die Zahlung abwickelt. Der CPO muss dem Zahlungsdienstleister zwangsläufig bereits heute stets den abzurechnenden Tarif mitteilen. Der Tarif könnte zukünftig auch direkt durch den Zahlungsdienstleister an die Markttransparenzstelle übermittelt werden.¹⁶⁷ Demgegenüber würde die Markttransparenzstelle die Daten gemäß § 47k Abs. 5 GWB den Verbraucherinformationsportalen zur Verfügung stellen, wodurch z. B. auch betreiberübergreifende Apps in der Lage wären, den Ladekundinnen und -kunden die Informationen bereitzustellen. Zwar wird im Allgemeinen mit einer hohen Markttransparenz auch die Gefahr verbunden, dass es zu einem wettbewerblichen Parallelverhalten kommt und Anbieter sich leichter bei der Preissetzung koordinieren können. Stichhaltige Argumente sprechen jedoch dafür, dass dieses Problem in diesem Fall klar von den wettbewerblichen Vorteilen der Preistransparenz überwogen würde. Zum einen handelt es sich beim Lademarkt um einen dynamischen Markt, in den bei einem Marktumfeld mit suprakompetitiven Preisen leichter neue Anbieter eintreten könnten, die die Chance hätten, sich mit günstigen Ad-hoc-Preisen zu etablieren und Volumen zu generieren. Zum anderen muss als Vergleich berücksichtigt werden, dass heute nahezu keine Preistransparenz besteht und Ad-hoc-Ladekundinnen und -kunden in eine Abhängigkeit von dem gewählten Betreiber eines Ladepunktes geraten, die absehbar zu ungünstigeren Marktergebnissen führt. Deshalb sollte der Gesetzgeber die Möglichkeit der Erweiterung der Regelungen zur Markttransparenzstelle kurzfristig prüfen. Sollte zu einem späteren Zeitpunkt eine europäische Meldepflicht im Rahmen der Umsetzung des AFI-Verordnungsvorschlags eingeführt werden, bedarf es dann lediglich der Anpassung der Regeln der Datenverteilung.¹⁶⁸

4.3.3 Kommunalebene: Vergaben für mehr Wettbewerb im Lademarkt nutzen

162. In der vorangegangenen Diskussion um die Wettbewerbssituation auf den Marktstufen von CPOs und EMPs sind die Vorleistungsstufen und darunter insbesondere der Zugang zu Standorten für das Aufstellen neuer Ladesäulen noch nicht berücksichtigt worden. Im Nachgang zum siebten Sektorgutachten Energie hatten verschiedene Marktakteure darauf hingewiesen, dass der Aufbau und Betrieb von Ladesäulen heute für viele Unternehmen ein Minusgeschäft sei. Der Aufbau von Ladeinfrastruktur müsse dem Aufbau der Elektromobilität vorausgehen und erfordere hohe Investitionen, die sich auch unter Berücksichtigung der staatlichen Förderprogramme (siehe Abschnitt 4.5) bisher nicht vollständig aus den Einnahmen des Ladegeschäftes amortisieren ließen. Dies alleine spreche dagegen, dass die Ladepreise überhöht seien, anders als es die Befunde zur Konzentration des Ladesäulenmarktes vermuten ließen. Vielmehr zeige dies, dass ein intensiver Wettbewerb auf den Marktstufen der CPOs und der EMPs bestehe, der zu geringen Ladepreisen führe.

163. Um festzustellen, ob und in welchem Maße ein Preis als überhöht gilt, wird wettbewerbstheoretisch auf das Verhältnis zu einem hypothetischen Preis abgestellt, der sich einstellen würde, wenn auf dem Markt ein intensiver Wettbewerb verschiedener Anbieter bestünde. Unter Berücksichtigung der von der Monopolkommission empirisch erhobenen Konzentrationstendenzen auf der Marktstufe der CPOs (siehe Abschnitt 4.4.2) ist davon auszugehen, dass auf dieser Marktstufe Anreize bestehen, solche Ladepreise zu erheben, die einen hypothetischen Preis übersteigen, der sich bei wirksamem Wettbewerb einstellt. Allerdings folgt daraus zumindest nicht zwingend, dass überhöhte Preise auch zu hohen Gewinnen auf dieser Marktstufe führen. Vielmehr hängt dies davon ab, ob auf der Vorleistungsebene der CPOs bereits ein Engpassbereich vorliegt, durch den die im Markt befindlichen Renditen abgeschöpft werden.

¹⁶⁷ Im Unterschied zur Übermittlung der Ad-hoc-Preise ist anzunehmen, dass der Betriebs- und Belegungsstatus der eigenen Ladepunkte zumindest kleineren CPOs nicht immer bekannt ist und nicht in allen Fällen ohne größeren Aufwand abgefragt und automatisiert weitergeleitet werden kann. Da diese Betreiber ihre Ladepunkte aber typischerweise ebenfalls über Roaming-Plattform-Anbieter Dritten zur Verfügung stellen, denen der Belegungsstatus ggf. durch das Abrechnungssystem bekannt ist, könnten diese die Weiterleitung für entsprechende CPOs übernehmen. Eine Verpflichtung wäre dadurch voraussichtlich auch für diese Daten umsetzbar, ohne dass es Ausnahmeregelungen bedürfte.

¹⁶⁸ Der AFI-Verordnungsvorschlag sieht die Sammlung der Daten bei einer Nationalen Zugangsstelle vor. Die Nationale Zugangsstelle in Deutschland ist die Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt), die einen Marktplatz für Mobilitätsdaten betreibt. Ggf. könnten die Daten der Markttransparenzstelle, ebenso wie die statischen Daten des Ladesäulenverzeichnisses bei der BNetzA zu einem späteren Zeitpunkt in den Datensatz der BASt migriert werden.

164. Die Gefahr einer Konzentration auf der Vorleistungsebene hat die Monopolkommission in ihrem siebten Sektorgutachten Energie in Bezug auf den von den Kommunen verwalteten Zugang zur öffentlichen Fläche beschrieben. Vor allem im städtischen Raum, wo private Flächen knapp sind und ihre Nutzung hohe Renditen fordert, kommt dem Aufbau von Ladeinfrastruktur am Straßenrand neben dem öffentlichen Parkraum große Bedeutung zu. Betreiber von Ladesäulen, die eine solche auf der öffentlichen Fläche errichten wollen, benötigen dazu insbesondere eine Sondernutzungserlaubnis der örtlichen kommunalen Gebietskörperschaft. Städte und Gemeinden haben zudem selbst die Absicht, den Aufbau von Ladesäulen zu fördern. Vor allem mittelgroße und große Städte vergeben vor diesem Hintergrund mit Fördermitteln verbundene Aufträge an CPOs, die sich damit verpflichten, die Ladeinfrastruktur in einer Gebietskörperschaft aufzubauen. Mit so einem Auftrag ist oftmals auch die Vergabe der nötigen Sondernutzungserlaubnisse verbunden. Bei der Vergabeentscheidung an einen CPO hat die Kommune einen Anreiz, entweder möglichst geringe (eigene) Fördermittel in den Aufbau der Ladeinfrastruktur zu investieren oder mit einem gegebenen Fördervolumen eine möglichst hohe Zahl an Ladesäulen zu erhalten. Langfristig, sollte die Durchdringung der Elektromobilität voranschreiten, ist zudem denkbar, dass die Kommune statt einer Förderung auch eine Art Rendite in Form einer Konzessionsabgabe für die Vergabe der Standorte für Ladesäulen erzielen kann.

165. Ökonomisch betrachtet ist die Vergabe solcher Aufträge der Kommunen an CPOs eine Marktbeziehung, von der anzunehmen ist, dass die Kommune dabei durch die alleinige Kontrolle des öffentlichen Raums über eine marktbeherrschende Stellung verfügt.¹⁶⁹ Die Kommunen versuchen im Rahmen ihres Engagements beim Ladesäulenaufbau Verträge einzugehen, bei denen CPOs als Vertragspartner ihnen garantieren, in einer bestimmten Zeit möglichst viele Ladesäulen aufzubauen. Zudem verfolgen Kommunen das Ziel, eine eigene Zuzahlung niedrig zu halten oder sogar ganz zu vermeiden. Dieses Kalkül der Kommunen ist zwar nachvollziehbar; es birgt allerdings ohne weitere Bedingungen die Gefahr, dass es zu überhöhten Ladepreisen kommt. Das Problem überhöhter Preise entsteht, weil den Kommunen auf Basis ihrer Ziele Anreize entstehen, den Auftrag exklusiv an einen einzelnen CPO zu vergeben. Die dadurch entstehende regionale Konzentration hätte zur Folge, dass der regional marktmächtige CPO seinen Ladepreis unter der Voraussetzung kalkulieren kann, dass er keinem wesentlichen Preiswettbewerb durch konkurrierende Betreiber ausgesetzt ist. Die Mehreinnahmen, die dieser CPO aufgrund seines Preissetzungsspielraumes berücksichtigt, können jedoch zuvor von der Kommune, die den Marktzugang kontrolliert, im Rahmen der Vergabe theoretisch vollständig abgeschöpft werden. Die Kommune erhält bei exklusiver Vergabe demnach mehr Ladesäulen¹⁷⁰ bzw. muss für den Auftrag weniger eigene Zuzahlung leisten. Der CPO selbst profitiert hingegen nicht unbedingt von den hohen Preisen.¹⁷¹

166. Kommunen können somit aus ihrer Sicht bessere Verträge erhalten, wenn sie den Aufbau der Infrastruktur in Zusammenarbeit mit einem einzigen CPO durchführen.¹⁷² Dies würde auch erklären, warum einzelne Kommunen den CPOs bei der Ausschreibung der Ladeinfrastruktur Exklusivität einräumen. Anderen CPOs, die in einem solchen

¹⁶⁹ Vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 276.

¹⁷⁰ Je mehr Ladepunkte ein CPO aber in einer Kommune aufbaut, desto geringer ist tendenziell die erwartete Auslastung jeder einzelnen Ladestation. Ladesäulenbetreiber kalkulieren allgemein mit (bisher noch) niedrigen durchschnittlichen Auslastungsgraden, die aktuell bei 55 Minuten am Tag für Normal- und 26 Minuten für Schnellladesäulen liegen. Die CPOs sind jedoch in der Lage, mehr Ladesäulen mit geringeren Auslastungsgraden zu finanzieren, wenn sie dafür einen exklusiven Marktzugang und damit einhergehende Spielräume beim Preisniveau zugestanden bekommen. Zu den Auslastungsgraden vgl. OBELIS, Stand 2. Februar 2021 zitiert nach: Bundesregierung, Antwort auf eine kleine Anfrage Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Cem Özdemir, Tabea Rößner, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN Betr.: Verbraucherfreundlichkeit der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge, 15. Februar 2021, BT-Drs. 19/26354.

¹⁷¹ Dies ist damit zu erklären, dass konkurrierende CPOs, die sich um den exklusiven Marktzugang in einer Kommune bemühen werden, immer Anreize haben, mögliche Gewinne (insbesondere solche, die aus der Exklusivität resultieren) an die Kommune weiterzugeben, um den Zugang überhaupt zu erhalten. Dahinter steht die auf Bowman (1957) zurückgehende Erkenntnis, dass es nur eine einzige Monopolrente in einem Markt gibt, die ein am Anfang einer Wertschöpfungskette stehender Monopolist bereits vollständig abschöpfen kann. Vgl. Bowman, W.S. (1957), Tying Arrangements and the Leverage Problem, Yale Law Journal, 67/1, 19-36.

¹⁷² Dem steht auch nur bedingt entgegen, dass Kommunen selbst ein Interesse an niedrigen Ladepreisen haben könnten. Dieses Interesse wird durch das EMP-System derzeit stark abgeschwächt, weil die damit möglichen betreiberübergreifenden Ladepreise einzelner EMP suggerieren, dass sich die Vergabebform für die Ladennutzerinnen und -nutzer nicht auf den Preis auswirkt.

exklusiv vergebenen Gebiet eine Ladesäule aufbauen und betreiben möchten, werden die hierfür notwendigen Genehmigungen (etwa eine Sondernutzungserlaubnis) dann verweigert. Insofern setzen die Kommunen ihre hoheitlichen Befugnisse auch zur Verfolgung wirtschaftlicher Interessen ein.¹⁷³ In der Vergangenheit sind hier ganz unterschiedliche Konstellationen zu beobachten gewesen. So gewährt München dem Gewinner seiner noch laufenden Vergabe Exklusivität, während Hamburg in der Vergangenheit auf den Ausbau durch die eigene Netzgesellschaft gesetzt hat, ohne Dritten einen konkurrierenden Aufbau auf der öffentlichen Fläche zu verweigern. Stuttgart hat hingegen in seinem jüngsten Vergabeverfahren eine kompetitive Ausschreibung mit zahlreichen Losen für neue Schnell- und Normalladepunkte durchgeführt, nach dem im Ergebnis nun insgesamt fünf Unternehmen jeweils einzelne der neu aufzubauenden Ladesäulen betreiben werden.

167. Beauftragt eine Kommune vor diesem Hintergrund einen einzelnen CPO mit dem Aufbau der Ladeinfrastruktur in einem Markt, kann das höhere Ladepreise zur Folge haben. Die Erhöhung der Anzahl der Ladepunkte bei niedrigerer Zuzahlung der Kommune über suprakompetitive Ladepreise zu finanzieren, ist dabei ökonomisch nachteilig, ordnungspolitisch verfehlt und dürfte zudem die Durchdringung der Elektromobilität erschweren. In der Hochlaufphase sollte die öffentliche Hand die noch geringe Auslastung der Ladepunkte aufgrund eines vorauslaufenden Ausbaus finanzieren, während der sich Ladepreise als Wettbewerbspreise darstellen sollten.¹⁷⁴ Dabei ist außerdem zu berücksichtigen, dass die Sondernutzungserlaubnisse für Ladepunkte auf öffentlicher Fläche für einen langen Zeitraum von oftmals acht, ggf. aber auch mehr Jahren vergeben werden und sich in diesem Zeitraum sowohl die Durchdringung der Elektromobilität als auch die damit verbundene Auslastung der öffentlich zugänglichen Ladeinfrastruktur erhöhen dürfte.¹⁷⁵ Verbessert sich jedoch die Wirtschaftlichkeit der Ladesäulen, so besteht ohne wirksamen Wettbewerb die Gefahr, dass Verringerungen der Durchschnittskosten nicht in Form sinkender Ladepreise an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben werden. Auch könnte es aus rechtlicher Sicht oder aufgrund der Etablierung eines Bestandsanbieters Gründe geben, wonach die Standorte für die Ladesäulen – und damit eine bestehende Marktstellung eines lokalen CPOs – in Zukunft ohne Neuausschreibung verlängert werden. Dadurch könnten sich einmal aufgebaute regionale Machtstellungen bei der Ladeinfrastruktur auch langfristig verfestigen.

168. Auch vor diesem Hintergrund verweist die Monopolkommission an dieser Stelle erneut auf ihre Empfehlung im siebten Sektorgutachten. Sie empfiehlt den Kommunen, die Ausschreibungen für den Ausbau der Ladeinfrastruktur so zu gestalten, dass Wettbewerb auf dem Lademarkt gefördert wird. Die Kommunen sollten Aufbauverträge mit unterschiedlichen (preislich am Markt konkurrierenden) CPOs schließen, die daraufhin Ladepunkte in Konkurrenz zueinander aufbauen. Dafür stehen einer Kommune verschiedene Instrumente zur Verfügung, die üblicherweise die Aufteilung der Vergabe in Form verschiedener Lose vorsehen. Sollen die Standorte der Ladepunkte bereits vor der Vergabe durch die Kommune ausgesucht werden, könnte die Kommune beispielsweise in Konkurrenz liegende Standorte zu einzelnen Losen zusammenfassen. Sollen die genauen Standorte zu Beginn der Vergabe offen bzw. den Betreibern überlassen bleiben, so könnte eine Kommune auch lediglich die Zubaumenge in mehrere Lose unterscheiden und für die späteren Standorte Regeln festlegen, wonach diese in Konkurrenz zueinander stehen müssen. Möglich wäre hierzu z. B. die Aufteilung des städtischen Bereiches in Quadrate, wobei es für einen einzelnen CPO nicht zulässig sein sollte, Ladesäulen in direkt angrenzenden Parzellen aufzubauen. Die Monopolkommission hatte zudem darauf hingewiesen, dass Kommunen auch kartellrechtlich verpflichtet sein können, wettbewerbliche Standards bei der Vergabe von Ausbauverträgen an CPOs zu berücksichtigen.¹⁷⁶ Die Bundesregierung hatte in

¹⁷³ Vgl. dazu bereits Monopolkommission, Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 274.

¹⁷⁴ Gerade in der Stadt verfügen viele Bürgerinnen und Bürger nicht über private Lademöglichkeiten und sind auf öffentlich zugängliche Ladepunkte angewiesen. Besonders für diese Personengruppen würde ein Umstieg auf elektrisch betriebene Fahrzeuge besonders unattraktiv, wenn öffentlich zugängliche Ladepunkte nur zu höheren Preisen nutzbar wären.

¹⁷⁵ Vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tabelle 5.2, S. 110.

¹⁷⁶ Vgl. Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 278 ff.

ihrer Stellungnahme zum Sektorgutachten der Monopolkommission in diesen Punkten zugestimmt.¹⁷⁷ Die Monopolkommission geht außerdem davon aus, dass mit der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes neue Erkenntnisse zur Problematik der Standortvergabe der Kommunen gewonnen werden.

4.4 Analyse der gegenwärtigen Wettbewerbsverhältnisse auf den Märkten für Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge

169. Bereits im siebten Sektorgutachten wurde im Rahmen einer empirischen Untersuchung eine starke regionale Konzentration der Betreiber von Ladesäulen festgestellt. Diese Untersuchung soll an dieser Stelle fortgeschrieben und ausgebaut werden. Grundlage der Erhebung von Konzentrationsdaten sind weiterhin Angaben zu den öffentlich zugänglichen Ladesäulen, die die Betreiber gemäß § 5 LSV seit 2016 der Bundesnetzagentur melden müssen. Um die Konzentration zu bestimmen, befasst sich die Monopolkommission zunächst erneut mit der Abgrenzung der relevanten Märkte, auf die sich darauffolgend die empirische und marktstrukturelle Analyse der Wettbewerbsverhältnisse stützt.

4.4.1 Marktabgrenzung entwickelt sich mit dem Markt

170. Die Marktabgrenzung ist ein etabliertes Verfahren im Kartellrecht, um die tatsächlich im Wettbewerb stehenden jeweiligen Anbieter und Nachfrager zu bestimmen. Konkret geht es darum, sachlich und räumlich relevante Märkte zu bestimmen, innerhalb derer unzureichende Ausweichmöglichkeiten der Nachfragerinnen und Nachfrager zu Marktmacht der Angebotsseite und zu ökonomisch nachteiligen Marktergebnissen führen können. Im Fall der Ladeinfrastruktur könnte fehlender Wettbewerb auf einem entsprechend abgegrenzten Markt z. B. in höheren Ladepreisen oder anderen schlechteren Konditionen zum Ausdruck kommen, die sich signifikant von den Bedingungen auf einem kompetitiven Markt unterscheiden.

171. Kartellrechtliche Prüfungen der Wettbewerbsverhältnisse sind oftmals zweistufig aufgebaut. Die in der ersten Stufe abzugrenzenden Märkte bilden die Grundlage, um in einer zweiten Stufe die konkreten Wettbewerbsverhältnisse auf den abgegrenzten Märkten genauer bestimmen zu können. Grundsätzlich gibt es mehrere methodische Ansätze, um die relevanten Märkte auf der ersten Stufe zu unterscheiden. Einen wichtigen Anhaltspunkt bietet das Bedarfsmarktkonzept. Danach bilden solche Produkte einen gemeinsamen relevanten Markt, die aus Sicht der Nachfrager austauschbar sind, um einen bestimmten Bedarf zu befriedigen. Das Bedarfsmarktkonzept bildet regelmäßig den Ausgangspunkt der Marktabgrenzung.

Dynamische Lademärkte erfordern regelmäßiges Update der Marktabgrenzung

172. Es ist nicht ungewöhnlich, dass bei der Abgrenzung von Märkten aus ökonomischer Sicht nicht eindeutig ist, ob eine weitere oder eine engere Abgrenzung möglicher „Kandidaten“ die Wettbewerbsverhältnisse korrekter abzubilden vermag. Der Grund dafür liegt oft darin, dass die Wettbewerbsbeziehungen kontinuierlich schwächer werden, je mehr und je entferntere Wettbewerber in einen solchen Kandidatenmarkt einbezogen werden. Für die Entscheidung, welcher Markt als relevant anzusehen ist, bedürfte es dann einer Grenzziehung, ab wann eine abnehmende Substitutionswirkung nicht mehr dem relevanten Markt zuzurechnen ist.¹⁷⁸ Ein vergleichbares Problem ergibt sich auf sich entwickelnden Märkten, wie es bei der Elektromobilität der Fall ist, weil die Wettbewerbsverhältnisse hier schnellen Veränderungen unterliegen können und die Marktabgrenzung eine Prognose über mögliche Wettbewerber in der Zukunft erfordern kann. Diese Veränderungen auf den Lademärkten können durch technische Entwicklungen ausgelöst werden, wie im Fall der Veränderung der Speicherkapazität typischer Traktionsbatterien oder der Ladegeräte. Sie können aber auch aus rechtlichen Vorgaben sowie aus ggf. daraus folgenden veränderten

¹⁷⁷ Bundesregierung, Stellungnahme zum 7. Sektorgutachten der Monopolkommission, BT-Drs. 19/18850.

¹⁷⁸ Ein bekanntes ökonomisches Konzept der Marktabgrenzung ist der hypothetische Monopolistentest, der im europäischen Kartellrecht auch als SSNIP-Test durchgeführt wird. Hiernach ist der kleinste relevante Markt abzugrenzen, auf dem ein hypothetischer Monopolist den Preis für ein bestimmtes Produkt nicht nur vorübergehend 5 bis 10 Prozent über den Wettbewerbspreis heben kann, ohne dass die Nachfrager als Reaktion auf die Preiserhöhung auf andere Produkte ausweichen.

Geschäftsmodellen (z. B. Laden auf Einzelhandelsparkplätzen in Zukunft häufiger als eigenständiges/kommerzielles Angebot) oder angepassten habitualisierten Verhaltensweisen der Nutzerinnen und Nutzern von Elektromobilen (z. B. viele Teilladungen statt einzelner Vollladungen) resultieren. Problematisch ist, dass meist Unsicherheit besteht, ob und welche Veränderungen eintreten, sodass sich diese im Rahmen der Marktabgrenzung nur bedingt berücksichtigen lassen. Gleichwohl können solche Veränderungen zur Folge haben, dass Märkte ggf. auch sehr kurzfristig verschwinden, mit anderen zusammenfallen oder neue Märkte entstehen. Gerade auf den sich dynamisch entwickelnden Lademärkten besteht daher das Risiko, mit einer an der gegenwärtigen Situation orientierten Marktabgrenzung die zukünftigen Wettbewerbsverhältnisse nicht richtig zu erfassen.

173. Die dynamische Entwicklung eines Wirtschaftsbereichs, wie im Fall der Märkte für das batterieelektrische Laden, kann jedoch nicht grundsätzlich gegen eine Marktabgrenzung und die in diesem Zusammenhang erfolgende Ermittlung der Wettbewerbsverhältnisse sprechen. Die Gefahr hoher Preise aufgrund unzureichender Wettbewerbsbedingungen wird nicht dadurch aufgehoben, dass sich die relevanten Märkte ändern und womöglich (aber nicht sicher) zu geringeren wettbewerblichen Problemen führen können. Überdies ist vor allem problematisch, dass bestehende Marktstellungen das Potenzial besitzen können, selbstverstärkend zu wirken, und dass individuelle Anreize für Betreiber bestehen, den Ausbau batterieelektrischer Ladestationen dort fortzuführen, wo sie bereits über starke Marktstellungen verfügen (siehe z. B. auch Abschnitt 4.2). Vor diesem Hintergrund hat die Monopolkommission in ihrem siebten Sektorgutachten die Plausibilität verschiedener Möglichkeiten der Marktabgrenzung bei Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge analysiert.¹⁷⁹ In ihrer empirischen Untersuchung der Konzentration auf den Lademärkten hat sie verschiedene Szenarien für die relevanten Märkte herausgearbeitet. Nachfolgend sollen die Überlegungen zur Abgrenzung der sachlich und räumlich relevanten Märkte für die neuerliche Untersuchung zunächst vertieft werden.

Sachlich relevante Märkte

174. In Bezug auf die sachliche Unterscheidung von Märkten mit Lademöglichkeiten ist für die Marktstufe der CPO zunächst festzustellen, dass private Lademöglichkeiten (dabei handelt es sich faktisch um das Angebot der Haushaltsstromversorger) vom Markt für öffentlich-zugängliche Ladepunkte zu trennen sind. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass das Laden an öffentlich-zugänglicher Ladeinfrastruktur und das Laden an privaten Lademöglichkeiten unterschiedliche Bedarfssituationen bedienen. Verbraucherinnen und Verbraucher die sich z. B. eine private Wallbox angeschafft haben, müssen bei jedem Ladevorgang an ihrem privaten Ladepunkt ausschließlich den Strompreis finanzieren, während sie bei öffentlich zugänglichen Ladesäulen im Ladepreis die Säule selbst mitfinanzieren müssen. Weil das private Laden – wenn es zur Verfügung steht – in aller Regel preislich günstiger ist, wird es vorrangig genutzt. Umgekehrt steht Verbraucherinnen und Verbrauchern, die mit ihrem Fahrzeug eine öffentlich zugängliche Ladesäule aufsuchen, demnach zu diesem Zeitpunkt gewöhnlich keine private Lademöglichkeit als Ausweichalternative zur Verfügung. Gleichwohl sind auch wettbewerblichen Wechselwirkungen zwischen privaten und öffentlich-zugänglichen Lademöglichkeiten anzunehmen, etwa wenn der Aufbau privater Lademöglichkeiten den Bedarf öffentlich zugänglicher Lademöglichkeiten mittelfristig reduziert. Beispielsweise könnten auf Stellplätzen von Mietwohnungen zukünftig Ladestecker bzw. Wallboxen angebracht werden. Diese Möglichkeiten schränken den (kurzfristigen) Verhaltensspielraum der Betreiber öffentlich zugänglicher Ladepunkte aber nicht hinreichend ein, sodass letztere einen eigenen relevanten Kandidatenmarkt betreffen.

175. Schwieriger zu klären ist, ob innerhalb des Kandidatenmarktes für öffentlich zugängliche Ladepunkte zwischen Märkten für Ladepunkte auf öffentlicher Fläche und solchen auf Privatflächen (halböffentlich) unterschieden werden muss. Auf den ersten Blick sind beide Arten von Ladepunkten aus Sicht der Nachfragerinnen und Nachfrager zwar austauschbar (Nachfragesubstitution). Diese treffen auf Privatflächen jedoch zum Teil auf Angebote, die nur in

¹⁷⁹ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 259 ff.

Kombination genutzt werden können oder auch sollen.¹⁸⁰ Beispiele sind Parkhäuser (Parken und Laden) oder Parkplätze von Hotels, Autohäusern, Geschäften und Supermärkten (Übernachten bzw. Einkaufen und Laden). Bisher stellt bei vielen dieser Angebote der Ladevorgang nicht das Hauptprodukt dar, sodass oft keine verlässliche Lademöglichkeit zur Verfügung steht. Oftmals ist das Laden dann nur ein unentgeltliches Bonusangebot zum primären Geschäftszweck, sodass die Ladepunkte ggf. auch nur mit geringen Ladeleistungen ausgerüstet werden oder nur zu eingeschränkten Zeiten zugänglich sind. Für eine Trennung der Märkte könnte auch sprechen, dass vor allem im städtischen Raum der Aufbau von Angeboten auf Privatflächen hohe Opportunitätskosten aufweist und daher nicht immer eine Alternative zur öffentlichen Fläche darstellt (schwache Angebotssubstitution). Auf Grundlage dieser Erwägungen bleibt trotz der technischen Austauschbarkeit der Angebote auf öffentlichen und halböffentlichen Flächen offen, ob beide Angebotsformen getrennte Märkte darstellen. Um die wettbewerblichen Effekte, die für oder gegen eine Trennung sprechen, weitergehend bewerten zu können, bedürfte es einschlägiger empirischer Daten über das tatsächliche Verhalten der Anbieter und Nachfrager. Wie schon im siebten Sektorgutachten legt die Monopolkommission für ihre nachfolgende Untersuchung der Wettbewerbsverhältnisse erneut eine weite Marktabgrenzung zu Grunde, in der nicht zwischen öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkten unterschieden wird.

176. Nicht klar zu beantworten ist ferner die Frage, inwieweit die bestehenden Ladepunkte aufgrund technischer Unterschiede verschiedenen Märkten zuzuordnen sind. Ein Aspekt betrifft dabei etwa die Abgabe der Leistung als Wechselstrom (Ladegerät im Fahrzeug wird verwendet) und als Gleichstrom (Ladegerät in der Ladesäule wird verwendet und ermöglicht damit meist höhere Ladeleistungen). Eine andere Unterscheidungsmöglichkeit betrifft direkt die Spanne möglicher Ladeleistung, die von einigen wenigen bis zu mehreren hundert Kilowatt reicht. Direkt von der unterschiedlichen Ladeleistung beeinflusst sind die Ladezeiten, die sich entsprechend von wenigen Minuten bis über viele Stunden erstrecken können. Es spricht daher vieles dafür, dass die Ladepunkte mit stark divergierenden Ladeleistungen unterschiedlichen Märkten zuzurechnen sind. Ob und welche Gruppen hierbei zu bilden sind, lässt sich nicht eindeutig bestimmen und hängt auch von derzeit noch wechselnden Bedürfnissen (typischen Batteriespeichervolumen, typische Ladeleistungen) und Ladegewohnheiten (z. B. mehrere Teilladungen am Tag oder möglichst wenige Vollladevorgänge) ab. Eine genauere Bestimmung möglicher Märkte könnte z. B. auf Basis einer Untersuchung von Preisdifferentialen erfolgen, für die das Bundeskartellamt im Rahmen seiner Sektoruntersuchung die notwendigen Daten erheben könnte. Geläufig ist bis dato die Unterscheidung nach § 2 Satz 1 Nr. 7 und 8 LSV, in der Ladepunkte bis 22 kW Leistung als Normalladepunkte bezeichnet werden, darüber als Schnellladepunkte. Diese Abgrenzung legt die Monopolkommission (neben der Betrachtung aller Ladepunkte im ersten Szenario) als mögliche Varianten der Eingrenzung des Gesamtmarktes in einem zweiten und dritten Szenario der nachfolgenden Konzentrationsanalyse zugrunde. Durch die zunehmende Verbreitung deutlich schnellerer Ladepunkte erscheint die Zusammenfassung aller Ladepunkte ab 22 kW jedoch als sehr weit. Die Monopolkommission hatte deshalb bereits in ihrem siebten Sektorgutachten neben den aus der Legaldefinition abgeleiteten Unterscheidungsmöglichkeiten ein viertes Szenario untersucht, in dem Ladepunkte von 11 kW bis 50 kW zusammengefasst werden, die sich klar sowohl vom Laden mit Haushaltsstrom als auch vom Hochgeschwindigkeitsladen abgrenzen und daher ggf. in einem engeren Substitutionsverhältnis stehen. Die noch darüber liegenden Hochgeschwindigkeitsladepunkte (auch als HPC bzw. *High Power Charging* bezeichnet), deren Leistung heute bis zu 350 kW beträgt und bei geeigneten Fahrzeugen das Vollladen in signifikant kürzeren Zeiten ermöglicht, werden in der nachfolgenden Untersuchung zudem erstmals in einem eigenen fünften Szenario erfasst.

177. Nicht in einem Markt mit den CPOs sind die Angebote der EMPs. Zwar stehen EMPs mit ihrem Angebot eigener Ladekarten und Abrechnungstarife mit dem von den CPOs angebotenen Ad-hoc-Ladevorgängen scheinbar in Kon-

¹⁸⁰ Auf die Problematik, dass ein Ladeangebot sich eigentlich nur an einen bestimmten Personenkreis richten soll, aber dennoch die Voraussetzungen für die „öffentliche Zugänglichkeit“ entsprechend der Ladesäulenverordnung erfüllt (oder für eine Förderfähigkeit erfüllen muss), könnte auch der Umstand hindeuten, dass ein kleiner, aber signifikanter Anteil der Betreiber einer Veröffentlichung der Adress- und Geodaten ihres öffentlich-zugänglichen Ladepunktes – und damit faktisch dessen leichteren Auffindbarkeit – durch die Bundesnetzagentur widersprochen hat. Ggf. könnte die zu erwartende Eingrenzung der Definition der „öffentlichen Zugänglichkeit“ im Rahmen der bevorstehenden Überarbeitung der Ladesäulenverordnung hier zu Veränderungen führen. Siehe hierzu auch Fn. 144, Tz. 185, sowie die Empfehlung im Kasten auf S. 67.

kurrenz. Allerdings ist diese Konkurrenz bisher kaum ausgeprägt, weil Ad-hoc-Ladevorgänge derzeit nur in weit unterproportionalem Maß genutzt werden. Auch würde durch eine Berücksichtigung von CPOs und EMPs in einem gemeinsamen Markt verkannt, dass EMPs Ladeangebote verkaufen, die sie zuvor bei den CPOs eingekauft haben. Ein hypothetischer CPO, der alle Ladepunkte kontrolliert, könnte daher unabhängig von der Zahl tätiger EMPs die Konditionen bestimmen. Ebenso könnte ein hypothetischer EMP, der als einziger Ladekarten und Apps kontrolliert, den Tarif für das Zusatzangebot festlegen. Das Angebot der CPOs und der EMPs ist daher jeweils unterschiedlichen Märkten zuzurechnen. Unklar ist allerdings, ob das Angebot der EMPs nochmals weiter unterschieden werden muss.

Räumlich relevanter Markt

178. Eine zuletzt in der Fachöffentlichkeit noch umstrittene Sicht findet sich in Bezug auf die Frage nach dem räumlich relevanten Markt auf der Marktstufe der CPOs. Im siebten Sektorgutachten hat die Monopolkommission argumentiert, dass es beim Angebot öffentlich zugänglicher Ladesäulen darum gehe, ein konkretes Ladebedürfnis eines Nachfragers zu befriedigen, was als wesentliches Kriterium der Marktabgrenzung eine räumliche Nähe der Ladesäule zu den jeweiligen Nutzerinnen und Nutzern erfordere.¹⁸¹ Ähnlich sieht dies bisher die Europäische Kommission, die im Zusammenschlussverfahren E.ON/Innogy zuletzt zwar auf eine endgültige Abgrenzung der Lademärkte verzichtete, aber zugleich in ihrer Entscheidung bemerkt, dass die Lademärkte voraussichtlich eine lokale Dimension aufweisen.¹⁸² Für lokale Märkte sprechen nach Anschauung der Monopolkommission auch einfache ökonomische Erwägungen zur Austauschbarkeit. Zwar sind Ladevorgänge in der Natur ihres Bedarfes unterschiedlich, und bestimmte Ladevorgänge an einem Zeitpunkt lassen sich durch das vorausschauende Laden ggf. mit einem anderen Zeitpunkt substituieren. In der Lebenswirklichkeit dürften solche Substitutionsmöglichkeiten jedoch nur vereinzelt möglich und in ihrer wettbewerblichen Wirkung begrenzt sein. Sie dürften sich im Übrigen auch nicht von anderen Märkten (z. B. im Lebensmitteleinzelhandel) unterscheiden, die üblicherweise ebenfalls lokal abgegrenzt werden. Im Fall eines konkreten Ladebedürfnisses ist außerdem davon auszugehen, dass Ladepunkte ab einer gewissen Entfernung schon aufgrund der für die Distanzüberwindung nötigen Zeit sowie des zusätzlichen Fahrstromverbrauchs bzw. der dafür aufzuwendenden Kosten für Verbraucherinnen und Verbraucher keine Alternative darstellen. Anschaulich wird dies an fiktiven Beispielen, wenn etwa betrachtet wird, ob die Besitzerinnen und Besitzer von Elektrofahrzeugen in Flensburg bis nach Kiel oder gar – um die Auswirkung eines bundesweiten Marktes zu verdeutlichen – bis nach München fahren würden, sofern es dort ein preiswerteres Ladeangebot eines CPO gibt. Aus Sicht der Monopolkommission sind daher auf CPO-Ebene eindeutig lokale Märkte zu unterscheiden.

179. In der fachöffentlichen Diskussion jüngerer Zeit wird die Annahme lokaler Märkte allerdings nicht durchweg geteilt. Ein anderer Ansatz besteht darin, die Märkte räumlich stets auf Ebene der Elektromobilitätsanbieter, d. h. der einzelnen Ladenetzwerke mit einheitlichen Zugangsmöglichkeiten, abzugrenzen. Danach sei auch von räumlich relevanten Clusterregionen auszugehen, bis es zu einem Angebot bundesweiter EMP-Angebote komme. Dieser Sichtweise folgend, könnte ein bundesweiter Markt auf EMP-Ebene bereits bestehen. Allerdings kann die räumliche Abgrenzung des EMP-Marktes keineswegs ohne weiteres auf die Marktebene der CPO übertragen werden. Wie in Abschnitt 3.1 erläutert wurde, kann eine lokal marktmächtige Stellung bei Ladeangeboten auch unabhängig davon auftreten, welche Preismodelle einzelne EMP verfolgen oder wo ihr Verbreitungsgebiet ist. Die EMP-Ebene ist daher auch in Bezug auf ihre räumliche Ausdehnung vom Angebot der CPOs, als Betreiber von Ladepunkten, getrennt zu betrachten.

180. Für einen bundesweiten räumlich relevanten Markt auf der Ebene der CPOs wird ferner vorgebracht, dass bei der Marktabgrenzung die Sicht der Anbieter entscheidend sei und die bundesweite Durchdringung mit Ladesäulen insofern für einen bundesweiten Markt spreche.¹⁸³ Dem kann jedoch schon deshalb nicht gefolgt werden, weil es

¹⁸¹ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 265.

¹⁸² „The Commission considers the competition for EV CS off motorways will possibly have a local dimension, similarly to traditional fuel stations.“ Vgl. EU-Kommission, Beschluss vom 17. September 2019, M.8870 – E.ON/Innogy, Tz. 203.

¹⁸³ Boesche, K., RdE 2019, 431, 437 f.

nach ökonomischen Kriterien auf die tatsächliche Austauschbarkeit von Produkten und dabei nach ständiger Rechtsprechung vor allem auf die Sicht der Nachfrager ankommt (z. B. durch Abgrenzung nach dem Bedarfsmarktkonzept).¹⁸⁴ Zuletzt wurde für einen bundesweiten Markt auch das ökonomische Argument eines „Kettensubstitutionseffektes“ angeführt.¹⁸⁵ Hinter einer Kettensubstitution steht die ökonomische Idee, dass eine Ladesäule A zwar mit einem räumlich zu weit entfernten Standort C nicht im direkten Wettbewerb stehe, beide Standorte jedoch mit einem dazwischen liegenden Ladestandort B im Wettbewerb sind. Weil nun beispielsweise A einen Preisdruck auf B ausüben könnte, überträgt B diesen Preisdruck auf C. Ausgedehnt auf die Vielzahl der mittlerweile errichteten Ladestandorte in Deutschland, sei nach diesem Konzept ein bundesweiter Markt anzunehmen.¹⁸⁶ Hierbei wird jedoch übersehen, dass der Effekt einer Kettensubstitution nur dann eine derart umfassende Wirkung besitzt, wenn ein einzelner Anbieter nicht in mehreren aufeinanderfolgenden Kettengliedern über Marktmacht verfügt. Andernfalls besteht ggf. die Möglichkeit, profitabel aus der Substitutionskette auszuscheren. Gerade die vorzufindende Kontrolle einzelner Anbieter über die Ladesäulen in einer Region spricht gegen einen Kettensubstitutionseffekt mit bundesweiter Bedeutung. Die empirischen Analysen der Monopolkommission zeigen eine Verdichtung von Anbietern auf Ebene der Landkreise. Wie bei anderen lokalen Märkten, in denen die Kartellbehörden gewöhnlich auch nicht von bundesweiter Kettensubstitution ausgehen (z. B. Lebensmitteleinzelhandel), konzentriert sich ein großer Teil der Ladepunkte zudem auf Ballungszentren. Zwischen den Zentren sind dagegen in erheblich geringerer Dichte Ladeangebote vorzufinden, was marktmächtige Preisstrategien und eine entsprechende Durchbrechung des Kettensubstitutionseffektes begünstigt.

181. Nicht abschließend zu klären ist zudem, wie großflächig der lokale Markt tatsächlich anzunehmen ist. Eine exaktere Annäherung an diese Frage ist nur auf Basis empirischer Daten über das tatsächliche Verhalten der Ladekundinnen und -kunden möglich. Die Monopolkommission nimmt an, dass das Bundeskartellamt in seiner laufenden Sektoruntersuchung auf Basis seiner empirischen Abfragen eine datengestützte Annäherung an diese und andere Fragen der Marktabgrenzung liefern könnte. Aufgrund qualitativer Bewertungskriterien wurde im siebten Sektorgutachten zunächst gezeigt, dass eine Übertragung der Marktabgrenzungserwägungen aus dem Tankstellensektor dafür sprechen könnte, dass Märkte ungefähr in der Ausdehnung der Ebene der Landkreise und kreisfreien Städten anzunehmen sein könnten.¹⁸⁷ Diese Marktabgrenzung liegt der empirischen Überprüfung der Marktanteile sowohl im letzten als auch in diesem Gutachten in Form der NUTS3-Gebiete zu Grunde.

182. Allerdings könnten eine bloße Übertragung der Annahmen aus dem Tankstellenmarkt und eine räumliche Abgrenzung auf Ebene der Landkreise bereits zu übermäßig weit gefassten Märkten führen.¹⁸⁸ Anders als beim Tanken sind bei Ladevorgängen neben der Erreichbarkeit und den Distanzüberwindungskosten weitere Parameter zu berücksichtigen. Im Zuge der weiteren Verdichtung von Ladepunkten könnten dabei die Distanzen, die Ladekundinnen und -kunden bereit sind für eine alternative Lademöglichkeit zu überwinden, zunehmend geringer werden. Bereits jetzt sprechen die je nach Ladegeschwindigkeit nicht selten langwierigen Ladevorgänge dafür, dass in vielen Anwendungsfällen Ladestandorte in unmittelbarer Nähe zu bestimmten vorgewählten Orten, z. B. der eigenen Wohnung, präferiert werden könnten. Vor allem in städtischen Ballungszentren, wo Menschen seltener über private Lademöglichkeiten an der eigenen Wohnung verfügen, kann angenommen werden, dass eine unmittelbare Nähe des Ladepunktes zur eigenen Wohnung eine zentrale Relevanz besitzt („Laternenparker“). Weil es z. B. beim Laden über Nacht auf die Ladezeit weniger ankommt, dürften für solche Ladevorgänge die vergleichsweise langsamen und kostengünstigen Ladevorgänge an Wechselstromladern bevorzugt werden. Demgegenüber beansprucht ein Ladevorgang an den schnellsten verfügbaren Hochgeschwindigkeitsladern im besten Fall nur wenige Minuten, sodass bei deren Nutzung ggf. eher eine gewisse Anfahrt in Kauf genommen würde. Eine größere Distanz könnte auch im Fall

¹⁸⁴ Vgl. z. B. BGH, Beschluss vom 22. September 1987, KVR 5/86 – Gruner + Jahr/Zeit II, Rz. 36 (zit. nach Juris); Beschluss vom 25. Juni 1985, KVR 3/84 – Edelstahlbestecke, Rz. 30 (zit nach Juris).

¹⁸⁵ Säcker, F.-J., NZKart 2020, 569, 574.

¹⁸⁶ Ebd.

¹⁸⁷ Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 265.

¹⁸⁸ Ebd., Tz. 266.

der HPC-Schnelllader an den Autobahnen künftig anzunehmen sein (siehe auch Abschnitt 4.5.2). Um sich diesem differenzierten Bild eines räumlich relevanten Marktes zu nähern, hat die Monopolkommission ihr Untersuchungskonzept für dieses Gutachten erweitert und untersucht zusätzlich verschiedene Szenarien mit relevanten Umkreismärkten um die einzelnen vorhandenen Ladesäulen, wobei hier ein maximaler Abstand zwischen einem und 30 km zwischen Ladesäulen variiert wird.

4.4.2 Empirische Marktstrukturanalyse offenbart weiterhin Wettbewerbsprobleme

183. Die Monopolkommission hat die Wettbewerbsverhältnisse im Ladesäulenmarkt auf Basis der vorgenannten Annahmen über die Märkte empirisch geprüft. Wie bereits im vergangenen Sektorgutachten erstmals dargelegt wurde, misst die Monopolkommission zu diesem Zweck die Ausweichalternativen der Ladekundinnen und Ladekunden in den zugrunde gelegten relevanten Märkten. Zeigt sich danach eine hohe Konzentration in der Art, dass ein Anbieter oder wenige Anbieter einen erheblichen Teil der öffentlich zugänglichen Ladepunkte in einem bestimmten Gebiet kontrollieren (dem räumlich relevanten Markt), so bestehen für Ladekundinnen und Ladekunden solche Ausweichalternativen möglicherweise nicht hinreichend und es kann vermutet werden, dass die Anbieter in der Lage sind, einen höheren Ladepreis aufzurufen. Die nachfolgende Analyse mit Stand Mai 2021 zeigt, dass die Konzentration auf Kreisebene durch die wachsende Zahl an Ladepunkten zwar rückläufig, aber nach wie vor erheblich ist. Zudem ermöglicht die erstmals erfolgte Konzentrationsmessung auf Basis distanzbasierter Entscheidungssituationen der Ladekundinnen und -kunden (durch die Erfassung von Umkreismärkten) tiefere Einblicke in die Marktstruktur.

184. Um die Marktstruktur im Bereich der Betreiber von Ladesäulen in den relevanten Märkten statistisch auszuwerten, greift die Monopolkommission auf das bei der Bundesnetzagentur geführte Ladesäulenregister zurück. Das Register beruht auf den Anzeige- und Nachweispflichten nach § 5 LSV und umfasst demnach sämtliche öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur, die nach dem Inkrafttreten der Verordnung im März 2016 errichtet wurde, sowie auf freiwilliger Basis auch ältere Bestandsanlagen. Da der Ausbau der Ladeinfrastruktur vor 2016 noch gering entwickelt war, dürfte das Register den Markt heute recht umfassend abbilden. Aufgeführt sind darin insbesondere die Betreiber von Ladesäulen, einzelne Ladepunkte mit ihrer elektrischen Leistung sowie geokodierte Standortdaten. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht zudem in regelmäßigen Abständen Auszüge aus dem Register, in denen alle Ladepunkte enthalten sind, bei denen der Betreiber der Veröffentlichung zugestimmt hat.

185. Für die vorliegende Untersuchung hat die Monopolkommission einen Datensatz mit Stand 1. Mai 2021 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Verfügung gestellt bekommen. Die Daten wurden für die vorliegende Analyse auf Plausibilität geprüft, bereinigt und korrigiert. Aufgrund ihrer hohen Relevanz für die Berechnung von Konzentrationsmaßen wurden vor allem fehlerhafte Geokoordinaten korrigiert und auf eine eindeutige Zuordnung von Ladesäulen zu Betreibern geachtet (für Anmerkungen zur Datenqualität, siehe Kasten S. 67).¹⁸⁹ Der Datensatz umfasst 42.899 Ladepunkte an 21.951 Ladesäulen.¹⁹⁰ Bei 41.703 Ladepunkten haben die Betreiber einer Veröffentlichung durch die Bundesnetzagentur zugestimmt. Die nachfolgenden Analysen zum Wettbewerb im Ladesäulenmarkt berücksichtigen nur solche Ladepunkte, bei denen die Zustimmung der Betreiber vorliegt. Bei den 1.196 Ladepunkten, bei denen keine Zustimmung zur Veröffentlichung vorliegt, ist der Grund hierfür nicht bekannt. Allerdings ist anzunehmen, dass eine Nichtzustimmung zur Veröffentlichung auch den Wunsch des Betreibers nahelegt, dass eine Ladesäule nicht von allen Ladekundinnen und -kunden einfach auffindbar sein soll. Entsprechend wird unterstellt, dass

¹⁸⁹ Aus diesem Grund wurden für die vorliegende Untersuchung – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – mehr als 200 Adressen manuell korrigiert. Anschließend wurden bei etwa 2 Prozent aller Ladesäulen, deren eigens ermittelte Koordinaten mehr als 9 km vom ursprünglich angegebenen Standort entfernt sind, die Koordinaten ersetzt. Die Monopolkommission nutzt die Geocoding-Schnittstelle OpenCage mithilfe des R-Pakets `opencage` (Possenriede/Sadler/Salmon (2021). `opencage`: Geocode with the OpenCage API. <https://docs.ropensci.org/opencage/>, <https://github.com/ropensci/opencage>).

¹⁹⁰ Zum Vergleich gab es in Deutschland im Jahr 2020 insgesamt 14.091 Tankstellen. Vgl. EID, Analyse: Bewegung im deutschen Tankstellenmarkt, <https://www.eid-aktuell.de/nachrichten/mineraloel/detail/news/eid-analyse-bewegung-im-deutschen-tankstellenmarkt.html>.

Datenprobleme und Optimierungsbedarf im Ladesäulenregister (Anzeigepflicht nach LSV)

Die Anzeigepflicht für Ladesäulenbetreiber aus § 5 LSV, wurde, entsprechend der Begründung im damaligen Kabinettsentwurf, lediglich mit dem weitgehend unklaren Zweck in die Ladesäulenverordnung aufgenommen, dass sie es der Bundesnetzagentur ermöglichen soll, „alle in Deutschland verfügbaren und funktionsbereiten Ladepunkte zu erfassen.“ Das bei der Bundesnetzagentur geführte Register erfüllt heute als offizielle Auflistung aller öffentlich zugänglichen Ladestandorte in Deutschland jedoch zahlreiche wichtige Funktionen als Informations-, Planungs- und Analyseinstrument z. B. für Verbraucherinnen und Verbraucher, die Bundesregierung und Förderinstanzen.

Im Zuge der Aufbereitung und Auswertung der Daten im Ladesäulenregister für das vorliegende Gutachten wurde jedoch deutlich, dass die Qualität der Daten ohne zusätzliche Aufbereitung nicht sämtliche der vorgenannten Funktionen erfüllen kann. Sie genügt nach Einschätzung der Monopolkommission nicht immer, um auf ihrer Grundlage verlässliche datenbasierte Aussagen zu treffen.

So zeigt eine visuelle Prüfung der angegebenen Geokoordinaten, dass einzelne Standortangaben auf Orte außerhalb des Bundesgebietes verweisen (u. a. in die Nordsee) und in zahlreichen Fällen nicht mit dem in den Daten angegebenen Bundesland übereinstimmen. Eine detailliertere Prüfung der Standorte weist auf weitere Widersprüche hin: Dieselben Koordinaten sind in mehreren Fällen unterschiedlichen Adressen zugeordnet. Des Weiteren enthalten die postalischen Adressen der Standorte häufig Tippfehler bei Straßen- und Ortsnamen oder auch Zahlendreher bei Postleitzahlen.

Die Angabe zu den Betreibern ist aufgrund von Schreibfehlern und Inkonsistenzen nicht immer verlässlich auswertbar. Erweiterte Stammdaten liegen unvollständig vor, etwa die nicht verpflichtend anzugebende Betreiber-ID. Inhaltlich problematisch ist zudem die Zuordnung als Betreiber, weil verschiedene Rollen wie z. B. die des Flächeneigentümers, des eigentlichen Betreibers, des Vermarkters sowie desjenigen, der die Registrierung, Wartung und Instandhaltung übernimmt, auseinanderfallen können. Unklar ist, ob tatsächlich in allen Fällen der richtige Betreiber erfasst wurde. Tatsächlich sollte jedoch dasjenige Unternehmen als Betreiber ausgewiesen werden, welches das wirtschaftliche Risiko trägt und (aus dieser Position heraus) bestimmenden Einfluss auf den Betrieb der Ladesäule ausübt. Die Definition des Betreibers aus § 2 Nr. 12 LSV dürfte diesen Überlegungen bereits entsprechen.

Die Monopolkommission geht davon aus, dass sich ein Großteil der hier beschriebenen Qualitätsmängel insbesondere durch eine bessere Nutzerorientierung auf der Ebene der Datenerhebung vermeiden ließe. Die Bundesnetzagentur hat hierzu eine Neustrukturierung der Datenbank geplant, deren umgehender Umsetzung höchste Priorität zukommen sollte. In diesem Zusammenhang sollten insbesondere:

- Tippfehler bei Adresseingaben durch sofortige automatisierte Kontrolle und Rückmeldung bei der Eingabe im Web-Formular ausgeschlossen werden;
- eine dynamische Karte die angegebene Adresse sowie die Koordinaten anzeigen und dabei unmittelbar auf potenzielle Widersprüche hinweisen;
- über die Definition, welches Unternehmen mit einer bestimmten Rolle Betreiber gemäß der Ladesäulenverordnung ist, bei der Eingabe durch unterstützende Tooltips oder andere eindeutige Hinweise oder Informationen (etwa mit Fallbeispielen) aufgeklärt werden;
- die Betreiber verpflichtet werden, ein eigenes Betreiberkonto einzurichten und darin eine eindeutige Kennung zu verwenden, beispielsweise die geplante Europäische Betreiber-ID oder eine bestehende Kennung wie eine Umsatzsteuer-Identifikationsnummer;
- die Liste aller öffentlich zugänglichen Ladepunkte regelmäßig veröffentlicht werden, ohne dass Betreiber der Veröffentlichung widersprechen können.

es sich bei diesen Säulen und ihren Betreibern nicht um Wettbewerbsakteure handelt, die ein Interesse haben, möglichst viele Kundinnen und Kunden an ihre Ladesäule zu führen.¹⁹¹ Die Monopolkommission hat allerdings zur Kontrolle Vergleichsberechnungen unter Berücksichtigung dieser Säulen durchgeführt, die zeigen, dass sich die berechneten Konzentrationsmaße durch die Berücksichtigung dieser Säulen nur geringfügig verändern.

Wettbewerbsanalyse nach Landkreisen (NUTS3)

186. Tabelle 4.1 zeigt die durchschnittliche Konzentrationsrate CR_1 für die untersuchten Landkreise in Deutschland, differenziert nach möglichen Szenarien für die sachliche Marktabgrenzung. Die CR_1 -Konzentrationsrate gibt den Anteil der bei der Bundesnetzagentur registrierten Ladepunkte in einem Landkreis an, der auf den größten Anbieter entfällt.¹⁹² Dominiert mindestens ein Anbieter den Markt, kommt dies in einem hohen Marktanteil des größten Anbieters zum Ausdruck.

Tabelle 4.1: Marktanteile und Konzentrationswerte der größten Anbieter (CR_1) öffentlich zugänglicher Ladepunkte nach Landkreisen (NUTS3)

	Szenario 1 (alle Ladepunkte)		Szenario 2 (Normalladepunkte)		Szenario 3 (Schnellladepunkte)		Szenario 4 (11 – 50 kW)		Szenario 5 (> 50 kW)	
	2021	2019	2021	2019	2021	2019	2021	2019	2021	2019
Betrachtete Ladepunkte	41.703		35.866		5.837		38.981		2.190	
CR_1 (Ladepunkte) \emptyset	44,62	56,34	48,92	60,47	52,94	75,88	46,09	56,42	76,16	-
CR_1 (Ladepunkte) Median	40,45	51,06	45,45	57,14	49,47	80	42,52	52,63	80	-
CR_1 (Ladepunkte) \emptyset - einwohnergewichtet-	44,3	57,71	48,3	61,08	46,8	56,46	45,5	57,68	68,84	-
CR_1 (Standorte) \emptyset	44,21	55,14	47,98	59,39	52,9	75,58	45,71	55,73	76,36	-
CR_1 (Standorte) \emptyset - einwohnergewichtet-	44,02	56,94	47,33	55,56	46,87	56,39	45,12	55	68,46	-
Anteil CR_1 (Ladep.) \geq 40%	52,12	72,54	59,1	78,84	66,49	94,71	55,86	71,79	92,48	-

Anmerkungen: Mit Ausnahme der Werte zur Anzahl der betrachteten Ladepunkte und zum Kalenderjahr handelt es sich bei allen ausgewiesenen CR_1 und Anteilsdaten um Angaben in Prozent. Der CR_1 (Ladepunkte) normiert den Marktanteil des größten Betreibers in einem Landkreis anhand seines Anteils an den dort jeweils vorhandenen Ladepunkten (pro Standort ggfs. mehrere); CR_1 (Standorte) normiert den Marktanteil, indem der Anteil des größten Betreibers an den verfügbaren Ladestandorten berücksichtigt wird; \emptyset bezeichnet das arithmetische Mittel.

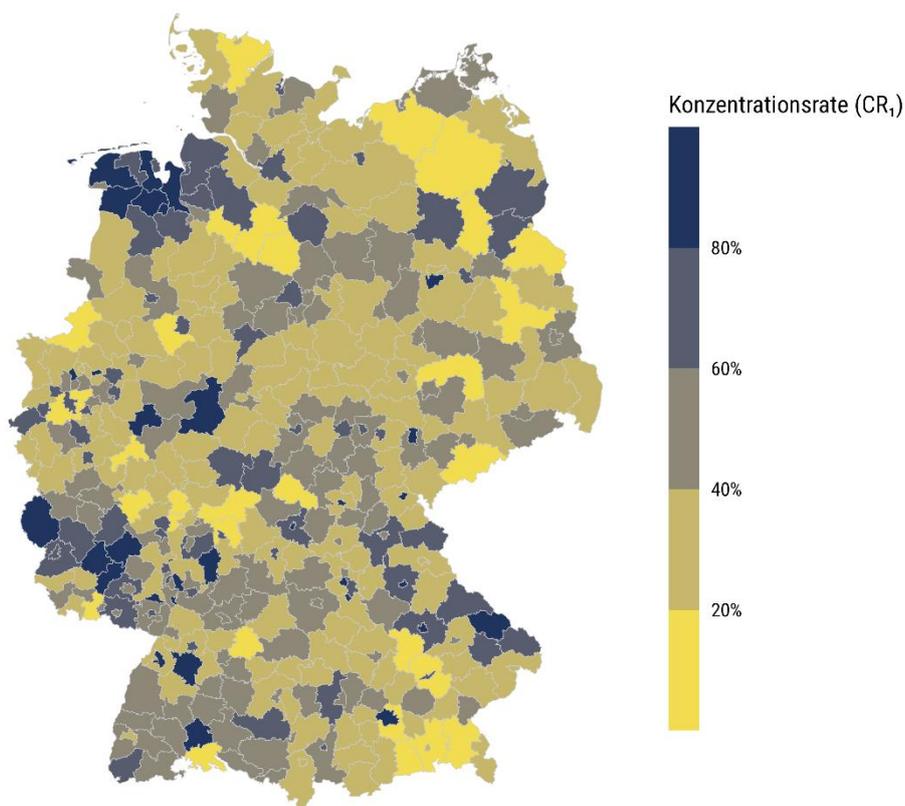
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021, 9. Mai 2019

¹⁹¹ Ein Grund dafür könnte sein, dass der Betreiber die Ladesäule nur einem eingeschränkten Personenkreis zugänglich machen möchte, die Ladesäule jedoch im Sinne der Ladesäulenverordnung als öffentlich-zugänglich gelten muss (etwa, weil nicht alle Benutzer dem Betreiber namentlich bekannt sind), sodass der Betreiber der Anmeldepflicht unterliegt.

¹⁹² Die errechneten CR_1 -Konzentrationsraten beziehen sich auf den entsprechenden Marktanteil der größten Betreibergesellschaft. Untersucht wurde nicht, ob der jeweilige Betreiber entsprechend § 36 Abs. 2 GWB ggfs. zusätzlich mit anderen Betreibern im Markt verbunden ist. Deshalb kann die Konzentrationsrate aus kartellrechtlicher Sicht im Einzelfall höher liegen als ausgewiesen.

187. Die Monopolkommission hat die Konzentrationsraten für unterschiedliche Varianten zur Abgrenzung des sachlich relevanten Marktes nach der Ladeleistung untersucht. Das breiteste Szenario 1 enthält demnach alle verzeichneten Ladepunkte. In den Szenarien 2 bis 5 wird dieser Gesamtmarkt nach den zuvor diskutierten Abgrenzungsmöglichkeiten nochmals in enger gefasste Märkte nach der technisch möglichen Ladegeschwindigkeit unterschieden.¹⁹³ Im Ergebnis zeigt sich, dass sich die Märkte weiterhin hochkonzentriert darstellen (Tabelle 4.1). So haben die jeweils größten CPOs in den deutschen Landkreisen im breitesten Szenario 1, das sämtliche Ladepunkte umfasst, immer noch einen durchschnittlichen Marktanteil von mindestens 40 Prozent, und zwar unabhängig davon, ob der Durchschnitt als arithmetisches Mittel, Zentralwert (Median) oder einwohnergewichtet erhoben wird. Wird der Gesamtmarkt für Ladepunkte, der sowohl sehr langsame Wechselstromladepunkte als auch Hochgeschwindigkeitsladepunkte umfasst, weiter in Teilmärkte unterteilt, liegen die Konzentrationswerte erwartungsgemäß noch höher; im Bereich der Hochgeschwindigkeitsladesäulen über 50 kW betreibt der größte CPO etwa 75 Prozent der Ladepunkt in einem Landkreis.

Abbildung 4.3: Marktanteil des größten Betreibers von Ladepunkten in deutschen Landkreisen



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021; GeoBasis-DE / BKG 2021

188. Vor dem Hintergrund der dargestellten Konzentrationsraten ist anzunehmen, dass in einer Vielzahl der so abgegrenzten Märkte nur ein strukturell eingeschränkter Wettbewerb besteht, der insbesondere zu suprakompetitiven Ladepreisen führen kann. Die Gefahr hinter dem Zusammenhang zwischen einer konzentrierten Marktstruktur und ungünstigen Wettbewerbsergebnissen ist auch eine Grundüberlegung im Wettbewerbsrecht. Das deutsche Wettbewerbsrecht kennt in § 18 Abs. 4 GWB eine Vermutungsschwelle mit einem Marktanteil in Höhe von 40 Prozent, ab dem (widerleglich) angenommen wird, dass ein Unternehmen den Markt beherrscht, d. h. ökonomisch betrachtet eine erhebliche Marktmacht ausüben kann. Vor diesem Hintergrund hat die Monopolkommission auch

¹⁹³ Vgl. zur Abgrenzung auch Tz. 176.

errechnet, in wie vielen Landkreisen der größte CPO einen Marktanteil von 40 Prozent überschreitet. Unabhängig davon ob und wie die Ladepunkte weiter unterschieden werden, findet sich in mehr als der Hälfte der deutschen Landkreise ein Anbieter der so groß ist, dass die Marktbeherrschung nach § 18 Abs. 4 GWB vermutet werden kann. Landkreise mit hoher Konzentration finden sich verteilt über ganz Deutschland, allerdings mit Schwerpunkten im Nord- und Südwesten (Vgl. Abbildung 4.3).

189. Im Vergleich mit der Erhebung aus 2019 ist jedoch erfreulicherweise auch festzustellen, dass die Konzentrationsraten seither zurückgegangen sind. Gegenüber der Untersuchung von vor zwei Jahren hat sich die Anzahl der Ladepunkte mehr als verdoppelt. Durch die zugebauten Ladepunkte haben einzelne Betreiber heute neue Konkurrenz erhalten. Sofern hier ggf. Kommunen den damaligen Empfehlungen der Monopolkommission gefolgt sind und einen Ausbau der Ladepunkte in unmittelbarer Konkurrenz vorangetrieben haben, ist dies ausdrücklich zu begrüßen. Allerdings sind die Konzentrationsraten bisher bei weitem nicht so erheblich zurückgegangen, dass davon auszugehen wäre, dass die regionale Konzentration damit unbedenklich wäre. Zu berücksichtigen ist auch, dass der Datensatz sowohl öffentliche als auch halböffentliche Ladepunkte enthält, die im Datensatz nicht voneinander unterschieden werden können. Neue halböffentliche Ladepunkten werden mutmaßlich häufiger im Wettbewerb zu bestehenden Ladepunkten konkurrierender Anbieter gebaut, weil die Standorte nicht strategisch gewählt werden und an bestehende Flächen auf Parkplätzen, Hotels oder Autohäusern – hier oft mit begrenzter Zugänglichkeit – gekoppelt sind. Im öffentlichen Bereich müssen hingegen bestimmte Voraussetzungen vorliegen, damit im Wettbewerb neue Ladepunkte entstehen. In diesem Zusammenhang sollte auch berücksichtigt werden, dass für diese Untersuchung eine weite Marktabgrenzung auf Ebene der Landkreise gewählt wurde. Landkreise können mehrere Kommunen oder Stadtteile einschließen, die ggf. mit verschiedenen, aber jeweils lokal konzentrierten Unternehmen zusammenarbeiten.¹⁹⁴ Schließlich bietet die gewachsene Zahl an Ladepunkten Anlass, von zunehmend kleineren Suchmärkten auszugehen. Gleichwohl ergibt sich dadurch auch ein Anlass die Wettbewerbssituation auch auf Basis konkreter Entscheidungsmöglichkeiten der Nachfragerinnen und Nachfrager zu überprüfen, indem die Konzentration nachfolgend auf Basis einer geodatenbasierten Umkreisanalyse aller Ladestandorte berechnet wird.

Wettbewerbsanalyse auf Basis distanzbasierter Umkreismärkte

190. Anstelle einer Marktabgrenzung nach Verwaltungseinheiten sollen nachfolgend Distanzen zwischen den einzelnen Ladesäulen berücksichtigt werden, um die jeweils im Wettbewerb stehenden Ladepunkte zu identifizieren. Hierzu wurden zunächst alle paarweisen Distanzen zwischen allen Ladesäulen anhand ihrer Geo-Koordinaten bestimmt. Anschließend wurden um jeden Ladestandort kreisförmige Märkte mit unterschiedlichen Radien angenommen. Wettbewerber für eine betrachtete Indexladesäule sind alle Ladesäulen, die sich innerhalb eines Umkreismarktes, d. h. in einer bestimmten Distanz zur Indexladesäule, befinden. Auf Basis dieser Marktabgrenzungen wurden die Marktanteile jedes Betreibers an jedem Ladestandort berechnet. Dabei wurde die Anzahl der jeweils vorhandenen Ladepunkte berücksichtigt. Der Umkreismarkt für eine Ladesäule kann als ein Teil des relevanten Marktes betrachtet werden. Er bildet eine fiktive Nachfragerin bzw. einen Nachfrager ab, der vor der Indexladesäule steht und dem sich die Ladepunkte innerhalb des Umkreismarktes als relevante (d. h. von der Distanz her sinnvolle) Alternative anbieten. Der Umkreisradius kann für die Analyse dabei unterschiedlich gewählt werden, um so unterschiedliche Sichtweisen darüber abzubilden, welche Ladesäulen mit bestimmten Distanzen noch als sinnvolle Konkurrenten betrachtet werden. Hier können neben der technischen Erreichbarkeit weitere Faktoren in Betracht kommen.¹⁹⁵ Innerhalb eines Umkreismarktes können aus den im Wettbewerb stehenden Ladepunkten Konzentrationsmaße berechnet werden, wobei die Monopolkommission insbesondere für den Marktanteil des größten Anbieters (CR_1), aber auch für die Gesamtkonzentration den Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) berechnet hat.

¹⁹⁴ Vgl. hierzu etwa das Beispiel Stuttgarts in Tz. 166.

¹⁹⁵ Vgl. Tz. 182.

Abbildung 4.4: Distanzbasierte Marktabgrenzung auf Basis von Umkreismärkten



Anmerkungen: Im Mittelpunkt der Karte befindet sich die mit einer Raute gekennzeichnete Indexladesäule des Betreibers Allego GmbH. Sie bildet das Zentrum des eingezeichneten Umkreismarktes mit einem Radius von 1 km. Alle Ladesäulen innerhalb dieses Marktes sind farblich nach ihren Betreibern hervorgehoben und die Zahl der Ladepunkte ist jeweils abgetragen. Die grauen Punkte außerhalb des Umkreismarktes kennzeichnen Standorte weiterer Ladesäulen.

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021; Stamen Design; OpenStreetMap.

191. Abbildung 4.4 veranschaulicht das Vorgehen am Beispiel einer Ladesäule der Allego GmbH in Berlin (im Kreismittelpunkt, gekennzeichnet durch eine Raute). Im Umkreis von einem Kilometer befinden sich 12 weitere Ladestandorte verschiedener Betreiber. Insgesamt stehen an den farblich gekennzeichneten Ladestandorten 40 Ladepunkte zur Verfügung, von denen 15 durch die Allego GmbH betrieben werden. Ihr Marktanteil am betrachteten Standort beträgt in diesem Umkreismarkt folglich 37,5 Prozent. Die CR₁-Konzentrationsrate liegt bei 40 Prozent; sie entspricht dem Marktanteil der Scandic Hotels Deutschland GmbH mit 16 Ladepunkten an einem Standort.

192. Zur Berechnung einer aggregierten Kennziffer für die Konzentration wird angenommen, dass Ladepunkte bei offenem Marktzugang insbesondere dort aufgebaut werden, wo der Betreiber am ehesten eine Nachfrage durch Ladekundinnen und -kunden erwartet. Daher sei angenommen, dass jeder Ladepunkt für eine vergleichbare Nachfrageerwartung steht. An Orten, an denen viel Nachfrage erwartet wird, finden sich entsprechend auch mehr Ladepunkte, und ggf. wurden auch Ladesäulen verschiedener Betreiber in unmittelbarer räumlicher Nähe aufgebaut. Werden nun für sämtliche 41.703 Ladepunkte jeweils Umkreismärkte und Konzentrationsmaße berechnet, führt dies zu sich teilweise (und mitunter auch vollständig) überschneidenden Märkten, die jeweils für eine entsprechende Nachfrage stehen. D. h. an einem Ort, an dem viermal so viele Ladepunkte stehen wie an einem anderen, ist der Annahme zur Folge auch die erwartete Nachfrage viermal höher, sodass die Konzentrationsrate aller sich überschneidenden Umkreismärkte für jeden einzelnen Ladepunkt in eine aggregierte Zahl für die Konzentrationsmessung eingeht. Vor diesem Hintergrund lässt sich die aggregierte Konzentration als Durchschnitt der entsprechenden in der Marktabgrenzung berücksichtigten Umkreismärkte erfassen.

193. Setzt man relevante Umkreismärkte mit einem Radius von 5 km um jede Indexsäule (maximaler Abstand einbezogener Ladesäulen ist hier 10 km), liegt der durchschnittliche Marktanteil der jeweils größten Betreiber in sämtlichen Szenarien oberhalb von 60 Prozent und übersteigt damit deutlich den ausgewiesenen Wert bei der Betrachtung nach Landkreisen (vgl. Tabelle 4.2). Von besonderem Interesse ist aber auch, dass in der entsprechenden Betrachtung die Ladepunkte selbst bei Einbeziehung sämtlicher Ladepunktgeschwindigkeiten (Szenario 1) in über 80

Prozent aller betrachteten Umkreismärkte die kartellrechtliche Marktbeherrschungsvermutung überschreitet. Dies lässt sich so interpretieren, dass Nachfrager, die bereit sind, maximal 5 km zu einer alternativen Ladesäule zurückzulegen, sich in 80 Prozent der Fälle einem Betreiber gegenübersehen, von dem (widerleglich) vermutet wird, dass er marktbeherrschend ist. In mehr als einem Fünftel der Fälle kontrolliert der CPO sogar mindestens 80 Prozent aller zur Auswahl stehenden Ladepunkte.

Tabelle 4.2: Marktanteile und Konzentrationswerte der größten Anbieter (CR₁) öffentlich zugänglicher Ladepunkte nach Umkreismärkten um Ladepunkte mit einem Radius von 5 km

	Szenario 1 (alle Ladepunkte)	Szenario 2 (Normalladepunkte)	Szenario 3 (Schnellladepunkte)	Szenario 4 (11 – 50 kW)	Szenario 5 (> 50 kW)
Betrachtete Ladepunkte	41703	35866	5837	38981	2190
CR ₁ (Ladepunkte) \emptyset	61,78	66,43	66,82	63,25	83,83
Anteil CR ₁ (Ladep.) \geq 40%	84,09	88,82	86,59	85,42	97,24
Anteil CR ₁ (Ladep.) \geq 80%	23,73	32,13	33,79	26,44	65,81

Anmerkungen: Mit Ausnahme der Werte zur Anzahl der betrachteten Ladepunkte handelt es sich bei allen ausgewiesenen CR₁ und Anteilsdaten um Angaben in Prozent. Der CR₁ (Ladepunkte) normiert den durchschnittlichen Marktanteil des größten Betreibers in allen Umkreismärkten anhand seines Anteils an den dort jeweils vorhandenen Ladepunkten (pro Standort ggfs. mehrere); \emptyset bezeichnet das arithmetische Mittel.

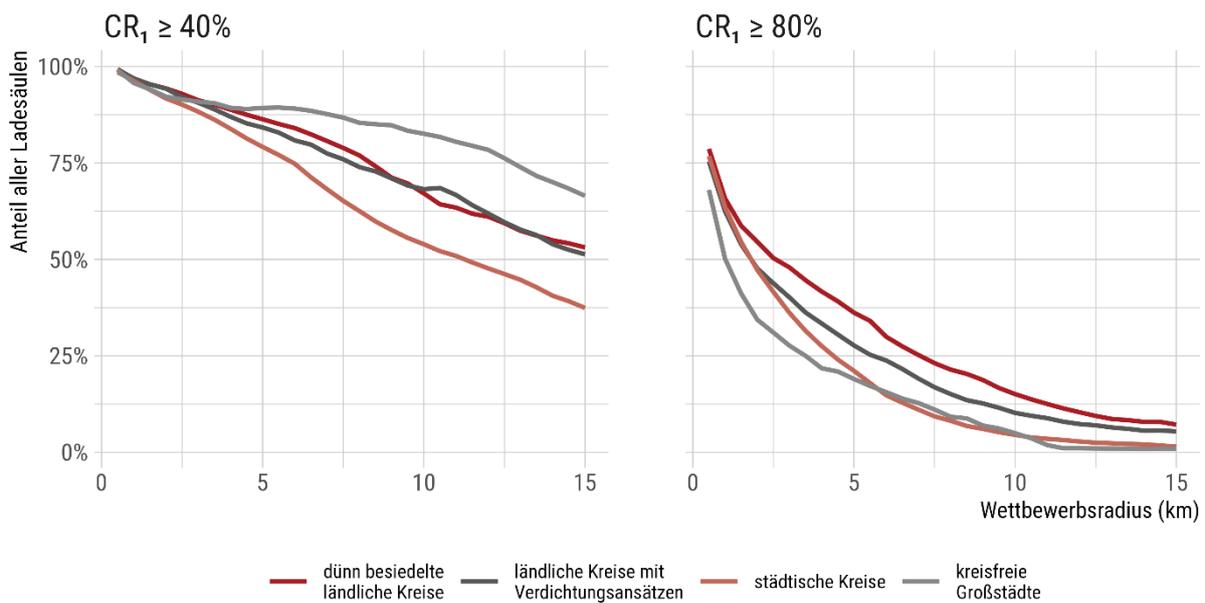
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021.

194. Ein gewählter Umkreismarkt mit einem Radius von 5 km ist eine Annahme, die ggf. nicht in jedem Szenario für Ladesäulen einer bestimmten Leistung gleichermaßen tragen kann. Um die Bedeutung der Größe des Umkreismarktes zu untersuchen, lässt sich die Größe der einzelnen Umkreismärkte variieren. Wird die Größe der relevanten Umkreismärkte variiert, verändert sich die Konzentration. Je größer ein gewählter Umkreismarkt gewählt wird, desto weiter nimmt die Konzentration tendenziell ab. Berücksichtigt man ausschließlich Normalladepunkte, könnte aufgrund der geringen Ladegeschwindigkeit (unter 22 kW) und der entsprechend langen Ladezeit angenommen werden, dass nur Ladepunkte in unmittelbarer Nähe im Wettbewerb stehen. Bei einem Marktradius von 500 Metern (maximaler Abstand zweier Ladepunkte 1 km) sehen sich die Ladekundinnen und -kunden jedoch in mehr als 75 Prozent der Fälle einem Anbieter mit einem Marktanteil von mindestens 80 Prozent an den relevanten Ladepunkten gegenüber. Während der Anteil solcher Märkte mit einem derart starken Marktführer bei einer Vergrößerung des Marktradius schnell abnimmt, bleibt eine dominierende Marktstellung des größten Anbieters gemessen an der Marktbeherrschungsvermutung des GWB (Marktanteil mindestens 40 Prozent) auch bei einem Marktradius von 15 km (maximaler Abstand zweier Ladepunkte 30 km) noch in 60 Prozent aller Nachfragesituationen bestehen.

195. Die Betrachtung verschiedener Marktradien lässt sich weiter differenzieren, wenn berücksichtigt wird, in welchem Siedlungstyp ein Ladepunkt vorkommt. Das Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung unterscheidet vier in Abbildung 4.5 dargestellte Siedlungsstrukturtypen in Landkreisen. Die Abbildung zeigt, wie der Anteil an Umkreismärkten in den verschiedenen Agglomerationsformen verläuft, wenn der zugrunde gelegte Marktradius für die Ladepunkte zwischen 500 Metern und 15 km variiert wird. Auffällig ist vor allem, dass der Anteil der Marktkreise, in denen der größte Betreiber von Ladesäulen mehr als 40 Prozent der Ladepunkte kontrolliert, in Großstädten signifikant höher ist als bei anderen Siedlungstypen, während er in städtischen Kreisen am niedrigsten liegt. Dies könnte damit zu erklären sein, dass in Großstädten der Aufbau von Ladesäulen häufiger durch städtische Betrauung oder Ausschreibung mit exklusiven Rechten an einen einzelnen Anbieter vergeben wird, als dies in den weniger dicht besiedelten städtischen Kreisen der Fall ist. In den beiden ländlichen Siedlungstypen ist die Zahl der Ladepunkte

tendenziell geringer, was sich konzentrationsbegünstigend auswirkt, weshalb hier der Verlauf oberhalb der städtischen Kreise liegt. Betrachtet werden hier stets sämtliche Ladepunkte (Szenario 1), wobei der Verlauf in den anderen Szenarien nur dann deutlich abweicht, wenn ausschließlich Schnellladepunkte bzw. Hochgeschwindigkeitsladepunkte betrachtet werden (Szenarien 3 und 5). In diesem Markt dreht sich das Bild, und die Konzentration in Großstädten ist am niedrigsten, was darauf zurückzuführen sein könnte, dass die noch geringe Zahl solcher Ladepunkte hier deutlich verdichtet vorzufinden ist.

Abbildung 4.5: Verlauf des Anteils hoher Konzentration des größten Anbieters bei Variation der Größe von Umkreismärkten differenziert nach Siedlungsstruktur (Szenario 1)



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021.

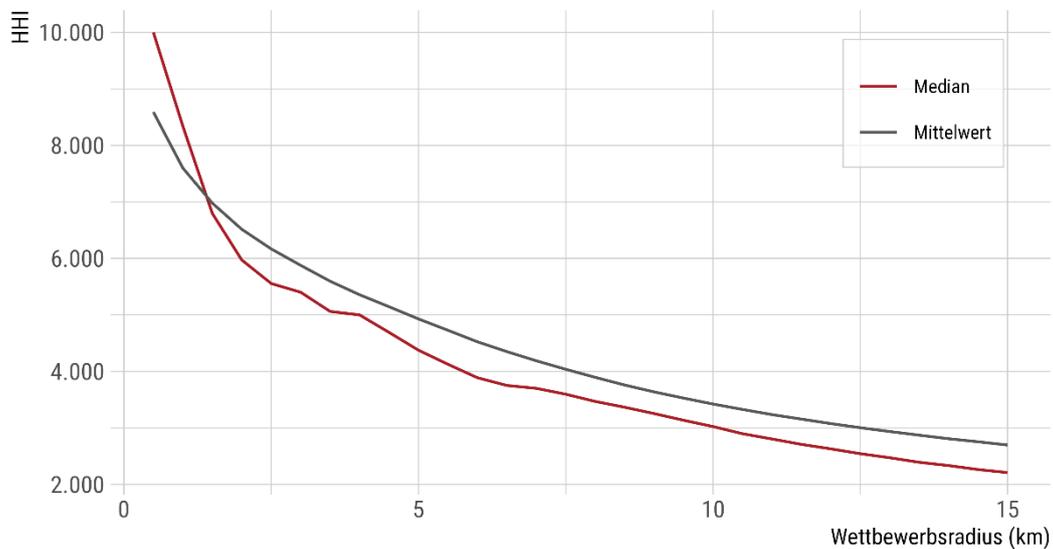
196. Bisher wurde die Konzentration stets auf Basis des Marktanteils des größten Anbieters in den jeweiligen Umkreismärkten erhoben (CR_1). Neben dem Marktanteil des größten CPOs kann die Konzentration aber auch durch die (fehlende) Vielfalt unterschiedlicher Konkurrenzangebote in den Märkten zum Ausdruck kommen. Die strukturelle Konzentration von Märkten unter Einbeziehung sämtlicher Anbieter wird am häufigsten über den Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) erfasst.¹⁹⁶ Ein höherer HHI steht für eine höhere Konzentration. Das US-amerikanische Justizministerium klassifiziert Märkte mit einem HHI zwischen 1.500 und 2.500 als moderat konzentriert und mit einem HHI über 2.500 als hoch konzentriert.¹⁹⁷ Basierend auf dem Szenario 1 (alle Ladepunkte) zeigt Abbildung 4.6 den Verlauf des HHI in Abhängigkeit zum gewählten Radius für die Umkreismärkte. Bis zu einer Marktgröße, bei der ein Nachfrager bereit ist, max. 10 km zu einer konkurrierenden Ladesäule zurückzulegen (maximaler Abstand zweier Ladepunkte 20 km), liegt der HHI in der Hälfte aller Märkte oberhalb von 3.000 Punkten.¹⁹⁸ Bei Annahme einer maximalen Distanz von maximal 2 km (maximaler Abstand zweier Ladepunkte 4 km) liegt der durchschnittliche HHI bei über 6.500 Punkten. Diese Daten weisen ebenfalls auf eine erhebliche Konzentration hin.

¹⁹⁶ Monopolkommission, XXIII. Hauptgutachten, Wettbewerb 2020, Baden-Baden 2020, Tz. 259 ff.

¹⁹⁷ Ausführlich in: Monopolkommission, XXIII. Hauptgutachten, a. a. O., Tz. 261, insb. Fn. 78.

¹⁹⁸ Bei Verwendung des Medians gehen Märkte mit besonders hoher Konzentration, die auch auf eine ländliche Region mit geringer Gesamtzahl an Ladesäulen im jeweiligen Gebiet zurückzuführen sein kann, weniger stark in die Durchschnittsbildung ein. Der Median korrigiert somit faktisch um solche Ausreißer, sodass der Median hier in dem meisten Fällen unterhalb des arithmetischen Mittels liegt.

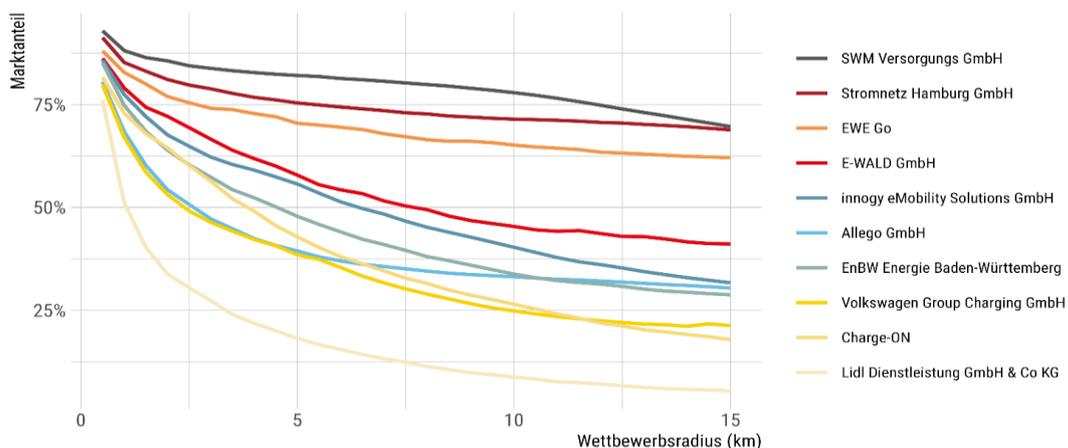
Abbildung 4.6: Verlauf des durchschnittlichen HHI in Umkreismärkten von Ladepunkten bei Variation des Marktradius (Szenario 1)



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021.

197. Neben den Daten zur Konzentration ermöglicht es die Umkreismarktanalyse auch, die spezifische Wettbewerbssituation der Ladepunkte einzelner CPOs zu erfassen. Dazu wurde für die deutschlandweit zehn größten CPOs (gemessen an der Anzahl ihrer Ladepunkte) der durchschnittliche Marktanteil in den Umkreismärkten ihrer jeweiligen Ladepunkte bestimmt. Die in Abbildung 4.7 dargestellten Ergebnisse zeigen deutliche Unterschiede im Geschäftsmodell der größten Anbieter. Während kommunale Betreiber unabhängig von der festgelegten Marktgröße über sehr hohe Marktanteile verfügen, fällt der Anteil privater, deutschlandweit aktiver Unternehmen (außer Lebensmitteleinzelhändler, s. u.) bei ansteigendem Wettbewerbsradius schneller ab, liegt jedoch bei einem Umkreisradius von 5 km noch bei mindestens 37 Prozent. Besonders anschaulich sind die Marktanteile von Lidl, das seine Ladepunkte hauptsächlich auf den eigenen Supermarktparkplätzen betreibt. Lidl orientiert sich mit seinen Standorten somit nicht an der Wettbewerbssituation auf den Lademärkten, baut keine regionalen Machtpositionen auf und geht Wettbewerbern weniger aktiv aus dem Weg. Entsprechend besitzt es eher geringe Marktanteile in den bestrittenen Märkten.

Abbildung 4.7: Verlauf des Marktanteils der zehn größten Ladepunktbetreiber in Abhängigkeit zur Größe der Umkreismärkte (Szenario 1)



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021.

4.5 Fördermechanismen und Wettbewerb

198. Auch wenn die Märkte beim batterieelektrischen Laden auf Basis eines marktbasiereten Wettbewerbsmodells ausgestaltet wurden, ist der Zubau der Ladeinfrastruktur in den vergangenen Jahren in erster Linie auf die massive Einflussnahme öffentlicher Fördermittel zurückzuführen. Der Bedarf für eine öffentliche Förderung wird gewöhnlich zuvorderst mit dem sog. „Henne-Ei-Problem“ der Elektromobilität begründet.¹⁹⁹ Ursächlich für dieses Problem ist das Konzept eines von der Fahrzeugherstellung getrennten Marktes für den Betrieb öffentlich zugänglicher Ladesäulen.²⁰⁰ Hier besteht eventuell ein Zeitverzug- und Koordinationsproblem, weil sich Fahrzeugkäuferinnen und -käufer gegen ein Elektrofahrzeug entscheiden, wenn es nicht genügend Lademöglichkeiten gibt während potenzielle Betreiber von Ladesäulen auf deren Aufbau verzichten, solange es noch nicht genügend Elektrofahrzeuge gibt. Eine mögliche Lösung für dieses Problem wird darin gesehen, dass der Aufbau der Versorgung mit Ladepunkten der zunehmenden Durchdringung mit batterieelektrischen Fahrzeugen vorausgeht. Diese Lösung bedingt auch, dass Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladesäulen zunächst mit vergleichsweise geringen Auslastungszahlen kalkulieren müssen,²⁰¹ weshalb sich die Wirtschaftlichkeit des Ladeangebotes nur im Rahmen einer öffentlichen Co-Finanzierung darstellen lässt.

199. Eine rechtliche Verpflichtung für eine nationale Förderung des Aufbaus von öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur lässt sich auch aus der EU-Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe ableiten. Danach erarbeiten die Mitgliedstaaten einen nationalen Strategierahmen, der einen flächendeckenden und ausgewogenen Ausbau zur Ladeinfrastruktur sicherstellt. In der Folge wurden in Deutschland verschiedene Ansätze verfolgt, um die Ladeinfrastruktur gezielt zu fördern. Neben Programmen der Bundesländer und der Initiative der Kommunen, die mit eigenen Ausschreibungen und der Bereitstellung von Flächen den Aufbau von Ladepunkten befördern, geht eine wesentliche Wirkung von den Programmen aus, die auf Bundesebene aufgelegt wurden. Mit der Steuerung der Förderprogramme zur Elektromobilität hat der Bund eine eigene Forschungsförderungsgesellschaft, die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH) beauftragt. Unter dem Dach dieser Gesellschaft ist seit Ende 2019 die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur angesiedelt, die den Ladesäulenaufbau und die Förderprogramme koordiniert. In Bezug auf den Aufbau öffentlich zugänglicher Ladesäulen sind die folgenden Bereiche von besonderer Relevanz, deren Rolle in Bezug auf die beschriebene Konzentrationsproblematik nachfolgend untersucht werden soll.

4.5.1 Bund sollte bei Förderung wettbewerblichen Aufbau von Ladepunkten anreizen

200. Der bisher dominierende Bereich der öffentlichen Co-Finanzierung privatrechtlich betriebener, aber öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur ist als Förderrichtlinie konzipiert. Dem Förderkonzept ging das am 18. Mai 2016 von der Bundesregierung beschlossene Programm zur Förderung der Elektromobilität in Deutschland voraus.²⁰² Teil des Programms war es, die Investitionskosten öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur anteilig zu übernehmen. In diesem Rahmen hatte das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) die sog. Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur entwickelt,²⁰³ die im Anschluss beihilferechtlich notifiziert und am 13. Februar 2017 von der Europäischen Kommission genehmigt wurde.²⁰⁴ Erklärtes Ziel der Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur war es, ein flächendeckendes Netz aus Schnelllade- und Normalladestationen aufzubauen, um der künftig steigenden Anzahl an Elektroautos gerecht zu werden. Dafür stellte die Bundesregierung im Zeitraum 2017 bis 2020 insgesamt EUR 300 Mio. bereit (EUR 200 Millionen für Schnellladeinfrastruktur und EUR 100 Mio. für Normalladeinfrastruktur), die in zeitlich

¹⁹⁹ Siehe hierzu auch: Monopolkommission, 7. Sektorgutachten Energie (2019), a. a. O., Tz. 248.

²⁰⁰ Vgl. Tz. 134.

²⁰¹ Vgl. Fn. 170.

²⁰² Vgl. BMWi, Kabinett beschließt Förderung von Elektroautos, 18. Mai 2016, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2016/20160518-kabinett-beschliesst-foerderung-von-elektroautos.html>.

²⁰³ BMVI, Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland, 13. Februar 2017 – mit Änderung vom 28. Juni 2017.

²⁰⁴ EU-Kommission, Beschluss vom 13. Februar 2017, SA.46574 – Charging infrastructure for e-mobility in Germany.

begrenzen Förderaufrufen nach und nach eingesetzt wurden. Nach der Förderrichtlinie bezieht sich die Förderung auf einen prozentualen Zuschuss zu den fixen Aufbau- und Netzanschlusskosten öffentlich zugänglicher Ladepunkte, der 60 Prozent (sowie weitere absolute Grenzwerte) nicht überschreiten darf und der zudem an weitere Bedingungen wie z. B. die Verfügbarkeit der Ladesäule geknüpft wird. Nicht gefördert werden demgegenüber die Ausgaben für die Planung, den Genehmigungsprozess und den Betrieb der Ladesäule.

201. Zwischen 2017 und 2020 erfolgte die Ausschüttung der Förderung dann verteilt auf insgesamt sechs sog. Förderaufrufe. Jeder Förderaufruf ermöglicht die Förderung für eine bestimmte Anzahl an Normal- oder Schnellladepunkten und besitzt dafür jeweils etwas angepasste Bedingungen und Schwerpunkte.²⁰⁵ Auf Basis der Gesamtzahl der bundesweit bei einem Förderaufruf maximal geförderten Ladepunkte werden im Rahmen eines Förderaufrufs regionale Kontingente gebildet (im Bereich von 40x40 km großen Gebieten). Private Investoren sowie Städte bzw. Gemeinden können im Rahmen eines Förderaufrufs Anträge auf die Förderung stellen, deren Zuteilung allerdings pro Region durch die Kontingente begrenzt wird. Die Förderquote betrug beim ersten Förderaufruf noch 60 Prozent der ansetzbaren Kosten und wurde in der Folge etwas variiert. Beim sechsten Förderaufruf betrug sie 40 Prozent für Normalladepunkte. Bei Schnellladepunkten (Gleichstrom) betrug die Förderung je nach Dringlichkeit des Bedarfes in einer Region entweder 30 Prozent oder 50 Prozent.²⁰⁶ In der Praxis wurden die Kontingente für die Förderanträge nicht in allen Regionen ausgeschöpft, in einzelnen überschritt die Anzahl der Anträge jedoch auch das maximale Förderkontingent. In letzteren Regionen kommt dann ein Auswahlverfahren zum Tragen. Dabei wird ein Ranking der Anträge erstellt, indem die nominal beantragten Fördermittel zu der angebotenen Ladeleistung ins Verhältnis gesetzt werden. Die Anträge mit den besten Quotienten werden zunächst bedient, bis das Kontingent aufgebraucht ist.

202. Nach dem Auslaufen der ersten Förderrichtlinie im vergangenen Jahr hat der Bund eine Neuauflage des Programmes angekündigt. Die neue Förderrichtlinie wurde mit 500 Mio. Euro Förderhöhe ausgestattet und am 28. Juni 2021 beihilferechtlich von der Europäischen Kommission genehmigt.²⁰⁷ Ein erster neuer Förderaufruf wird für die zweite Jahreshälfte 2021 erwartet. Von Interesse wird sein, ob die zukünftigen Förderaufrufe mit neuen Bedingungen verbunden werden. Trotz der maßgeblich durch die Förderung vorangetriebenen Steigerung der Anzahl öffentlich zugänglicher Ladepunkte auf mittlerweile über 40.000 bleibt das im Masterplan Ladeinfrastruktur formulierte Ziel, die Zahl der Ladepunkte bis 2030 auf insgesamt eine Mio. zu steigern, ambitioniert. Es ist daher anzunehmen, dass der Bund seine Förderkonzepte in Zukunft weiter nachjustieren wird. Ein Kernproblem der Förderung ist, dass potenzielle Ladepunkte, für die zunächst ein Förderzuschlag erteilt wurde, nicht oder nur mit großer Verzögerung errichtet werden. Vor diesem Hintergrund werden verschiedene Möglichkeiten geprüft, die Förderung zielgenauer auszugestalten. In Frage käme z. B. auch die gezielte Förderung von Ausbauprojekten der Kommunen.

203. Vor dem Hintergrund der erheblichen Bemühungen des Bundes, aber auch der Länder und Kommunen, den Ausbau der Ladeinfrastruktur gezielter voranzutreiben, besteht allerdings zugleich die Gefahr, dass hierbei wettbewerbsstrukturelle Ziele außer Acht geraten. Dies wäre auch deshalb von Nachteil, weil das Förderungsziel eines möglichst raschen Ausbaus der öffentlich zugänglichen Ladesäulen selbst dem Zweck dienen soll, die Durchdringung der Elektromobilität zu forcieren.²⁰⁸ Für potenzielle Fahrzeugkäuferinnen und -käufer dürfte die Attraktivität eines Elektroantriebes jedoch nicht alleine davon abhängen, dass möglichst viele öffentlich zugängliche Ladepunkte zur Verfügung stehen, sondern dass an diesen auch Ladestrom zu attraktiven Bedingungen bereitgestellt wird. Hierfür ist es von zentraler Bedeutung, dass den Ladekundinnen und -kunden auch regional alternative Ladeangebote zur

²⁰⁵ So zielte der sechste Förderaufruf vor allem auf halböffentliche Ladepunkte auf Parkplätzen von Kindertagesstätten, Krankenhäusern, Sportplätzen und innerhalb von Stadtteilzentren.

²⁰⁶ Die Förderung wird gemäß der Förderrichtlinie halbiert, wenn die Ladesäule nicht jederzeit (24h / 7 Tage in der Woche) zugänglich ist.

²⁰⁷ EU-Kommission, Beschluss vom 28. Juni 2021, SA.60775 – Publicly accessible charging infrastructure for electric vehicles in Germany (Entscheidung noch nicht veröffentlicht).

²⁰⁸ BMVI, Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland, S. 2.

Verfügung stehen, zwischen denen diese das für sie attraktivste Angebot wählen können. Nur auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass sich die Ladeangebote jetzt und zukünftig an den Interessen von Verbraucherinnen und Verbrauchern orientieren.

204. Vor diesem Hintergrund ist zunächst zu begrüßen, dass in der ersten Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur auch wettbewerbsstrukturelle Aspekte berücksichtigt wurden. Die Richtlinie enthält als ausdrückliches Ziel auch die Etablierung eines breiten und wirksamen Wettbewerbs und die Verhinderung von marktbeherrschenden Stellungen.²⁰⁹ Zugleich ist dieses Ziel in den bisherigen Förderaufrufen allerdings noch nicht hinreichend angelegt gewesen. Vielmehr zeigt die wiederholte empirische Messung regionaler Konzentration, dass die Förderung offensichtlich auch von Unternehmen beantragt wurde, die durch den Ausbau eine dominierende Marktstellung in einzelnen Regionen aufbauen, erweitern oder halten konnten. Das Fördersystem für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur spielt für den Wettbewerb eine kritische Rolle, da ungeforderte Ladesäulen im Wettbewerb mit geförderten Ladesäulen derzeit weitaus weniger konkurrenzfähig sind und der Wettbewerb deshalb im Wesentlichen über Ladepunkte entfacht werden kann, für die ein Förderzuschlag erteilt wird. In der Vergangenheit haben zum Teil auch engagierte Kommunen die Förderung beantragt, um den Ausbau der Ladeinfrastruktur in ihrer Gebietskörperschaft aktiv voranzutreiben. Viele Städte haben allerdings Aufträge zum Aufbau der Ladepunkte an ein einzelnes Unternehmen vergeben (siehe Abschnitt 4.3.3). Zwar kann im Zuge der Beschleunigung des Ausbaus von Ladepunkten in Zukunft theoretisch wieder ein Wettbewerber einen Zuschlag aus einer neuen Vergabe- bzw. Ausbaurunde in diesen Kommunen erhalten. Wird in einer Gebietskörperschaft jedoch bereits ein erheblicher Anteil der Bestandsladepunkte durch ein einzelnes Unternehmen betreut, dann kann dieses Unternehmen durch den Gewinn der Ausschreibung zukünftig Wettbewerb vermeiden, dadurch ggf. bessere Umsätze erzielen und diese Vorteile bei der Ausschreibung in seinem Gebot berücksichtigen. Dies kann dazu führen, dass der bisherige Marktführer auch bessere Chancen hat Folgeausschreibungen zu gewinnen, sodass die Gefahr besteht, dass sich regionale Machstellungen einzelner CPOs verfestigen. Auch über dieses Problem kommunaler Ausschreibungen hinaus bietet die momentane Marktstruktur Anreize, dass neue Anbieter vorzugsweise nicht in regionale Märkte eintreten, die bereits von anderen CPOs beherrscht werden (siehe Abschnitt 4.3.1).

205. Die Monopolkommission empfiehlt, künftige Förderaufrufe in Bezug auf die Wettbewerbsziele noch zielführender auszugestalten, indem eine – sogleich noch näher beschriebene – „Wettbewerbsregel“ in die Förderung aufgenommen wird. Gerade der erhebliche Einsatz öffentlicher Mittel gibt Anlass dafür, das Interesse der Verbraucherinnen und Verbraucher am Aufbau eines wettbewerblichen Lademarktes mit entsprechend determinierten Ladepreisen bei der Vergabe der Mittel zu berücksichtigen. Demgegenüber erscheint es kaum zu rechtfertigen, wenn (privatwirtschaftliche) Betreiber von Ladesäulen, mit erheblicher Unterstützung aus öffentlicher Förderung, marktbeherrschende Stellungen beim Angebot von öffentlich zugänglichen Ladepunkten aufbauen. Daher sollten künftige Förderaufrufe die Förderhöhe auch entsprechend der Marktstellung des Betreibers der neu zu errichtenden Ladepunkte in einer Region unterscheiden. Hierzu sollte im Rahmen der Förderaufrufe ein Bonus bei der Förderquote gewährt werden, wenn Unternehmen Ladepunkte im direkten Wettbewerb zueinander aufbauen. Dazu müssten die generischen Fördersätze so angepasst werden, dass die zulässige Maximalförderquote unter Berücksichtigung des Bonus nicht überschritten wird.

206. Eine solche Wettbewerbsregel in den Förderaufrufen sollte mindestens die folgenden Bestandteile haben:

- Als Kernbestandteil die Grundregel, wonach ein höherer Fördersatz (Bonus) ausgeschüttet wird, wenn der geförderte Ladepunkt von einem Unternehmen betrieben wird, dessen Anteil der von ihm betriebenen Ladepunkte an allen nach § 5 LSV gemeldeten Ladepunkte in dem lokalen Gebiet (Landkreis oder Postleitzahlengebiet – siehe nachfolgend), in dem der neue Ladepunkt errichtet werden soll, weniger als 40 Prozent

²⁰⁹ „Ziel dieses Förderprogramms ist es, dass sich in den kommenden Jahren zwischen Anbietern von Ladeinfrastruktur ein funktionierender, breiter Wettbewerb etabliert; eine lokale marktdominierende Stellung eines Unternehmens wird dadurch verhindert. Zu diesem Zweck, muss in jedem neuen Förderaufruf bei der räumlich übergreifenden Verteilung der Ladeinfrastruktur die bereits vorhandene Ladeinfrastruktur berücksichtigt werden, um einen wirksamen Wettbewerb im gesamten Bundesgebiet sicherzustellen.“, ebenda.

entspricht.²¹⁰ Stichtag für die Bemessung dieses Anteils wäre der erste Gültigkeitstag des Förderaufrufes. Ggfs. kann die Grundregel auf solche lokalen Gebiete beschränkt werden, in denen bereits eine Mindestzahl an Bestandsladepunkten besteht (De-Minimis-Grenze). Der Nachweis, dass der neue Ladepunkt tatsächlich von einem entsprechenden Unternehmen betrieben wird, sollte dem Antragsteller obliegen.

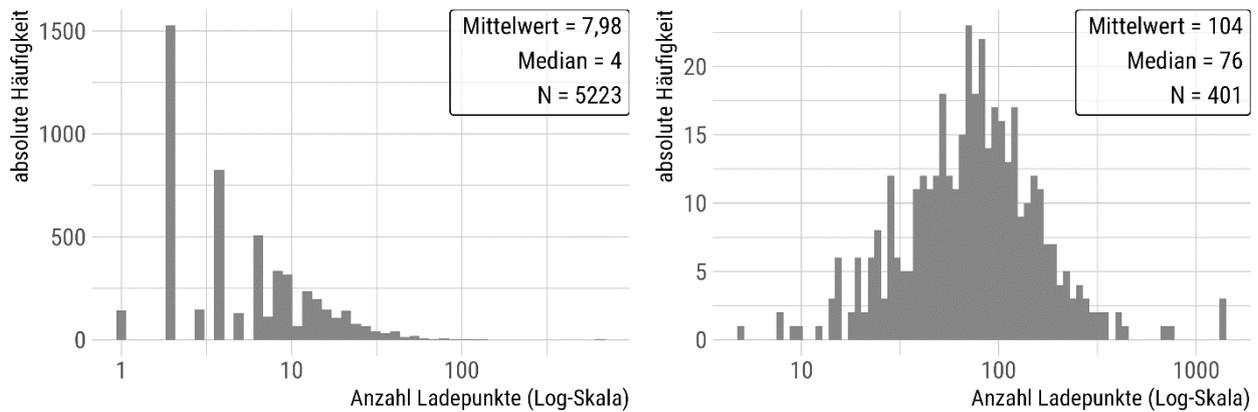
- Eine Regel zur Zurechnung von Ladepunkten, nach der dem geförderten Betreiberunternehmen die Ladepunkte aller im Sinne von § 36 Abs. 2 GWB verbundenen Unternehmen ebenfalls zugerechnet werden. Antragsteller sollten die mit ihnen nach dieser Vorschrift verbundenen Unternehmen, die im lokalen Gebiet Ladepunkte betreiben – sofern vorhanden –, bei der Antragstellung selbst benennen. Die Regel dürfte bei der Antragstellung derzeit zwar nur selten unmittelbar Relevanz haben und von daher keine praktische Erschwernis darstellen. Durch sie wird jedoch das Risiko einer Umgehung der Grundregel verhindert.
- Eine Nachhaltigkeitsregelung, wonach der Betreiber des geförderten Ladepunktes den Ladepunkt für die in der Förderrichtlinie festgelegte Mindestbetriebsdauer von (bisher) 6 Jahren weiterbetreiben muss. Wird die Ladesäule in diesem Zeitraum an einen alternativen Betreiber veräußert, dann ist der Bonus zurückzahlen. Davon ausgenommen könnte die Veräußerung an ein Unternehmen sein, das im lokalen Gebiet zum Zeitpunkt der Veräußerung keine Ladepunkte betreibt.
- Eine Korrekturregel, wonach in Fällen, in denen die Förderanträge für eine Region das Förderkontingent überschreiten, der Bonus bei der Zuteilung nach dem Quotientenverfahren (geringste Förderung für Ladeleistung erhält Zuschlag)²¹¹ nicht berücksichtigt wird. Andernfalls hätten marktmächtige Bestandsunternehmen, die keinen Bonus erhalten, beim Auswahlverfahren Vorteile, weil sie einen besseren Quotienten aufweisen.

207. Zur Abgrenzung des Marktes in lokale Gebiete käme hier – entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 4.4.1 zur räumlichen Marktabgrenzung – die Ebene der Landkreise oder auch kleinere Vergleichsräume in Frage. Als kleinere Vergleichsräume bieten sich zur einfachen Umsetzung Postleitzahlengebiete an. Abbildung 4.8 zeigt die Verteilung der Ladepunkte nach Nuts3-Gebieten (Landkreisebene, rechtes Bild) sowie nach Postleitzahlengebieten (linkes Bild). Danach befinden sich durchschnittlich weniger als acht Ladepunkte in einem Postleitzahlengebiet; die Hälfte aller über 5.000 Postleitzahlengebiete in denen sich Ladepunkte befinden, beinhalten nur vier oder weniger Ladepunkte (Median). Die Anwendung einer von der Marktstellung abhängigen Differenzierung ohne De-Minimis-Grenze würde dazu führen, dass Bestandsangebote in den meisten Fällen nur ausgebaut werden könnten, ohne den Bonus zu erhalten. Demgegenüber liegt die durchschnittliche Zahl an Ladepunkten in den 401 Landkreisen bei 104 (arithmetisches Mittel) bzw. 76 (Median). Würde auf die Landkreisebene abgestellt, so hätte dies z. B. zur Folge, dass in einem gewöhnlichen Landkreis, in dem derzeit 100 Ladepunkte existieren, solche Förderanträge bonusfähig wären, bei denen der spätere Betreiber weniger als 40 Ladepunkte betreibt.²¹² Auf Basis der bestehenden Zahl und Verteilung von Ladepunkten erscheint es vorzugswürdig, wenn als „lokales Gebiet“ zunächst die Landkreisebene Verwendung findet. In späteren Förderaufrufen, wenn die Anzahl der Ladepunkte sich auch in Postleitzahlengebieten weiter verdichtet hat, könnte das lokale Gebiet auf die Postleitzahlengebiete gewechselt werden, um auch in kleineren Suchmärkten den Wettbewerb anzureizen.

²¹⁰ Die Grenze von 40 Prozent ist angelehnt an die kartellrechtliche Vermutungsschwelle für das Bestehen einer marktbeherrschenden Stellung eines Anbieters. Vgl. hierzu auch Tz. 178.

²¹¹ Siehe auch Tz. 201.

²¹² Würde auf Landkreise abgestellt, könnte eine De-Minimis-Grenze eingezogen werden, um den Aufbau in Regionen mit besonders geringer Durchdringung von Ladepunkten nicht für die Bestandsunternehmen zu erschweren. Die vorgeschlagene Wettbewerbsregel könnte z. B. erst dann einsetzen, wenn in einem Landkreis mehr als 10 Ladepunkte vorzufinden sind.

Abbildung 4.8: Häufigkeitsverteilung von Ladepunkten nach PLZ-Gebieten und Landkreisen (Nuts3)

Anmerkung: In der linken Teilabbildung sind nur Postleitzahlgebiete mit mindestens einem Ladepunkt berücksichtigt. Deutschlandweit sind in 2945 Postleitzahlgebieten keine Ladepunkte vorhanden.

Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung basierend auf: Bundesnetzagentur, Ladesäulenregister, Stand: 1. Mai 2021.

208. Der vorgeschlagenen Wettbewerbsregel stehen auch keine durchgreifenden vergabe- oder beihilferechtlichen Bedenken entgegen. Mit Blick auf das Vergaberecht könnte eine Orientierung der Förderhöhe an den Marktanteilen der Unternehmen zwar eine Ungleichbehandlung zur Folge haben (vgl. § 97 Abs. 2 GWB). Eine solche wäre allerdings gestattet, da bei der Zuschlagserteilung nach § 127 GWB der Marktanteil eines Unternehmens ein grundsätzlich berücksichtigungsfähiges Kriterium darstellt. Aus § 127 Abs. 1 GWB folgt, dass der Zuschlag auf das wirtschaftlichste Angebot erteilt wird (Satz 1), das sich nach dem besten Preis-Leistungs-Verhältnis bestimmt (Satz 3). Zu dessen Ermittlung können nach § 127 Abs. 1 Satz 4 GWB wiederum neben dem Preis oder den Kosten auch qualitative, umweltbezogene oder soziale Aspekte berücksichtigt werden, wobei die Aufzählung der Zuschlagskriterien nicht abschließend ist, sondern ihre Auswahl vielmehr dem Ermessen des Auftraggebers überlassen bleibt.²¹³ Hiermit und auch mit der Vorgabe des § 127 Abs. 3 GWB, dass die Zuschlagskriterien mit dem Auftragsgegenstand in Verbindung stehen müssen, ist die vorgeschlagene Wettbewerbsregel insofern vereinbar, als sie die Entstehung oder Verstärkung von marktbeherrschenden Stellungen bei den Ladesäulenbetreibern – und damit suprakompetitive Ladepreise – zu verhindern beabsichtigt.²¹⁴ Insofern fördert die Wettbewerbsregel das sowohl im Primärrecht der Union als auch im deutschen Verfassungsrecht verankerte Wettbewerbsprinzip.²¹⁵

209. Wie erwähnt hat die Europäische Kommission die neue Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur bereits beihilferechtlich genehmigt. Während diese Entscheidung noch nicht veröffentlicht ist, hat die Europäische Kommission bei der

²¹³ Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung des Vergaberechts (Vergaberechtsmodernisierungsgesetz – VergR-ModG), BT-Drs. 18/6281 vom 8. Oktober 2015, S. 112. Vgl. auch § 58 Abs. 2 VgV.

²¹⁴ Es dürfte sich bei dem Marktanteil um ein Zuschlagskriterium und nicht um ein Eignungskriterium im Sinne des § 122 GWB handeln, da die Marktmacht eines Unternehmens nicht mit seiner Fachkunde und Leistungsfähigkeit zusammenhängt, sondern die Durchführung der ausgeschriebenen Leistung in Bezug auf allokativen Merkmale betrifft.

²¹⁵ Protokoll Nr. 27 über den Wettbewerb und den Binnenmarkt; Art. 2 Abs. 1, 12 Abs. 1 GG, vgl. Monopolkommission, XIX. Hauptgutachten: Stärkung des Wettbewerbs bei Handel und Dienstleistungen, Baden-Baden 2012, Tz. 1280.

Prüfung der alten Förderrichtlinie die Frage des Vorliegens einer Beihilfe im Sinne des Art. 107 Abs. 1 AEUV offen gelassen,²¹⁶ die Förderrichtlinie aber jedenfalls gemäß Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV als für mit dem Binnenmarkt vereinbar erachtet.²¹⁷ In diesem Zusammenhang hat die Europäische Kommission die positiven und negativen Auswirkungen der Maßnahme gegeneinander abgewogen und dabei zugunsten ihrer Zulässigkeit unter anderem berücksichtigt, dass die Ausgestaltung der Ausschreibungen die Entstehung von lokal marktmächtigen Stellungen verhindern soll.²¹⁸ Diesen Zweck verfolgt auch die vorgeschlagene Wettbewerbsregel, die den Wettbewerb im Binnenmarkt somit nicht verfälschen, sondern gerade stärken würde.

4.5.2 Schnellladegesetz mit ordnungspolitischen Baustellen

210. Am 21. Mai 2021 hat der Bundestag mit dem Schnellladegesetz (SchnellLG) eine weitere Maßnahme auf den Weg gebracht, um den Aufbau der Ladeinfrastruktur in Deutschland mit Bundesmitteln voranzutreiben.²¹⁹ Das dem Gesetz zugrunde liegende Konzept zielt darauf, solche Ladepunkte entstehen zu lassen, an denen mit einer Ladeleistung von mindestens 150 kW geladen werden kann (*HPC-Ladestationen*). Diese werden im Gesetz als Schnellladepunkte bezeichnet und unterscheiden sich dahingehend von der Definition von Schnellladepunkten nach der Ladesäulenverordnung, die alle Ladepunkte über 22 kW als Schnellladepunkte definiert. Der Bund hat ein Programm entwickelt, nach dem an 1.000 bzw. 1.100 Standorten²²⁰ entsprechende Ladepunkte entstehen sollen, wobei jeder Standort eine Vielzahl von Ladepunkten beinhalten wird (sog. *Ladehubs*). 200 der geplanten Ladestandorte sollen an den Bundesautobahnen liegen. Der angestrebte Aufbau an den Autobahnen harmoniert im Grundsatz mit den Ausbauzielen des jüngsten AFI-Verordnungsvorschlags der Europäischen Kommission, der die Mitgliedstaaten in Art. 4 zu umfangreichen Ausbaupflichtungen für eine Ladekapazität im Abstand von maximal 60 km an den transeuropäischen Straßennetzen verpflichten würde.²²¹

211. Im Kern sieht das Schnellladegesetz vor, den Aufbau entsprechender Hochgeschwindigkeitsladepunkte in Zukunft durch Ausschreibungen des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur zu erreichen (§ 3 Abs. 5 SchnellLG). Im Unterschied zu dem Mechanismus der Förderaufrufe liegt es bei dem auf dem Schnellladegesetz basierenden Programm also nicht mehr in der Hand der Unternehmen, ob und wann sie bei einer vorgegebenen Förderquote Ladeinfrastruktur aufbauen. Vielmehr werden auf Basis von Ausschreibungen entsprechend bestimmter Anforderungen Verträge geschlossen, die dazu führen sollen, dass der tatsächliche Aufbau von HPC-Ladesäulen in einem vorgegebenen Zeitraum erreicht wird. Die Förderquote, die dabei auch Betriebskosten abdecken darf, kann dafür auch bei 100 Prozent der tatsächlichen Kosten liegen.²²² Damit soll erreicht werden, dass der Aufbau von

²¹⁶ EU-Kommission, Beschluss vom 13. Februar 2017, SA.46574 – Charging infrastructure for e-mobility in Germany, Tz. 45. Die deutschen Behörden haben in dem Verfahren vorgebracht, für eine Beihilfe fehle es an dem Merkmal der Selektivität, da die Förderung jeder natürlichen und juristischen Person offenstehe; a. a. O., Tz. 44.

²¹⁷ Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV bestimmt: „Als mit dem Binnenmarkt vereinbar können angesehen werden: [...] c) Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft [...]“

²¹⁸ EU-Kommission, Beschluss vom 13. Februar 2017, SA.46574 – Charging infrastructure for e-mobility in Germany, Tz. 80.

²¹⁹ Gesetz über die Bereitstellung flächendeckender Schnellladeinfrastruktur für reine Batterieelektrofahrzeuge (Schnellladegesetz-SchnellLG) vom 25. Juni 2021, BGBl. I, S. 2141.

²²⁰ Das Programm der Bundesregierung zum Ausbau der Schnellladepunkte wird auch als 1.000-Standorte-Programm bezeichnet. Um späteren Ausbauproblemen vorzubeugen und die avisierten 1.000 Standorte schließlich zu erreichen, werden 1.100 Standorte bzw. Suchräume ausgeschrieben.

²²¹ Im AFI-Verordnungsvorschlag schlägt die Europäische Kommission vor, die Mitgliedstaaten zu verpflichten, bis 2025 alle 60 Kilometer mindestens 300 Kilowatt Gesamtleistung bereitzustellen. Bis 2030 soll dann die doppelte Leistung verfügbar sein. Ziel des beschlossenen SchnellLG ist es dagegen, zukünftig entlang der Bundesautobahnen die nächste Schnellladestation in etwa zehn Minuten erreichbar zu machen. Bei einer angenommenen Reisegeschwindigkeit von 120 km/h betrüge der Abstand bis zu 20 Kilometer. Vgl. auch BMVI, Das Deutschlandnetz: Konzept der Ausschreibung von 1000 Schnellladestandorten auf Grundlage des Schnellladegesetzes, 4. Juni 2021, Berlin, S. 11.

²²² Die Förderquote wird der wesentliche Wettbewerbsparameter bei den Ausschreibungen werden. Anzunehmen ist zwar, dass der Bund eine Vollabdeckung der gebotenen Kosten garantiert, aber solche Gebote Vorrang erhalten, die die geringsten Kosten in ihrem Gebot veranschlagt haben.

Hochgeschwindigkeitsladepunkten vor allem schneller und verlässlicher erfolgt, wie dies im Rahmen einer Förderung der Fall ist und der Bund die Art der entstehenden Infrastruktur präziser steuern kann. Die ersten Ausschreibungen sind bereits für das dritte Quartal 2021 geplant. Viele Details der Ausschreibungen sind bisher noch nicht abschließend geklärt und müssen zum Teil auch noch durch Rechtsverordnung des BMVI gemäß § 7 SchnellLG festgelegt werden.

212. Die Ausschreibungen für den Aufbau von HPC-Ladesäulen bringen eine Reihe von wettbewerbsrelevanten Fragen mit sich. Eine Grundfrage richtet sich darauf, welche Vorgaben einem CPO für die Zuteilung des Auftrages gemacht werden. Hierbei sind insbesondere auch Preisvorgaben angedacht, in Form einer an den Stromgestehungskosten indexierten Preisobergrenze und einer Erlösabgabe (in den Vorplanungen auch als „Konzessionsabgabe“ bezeichnet). Die Preisobergrenze soll die Attraktivität der HPC-Lader verbessern, indem der Ladepreis unter die Preisobergrenze gedrückt wird. Je niedriger die gewählte Preisobergrenze liegt, desto höher wird jedoch die direkte Förderung ausfallen. Der Bund würde einen höheren Teil der Kosten des Aufbaus der Hochgeschwindigkeitslader übernehmen und ein geringerer Teil müsste am Markt durch die tatsächliche Benutzung der Säulen von Ladekundinnen und -kunden finanziert werden. Der andere geplante Bestandteil der Preisvorgaben stellt die Erlösabgabe dar, durch die der Bund einen Teil des Ladepreises im Rahmen einer Abgabe selbst zurückerhalten möchte. Der Betreiber einer Ladesäule muss dann in seiner Kalkulation als Hauptbestandteile seiner eignen variablen Kosten neben den Strombeschaffungskosten auch die Erlösabgabe berücksichtigen. Der Korridor zwischen diesen beiden vom CPO in der Regel nicht beeinflussbaren variablen Kostenblöcken und der zuvor genannten Preisobergrenze stellt den Spielraum dar, der diesem für seine Preisfindung bleibt. Aus der damit möglichen Marge muss er solche Kosten decken, die nicht über die Förderung bereits abgegolten sind. Die Erlösabgabe führt demnach dazu, dass die CPOs mit geringeren Margen kalkulieren, entsprechend geringere Erträge erwarten und dafür eine höhere Förderung verlangen werden. Der Bund finanziert folglich über die Förderung einen Betrag vor, den er über die Erlösabgabe wieder zurück erhält, sollte die Auslastung des Ladepunktes den Erwartungen entsprechen. Aus ökonomischer Sicht wirkt die Erlösabgabe wie eine zusätzliche Teilübernahme des Auslastungsrisikos eines Ladepunktes durch den Bund. Der Bedarf einer solchen zusätzlichen Risikoübernahme ist bisher nicht ersichtlich und sollte für zukünftige Ausschreibungen zunächst geprüft werden.²²³

213. Die beschriebenen Effekte aus dem Design der öffentlichen Co-Finanzierung von HPC-Schnellladern lassen zudem auf mögliche Verzerrungen beim Wettbewerb zu Bestandsladepunkten schließen. Hintergrund hierfür ist, dass Ladepunkte, die auf Basis der HPC-Ausschreibungen errichtet werden, eine deutlich höhere Förderung erhalten könnten als Bestandsladepunkte, die ggf. eine Förderung mit festgelegten Förderquoten aus den Förderaufrufen bezogen haben. Direkt sichtbar ist dieser Unterschied dann, wenn die Preisobergrenze für den Ladestrom der nach dem Schnellladegesetz errichteten Anlagen unterhalb des Marktpreises vergleichbarer und im relevanten Umfeld befindlicher Bestandsanlagen liegt. Je niedriger die Preisobergrenze angesetzt wird, desto größer ist demnach die Gefahr, dass damit Bestandsanbieter Nachteile erleiden. Um diesem Problem zu begegnen, sieht § 6 Abs. 3 SchnellLG vor, dass Bestandsanbieter, die infolge des Wettbewerbs mit höher geförderten HPC-Ladepunkten eine wirtschaftlich unzumutbare Härte erfahren, ihre Infrastruktur dem Bund verkaufen oder eine angemessene Entschädigung erhalten können. Aus ordnungspolitischer Sicht ist es allerdings problematisch, wenn die Regeln (nur) für neue Wettbewerbsangebote durch einen (zunächst) einmaligen, selektiven und direkt marktpreisrelevanten Eingriff in einen Markt grundlegend verändert werden. Die tatsächlichen Kosten des SchnellLG, die aufgrund der Entschädigung von Bestandsinfrastrukturbetreibern entstehen, dürften im Vorfeld nicht endgültig absehbar sein und mit der Höhe der noch festzulegenden Preisobergrenze zusammenhängen. Anzunehmen ist, dass zur Vermeidung der Entschädigungsregelung eine vergleichsweise hohe Preisobergrenze angelegt werden könnte, um der Anwendung von § 6 Abs. 3 SchnellLG weniger Raum zu geben.

²²³ Insofern ist die Begründung der Erlösabgabe des BMVI, wonach die Erlösabgabe dazu diene, einen Teil der Einnahmen an den Bund, der einen Großteil des Betriebsrisikos übernimmt, zurückzuführen, ein Zirkelschluss. Die Erlösabgabe selbst senkt das Betriebsrisiko vielmehr und verschiebt es in Form einer höheren Förderung auf den Bund. Vgl. BMVI, Das Deutschlandnetz: Konzept der Ausschreibung von 1000 Schnellladestandorten auf Grundlage des Schnellladegesetzes, 4. Juni 2021, Berlin, S. 15.

214. Allerdings kann auf eine (niedrige) Preisobergrenze ggf. sogar verzichtet werden, wenn die Standorte für die Ausschreibung streng nach wettbewerblichen Kriterien vergeben werden. Tatsächlich bestehen bisher weit weniger HPC-Ladepunkte, als nun im Rahmen des Schnellladegesetzes zugebaut werden. In einem möglichen Markt von Ladepunkten mit vergleichbarer Leistung treffen die neuen Schnelllader daher auf wenig Konkurrenz. Je mehr Wettbewerb deshalb im Rahmen des Zubaus selbst geschaffen wird, desto eher wird der Ladepreis durch den Wettbewerb kontrolliert und wird der Ladepreis alleine durch die entstehende Konkurrenzsituation auf ein niedrigeres und kompetitives Niveau gedrückt. Deshalb ist es zu begrüßen, dass § 4 Abs. 1 und 2 SchnellLG vorsehen, dass die Vergabe der Ladeinfrastruktur in mindestens 18 Losen erfolgen muss, wobei Standorte unterschiedlicher Attraktivität gebündelt werden und sich der Zuschnitt einzelner Lose überschneiden soll. Die bisherigen Planungen zur Umsetzung der Vergabe der Ladeinfrastruktur sehen vor, dass diese Mindestgröße eher überschritten wird.

215. Hierbei ist zunächst die Ausschreibung für den Aufbau von HPC-Standorten in der Fläche zu betrachten. Im Rahmen der Flächenausschreibung wird der Wettbewerb dadurch belebt, dass Deutschland in sechs Regionen aufgeteilt wird. In jeder Region werden sog. Suchräume für Standorte beschrieben, d. h. lokal eingegrenzte Gebiete in denen ein Bieter einen Standort finden muss, die dann gruppenweise zu Losen gebündelt werden. Für jede Region wird es voraussichtlich drei bis fünf Lose geben, wobei die jeweils enthaltenen Suchräume sich über die Region verteilen. Im Ergebnis könnte durch dieses Vorgehen eine wettbewerbliche Durchmischung des HPC-Lademarktes entstehen. Dieser Ansatz erscheint deshalb in den bekannten Eckpunkten der geplanten Ausgestaltung der Vergabe der Ladeinfrastruktur tauglich, um wichtige Erwägungen zum Aufbau einer wettbewerblichen Marktstruktur hinreichend zu berücksichtigen.

216. Der andere Teil der Vergabe betrifft die Standorte an Bundesautobahnen. Im Unterschied zur Flächenausschreibung werden hierbei keine Suchräume vergeben, sondern konkrete Standorte durch den Bund vorgegeben. Diese Standorte sollen bundesweit zu voraussichtlich fünf Losen gebündelt werden. Im Vorfeld der Entwicklung des SchnellLG war umstritten, ob die Ausbaustandorte nur bewirtschaftete Autobahnraststätten betreffen sollen. Diese sog. Nebenbetriebe besitzen in Deutschland eine Konzession gemäß § 15 Abs. 2 Satz 2 des Bundesfernstraßengesetzes und werden zu einer weit überwiegenden Zahl durch die Tank & Rast Gruppe betrieben. Nicht eindeutig ist dabei, inwieweit die bestehenden Nebenbetriebskonzessionen auch den Betrieb von Ladesäulen umfassen. Das SchnellLG unterscheidet Standorte, bei denen dies der Fall ist (§ 5 Abs. 2 SchnellLG), von solchen, bei denen dies nicht der Fall ist (§ 5 Abs. 3 SchnellLG). In beiden Fällen wird dem bestehenden Konzessionär nach jeweils etwas abweichenden Regeln ein Angebot für den öffentlich finanzierten Ausbau unterbreitet, sodass eine Vergabe an Dritte allenfalls nachrangig erfolgen kann. Dies hat jedoch zur Folge, dass sich der Bund einem Verhandlungsmonopol gegenüber sieht, wenn er beschließt, eine vorgegebene Anzahl an Ladepunkten an den Nebenbetrieben der Bundeautobahn zu errichten. Dies betrifft die Verhandlungsposition der Tank & Rast Gruppe als Betreiber der meisten bewirtschafteten Standorte. In dieser Konstellation wäre es dem Unternehmen möglich, suprakompetitiv hohe Pachtzinsen für die Ladesäulen zu verlangen bzw. zu kalkulieren, die im Rahmen der Förderung durch den Bund bzw. durch entsprechende Ladepreise (bis zu einer möglichen Preisobergrenze) finanziert werden könnten. Vor diesem Hintergrund ist es zu begrüßen, dass in den Verhandlungen im Ausschuss für Verkehr und digitale Infrastruktur des Bundestages das SchnellLG so geändert worden ist, dass der HPC-Ausbau gemäß § 3 Abs. 2 Satz 4 SchnellLG auch an unbewirtschafteten Rastanlagen erfolgen soll.²²⁴ Damit erhält der Bund nicht nur die Möglichkeit, entsprechende Ladepunkte in einem Ausschreibungsverfahren zu vergeben. Er baut zudem Standortalternativen auf, um die Abdeckung mit HPC-Ladesäulen an den Bundesautobahnen zu gewährleisten. Die Ausschreibungen von 200 Standorten an den Autobahnen zielen nun zunächst ausschließlich auf unbewirtschaftete Rastanlagen, die aus insgesamt 870 möglichen Autobahnparkplätzen ausgewählt wurden. Die bewirtschafteten Rastanlagen werden jedoch in die Planung einbezogen, und es ist beabsichtigt, einen Rahmenvertrag mit der Tank & Rast Gruppe über einen dortigen Aufbau weiterer HPC-Ladepunkte zu schließen.

²²⁴ Deutscher Bundestag, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Verkehr und digitale Infrastruktur (15. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes über die Bereitstellung flächendeckender Schnellladeinfrastruktur für reine Batterieelektrofahrzeuge (Schnellladegesetz – SchnellLG), BT-Drs. 19/29840, 19. Mai 2021.

217. Die dargestellten Regelungen, die in Bezug auf den Wettbewerb zwischen den neu auszubauenden HPC-Standorten getroffen wurden, sind grundsätzlich zu begrüßen. In Bezug auf die Flächen an Rastplätzen von Bundesautobahnen verschafft sich der Bund eine strukturell bessere Verhandlungsposition mit den Konzessionären bewirtschafteter Rastplätze, indem auch weiterhin unbewirtschaftete Rastplätze als alternative Standorte einbezogen werden. Zu empfehlen ist jedoch zunächst, dass die nun zu vergebenden Standorte so auf die fünf bundesweiten Lose aufgeteilt werden, dass – sofern möglich – kein CPO zwei aufeinanderfolgende Standorte betreibt.²²⁵ Mit Blick auf zukünftige Ausbauschritte sollten außerdem noch weitere wettbewerbsfördernde Aspekte Berücksichtigung finden. Denn es ist wahrscheinlich, dass die Ladepunkte an den Bundesfernstraßen für die Versorgung mit Ladestrom in den kommenden Jahren zunehmend relevanter werden. Auch Besitzerinnen und Besitzer von Elektrofahrzeugen, die über private Lademöglichkeiten verfügen, könnten in Zukunft bei längeren Reisen auf das Nachladen an einer Schnellladestation angewiesen sein. Es ist deshalb plausibel, dass einzelne Standorte mit HPC-Ladepunkten an den Bundesautobahnen zu größeren Ladehubs anwachsen könnten, die eine höhere Zahl solcher Ladepunkte an einem Ort vereinen. Beim laufenden, durch den Bund initiierten Aufbau solcher Ladepunkte sollte dieser darauf achten, dass keine marktbeherrschenden Stellungen entstehen. Dazu bietet es sich an, dass der Bund vertraglich die Möglichkeit offenhält, dass sich die an einem Rastplatz entstehenden Ladehubs aus Ladesäulen verschiedener Betreiber zusammensetzen. Der Bund könnte bei der Auswahl der von ihm finanzierten Standorte für die Ausbauprojekte das Ziel verfolgen, dass solche Ladeangebote verschiedener Betreiber an einem Standort möglich bleiben und eine den Endkundenpreis koordinierende Wirkung über Vorleistungspreise wie den Pachtzins nicht möglich ist. Eine direkte Konkurrenz mehrerer CPOs birgt die Chance, die Ladepreise langfristig auf ein (im Vergleich zum Monopol) niedriges wettbewerbliches Level zu begrenzen. Die Umsetzung eines solchen direkten Wettbewerbs an einem Standort wäre auch technologisch unproblematisch, weil nur der Rastplatz als Ganzes, nicht aber die dortige Ladeinfrastruktur, eine natürliche Alleinstellung beinhaltet. Auch wenn eine unmittelbare Konkurrenz im Rahmen der Ladepunkte des bereits laufenden 1.000-Standorte-Programms voraussichtlich nicht direkt verwirklicht werden kann, so sollte der Bund in den noch zu schließenden Verträgen mit CPOs sowie in möglichen Verträgen mit bestehenden Konzessionsinhabern bewirtschafteter Raststätten vorsehen, dass der Betrieb von Ladepunkten an Rastplätzen nicht exklusiv erfolgen darf. Ein späterer Zubau durch einen alternativen Anbieter sollte dazu offengehalten werden. Ein möglicher Pachtpreis sollte einheitlich für alle CPOs an einem Standort festgelegt werden, ohne dass dadurch der Ladepreis auf ein suprakompetitives Niveau gehoben werden kann.

4.6 Neue eingeschränkte Rolle der Verteilernetzbetreiber

218. Einzelne Kommunen haben in der Vergangenheit den örtlichen Stromverteilernetzbetreiber mit dem Aufbau der Ladeinfrastruktur beauftragt. Zu diesen gehört z. B. die Stadt Hamburg, die die Ladepunkte in den letzten sieben Jahren durch das zuvor rekommunalisierte Unternehmen Stromnetz Hamburg installieren und betreiben lässt. Durch die Kombination des Betriebs der Stromverteilernetze und dem Aufbau der Ladeinfrastruktur bestehen für diese Unternehmen in der Rolle des CPOs womöglich Informationsvorteile gegenüber Wettbewerbern am Markt. Ersichtlich wird dieser Wettbewerbsvorteil am Beispiel der Standortsuche für den Aufbau von Ladepunkten, da hierbei vorab zu klären ist, ob und welche Netzbauten an einzelnen Standorten für den Ausbau bestimmter Ladeleistungen ggf. erforderlich werden. Ein möglichst wettbewerblich gestalteter Aufbau der Ladeinfrastruktur durch verschiedene CPOs kann dadurch jedoch auch erschwert werden, weil konkurrierende CPOs ohne diesen unmittelbaren Vorteil auskommen müssen und mitunter vor einem Eintritt in den Markt zurückschrecken. Im Beispiel Hamburgs baute die städtische Gesellschaft die Ladepunkte zwar ohne exklusive Rechte auf, um bewusst den Marktzugang für Dritte nicht zu versperren. Zugleich sind bisher jedoch nur wenige Konkurrenzladepunkte entstanden.

²²⁵ Dies würde eine mögliche Kettensubstitution und damit verbundene wechselseitige wettbewerbliche Kontrolle stärken, vgl. dazu auch Tz. 180.

219. Ein Aufbau und Betrieb der Ladepunkte durch Verteilernetzbetreiber wird zukünftig jedoch grundsätzlich nicht mehr möglich sein. Hintergrund ist Art. 33 der im Juni 2019 verabschiedeten sog. Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie,²²⁶ die durch eine kürzlich verabschiedete Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) in deutsches Recht umgesetzt wurde.²²⁷ § 7c Abs. 1 EnWG schließt nunmehr aus, dass Verteilernetzbetreiber Eigentümer von Ladepunkten für Elektromobile sind oder dass sie diese Ladepunkte entwickeln, verwalten oder betreiben. Zugleich ist die Rolle der Verteilernetzbetreiber aber damit nicht vollständig geregelt. So hat Deutschland sich der Möglichkeit bedient, in § 7c Abs. 2 EnWG eine Ausnahme von diesem Verbot in Fällen „regionalen Marktversagens“ vorzusehen, das allerdings an hohe Voraussetzungen geknüpft ist. So muss das regionale Marktversagen „nach Durchführung eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens durch eine kommunale Gebietskörperschaft festgestellt“ werden. Für das entsprechende Ausschreibungsverfahren stellt § 7c Abs. 3 EnWG Bedingungen auf, die noch durch Rechtsverordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (im Einvernehmen mit dem BMVI) konkretisiert werden sollen. Im Falle einer ausnahmsweisen Genehmigung nach Maßgabe einer vorgenannten Rechtsverordnung überprüft die Bundesnetzagentur innerhalb eines Zeitraums von fünf Jahren, ob die Voraussetzungen für den Fortbestand der erteilten Genehmigung weiterhin vorliegen, § 7c Abs. 2 Satz 3 EnWG. Während ein Verteilernetzbetreiber mit einer ausnahmsweisen Genehmigung Ladepunkte betreibt, muss er gemäß § 7c Abs. 2 Satz 2 EnWG Dritten zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen Zugang zu seinen Ladepunkten gewähren.

220. Es ist anzuerkennen, dass die Kommunen beim initialen Aufbau von Ladeinfrastruktur mit großem Engagement vorgegangen sind und sich hierzu teilweise auch den erweiterten Möglichkeiten der Verteilernetzbetreiber bedient haben. Allerdings überwiegt nun nach Auffassung der Monopolkommission das öffentliche Interesse an einer wettbewerblichen Entwicklung der Lademärkte, sodass eine Priorität darauf liegen sollte, eine möglichst durchmischte Anbieterstruktur beim Ladestrom zu schaffen. Vor diesem Hintergrund ist zu begrüßen, dass der Aufbau der Ladeinfrastruktur durch Verteilernetzbetreiber nur noch im Ausnahmefall zulässig ist. Allerdings sind Anwendung, Wirkung und Relevanz der Neuregelung in § 7c EnWG bisher nicht eindeutig geklärt.

221. In Bezug auf die Anwendung ist zunächst fraglich, in welchen Fällen das regionale Marktversagen vorliegen wird, das Voraussetzung der Erteilung einer Ausnahme ist. Der Begriff des Marktversagens, der nicht unmittelbar der Richtlinie (EU) 2019/944 entnommen wurde, setzt im ökonomischen Sinne ein allokatives Problem der Wettbewerbsbedingungen voraus, das die Marktkräfte einschränkt. In Frage kommt hier vor allem das im Rahmen der Förderung thematisierte Grundproblem, wonach der Aufbau von Ladeinfrastruktur einen Vorlauf benötigt und deshalb dem Wachstum des Fahrzeugmarktes vorausgehen soll.²²⁸ Dementsprechend müsste eine Ausschreibung einer Kommune, die einen notwendigen vorauslaufenden Aufbau der Ladeinfrastruktur zum Gegenstand hat, keine ausreichenden Bieter haben. Die Anforderungen an eine Vergabe an den Verteilernetzbetreiber sollten im Rahmen der konkretisierenden Rechtsverordnung allerdings so gesetzt werden, dass die an private Bieter gestellten Anforderungen an Art, Menge und Zeit für den Aufbau der entsprechenden Ladesäulen auch im Fall der Ersatzvergabe an den Verteilernetzbetreiber von diesem einzuhalten sind. So würde verhindert, dass der Verteilernetzbetreiber den Ausbau aufgrund prohibitiv gesetzter Anforderungen im Ausschreibungsverfahren übernimmt.

222. Auch die Wirkung weiterer Bedingungen aus § 7c EnWG ist noch zu klären. Mit der Pflicht, Dritten zu angemessenen und diskriminierungsfreien Bedingungen Zugang zu den Ladepunkten zu gewähren, ist voraussichtlich ein Zugang nach dem zuvor in Abschnitt 4.2.1 beschriebenen alternativen Wettbewerbsmodell zu verstehen. Dieses

²²⁶ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158 vom 14. Juni 2019, S. 125.

²²⁷ Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 16.07.2021, BGBl. 2021 I S. 3026.

²²⁸ Vgl. hierzu Tz. 198.

würde beinhalten, dass Energieversorger ihren Strom an der Ladesäule veräußern könnten.²²⁹ Wie in dem genannten Abschnitt dargelegt, dürfte diese Anforderung aus wettbewerblicher Sicht allerdings insofern keine wesentlichen Vorteile bringen, weil die Monopolstellung des Verteilernetzbetreibers bei den Ladesäulen selbst erhalten bliebe. Ferner ist anzunehmen, dass eine gesellschaftsrechtliche Ausgliederung des Ladesäulenbetriebs aus dem Verteilernetzbetreiber genügt, um der geforderten Trennung zwischen CPOs und Verteilernetzbetreibern nachzukommen. Eine eigentumsrechtliche Trennung erscheint unter der aktuellen Rechtslage allerdings nicht erforderlich. So hat der Senat der Stadt Berlin unlängst die Inhouse-Beauftragung der Berliner Stadtwerke mit der Errichtung und dem Betrieb der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum ab Mitte 2022 beschlossen.²³⁰ Die Berliner Stadtwerke sind ein Schwesterunternehmen der Verteilernetzgesellschaft Stromnetz Berlin GmbH (beide im Mehrheitsbesitz der Stadt Berlin) und insofern von dem Verbot des § 7c EnWG nicht betroffen.

223. Vor diesem Zeitpunkt ist deshalb unklar, ob der Neuregelung tatsächlich praktische Relevanz zukommen wird. Verteilernetzbetreiber, die bereits Ladepunkte betreiben, wie dies in Hamburg der Fall ist, werden demgegenüber eine Umstrukturierung anstreben und könnten auch einen Verkauf der Ladepunkte an private Betreiber in Betracht ziehen. Aufgrund der dominierenden Marktstellung, die Verteilernetzbetreiber wie die Stromnetz Hamburg GmbH im Bereich der örtlichen Ladeinfrastruktur aufgebaut haben, ist diesen zu empfehlen, die Ladepunkte an unterschiedliche Betreiber (mit ggf. einheitlichen Betriebsbedingungen) abzugeben. Bei einer Vergabe sollten Standorte über das gesamte Versorgungsgebiet in einzelnen Losen gebündelt werden.

4.7 Fazit: Wettbewerb bei Ladeinfrastruktur schaffen und für langfristig attraktive Ladepreise sorgen

224. Im Ergebnis zeigt die vorliegende Analyse zum Aufbau der Ladeinfrastruktur in Deutschland, dass neben einer hinreichenden Zubaumenge auch die Form des Zubaus und die Schaffung wirksamen Wettbewerbs zwischen Ladesäulenbetreibern verstärkt in den Blick genommen werden sollten. Ladekundinnen und -kunden benötigen beim öffentlichen Laden von Elektrofahrzeugen Ausweichalternativen. Solche Alternativen betreffen das bloße Vorhandensein von Ladepunkten, aber auch Alternativen unter den Betreibern von Ladepunkten, den CPOs. Es kommt daher auf eine lokale Durchmischung der Ladepunkte verschiedener im Wettbewerb agierender CPOs an, um für Kundinnen und Kunden langfristig attraktive Ladekonditionen zu gewährleisten. Trotz verschiedener positiver Befunde ist diese Durchmischung zum bisherigen Zeitpunkt noch nicht hinreichend, weshalb die Monopolkommission dem Bund, den Kommunen und den zuständigen Behörden empfiehlt, beim Aufbau der Ladeinfrastruktur insbesondere folgende Aspekte in den Blick zu nehmen:

- Der Bund sollte darauf hinwirken, dass der – im Vergleich zu den allgemeinen Tarifangeboten der Service-Provider (EMPs) direktere – Wettbewerb über den Ad-hoc-Ladepreis attraktiver wird. Der Wettbewerb über den Ad-hoc-Ladepreis erleichtert es unter anderem neuen Ladesäulenbetreibern, mit preislich attraktiven Angeboten in den Lademarkt einzutreten und damit die Auslastung ihrer Säulen zu erhöhen. Zur Steigerung der Attraktivität des Ad-hoc-Ladens sollte der Bund eine gesetzliche Meldepflicht der Ad-hoc-Preise (sowie der Verfügbarkeit und des Belegungsstatus) aller Ladepunkte bei einer zentralen Stelle vorsehen, die die Daten Verbraucherportalen zur Verfügung stellt. Zu diesem Zweck könnte die bestehende Markttransparenzstelle für Kraftstoffe auf diese Daten zum Ladestrom erweitert werden.
- Viele Kommunen zeigen ein großes eigenes Engagement beim Aufbau der Ladeinfrastruktur. Bei möglichen Vergaben über den weiteren Zubau von Ladepunkten und bei der Zuweisung öffentlicher Flächen ist es von großer Bedeutung, dass die Kommunen häufiger mit mehreren CPOs zusammenarbeiten, die später um

²²⁹ Vgl. insbes. Tz. 136f.

²³⁰ Stadt Berlin, Senat beschließt Inhouse-Vergabe an Berliner Stadtwerke für Ausbau und Betrieb von Ladesäulen im öffentlichen Raum, Pressemitteilung vom 22.06.2021, <https://www.berlin.de/rbmskzl/aktuelles/pressemitteilungen/2021/pressemitteilung.1098558.php>.

Ladekundinnen und -kunden konkurrieren. Dazu sollten mögliche Vergabeverfahren mehrere Lose für verschiedene CPOs umfassen, die jeweils Standorte im gesamten kommunalen Ausbaugebiet beinhalten, um einen Preiswettbewerb zu initiieren.

- Die durch das BMVI angepassten Fördersysteme für den Aufbau von Ladeinfrastruktur sollten zukünftig ebenfalls auf einen Aufbau durch konkurrierende Betreiber hinwirken. Dazu könnte in den Förderaufrufen eine höhere Förderung vorgesehen werden, wenn die Betreiber zu fördernder Ladepunkte in einem lokalen Gebiet weniger als 40 Prozent aller Ladepunkte auf sich vereinen. Im Bereich der gesonderten Förderung von HPC-Ladepunkten an den Autobahnen sollte die Möglichkeit des Betriebs von Ladepunkten unterschiedlicher Betreiber an einem Standort berücksichtigt werden. An bewirtschafteten Rastplätzen sollten entsprechende kompetitive Voraussetzungen für konkurrierende CPOs auf Basis eines wettbewerbskonformen Rahmenvertrages mit bestehenden Konzessionären verhandelt werden.
- Zu begrüßen ist auch die Aktivität der Wettbewerbsbehörden in Bezug auf die Ladeinfrastruktur. Das Bundeskartellamt könnte im Rahmen seiner laufenden Sektoruntersuchung insbesondere neue Erkenntnisse darüber gewinnen, ob und welche kartellrechtlichen Anforderungen an die Vergabe der Ladestandorte durch die Kommunen zu stellen sind und welche Wettbewerbsverhältnisse auf der EMP-Marktstufe bestehen. Die Bundesnetzagentur könnte vor allem die geplante strukturelle Überarbeitung der Meldungen zum Ladesäulenregister umgehend umsetzen, um die Qualität der nach § 5 LSV gesammelten Daten zu verbessern.

Kapitel 5

Die Regulierung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland

5.1 Mögliche Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft

5.1.1 Wasserstoff als Hoffnungsträger für die Energiewende

225. Im Juni 2020 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung veröffentlicht.²³¹ Einen Monat später veröffentlichte auch die Europäische Kommission „eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“.²³² Das zeigt, dass Wasserstoff als Energieträger im vergangenen Jahr stark in den Fokus der Politik gerückt ist. Vereinzelt wird sogar von Wasserstoff als dem neuen Öl gesprochen, was auf die Vielseitigkeit von Wasserstoff als Energieträger zurückzuführen ist.²³³

226. Wasserstoff kommt auf der Erde im Wasser (H₂O) und in fast allen organischen Verbindungen vor. Wie das Beispiel des Wassers zeigt, liegt Wasserstoff auf der Erde allerdings überwiegend in gebundener Form vor.²³⁴ Soll Wasserstoff als Energieträger dienen, muss er daher zunächst aus Wasser oder anderen Verbindungen gewonnen werden. Zu diesen Verbindungen zählen auch fossile Energieträger, wie beispielsweise Erdgas, das in der Regel überwiegend aus Methan (CH₄) besteht. Die Verfahren, durch die Wasserstoff gewonnen werden kann, lassen sich aufteilen in Verfahren, bei denen Wasserstoff aus Wasser gewonnen wird, und solche, bei denen der Wasserstoff aus organischen Verbindungen gewonnen wird. Die beiden Arten von Verfahren unterscheiden sich vor allem in Bezug auf den damit verbundenen CO₂-Ausstoß.

227. Da die Gewinnung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern aktuell kostengünstiger ist als jene aus Wasser, wird weltweit 95 Prozent des Wasserstoffs aus fossilen Energieträgern gewonnen. Bei diesen Energieträgern handelt es sich um Kohlenwasserstoffverbindungen, sodass bei den Verfahren große Mengen an CO₂ freigesetzt werden. Der so erzeugte Wasserstoff wird auch als „grauer“ oder „blauer“ Wasserstoff bezeichnet. Blauer Wasserstoff unterscheidet sich von grauem Wasserstoff dadurch, dass das abgespaltene CO₂ nicht in die Atmosphäre abgegeben, sondern abgefangen und dauerhaft gespeichert wird.²³⁵ Dieses Verfahren ist auch als CCS (Carbon Capture and Storage) bekannt.²³⁶

228. Die Bezeichnung von Wasserstoff als „neuem“ Öl ist jedoch vor allem auf die Möglichkeit einer Produktion von Wasserstoff aus Wasser zurückzuführen. Hierfür gibt es zwar diverse Verfahren, allerdings ist lediglich die sog. Elektrolyse aktuell kommerziell verfügbar. Bei der Elektrolyse wird Wasser mit Hilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Die elektrische Energie wird so in chemische Energie umgewandelt und ist im Wasserstoff gespeichert. Wenn für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energieträgern verwendet wird, bezeichnet man

²³¹ Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, BT-Drs. 19/20363 vom 12. Juni 2020.

²³² EU-Kommission, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, COM(2020) 301 final.

²³³ Vgl. beispielsweise Medick, V./Traufetter, G., Wasserstoff ist das Öl von morgen, Spiegel online, 2020, <https://www.spiegel.de/politik/deutschland/anja-karliczek-cdu-wasserstoff-ist-das-oel-von-morgen-a-00000000-0002-0001-0000-000169122934>, Abruf am 8. Januar 2021.

²³⁴ Roeb, M. u. a., Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende- Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserversorgung, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), <https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-1.html>, Abruf am 15. Januar 2021, S. 8.

²³⁵ Ebenda, S. 8.

²³⁶ Ähnlich verhält es sich bei sogenanntem „türkisen“ Wasserstoff. Dieser wird mit Hilfe eines Hochtemperaturreaktors aus Methan hergestellt. Dabei entsteht fester Kohlenstoff, der dauerhaft gebunden wird (<https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html>, Abruf am 15. Januar 2021).

den so erzeugten Wasserstoff als „grünen Wasserstoff“.²³⁷ Es besteht die Hoffnung, dass grüner Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zur Erreichung des Ziels leisten kann, im Jahr 2050 die Treibhausgasneutralität zu erreichen.

229. Das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 wurde erstmals Ende des Jahres 2019 im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) gesetzlich festgeschrieben.²³⁸ Gemäß § 3 Abs. 1 KSG soll der Treibhausgasausstoß bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 1990 reduziert werden. International haben sich die Vereinten Nationen im Jahr 2015 verpflichtet, dazu beizutragen, dass der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter zwei Grad Celsius begrenzt wird. Deutschland beabsichtigt, mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 hierzu beizutragen (§ 1 KSG). Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel der NWS möglichst zügig eine, alle Wertschöpfungsstufen umfassende, Wasserstoffwirtschaft aufzubauen.

Tabelle 5.1: Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS)

Erzeugung	
1	Einführung einer CO ₂ -Bepreisung für fossile Kraft- bzw. Brennstoffe in den Bereichen Verkehr und Wärme ergänzt um Senkung der EEG-Umlage. Prüfung von Reformen der staatlich induzierten Preisbestandteile. Prüfung, ob zur Herstellung von grünem Wasserstoff verwendeter Strom weitgehend von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden kann. Insbesondere Befreiung der Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage.
2	Möglichkeiten für neue Geschäfts- und Kooperationsmodelle von Betreibern von Elektrolyseuren mit Strom- und Gasnetzbetreibern im Rahmen von ein bis zwei Modellprojekten. Änderungsbedarf des regulatorischen Rahmens wird entsprechend geprüft.
3	Förderung für Elektrolyseure. Ausschreibungsmodelle für die Herstellung von grünem Wasserstoff werden geprüft.
4	Verstärkte Ausweisung von Flächen, die für die Offshore-Produktion von Wasserstoff bzw. PtX genutzt werden können. Möglichkeiten für zusätzliche Ausschreibungen werden diskutiert.
Anwendungsbereich	
<i>Verkehr</i>	
5	Ambitionierte Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote). Anrechnung des Einsatzes von grünem Wasserstoff bei der Produktion von Kraftstoffen auf die THG-Quote. Ggf. begleitende Fördermaßnahmen. Erörterung von Quote für strombasierte Flugkraftstoffe. Einsatz für einheitliche und transparente Methodik zur Bestimmung der CO ₂ -Bilanz für den Einsatz von Energieerzeugnissen und deren Nachhaltigkeit.
6	Fortsetzung von Fördermaßnahmen im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP). Zudem Förderung von Investitionen in Wasserstoff-Fahrzeuge und von F&E-Aktivitäten.
7	Entwicklung und Förderung von Anlagen zur Erzeugung strombasierter Kraftstoffe, insbesondere zur Erzeugung von strombasiertem Kerosin, und fortschrittlicher Biokraftstoffe.
8	Förderung des koordinierten Aufbaus einer bedarfsgerechten Tankinfrastruktur für den schweren Straßengüterverkehr, den ÖPNV und den Schienenpersonennahverkehr.
9	Hinwirken auf ambitionierte Weiterentwicklung des europäischen Infrastrukturaufbaus zur Erleichterung grenzüberschreitender Verkehre mit Brennstoffzellenantrieb (AFID); Novellierung der Richtlinie zum Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.
10	Unterstützung des Aufbaus einer wettbewerbsfähigen Zulieferindustrie für Brennstoffzellensysteme. Prüfung des Aufbaus eines Technologie- und Innovationszentrums für Wasserstofftechnologien zur Ermöglichung von Fahrzeugplattformen für Brennstoffzellenantriebe sowie die Unterstützung des Aufbaus eines deutschen Brennstoffzellensystem-Anbieters für die Logistik/Intralogistik.
11	Zielführende Umsetzung der Clean Vehicles Directive (CVD) zur Unterstützung von Null-Emissions-Fahrzeugen im kommunalen Verkehr.
12	Einsatz für eine CO ₂ -Differenzierung der Lkw-Maut zugunsten klimaschonender Antriebe im Rahmen der Eurovignetten-Richtlinie.
13	Einsatz für die internationale Harmonisierung von Standards bezüglich Mobilitätsanwendungen für Wasserstoff- und Brennstoffzellensysteme.
<i>Industrie</i>	
14	Förderung der Umstellung von konventionellen fossilen Technologien mit prozessbedingten Emissionen auf treibhausgasarme oder treibhausgasneutrale Verfahren; insbesondere in der Stahl- und Chemieindustrie.
15	Unterstützung des Betriebs von Elektrolyseanlagen durch Pilotprogramm für Carbon Contracts for Difference (CfD) für die die Stahl- und Chemieindustrie. Ggf. Ausweitung auf zusätzliche Bereiche der Industrie.
16	Prüfung einer Nachfragequote für klimafreundliche Grundstoffe, z. B. grünen Stahl.

²³⁷ Roeb, M. u. a., Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende- Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserversorgung, a. a. O., S. 8 f.

²³⁸ Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019, BGBl. I Nr. 48, S. 2513.

17	Branchenspezifische Dialogformate für Dekarbonisierungsstrategien auf der Basis von Wasserstoff.
Wärme	
18	Fortsetzung und bei Bedarf Verstärkung der Förderung für die Anschaffung hocheffizienter Brennstoffzellenheizgeräte im Gebäudebereich. Prüfung einer Erweiterung des Anwendungsbereichs.
19	Prüfung einer Förderung von „Wasserstoff-readiness“-Anlagen im Rahmen des KWKG.
Infrastruktur/Versorgung	
20	Anstoßen der Nutzung bestehender Strukturen (sowohl dezidierte Wasserstoff-Infrastrukturen als auch durch Anpassung und Umrüstung erreichbare H2-Readiness von Teilen der Gasinfrastruktur). Zügige Schaffung notwendiger regulatorischer Grundlagen für den Auf- und Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur.
21	Weitere Verzahnung von Strom-, Wärme- und Gasinfrastrukturen.
22	Bedarfsgerechter Ausbau des Wasserstofftankstellennetzes, sowohl im Straßenverkehr und an geeigneten Stellen im Schienennetz als auch bei den Wasserstraßen.
Forschung, Bildung und Innovation	
23	Gemeinsame Wasserstoff-Roadmap als Kompass.
24	Demonstrationsprojekte zu grünem Wasserstoff mit Hilfe der Forschung zu internationalen Lieferketten. Produktionsstandorte in Partnerländern der Entwicklungszusammenarbeit werden dabei mit einbezogen.
25	Bündelung von Forschungsmaßnahmen an Wasserstoff-Schlüsseltechnologien in einer ressortübergreifenden Forschungs-offensive „Wasserstofftechnologien 2030“.
26	Prüfung, welche Maßnahmen geeignet sind, um den Markteintritt von Wasserstofftechnologien zu erproben und den Transfer in die Praxis zu erleichtern, durch Leitprojekt zur wissenschaftlichen Politikberatung.
27	Fortsetzung des Luftfahrtforschungsprogramms und Förderung des hybrid-elektrischen Fliegens.
28	Fortsetzung der Fördermaßnahmen im Maritimen Forschungsprogramm.
29	Qualifizierung von Personal zur Produktion, Betrieb und Wartung in Bereichen, in denen Wasserstoff bisher nur eine untergeordnete Rolle gespielt hat. Zusammenarbeit über Kompetenzzentren von außeruniversitären Forschungseinrichtungen und Hochschulen. Berufsausbildungsk Kooperationen mit Exportländern.
Europäischer Handlungsbedarf	
30	Setzung von Nachhaltigkeits- und Qualitätsstandards im Bereich Wasserstoff und PtX-Produkte. Unterstützung der Entwicklung von europäischen Regulierungen, Codes und Standards in den verschiedenen Anwendungsbereichen.
31	Stärkung von Investitionen in Forschung, Entwicklung und Demonstration für grünen Wasserstoff. Ggf. Schaffung eines neuen „Important Project of Common European Interest (IPCEI)“ für den Bereich Wasserstofftechnologien und -systeme.
32	Einsatz für beschleunigte Umsetzung der EU-Wasserstoffinitiativen. Unterstützung der Ausarbeitung eines Grünbuchs der Kommission zur inhaltlichen Vorschattung einer EU-Wasserstoffstrategie.
33	Auslotung der Gründung einer europäischen Wasserstoffgesellschaft zur Förderung und Erschließung gemeinsamer internationaler Produktionskapazitäten und -infrastrukturen.
Internationaler Wasserstoffmarkt und außenwirtschaftliche Partnerschaften	
34	Integration von Wasserstoff in bestehende Energiepartnerschaften und Aufbau neuer Partnerschaften mit strategischen Export- und Importländern.
35	Zusammenarbeit mit Partnerländern im Rahmen einer Wasserstoffallianz in Abstimmung mit EU-Initiativen. Schaffung einer Plattform für deutsche Unternehmen zur Positionierung in Auslandsmärkten. Erleichterung für Bezug von Wasserstoff für deutsche Unternehmen.
36	Stärkung der Energiepartnerschaften und der multilateralen Zusammenarbeit. Erstellung von Potenzialatlanten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten.
37	Entwicklung von Pilotvorhaben in Partnerländern unter Beteiligung der deutschen Wirtschaft.
38	Intensivierung des Dialogs mit aktuellen Exporteuren fossiler Energieträger.

Quelle: Eigene, verkürzte Darstellung auf Grundlage von Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, BT-Drs. 19/20363 vom 12. Juni 2020

230. Um dieses Ziel zu erreichen, sieht die NWS insgesamt 38 Maßnahmen vor. Wie Tabelle 5.1 zeigt, sind die Maßnahmen sehr vielschichtig. Einige der Maßnahmen beziehen sich direkt auf die Wertschöpfungsstufen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Diese Maßnahmen reichen von der Förderung von Elektrolyseuren bis zur Förderung einer Umstellung auf Wasserstoffanwendungen in der Industrie. Darüber hinaus werden diverse Maßnahmen aufgeführt, die den Aufbau einer deutschen Wasserstoffwirtschaft indirekt unterstützen sollen. Zu diesen Maßnahmen gehört beispielsweise die Integration von Wasserstoff in bestehende Energiepartnerschaften. Viele Maßnahmen bestehen auch lediglich in der Prüfung oder Fortsetzung von Maßnahmen. So sollen beispielsweise die Einführung einer Nachfragequote für klimafreundliche Grundstoffe (z. B. grünen Stahl) geprüft und Fördermaßnahmen für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie fortgesetzt werden.

231. Die Maßnahmen 20-22 sollen den Aufbau von Infrastruktur(en) unterstützen, die für den Transport von Wasserstoff vom Ort seiner Erzeugung zum Ort seines Verbrauchs benötigt werden.²³⁹ Zwar existieren in Deutschland bereits Wasserstoffnetze, allerdings handelt es sich hierbei nicht um Netze der öffentlichen Versorgung. Vielmehr sind diese Netze im Eigentum von einzelnen Unternehmen, die diese gebaut haben, um beispielsweise verschiedene Unternehmensstandorte zu verbinden. Ein anderes Beispiel sind Unternehmen mit Wasserstoffbedarf, die über eine Wasserstoffleitung mit einem anderen Unternehmen, das Wasserstoff als Kuppelprodukt herstellt, verbunden wurden. Dementsprechend gibt es Wasserstoffleitungen innerhalb von Clustern in einzelnen Regionen, aber keine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur.²⁴⁰ Gemäß Maßnahme 20 der NWS soll nun geprüft werden, ob diese private Infrastruktur allgemein zugänglich gemacht werden kann.

232. Laut Maßnahme 20 soll außerdem geprüft werden, wie Teile der bestehenden Gasinfrastruktur umgerüstet und als Wasserstoffinfrastruktur genutzt werden können. Da sich die bestehende Gasinfrastruktur im Eigentum regulierter Netzbetreiber befindet, müsse außerdem geprüft werden, welche regulatorischen Grundlagen für den Auf- und Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur geschaffen werden müssen. Maßnahmen 21 und 22 fordern zudem eine bessere Verzahnung von Strom-, Wärme- und Gasinfrastrukturen sowie die Berücksichtigung eines bedarfsgerechten Ausbaus des Wasserstofftankstellennetzes beim Aufbau neuer Wasserstoffinfrastrukturen.²⁴¹

233. Maßnahme 2 der NWS steht ebenfalls eng in Verbindung mit dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Bereits vor Veröffentlichung der NWS wurden im Jahr 2019 erste Projekte zur Elektrolyse von Wasserstoff in industriellem Maßstab gestartet. Ein Bezug zur Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur besteht darin, dass die Pläne von regulierten Strom- und Gasnetzbetreibern stammen, wobei sich zumindest die Gasnetzbetreiber auch als zukünftige Wasserstoffnetzbetreiber sehen. Diese regulierten Betreiber von Energieinfrastrukturen hatten 2019 entsprechende Investitionsanträge bei der Bundesnetzagentur gestellt. Da für eine Genehmigung möglicherweise der regulatorische Rahmen geändert werden musste, hat die Bundesnetzagentur über die Anträge allerdings zunächst nicht entschieden.²⁴² Maßnahme 2 der Nationalen Wasserstoffstrategie sieht nun vor, dass der Änderungsbedarf des regulatorischen Rahmens geprüft wird, um derartige „Geschäfts- und Kooperationsmodelle“ ggf. testen zu können. Die Optionen für eine mögliche Regulierung von Wasserstoffnetzen und die zu erwartenden Folgen dieser Regulierungsoptionen sind Gegenstand des vorliegenden Kapitels.

5.1.2 Zukünftige Struktur einer Wasserstoffwirtschaft unklar

234. Um die Notwendigkeit und Eignung einer Regulierung in einem Netzsektor abschätzen zu können, wird im Regelfall der Aufbau der Infrastruktur sowie die Marktstruktur in den vor- und nachgelagerten Märkten betrachtet. Dies ist im Bereich der Wasserstoffwirtschaft jedoch derzeit kaum möglich, da der Einsatz von Wasserstoff im Energiesystem bisher keine Rolle spielt.²⁴³ Insbesondere die Elektrolyse wird aktuell lediglich in kleinem Maßstab vor allem von der chemischen Industrie betrieben.²⁴⁴ Es lassen sich daher nur Hinweise auf die zukünftige Struktur der

²³⁹ Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, a. a. O., S. 24.

²⁴⁰ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme, 2020, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Wasserstoff/wasserstoff_node.html, Abruf am 12. Januar 2021, S. 18.

²⁴¹ Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, a. a. O., S. 24.

²⁴² Stratmann, K., Nationale Wasserstoffstrategie: Bundesnetzagentur zögert mit Genehmigung für Modellprojekte, Handelsblatt online, 2020, <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/dekarbonisierung-nationale-wasserstoffstrategie-bundesnetzagentur-zoegert-mit-genehmigung-fuer-modellprojekte/26003580.html?ticket=ST-185614-xshQxTiQwsQtHeV1ZLhF-ap5>, Abruf am 8. Januar 2021.

²⁴³ Hebling, C. u. a., Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, Fraunhofer, 2019, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf, Abruf am 15. Januar 2021, S. 8.

²⁴⁴ Aufgrund der geringen Nachfrage nach Elektrolyseuren wurden auch diese nicht in industriellem Maßstab, sondern durch wenige Akteure im Manufakturbetrieb gefertigt. Erst infolge der Suche nach treibhausgasneutralen Energieträgern beginnen sich auch große, international tätige Unternehmen für die Herstellung von Elektrolyseuren zu interessieren (ebenda, S. 13).

deutschen Wasserstoffwirtschaft ableiten, indem u. a. die Vorstellung zur zukünftigen Wasserstoffwirtschaft, wie sie die NWS beschreibt, hilfsweise herangezogen wird.

235. Die NWS sieht diverse Maßnahmen zur Förderung der Produktion von Wasserstoff vor. Maßnahme 3 nennt beispielsweise Ausschreibungsmodelle für die Herstellung von grünem Wasserstoff. Hierzu müsste allerdings Strom aus erneuerbaren Energieträgern verwendet werden. Da aktuell die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern im Vergleich zu fossilen Energieträgern vergleichsweise teuer ist, soll auch geprüft werden, ob Strom aus erneuerbaren Energien, der zur Herstellung von Wasserstoff genutzt wird, weitgehend von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden kann (Maßnahme 1 der NWS).

236. So sollen mit Hilfe der NWS bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 5 GW entstehen. Der von der Bundesregierung prognostizierte Wasserstoffverbrauch übertrifft die geplanten Produktionsmöglichkeiten allerdings deutlich. Daher wird, auch aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit erneuerbarer Energien im Inland, davon ausgegangen, dass Deutschland in Zukunft einen erheblichen Teil seines Wasserstoffbedarfs importieren muss. Aus diesem Grund bezieht sich ein weiteres Maßnahmenbündel der NWS (Maßnahmen 34-38) auf die Produktion von Wasserstoff in Ländern, die zukünftig Wasserstoff nach Deutschland exportieren könnten. Die Maßnahmen zielen darauf ab, dass aktuelle Energielieferanten langfristig auf die Produktion von Wasserstoff umstellen und als neue Lieferanten gewonnen werden können.²⁴⁵

237. Der von der Bundesregierung prognostizierte hohe Wasserstoffverbrauch resultiert aus der Vielseitigkeit von Wasserstoff und der damit verbundenen Möglichkeit, mit grünem Wasserstoff viele Sektoren zu dekarbonisieren. Denn die Einsatzmöglichkeiten für Wasserstoff unterscheiden sich nicht von den im Energiesystem bisher genutzten Energieträgern. Wichtige potenzielle Nachfrager sind somit auch hier die Sektoren „Strom“, „Wärme“, „Industrie“ und „Verkehr“. Am Beispiel der Verwendung von Wasserstoff zum Antrieb eines PKWs wird deutlich, wie vielfältig die Anwendungsmöglichkeiten sind. Um einen PKW anzutreiben, besteht die Möglichkeit, den Wasserstoff direkt zu verbrennen (Wasserstoffverbrennungsmotor), Wasserstoff mit Hilfe einer Brennstoffzelle in elektrische Energie zu verwandeln, die den PKW antreibt, oder Wasserstoff in synthetischen Kraftstoff weiterzuverarbeiten, der den PKW mit Hilfe eines Verbrennungsmotors antreibt.²⁴⁶

238. Diverse Maßnahmen der NWS zielen darauf ab, die Verwendung von grünem Wasserstoff in den genannten Sektoren zu fördern. So sollen im Verkehrssektor beispielsweise Anlagen zur Erzeugung strombasierter Kraftstoffe gefördert werden. In solchen Anlagen wird synthetischer Kraftstoff mit Hilfe von grünem Wasserstoff hergestellt (Maßnahme 7). Im Wärmesektor wird bereits seit 2016 die Anschaffung hocheffizienter Brennstoffzellenheizgeräte gefördert. Diese Förderung wird fortgesetzt und ggf. noch erhöht (Maßnahme 18). Für die Industrie wurde u. a. ein Förderprogramm aufgelegt, durch das Anlageninvestitionen gefördert werden, die zu einer signifikanten Reduktion prozessbedingter Treibhausgasemissionen führen (Maßnahme 14).²⁴⁷ In der Stahl- und der Chemieindustrie kann so beispielsweise eine Umstellung auf Wasserstoff als Grund- und Brennstoff gefördert werden.

239. Dem Einsatz von Wasserstoff in der Industrie wird eine besonders große Bedeutung zugesprochen, da er dort nicht nur als alternativer Energieträger, sondern auch als Grundstoff verwendet wird oder verwendet werden kann. In der chemischen Industrie wird Wasserstoff beispielsweise bei der Herstellung von Ammoniak verwendet, was

²⁴⁵ Bundesregierung, Die Nationale Wasserstoffstrategie, a. a. O., S. 28 f.

²⁴⁶ Vgl. auch Agert, C. u. a., Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende- Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), 2020, <https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-2.html>, Abruf am 19. Januar 2021, Kapitel 2.

²⁴⁷ <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/>, Abruf am 11. Januar 2021.

u. a. in der Düngemittelproduktion eingesetzt wird.²⁴⁸ Auch in der Stahlindustrie besteht ein Potenzial für den Einsatz von Wasserstoff als Grundstoff.²⁴⁹

240. Schließlich kann Wasserstoff auch verwendet werden, um Strom zu produzieren. Diese Verwendung ist auf den ersten Blick nicht naheliegend, weil grüner Wasserstoff zunächst selbst aus Strom hergestellt werden müsste. Diesen nun wieder zur Erzeugung von Strom zu verwenden, ist im Vergleich zur direkten Verwendung des Stroms mit hohen Umwandlungsverlusten verbunden. Allerdings ist vorstellbar, dass Elektrolyseure zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen können. Strom aus erneuerbaren Energien, der beispielsweise aufgrund von Netzengpässen abgeregelt werden muss, könnte zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden. Umgekehrt kann Wasserstoff, ähnlich wie eine Batterie, als Speichermedium dienen und zur Erzeugung von Strom in Zeiten eingesetzt werden, in denen die Nachfrage das übrige Angebot übersteigt.

241. Aus der Betrachtung der Produktions- und Verwendungsmöglichkeiten, die die NWS unterstützen will, um eine Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zu entwickeln, lässt sich ableiten, dass die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland zukünftig eine deutlich größere Bedeutung haben könnte. Daher kann eine Betrachtung der Entwicklung von Regulierung und Struktur des Erdgassektors weitere Hinweise auf die Effekte von Regulierungsalternativen für den Wasserstoffsektor liefern. Die Betrachtung des Erdgassektors bietet sich an, weil Wasserstoff, wie Erdgas, ein stofflicher, i. d. R. gasförmiger, Energieträger ist, der zukünftig sogar durch frühere Erdgasnetze transportiert werden kann. Eine der Regulierung der Erdgasnetze sehr ähnliche Regulierung der Wasserstoffnetze ist daher eine Möglichkeit, für die sich einige Akteure auf dem Energiemarkt aussprechen.²⁵⁰

242. An dieser Stelle sei allerdings darauf hingewiesen, dass der Transport des gasförmigen Wasserstoffs durch entsprechende Leitungen nicht die einzig mögliche Option für den Transport von Wasserstoff darstellt. Alternativ kann gasförmiger Wasserstoff auch in Speicherflaschen beispielsweise per Lastkraftwagen transportiert werden. Wie bei Erdgas besteht aber auch bei Wasserstoff die Möglichkeit, ihn zu verflüssigen und in dieser Form durch Leitungen oder in entsprechenden Transportbehältern zu transportieren. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, Wasserstoff in sogenannten flüssigen organischen Wasserstoffträgern (Liquid Organic Hydrogen Carriers) zu speichern. In dieser Form kann Wasserstoff dann ebenfalls transportiert werden.²⁵¹

5.1.3 Entwicklung der Regulierung von Netzindustrien am Beispiel des Erdgassektors

243. Bis zur ihrer Liberalisierung war die Konzentration in der deutschen Erdgaswirtschaft sehr hoch. Die Gaswirtschaft war so organisiert, dass sog. Ferngasgesellschaften das Erdgas direkt bei den Produzenten beschafften und den Ferntransport übernahmen. Regionale und lokale Gasunternehmen fungierten im Anschluss als Verteiler vor Ort. Sie leiteten das Erdgas weiter und verkauften es an die Endverbraucher. Auf Ebene der Ferngasgesellschaften dominierte dabei eine Ferngasgesellschaft, die zudem weitreichende Kapitalbeteiligungen an regionalen und lokalen Gasunternehmen hielt. Auch die übrigen Ferngasgesellschaften, sowie die Gasproduzenten waren über Kapitalbeteiligungen mit regionalen und lokalen Gasunternehmen verbunden. Somit bestand eine starke horizontale wie vertikale Konzentration im deutschen Erdgassektor.²⁵²

²⁴⁸ Bei dem hier benötigten Wasserstoff müsste der aktuell verwendete graue Wasserstoff lediglich durch grünen Wasserstoff ersetzt werden (Hebling, C. u. a., Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland, a. a. O., S. 21 f.).

²⁴⁹ Bei der Stahlherstellung wird aus Eisenerz in einem ersten Schritt Eisen und daraus anschließend Stahl hergestellt. Für den ersten Schritt des Prozesses wird ein sogenanntes Reduktionsmittel benötigt, das dem Eisenerz Sauerstoff entzieht. Aktuell wird hier in der Regel Koks verwendet (Hochofenroute), was mit hohen CO₂-Emissionen verbunden ist. Statt Koks könnte bei der Stahlherstellung Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt werden (Direktreduktion). In diesem Fall würde beim Reduktionsprozess statt CO₂ lediglich Wasserdampf entstehen. Für eine Darstellung des gesamten Prozesses vgl. <https://www.vdeh.de/stahltechnologie/stahlerzeugung/>, Abruf am 20. Januar 2021.

²⁵⁰ Vgl. hierzu ausführlich Kapitel 5.2.3.

²⁵¹ Wissenschaftliche Dienste - Deutscher Bundestag, Wasserstoffträgersysteme - Einzelfragen zu Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC), WD 8-3000-058/20, 2020, <https://www.bundestag.de/analysen>, Abruf am 16. April 2021.

²⁵² Monopolkommission, XIV. Hauptgutachten, Netzwettbewerb durch Regulierung, Baden-Baden 2003, Tz. 839.

244. Empirische Analysen des Erdgassektors kamen zu dem Ergebnis, dass es sich im Bereich der Fernleitungs- und Weiterverteilungsnetze um natürliche Monopole handelt, da ein einzelnes Unternehmen den Transport der nachgefragten Menge zu geringeren Kosten anbieten kann, als zwei Unternehmen bei Aufteilung der nachgefragten Menge (Subadditivität der Kostenfunktion). Da es sich beim Bau einer Pipeline um spezifische Investitionen handelt, bestehen zudem hohe Markteintrittsbarrieren. Ein paralleler Leitungsbau ist daher weder zu erwarten, noch wäre er volkswirtschaftlich effizient. Man spricht daher auch von einem nicht angreifbaren natürlichen Monopol. Auf die übrigen Wertschöpfungsstufen der Erdgaswirtschaft treffen diese Eigenschaften allerdings nicht zu. Sowohl bei Handel und Vertrieb als auch bei der Produktion von Erdgas besteht das Potenzial für wettbewerbliche Strukturen.

245. Voraussetzung für einen funktionsfähigen Wettbewerb auf diesen Wertschöpfungsstufen ist ein diskriminierungsfreier Zugang zur Netzinfrastruktur. Dieser kann mit Hilfe von regulatorischen Maßnahmen erreicht werden. Zu den wichtigsten Instrumenten gehören

- die Entflechtung von Netzbereich und übrigen Geschäftstätigkeiten,
- die Sicherstellung des Netzzugangs und
- die Preisregulierung im Bereich der Netzentgelte.

246. Erste Schritte zu einem funktionsfähigen Wettbewerb im Erdgassektor wurden in Deutschland in Folge der ersten Richtlinie der Europäischen Union zum Erdgasbinnenmarkt aus dem Jahr 1998 unternommen.²⁵³ Die Richtlinie gab zum einen die buchhalterische Entflechtung für integrierte Erdgasunternehmen vor. Zum anderen sollten Dritte Zugang zu den Gasnetzen erhalten. Diesbezüglich überließ die EU den Mitgliedstaaten die Wahl, ob der Netzzugang im betroffenen Land reguliert oder verhandelt werden sollte. In jedem Fall sollte der Zugang zu Fernleitungs- und Verteilnetzen nach objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien erfolgen.

247. Deutschland war der einzige Mitgliedstaat, der sich für einen verhandelten Netzzugang entschied.²⁵⁴ Umgesetzt wurde dieser in Form von Verbändevereinbarungen, in denen sich die Verbände der betroffenen Interessengruppen auf die Bedingungen für den Netzzugang einigten. Zu diesen Bedingungen gehörten zwar auch allgemeine Kriterien, nach denen die Entgelthöhe für den Zugang bestimmt werden sollte. Eine Institution, die die tatsächlichen Entgelte überwachen sollte, war jedoch nicht vorgesehen, sodass im Ergebnis die Konditionen für den Netzzugang in jedem Einzelfall verhandelt werden mussten.²⁵⁵ Dieses Modell des verhandelten Netzzugangs hat auf dem Gasmarkt allerdings nicht zur erwünschten Belebung des Wettbewerbs geführt. Unabhängige Gashändler traten bereits kurz nach ihrem Eintritt in den Markt wieder aus und vertikal integrierte Gasunternehmen unternahmen keine Versuche, einem Gasunternehmen in dessen angestammten Liefergebiet Konkurrenz zu machen, sondern konzentrierten sich weiterhin ausschließlich auf ihr traditionelles Liefergebiet.²⁵⁶ E.ON Ruhrgas und die französische GDF hielten sogar weiterhin an Gebietsabsprachen fest, die sie vor der Liberalisierung getroffen hatten.²⁵⁷

²⁵³ Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften L 204/1 vom 21. Juli 1998.

²⁵⁴ In der Diskussion um eine Regulierung von Wasserstoffnetzen wird das Modell des verhandelten Netzzugangs u. a. aufgrund der im Folgenden dargestellten Erfahrungen bei der Erdgasnetzregulierung stark kritisiert (vgl. zum verhandelten Netzzugang zu Wasserstoffnetzen Tz. 281 sowie Tz. 287).

²⁵⁵ Monopolkommission, XIV. Hauptgutachten, a. a. O., Tz. 863.

²⁵⁶ Monopolkommission, XVI. Hauptgutachten, Mehr Wettbewerb auch im Dienstleistungssektor!, Baden-Baden 2006, Tz. 11.

²⁵⁷ EU-Kommission, Entscheidung vom 8. Juli 2009 in einem Verfahren nach Artikel 81 EG-Vertrag, COMP/39.401- E.ON/GDF.

248. Aufgrund des ausbleibenden Erfolgs der Maßnahmen wurde auf europäischer Ebene im Jahr 2003 eine sog. „Beschleunigungsrichtlinie Gas“ erlassen und auf nationaler Ebene das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geändert.²⁵⁸ Der Netzbetrieb wurde nun weitestgehend von den übrigen Geschäftstätigkeiten der Energieversorgungsunternehmen getrennt. Neben der buchhalterischen Trennung des Netzbetriebs vom übrigen Geschäft war nun auch eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung verpflichtend. Der Netzbetrieb musste in eine eigene Gesellschaft ausgelagert werden, sodass die Netzgesellschaft möglichst unabhängig agieren konnte. Um dies sicherzustellen, durften Entscheidungen über Betrieb, Ausbau, Wartung und Instandhaltung des Netzes ausschließlich vom Netzbetreiber getroffen werden (operationelle Entflechtung), die personelle Leitung des Netzbetriebs durfte nicht mit derjenigen anderer Geschäftsbereiche identisch sein (personelle Entflechtung), und wirtschaftlich sensible Informationen mussten vertraulich behandelt werden (informativische Entflechtung).²⁵⁹ Auch in Bezug auf den Netzzugang erfolgte eine wichtige Anpassung: Das Modell des verhandelten Netzzugangs wurde beendet und die Bundesnetzagentur erhielt die Aufgabe, den Netzzugang zu überwachen.

249. Zudem sollte die Bundesnetzagentur nun auch die Netzentgelte regulieren. Die Netzentgeltregulierung erfolgte anfänglich auf Grundlage der Kosten für den Gasnetzbetrieb. Diese wurden verursachungsgerecht in Ein- und Ausspeiseentgelte aufgeteilt und mussten im Rahmen eines Entgeltgenehmigungsverfahrens von der Bundesnetzagentur genehmigt werden.²⁶⁰ Eine solche Kostenregulierung setzt für den Monopolisten allerdings keine Anreize effizient zu arbeiten, da jede Kostensenkung auch zu einer Senkung der Entgelte führt. Gleichzeitig ist diese Form der Regulierung mit einem hohen Aufwand beim Regulierer verbunden, da dieser alle anfallenden Kosten auf ihre Notwendigkeit hin überprüfen muss.

250. Im Jahr 2009 wurde die Kostenregulierung daher durch eine Anreizregulierung ersetzt. Bei der Anreizregulierung für Erdgasnetze, die in ihren Grundzügen bis heute angewendet wird, erfolgt die Prüfung der Kosten lediglich vor Beginn einer Regulierungsperiode im sog. Basisjahr. Auf dieser Grundlage wird eine Obergrenze für die Erlöse des Monopolisten festgelegt. Während der fünfjährigen Regulierungsperiode darf der Monopolist Erlöse bis zu dieser Obergrenze erzielen. Senkt er während der Regulierungsperiode seine Kosten, bleiben ihm die daraus entstehenden Gewinne erhalten. Die nun geringeren Kosten der Netzbetreiber bilden im Basisjahr der darauf folgenden Regulierungsperiode wiederum die Ausgangsbasis für die neue Erlösobergrenze, sodass erzielte Effizienzgewinne zeitverzögert über nun geringere Netzentgelte auch an die Netznutzerinnen und -nutzer weitergegeben werden.²⁶¹

251. Ein weiterer wichtiger Schritt hin zum aktuellen Regulierungsrahmen für die Erdgasinfrastruktur erfolgte im Jahr 2011, als die Vorgaben der Richtlinie zum Erdgasbinnenmarkt aus dem Jahr 2009 umgesetzt wurden.²⁶² Die Europäische Kommission hatte den Gassektor in der Europäischen Union untersucht und war zu dem Ergebnis gekommen, dass die damals bestehenden Regelungen nicht ausreichten, um einen gut funktionierenden Binnenmarkt herzustellen. Insbesondere habe die rechtliche Entflechtung nicht zu einer tatsächlichen Entflechtung der Fernleitungsnetzbetreiber geführt. Ohne eine wirksame Trennung des Netzbetriebs von der Gewinnung von und der Versorgung mit Erdgas bestünden jedoch Anreize, Marktteilnehmer auf diesen Wertschöpfungsstufen zu diskriminieren. Gleichzeitig bestehe die Gefahr fehlender Investitionsanreize im Bereich der Netzinfrastruktur. Um dieses Problem zu lösen, wurde eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Erdgasversorger vorgegeben. Das Ergebnis einer eigentumsrechtlichen Entflechtung ist der Betrieb des Netzes durch ein unabhängiges, drittes Unternehmen. Der

²⁵⁸ Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die gemeinsamen Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Amtsblatt der Europäischen Union L 176/57 vom 15. Juli 2003.

²⁵⁹ Vgl. dazu ausführlich Monopolkommission, 1. Sektorgutachten Energie, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Baden-Baden 2008, Tz. 466 ff.

²⁶⁰ Ebenda, Tz. 487.

²⁶¹ Monopolkommission, 6. Sektorgutachten Energie (2017), a. a. O., Tz. 362 ff.

²⁶² Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG, Amtsblatt der Europäischen Union L 211/94 vom 14. August 2009.

Betrieb eines Fernleitungsnetzes durch ein rechtlich selbstständiges Unternehmen, das sich im Eigentum eines Gasversorgungskonzerns befindet, war damit nicht länger möglich.

252. Auf diese Weise konnten sich wettbewerbliche Strukturen im Erdgassektor entwickeln. Dies zeigt sich exemplarisch im Gaseinzelhandel. Dort lag die Marktkonzentration im Jahr 2019 deutlich unter der kartellrechtlichen Vermutungsschwelle einer marktbeherrschenden Stellung und Endverbraucher hatten eine große Auswahl an Gaslieferanten. In 94 Prozent der Netzgebiete waren mehr als 50 Gaslieferanten tätig.²⁶³

5.2 Die potenzielle Regulierung der Wasserstoffinfrastruktur

5.2.1 Entwicklung von Wasserstoffnetzen unklar

253. Bei der Wasserstoffwirtschaft handelt es sich aktuell noch um einen sehr kleinen Sektor mit einem geringen Bedarf für einen Transport von Wasserstoff. Nur 5 Prozent des weltweit erzeugten Wasserstoffs werden momentan transportiert und gehandelt.²⁶⁴ Dementsprechend existieren auch in Deutschland gegenwärtig im Wesentlichen lediglich drei Cluster, die jeweils über eine Transportinfrastruktur verfügen. Die Cluster liegen im Ruhrgebiet, in Mitteldeutschland und in Norddeutschland. Die Gesamtlänge der dazugehörigen Pipelines beträgt 418 km.²⁶⁵ Diese Transportnetze befinden sich im Eigentum von Unternehmen, die mit anderen Unternehmen Verträge über die Lieferung von Wasserstoff abgeschlossen haben. Diese Verträge umfassen, soweit bekannt, auch den Transport des Wasserstoffs und dürften eine Vertragslaufzeit von etwa zehn bis 15 Jahren haben.²⁶⁶

254. Wie die NWS vorsieht, soll die Wasserstoffwirtschaft, auch durch die Unterstützung staatlicher Mittel, in den kommenden Jahren stark wachsen. Es ist davon auszugehen, dass damit auch die Wasserstoffnetze größer werden. Der Aufbau von Wasserstoffnetzen wird aller Voraussicht nach in Form einer iterativen Sekundärnutzung von heutigen Erdgasnetzen geschehen. Hintergrund dieser Einschätzung sind die im Vergleich zu einem Neubau von Wasserstoffleitungen vergleichsweise geringen Kosten für eine Umrüstung bestehender Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff. Zudem werden Wasserstoff und Erdgas in vielen Bereichen als Substitute betrachtet. Für den Fall, dass zukünftig eine erhöhte Nachfrage nach CO₂-neutralen Energieträgern besteht, führt dies auf der einen Seite zu einer erhöhten Nachfrage nach Wasserstoff und damit auch zu einem erhöhten Transportbedarf für diesen Energieträger und auf der anderen Seite zu einer rückläufigen Nachfrage nach Erdgas und damit einhergehend zu einem rückläufigen Transportbedarf für Erdgas, so die Argumentation. Eine schrittweise Sekundärnutzung von Erdgasnetzen für den Transport von Wasserstoff ist somit naheliegend.²⁶⁷

255. Um Hinweise auf die zukünftige Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur zu erhalten, hat die Bundesnetzagentur im Juli 2020 die Marktteilnehmer konsultiert. Im Rahmen dieser Konsultation sollten die Marktteilnehmer

²⁶³ BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2020, 2021, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html, Abruf am 17. Februar 2021, S. 328.

²⁶⁴ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen- Bestandsaufnahme, a. a. O., S. 16 f.

²⁶⁵ Davon liegen in der Region Ruhrgebiet: 240 km, in Mitteldeutschland 135 km und in Norddeutschland 43 km. Im Vergleich dazu erstreckt sich allein das Fernleitungsnetz für Erdgas in Deutschland über etwa 33.500 km und das Verteilnetz für Erdgas hat eine Länge von etwa 522.000 km (BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2020, a. a. O., S. 330).

²⁶⁶ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen- Bestandsaufnahme, a. a. O., S. 18.

²⁶⁷ Eine Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz wird zum aktuellen Zeitpunkt als ineffizient angesehen (vgl. Bundesministerium der Finanzen, Deutscher Aufbau- und Resilienzplan - Entwurf, 2020, https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/2021-01-13-deutscher-aufbau-und-resilienzplan.html, Abruf am 19. April 2021, S. 23). Das Problem einer Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz besteht darin, dass einige Verwendungsmöglichkeiten des Wasserstoffs so verloren gehen. Dies betrifft beispielsweise die Verwendung von Wasserstoff als Grundstoff. Zwar werden bereits erste Verfahren entwickelt, den Wasserstoff nach dem Transport wieder vom Erdgas zu trennen (vgl. hierzu <https://www.energate-messenger.de/news/211177/forscher-entwickeln-trennverfahren-fuer-erdgas-und-wasserstoff>, Abruf am 19. April 2021). Allerdings handelt es sich hierbei aktuell noch um Pilotprojekte.

insbesondere eine Einschätzung zu Wahrscheinlichkeit und zu erwartendem Zeitpunkt von drei Szenarien abgeben. Als Szenario I wurde hier eine Situation dargestellt, in der Wasserstoff in regionalen Clustern produziert und verbraucht wird. Um den Wasserstoff innerhalb dieser Cluster transportieren zu können, bestehen dort lokale Netze, die von der Bundesnetzagentur als lokale Inselnetze bezeichnet werden. Szenario II beschreibt eine Situation, in der lokale Inselnetze über einzelne lange Transportleitungen mit anderen lokalen Inselnetzen oder Wasserstoffproduktionsstandorten (ggf. auch im Ausland) verbunden sind. In Szenario III wird schließlich eine Situation beschrieben, in der es flächendeckende Verteilernetze gibt, die über einzelne lange Transportleitungen miteinander verbunden sind.²⁶⁸

256. Die Marktteilnehmer gehen mehrheitlich davon aus, dass Szenario I die bereits existierende Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland beschreibt oder ein solches Szenario zumindest bis 2030 realistisch ist. Den weiteren Schritt, in dem Transportleitungen Inselnetze versorgen bzw. verbinden (Szenario II) hält die Mehrheit der Marktteilnehmer ebenfalls für realistisch. Für den Zeitraum 2040 bis 2050 erwarten viele Marktteilnehmer dann auch flächendeckende Verteilernetze (Szenario III). Insofern geht eine große Zahl der befragten Marktteilnehmer davon aus, dass sich die Wasserstoffinfrastruktur langfristig hin zu einer Struktur entwickeln wird, die der aktuellen Gasnetzinfrastruktur ähnelt.²⁶⁹ So erwartet auch die Mehrheit der Marktteilnehmer, dass sich die Rolle von Transport- und Verteilernetzbetreibern im Wesentlichen nicht ändern wird, wobei Verteilernetze künftig möglicherweise weniger engmaschig ausfallen könnten.²⁷⁰

257. Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten im Januar 2020 bereits eine Karte für ein denkbare Wasserstoffnetz veröffentlicht (vgl. Abbildung 5.1). Grundlage für dieses Netz war eine Studie der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH zur Regionalisierung von Wasserstoffherzeugung und-verbrauch. Diese war zu dem Ergebnis gekommen, dass grüner Wasserstoff zukünftig vor allem in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen produziert werden dürfte. Einbezogen in die Konzeption des Netzes wurden zudem 31 Grün gasprojekte, die den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen einer Marktpartnerabfrage gemeldet wurden. Das auf dieser Grundlage entwickelte Wasserstoffnetz umfasst eine Gesamtlänge von 5.900 km und besteht zu 90 Prozent aus existierender Erdgasinfrastruktur.²⁷¹ Diese Infrastruktur würde folglich nicht weiter für den Transport von Erdgas genutzt, sondern ausschließlich für den Transport von Wasserstoff.

258. Im Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber dieses Konzept in ein sog. Startnetz 2030 überführt, indem Leitungen identifiziert wurden, über die Grün gasprojekte aus der Marktpartnerabfrage in den Jahren 2025 bzw. 2030 angebunden werden könnten. Anschließend wurde geprüft, ob Erdgasleitungen in den Jahren 2025 bzw. 2030 für diese Anbindung genutzt werden könnten.²⁷² So wurden Leitungen mit einer Gesamtlänge von 1.200 km für das Startnetz identifiziert, das vor allem Schwerpunkte eines zukünftigen

²⁶⁸ BNetzA, Marktkonsultation Regulierung von Wasserstoffnetzen - Fragenkatalog, 2020, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Wasserstoff/wasserstoff_node.html, Abruf am 19. Februar 2021, S. 6.

²⁶⁹ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen - Ergebnisse der Marktkonsultation, 2020, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Wasserstoff/wasserstoff_node.html, Abruf am 19. Februar 2021, S. 20 f.

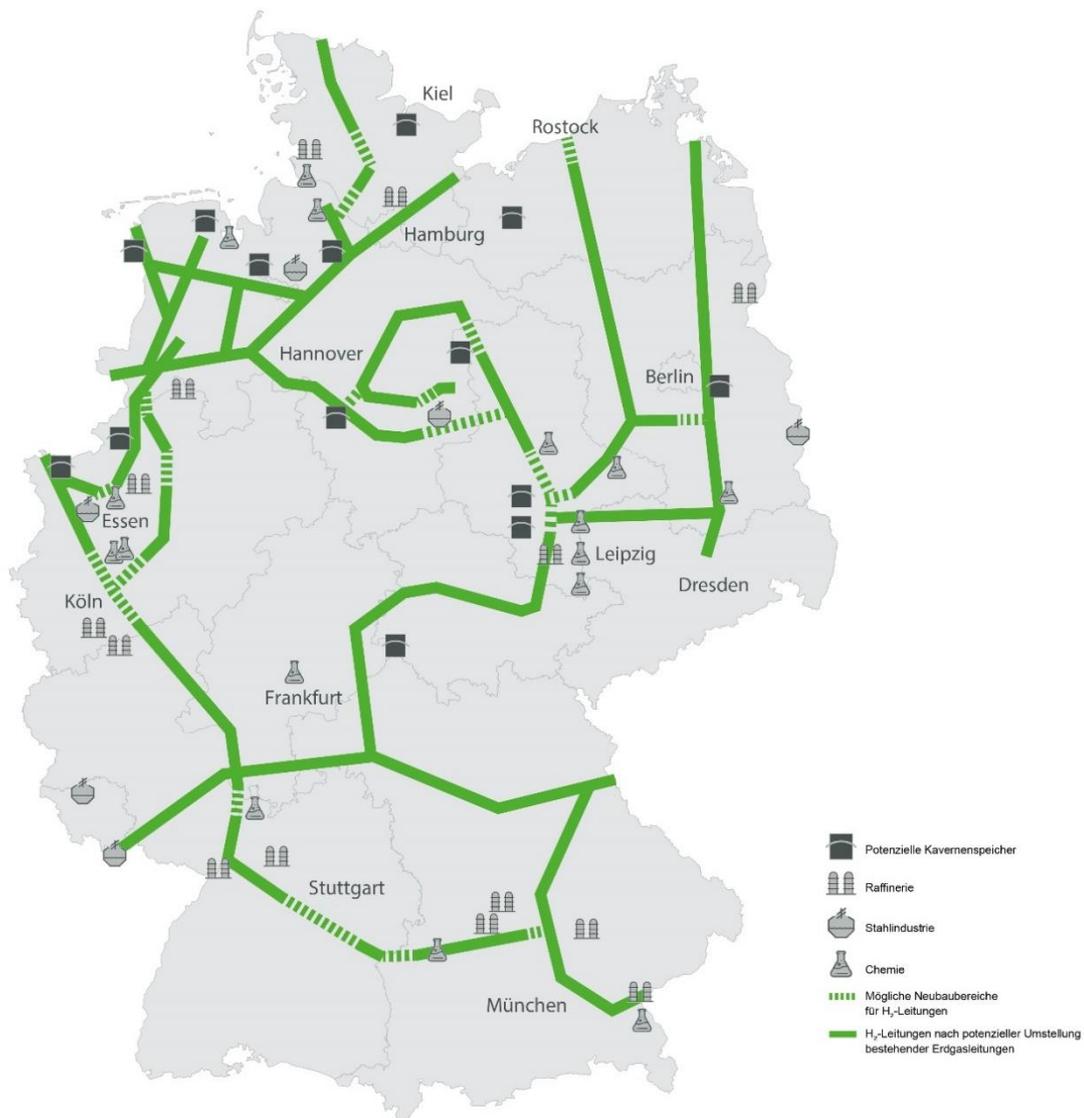
²⁷⁰ Ebenda, S. 24.

²⁷¹ FNB Gas - Die Fernleitungsnetzbetreiber, Erläuterungen zur Karte des „visionären“ Wasserstoffnetzes (H2-Netz), 2020, <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/>, Abruf am 19. Februar 2021.

²⁷² FNB Gas- Die Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030- Entwurf, 2020, <https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/>, Abruf am 19. Februar 2021, S. 152.

Wasserstoffverbrauchs in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen mit zukünftiger Wasserstofferzeugung im Norden Deutschlands verbinden könnte. Von den 1.200 km müssten dazu 100 km neue Wasserstoffleitungen gebaut werden. Die übrige Infrastruktur könnte durch eine Umstellung von Erdgasleitungen erfolgen.²⁷³

Abbildung 5.1: Überlegungen der Fernleitungsnetzbetreiber für ein Wasserstoffnetz für Deutschland



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Quelle: FNB Gas, Die Fernleitungsnetzbetreiber, abrufbar unter <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-karte-fuer-visionaeres-wasserstoffnetz-h2-netz/> (Abruf am 1. April 2021).

²⁷³ FNB Gas- Die Fernleitungsnetzbetreiber, Von der Vision zur Umsetzung: Das H2-Startnetz 2030, 2020, <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/pressemitteilungen/fernleitungsnetzbetreiber-veroeffentlichen-h2-startnetz-2030/?noskip>, Abruf am 19. Februar 2021.

259. Ziel der Berücksichtigung von Wasserstoffleitungen im Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas war eine Anerkennung der daraus resultierenden Maßnahmen als konkrete Netzausbaumaßnahmen. Die Kosten für diese Maßnahmen wären anschließend im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt worden. Insofern schlugen die Fernleitungsnetzbetreiber eine Regulierung der neuen bzw. umgewidmeten Wasserstoffleitungen vor. Für ein solches Vorgehen sah die Bundesnetzagentur allerdings keine Grundlage, weil § 15a EnWG, der die Erstellung des Netzentwicklungsplans der Fernleitungsnetzbetreiber regelt, keine Maßnahmen der Wasserstoffinfrastruktur einbezog. Es blieb somit zunächst offen, wie der Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur organisiert werden sollte.

5.2.2 Regulierungsnotwendigkeit von Entwicklung des Wasserstoffsektors abhängig

260. Um die Notwendigkeit einer Regulierung von Netzindustrien beurteilen zu können, wird üblicherweise untersucht, ob auf dem relevanten Markt ein natürliches Monopol besteht und ein Missbrauch von Marktmacht wahrscheinlich oder gegeben ist.²⁷⁴ Da sich die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland erst im Aufbau befindet, stößt dieses Vorgehen in Bezug auf die Wasserstoffinfrastruktur an seine Grenzen. Dennoch hat die Bundesnetzagentur in einer Bestandsaufnahme zur Regulierung von Wasserstoffnetzen eine erste Einschätzung zu diesen Fragen vorgenommen. Dazu hat sie zum einen die aktuelle Wasserstoffwirtschaft betrachtet und zum anderen mögliche zukünftige Szenarien. In Abhängigkeit des Vorliegens der Kriterien „natürliches Monopol“ und „Missbrauchsanreize“ wurde sodann die Notwendigkeit einer Anwendung der Regulierungsinstrumente „Zugangsregulierung“ sowie „Entgeltregulierung“ abgeleitet.²⁷⁵

261. In Bezug auf die aktuelle Wasserstoffwirtschaft geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass Wasserstoffnetze in bestehenden Wasserstoff-Clustern als natürliche Monopole einzuordnen sind. Diese Einschätzung basiert auf der Beobachtung, dass Wasserstoff in den entsprechenden Clustern zum einen nicht ohne Weiteres gegen alternative Stoffe ausgetauscht und zum anderen in den benötigten Mengen nicht ohne signifikante Preisunterschiede per Lastkraftwagen aus größerer Entfernung angeliefert werden kann. Zudem sei in den Clustern kein Betrieb oder Bau von Leitungen durch Dritte zu beobachten, was darauf hinweise, dass ein Unternehmen den Transport der nachgefragten Menge an Wasserstoff kostengünstiger sicherstellen kann als mehrere Unternehmen. Außerhalb der Cluster geht die Bundesnetzagentur aktuell nicht vom Vorliegen eines natürlichen Monopols aus. Grund dafür ist, dass die nachgefragte Menge an Wasserstoff außerhalb der Cluster nicht groß genug für einen wirtschaftlichen Betrieb von Netzen sei. Beim Transport mit Hilfe von Lastkraftwagen sei wiederum nicht von einer Subadditivität der Kostenfunktion im relevanten Bereich und damit von der Existenz eines natürlichen Monopols auszugehen. Die Bundesnetzagentur schließt aus dem Vorliegen eines natürlichen Monopols im Bereich der Wasserstoff-Cluster nicht direkt auf die Notwendigkeit einer Regulierung der Wasserstoffnetze innerhalb der Cluster. Von einer solchen wird erst ausgegangen, wenn auch ein Missbrauch von Marktmacht zu beobachten oder wahrscheinlich ist. Hierfür gibt es nach Einschätzung der Bundesnetzagentur bisher keine Anzeichen.

262. Mit dem weitergehenden Ausbau der Wasserstoffwirtschaft dürften sich die Marktbedingungen allerdings verändern. So dürfte die Zahl an Erzeugern, die in die Wasserstoffnetze von lokalen Inselnetzen einspeisen wollen, zukünftig steigen. Ein höheres Angebot an Wasserstoff würde für die ansässigen integrierten Erzeuger jedoch sinkende Preise bedeuten, weshalb – so die Bundesnetzagentur – ggf. ein Anreiz bestehe, dritten Erzeugern den Zugang zu den eigenen Leitungen zu verweigern. Eine solche Entwicklung des Wasserstoffmarktes, bei der das Angebot im Vergleich zur Nachfrage schneller wächst, bezeichnet die Bundesnetzagentur als Angebotsmarkt. Wettbewerblich weniger kritisch sei dagegen eine im Vergleich zum Aufbau von Elektrolysekapazitäten raschere Zunahme an potenziellen Abnehmern von Wasserstoff zu sehen. Der Wasserstoffmarkt würde von der Bundesnetzagentur in diesem Fall als Nachfragemarkt betrachtet, in dem davon ausgegangen werden könne, dass die etablierten Erzeuger bereit seien, neue Abnehmer an ihr Netz anzuschließen, wenn sie hierfür vergütet würden. Solange es sich um wenige Anbieter handelt, sei auch nicht davon auszugehen oder bisher beobachtet worden, dass es zu missbräuchlich überhöhten Preisen kommt. Dies könne in der grundsätzlichen Möglichkeit für einzelne Industriekunden begründet sein,

²⁷⁴ Vgl. auch Tz. 234.

²⁷⁵ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen- Bestandsaufnahme, a. a. O., S. 62 ff.

sich in einem anderen Cluster anzusiedeln, in dem ein geringeres Preisniveau herrscht. Eine Regulierung der Netzentgelte scheint dieser Argumentation folgend vorerst nicht notwendig. Auch eine Zugangsregulierung wäre lediglich im Falle der Beobachtung eines Angebotsmarktes zu diskutieren.

263. Die Mehrheit der Marktteilnehmer hält zukünftig allerdings auch das Szenario für realistisch, dass einzelne Transportleitungen die lokalen Inselnetze miteinander verbinden.²⁷⁶ In diesem Fall steigt – so die Überlegung der Bundesnetzagentur – automatisch auch die Zahl der potenziellen Erzeuger, die in das Wasserstoffnetz eines integrierten Wasserstoffherstellers einspeisen können. Das Argument für eine Zugangsregulierung würde somit gegenüber dem Szenario von Inselnetzen tendenziell verstärkt, sofern ein Angebotsmarkt zu beobachten wäre. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Transportleitungen zur Aufhebung des Standortwettbewerbs zwischen den Wasserstoff-Clustern führen könnten. Wasserstoffhersteller wären in diesem Fall nicht mehr so stark auf einzelne Abnehmer angewiesen und könnten in einem Angebotsmarkt laut Bundesnetzagentur daher vergleichsweise hohe Preise setzen. Bei Eintreten dieses Szenarios könnte folglich auch eine Entgeltregulierung sinnvoll sein.

264. Viele Marktteilnehmer erwarten für den Zeitraum 2040 bis 2050 den Aufbau flächendeckender Verteilernetze.²⁷⁷ In Bezug auf eine Zugangsregulierung würde sich die Argumentation im Vergleich zu den vorgenannten Szenarien nicht ändern, sodass eine Zugangsregulierung, im Fall eines Angebotsmarktes, sinnvoll sein könnte. Zudem könnte die Notwendigkeit einer Entgeltregulierung weiter steigen. Bei der Existenz flächendeckender Verteilernetze wird auch die Anzahl an Wasserstoffnachfragern deutlich zunehmen. Damit würden sich die Marktverhältnisse den aktuellen Verhältnissen im Gassektor annähern, wo aktuell die Notwendigkeit einer Entgeltregulierung besteht.

265. Die Entflechtung von Netzbetrieb und den übrigen Geschäftstätigkeiten sieht die Bundesnetzagentur als unterstützendes Regulierungsinstrument an. Eine Entflechtung solle kein Selbstzweck sein, sondern ausschließlich eingesetzt werden, um die Umsetzung einer Zugangs- und/oder Entgeltregulierung sicherzustellen. Im Falle einer Zugangsregulierung kann die Entflechtung helfen, den diskriminierungsfreien Zugang zur Wasserstoffinfrastruktur sicherzustellen. In Bezug auf eine Entgeltregulierung stellt die Entflechtung sicher, dass es nicht zu einer Quersubventionierung des wettbewerblichen Geschäftsfelds zulasten der Nutzerinnen und Nutzer des regulierten Wasserstoffnetzes kommt. Die Bundesnetzagentur weist zudem darauf hin, dass Entflechtungsvorgaben auch zu Ineffizienzen führen können, wenn der Markt oder die Infrastrukturen noch wenig entwickelt sind, da notwendige Investitionen in diesem Fall ausbleiben könnten.²⁷⁸

266. Fraglich ist, ob sich die Wasserstoffwirtschaft überhaupt in der in den Szenarien der Bundesnetzagentur beschriebenen Art und Weise entwickeln wird. Das Wachstum des Angebots von und der Nachfrage nach Wasserstoff hängt vom Erfolg der Umsetzung der NWS ab. Der Bau von Wasserstoffnetzen wiederum ist nur bei einer ausreichenden Zahl an Nutzerinnen und Nutzern bzw. einer vergleichsweise großen Menge an zu transportierendem Wasserstoff wirtschaftlich. Daher weisen insbesondere Marktteilnehmer, die zukünftig den Transport von Wasserstoff übernehmen könnten, darauf hin, dass eine Regulierung von Wasserstoffnetzen erforderlich sei, um für alle Marktteilnehmer Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen.

267. Angesichts des bereits bestehenden Wasserstoffnetzes und der Betrachtung der Entwicklung des Gassektors überrascht die Sichtweise, dass eine Regulierung notwendig sein soll, um Investitionssicherheit zu gewährleisten. Schließlich wurden auch die bereits bestehenden Wasserstoffnetze ohne eine Regulierung aufgebaut, und auch der Gassektor entwickelte sich bereits vor seiner Liberalisierung hin zu einer Marktstruktur, wie sie zukünftig für die Wasserstoffwirtschaft erwartet wird. Allerdings gilt in beiden Fällen, dass etwaige Investitionsrisiken möglicherweise durch eine starke vertikale Integration von Unternehmen unterschiedlicher Wertschöpfungsstufen gesenkt wurden.

²⁷⁶ Vgl. Tz. 256.

²⁷⁷ Vgl. ebenda.

²⁷⁸ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen- Bestandsaufnahme, a. a. O., S. 69.

Zum Zeitpunkt des Aufbaus der Gasnetzinfrastruktur und der bestehenden Wasserstoffinfrastruktur war nicht zwingend davon auszugehen, dass diese Infrastrukturen zukünftig reguliert würden.

268. Traditionell ist es das Ziel einer Regulierung von natürlichen Monopolen, Wettbewerb auf vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen herzustellen. Um dieses Ziel bei zukünftigen Wasserstoffnetzen zu erreichen, wird voraussichtlich auch dort eine Regulierung notwendig sein. Können Marktteilnehmer, die beispielsweise mithilfe vertikaler Integration ihre Investitionsrisiken senken, allerdings damit rechnen, dass durch zukünftige regulatorische Eingriffe diese Unternehmensstrukturen wieder aufgehoben werden, werden sie möglicherweise bereits heute von Investitionen auf dieser Grundlage absehen. Wird das politische Ziel des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft als gegeben betrachtet, kann es daher notwendig sein, bereits frühzeitig einen Regulierungsrahmen vorzugeben, um den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur nicht zu hemmen und gleichzeitig wettbewerbliche Strukturen zu fördern.

5.2.3 Mögliche Optionen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen

269. Ein Verbändebündnis²⁷⁹ veröffentlichte bereits im April 2020 einen Vorschlag zur Regulierung von Wasserstoffnetzen. Ziel des Vorschlags ist es, sicherzustellen, dass eine verlässliche, regulierte Netzinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff entstehen kann. Dies soll insbesondere durch eine Umstellung von Erdgasnetzen erfolgen. Fernleitungsnetzbetreiber sind im Rahmen ihrer regulierten Geschäftstätigkeit jedoch bislang nicht berechtigt, Wasserstoffnetze zu errichten oder zu betreiben.²⁸⁰ Dies möchte der Vorschlag des Bündnisses ändern. Danach sollen die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, ihre Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff umzurüsten und sie als reine Wasserstoffnetze weiter zu betreiben. Die Regulierung der neuen Wasserstoffnetze würde dann analog zur Regulierung von Erdgasnetzen erfolgen.

270. Dieser Vorschlag wird u. a. mit der daraus folgenden integrierten Netzplanung begründet. Eine integrierte Planung von Gas- und Wasserstoffnetz sei notwendig, um aus der Erdgasinfrastruktur eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur entwickeln zu können.²⁸¹ Ohne eine rechtliche Grundlage für eine integrierte Netzplanung könne das Kartellrecht einer Abstimmung bei der Planung von Wasserstoffnetz und Erdgasnetz entgegenstehen. Zwar kann eine Abstimmung zwischen Rückbau des Erdgasnetzes und Aufbau des Wasserstoffnetzes die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Umstellung reduzieren. Eine Notwendigkeit für eine gemeinsame Regulierung beider Infrastrukturen kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden. Auch bei einer getrennten Regulierung besteht die Möglichkeit, gesetzliche Regelungen für die Abstimmung zu treffen.²⁸²

271. Die weitgehend unveränderte Anwendung der Regulierung für Gasnetzbetreiber bei der Regulierung zukünftiger Wasserstoffnetze würde allerdings bedeuten, dass ein Regulierungsrahmen, der entwickelt wurde, um den Wettbewerb auf einem vergleichsweise „reifen“ Markt zu fördern, auf einen noch sehr schwach entwickelten Markt übertragen werden würde. Dies sieht auch die Bundesnetzagentur kritisch. Sie spricht sich eher dafür aus, ein eigenes Gesetz für Wasserstoffnetze zu entwickeln. Ein derartiges „Wasserstoffinfrastrukturgesetz (WiG)“ würde – so die Bundesnetzagentur – in Verbindung mit entsprechenden Verordnungen, beispielsweise zum Netzzugang, dem Wasserstoffsektor besser gerecht.²⁸³

²⁷⁹ Die folgenden Verbände waren hier vertreten: Die Bundesvereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas), Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. und Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK).

²⁸⁰ Fernleitungsnetzbetreiber haben gemäß § 3 Abs.1 Nr. 5 EnWG die Aufgabe der Fernleitung von Erdgas. Wasserstoff fällt mit Ausnahme von grünem Wasserstoff nicht unter den Gasbegriff des EnWG, § 3 Abs.1 Nr. 19a EnWG.

²⁸¹ Vgl. zur iterativen Sekundärnutzung von Erdgasnetzen für den Wasserstofftransport auch Tz. 254.

²⁸² So sieht Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze als Voraussetzung für die Umwidmung einer Erdgasleitung vor, dass zum einen ein Bedarf für eine Wasserstoffleitung besteht und die entsprechende Erdgasleitung zum anderen nicht weiter für den Erdgastransport benötigt wird (vgl. hierzu Tz. 279).

²⁸³ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen- Bestandsaufnahme, a. a. O., S. 83.

272. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass man sich bezüglich des Zugangs zu Wasserstoffnetzen an den Regelungen für den Zugang zu Gasnetzen orientieren könnte, sodass für Anbieter oder Nachfrager von Wasserstoff ein Anspruch auf einen diskriminierungsfreien Netzzugang und eine diskriminierungsfreie Netznutzung bestehen würde.²⁸⁴ Auch in Bezug auf eine Entgeltregulierung für reine Wasserstoffnetze hält die Bundesnetzagentur eine Übertragung der Anreizregulierung grundsätzlich für geeignet. Allerdings sei ggf. zu diskutieren, ob auf einzelne Elemente der Anreizregulierung verzichtet werden könne, um die Regulierung von Wasserstoffnetzen zu vereinfachen. Beispielsweise sei der, bei einer Anreizregulierung obligatorische, Effizienzvergleich aufgrund der anfangs zu erwartenden geringen Anzahl an Wasserstoffnetzbetreibern möglicherweise nicht sinnvoll. Die Bundesnetzagentur macht keine konkreten Vorschläge für Entflechtungsvorgängen für die Wasserstoffwirtschaft.

273. Andere Vorschläge zur Regulierung von Wasserstoffnetzen arbeiten die Erfordernisse eines wenig entwickelten Wasserstoffmarktes noch deutlicher heraus. So fordert die Initiative Erdgasspeicher einen „adaptiven Regulierungsansatz“.²⁸⁵ Kern dieser Forderung ist es, dass sich die Regulierung am Entwicklungsstadium des Wasserstoffmarktes orientieren sollte. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Wasserstoffmarkt im Zeitverlauf entsprechend der von der Bundesnetzagentur beschriebenen Szenarien entwickeln wird. Dementsprechend sollte es, solange es sich bei der Wasserstoffinfrastruktur um Leitungen in Clustern handelt, keine regulatorischen Eingriffe geben. Vielmehr sei hier eine Schärfung des allgemeinen Wettbewerbsrechts zielführend, um sicherzustellen, dass neue Wasserstoffproduzenten Zugang zu den bestehenden Netzen in Clustern erhalten. Sobald weiter entfernt liegende Wasserstoffproduzenten über Transportleitungen an Cluster angeschlossen werden, sollte zunächst eine Zugangsregulierung implementiert werden. Erst wenn in einem weiteren Schritt Cluster miteinander verbunden werden und sich eine flächendeckende Wasserstoffinfrastruktur entwickelt hat, sollte auch eine Entgeltregulierung eingeführt werden.

274. Ein ähnlicher Ansatz wird in einem gemeinsamen Weißbuch zur Regulierung von Wasserstoffnetzen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)²⁸⁶ und dem Verband der europäischen Regulierungsbehörden (CEER)²⁸⁷ verfolgt.²⁸⁸ Die europäischen Regulierungsbehörden schlagen in ihrem Weißbuch einen schrittweisen Ansatz bei der Regulierung von Wasserstoffnetzen vor, wobei sich die Schritte an den vorliegenden Marktbedingungen orientieren sollten. Operationalisiert werden könnte der Ansatz, indem die nationalen Regulierungsbehörden regelmäßig die Marktverhältnisse analysieren und auf der Grundlage ihrer Analyse entscheiden, ob regulatorische Eingriffe erfolgen sollten. Ähnlich wie dies bereits im Telekommunikationssektor erfolgt, könnte die nationale Regulierungsbehörde regelmäßig untersuchen, ob ein Netzbetreiber über Marktmacht verfügt und welche Wettbewerbsprobleme mit seiner Marktstellung einhergehen. In Abhängigkeit von der Feststellung von Marktmacht und damit einhergehenden Problemen könnte die nationale Regulierungsbehörde anschließend entscheiden, ob und – falls ja – welche regulatorischen Eingriffe notwendig sind, um den Wettbewerb zu stärken.

275. Allerdings erkennen die Regulierungsbehörden in ihrem Weißbuch auch an, dass die Entwicklung der Regulierung vorhersehbar sein muss, damit Marktteilnehmer ihre Investitionsentscheidungen planen können. Daher sollten die allgemeinen Grundsätze der Regulierung von Beginn an klar benannt werden. Dazu gehören zum einen die Art zukünftiger Regulierungsmaßnahmen und zum anderen die Frage, unter welchen Marktbedingungen diese zum Einsatz kommen werden. Bezüglich der Art zukünftiger Regulierungsmaßnahmen sprechen sich die Regulierungsbehörden für die Orientierung an den bestehenden Regulierungsinstrumenten auf den Energiemärkten aus. Genannt werden insbesondere: Entflechtung, Zugang für Dritte, Transparenz, Diskriminierungsverbot sowie Überwachung und Aufsicht durch Regulierungsbehörden.

²⁸⁴ Ebenda, S. 71.

²⁸⁵ Initiative Erdgasspeicher (INES), Regulierung von Wasserstoffnetzen- Stellungnahme, 2020, <https://erdgasspeicher.de/medien/mediathek/stellungnahmen/>, Abruf am 15. März 2021.

²⁸⁶ Agency for the Cooperation of Energy Regulators.

²⁸⁷ Council of European Energy Regulators.

²⁸⁸ When and How to Regulate Hydrogen Networks?, European Green Deal Regulatory White Paper series, paper #1, 2021, https://acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/ACER_CEER_WhitePaper_on_the_regulation_of_hydrogen_networks_2020-02-09_FINAL.pdf, Abruf am 15. März 2021.

276. Die europäischen Regulierungsbehörden halten es vor allem für wichtig, Wasserstoffleitungen, die einen einzelnen Anbieter mit einem Nachfrager verbinden, zunächst (vorübergehend) keiner Regulierung zu unterwerfen, damit sich neue Initiativen, ähnlich der bestehenden Cluster, ungehindert entwickeln können. Wie die Initiative Gasspeicher verweist auch das Weißbuch in diesem Zusammenhang auf das allgemeine Wettbewerbsrecht, dem die entsprechenden Leitungen von Anfang an unterliegen.

5.2.4 Die neue (Übergangs-)Regulierung von Wasserstoffnetzen

277. In Deutschland hat sich die Bundesregierung Anfang 2021 zunächst für einen Ansatz entschieden, der verschiedene Aspekte der vorgestellten Optionen zur Regulierung von Wasserstoffnetzen berücksichtigt. Das Gesetz, das einen neuen Abschnitt zur Regulierung von Wasserstoffnetzen in das EnWG einführt, trat am 26. Juli 2021 in Kraft.²⁸⁹ Laut Gesetzesbegründung verfolgt die Einführung eines Regulierungsregimes für Wasserstoffnetze das Ziel, Hemmnisse für den Aufbau einer über die aktuellen Wasserstoffnetze hinausgehenden Infrastruktur abzubauen, indem sie Rechtssicherheit schafft.²⁹⁰ Ein weiteres Ziel ist es, mit Hilfe der Regulierung von Beginn an wettbewerbliche Marktstrukturen zu fördern. Da aktuell auch auf EU-Ebene zur Frage der regulatorischen Behandlung von Wasserstoffnetzen beraten wird,²⁹¹ seien die neuen Regelungen allerdings – so die Begründung zum Gesetzentwurf – als Übergangsregelungen für eine Einstiegsphase zu verstehen, die durch eine spätere Umsetzung europäischer Vorgaben abgelöst bzw. geändert werden könnten.²⁹²

278. Die Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze in Deutschland wird nicht grundsätzlich bei allen Wasserstoffnetzen angewendet. Vielmehr können Betreiber von Wasserstoffnetzen selbst entscheiden, ob sie sich den neuen Regelungen unterwerfen wollen (Opt-in-Regelung), § 28j Abs. 3 Satz 1 EnWG. So können beispielsweise Betreiber bestehender Wasserstoffnetze, die einzelne Unternehmen in Wasserstoff-Clustern miteinander verbinden, ihr Geschäftsmodell des Betriebs eines eher geschlossenen, d. h. für einzelne Nutzer bestimmten, Netzes fortsetzen, indem sie sich den neuen Regelungen nicht unterwerfen. Erdgasnetzbetreiber, die ihr Geschäftsmodell des Betriebs eines regulierten und daher prinzipiell für alle Nutzerinnen und Nutzer offenstehenden Netzes auf den Betrieb von Wasserstoffnetzen übertragen wollen, indem sie beispielsweise Erdgasnetze zu Wasserstoffnetzen umrüsten, können dies erreichen, indem sie sich den neuen Regelungen unterwerfen. Entscheidet sich ein (zukünftiger) Wasserstoffnetzbetreiber für den Weg der Regulierung, werden gemäß § 28j Abs. 3 Satz 3 EnWG allerdings alle von ihm betriebenen Wasserstoffleitungen der Regulierung unterworfen. Zudem besteht keine Möglichkeit, zu einem späteren Zeitpunkt wieder aus dem Regulierungsregime auszutreten. So soll erreicht werden, dass die Anschlussbedingungen für Netznutzerinnen und -nutzer über die Zeit stabil bleiben.²⁹³

279. Um sich dem neuen Regulierungsregime zu unterwerfen, müssen Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur eine Erklärung abgeben. Die Erklärung wird jedoch erst wirksam, wenn die Bundesnetzagentur festgestellt hat, dass ein Bedarf für den entsprechenden Teil der Wasserstoffinfrastruktur vorliegt. Zu diesem Zweck sind der Bundesnetzagentur Unterlagen vorzulegen, die die Bedarfsgerechtigkeit nachweisen. Eine solche liegt gemäß § 28p Abs. 3 EnWG vor, wenn ein Förderbescheid nach den Förderkriterien der nationalen Wasserstoffstrategie ergangen ist. Ansonsten wird die Bedarfsgerechtigkeit insbesondere auf Grundlage eines Realisierungsfahrplans für die entsprechende Wasserstoffinfrastruktur geprüft, den Netznutzer und Netzbetreiber miteinander abgestimmt

²⁸⁹ Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 26. Juli 2021, BGBl. 2021 I Nr. 47, S. 3026.

²⁹⁰ Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, BT-Drs. 19/27453, 2021, S. 60.

²⁹¹ Vgl. EU-Kommission, Hydrogen and Gas markets Decarbonisation Package, 2021, <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12766-Gas-networks-revision-of-EU-rules-on-market-access>, Abruf am 17. März 2021.

²⁹² Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, a. a. O., S. 118.

²⁹³ Ebenda, S. 119.

haben. Handelt es sich um Infrastruktur, die ursprünglich zum Transport von Erdgas genutzt und nun für den Transport von Wasserstoff umgewidmet werden soll, muss gemäß § 28p Abs. 4 EnWG zudem der Nachweis erbracht werden, dass diese Infrastruktur nicht weiter für den Transport von Erdgas benötigt wird.

280. Nachdem die Bundesnetzagentur die Bedarfsgerechtigkeit festgestellt hat und die Erklärung des Netzbetreibers somit wirksam ist, unterliegt der Wasserstoffnetzbetreiber fortan den neuen Regelungen des EnWG. Diese Regelungen beziehen sich auf (1) den Zugang zur Wasserstoffinfrastruktur und (2) die Höhe der Entgelte für diesen Zugang. Zudem sieht das Gesetz (3) Regeln zur Entflechtung von Wasserstoffnetzbetreibern vor. Die Ausgestaltung dieser drei Regulierungsinstrumente wird im Folgenden dargestellt.

281. In Bezug auf den Zugang zu den Wasserstoffnetzen enthält die Übergangsregulierung eine Verpflichtung für Wasserstoffnetzbetreiber, Dritten den Zugang zu ihrem Netz zu gewähren, sofern der Zugang erforderlich ist. Nur in Fällen, in denen der Anschluss nachgewiesenermaßen aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist, können Netzbetreiber gemäß § 28n Abs. 2 EnWG den Anschluss Dritter ablehnen. Ist der Zugang erforderlich, möglich und zumutbar, handeln Netznutzer und Netzbetreiber bilateral die Bedingungen für den Netzzugang aus. Insofern hat sich die Bundesregierung für einen verhandelten Netzzugang entschieden, § 28n Abs. 1 Satz 2 EnWG. Die Bedingungen für den Zugang müssen gemäß § 28n Abs. 1 Satz 1 EnWG allerdings angemessen und diskriminierungsfrei sein. In der Gesetzesbegründung wird darauf hingewiesen, dass Wasserstoffnetzbetreiber bei der Umsetzung dieser Kriterien eng miteinander kooperieren und möglichst gemeinsame Vertragsstandards für den Netzzugang entwickeln sollten.²⁹⁴ § 28n Abs. 3 Satz 1 EnWG sieht außerdem vor, dass jeder Wasserstoffnetzbetreiber die Bedingungen für den Zugang zu seinem Netz auf seiner Internetseite veröffentlichen muss. Zu den zu veröffentlichen Bedingungen gehören insbesondere die Entgelte für den Netzzugang und die verfahrensmäßige Behandlung von Netzzugangsansfragen, § 28n Abs. 3 Satz 2 EnWG.

282. Die Entgeltregulierung von Wasserstoffnetzen knüpft bei den bereits bestehenden Regelungen für die Entgelte von Strom- und Gasnetzen an. Die Netzentgelte für Strom- und Gasnetze waren ursprünglich auf Grundlage der Betriebsführungskosten des Netzbetreibers zu bilden, wobei Kosten oder Kostenbestandteile, die sich im Wettbewerb nicht eingestellt hätten, nicht berücksichtigt wurden, § 21 Absatz 2 EnWG. Von dieser Regelung abweichend werden die Entgelte mittlerweile allerdings auf Grundlage der Regelungen zur Anreizregulierung gebildet.²⁹⁵ Bei Wasserstoffnetzen soll die Anreizregulierung dagegen nicht angewendet werden. Vielmehr bleibt es hier zunächst bei einer kostenorientierten Entgeltbildung gemäß § 21 Abs. 2 bis 4 EnWG. Ein weiterer Unterschied zur Entgeltregulierung bei Strom- und Gasnetzen besteht darin, dass die Entgelte von Wasserstoffnetzbetreibern nicht ex ante genehmigt werden müssen.²⁹⁶ Dies wird mit der fehlenden Anwendung einer Anreizregulierung begründet. Die Entgeltsystematik könne zudem von jedem Wasserstoffnetzbetreiber individuell bestimmt werden, und es bestehe auch ohne Genehmigung die allgemeine Missbrauchsaufsicht über die Preisstruktur.²⁹⁷

283. Im Rahmen der kostenorientierten Regulierung von Wasserstoffnetzen werden die Betriebskosten der Netzbetreiber durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Dabei werden jährlich die zu erwartenden Kosten für das folgende Kalenderjahr sowie die Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den tatsächlichen Kosten aus Vorjahren berücksichtigt, § 28o Abs. 1 EnWG. Die auf diese Weise ermittelten – und von der Bundesnetzagentur nach § 29 EnWG genehmigten – Kosten dürfen über die Netzentgelte erlöst werden. In Bezug auf die nähere Ausgestaltung der Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Kosten und Entgelte sieht das Gesetz vor, dass diese noch durch eine Rechtsverordnung geregelt werden können, § 28o Abs. 2 EnWG. Im Rahmen der Gesetzesbegründung wird darauf

²⁹⁴ Ebenda, S. 120.

²⁹⁵ Die Anreizregulierung ist in § 23a EnWG geregelt.

²⁹⁶ Vgl. § 28o Abs. 1 Satz 2 EnWG.

²⁹⁷ Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, a. a. O., S. 121.

hingewiesen, dass sich eine entsprechende Rechtsverordnung in Vorbereitung befinde, sodass diese in zeitlicher Nähe zum Inkrafttreten des Gesetzes umgesetzt werden könnte.²⁹⁸

284. Neben den Regelungen zu Netzzugang und -entgelten enthält das Gesetz auch Regelungen zur Entflechtung. § 28k Abs. 2 EnWG sieht eine buchhalterische Entflechtung für Wasserstoffnetzbetreiber vor. Das bedeutet, dass Wasserstoffnetzbetreiber, die abgesehen vom Wasserstoffnetzbetrieb noch weitere Tätigkeiten ausüben, in ihrer internen Rechnungslegung ein eigenes Konto für den Wasserstoffnetzbetrieb führen müssen. Die Buchführung soll sich also nicht von einer Situation unterscheiden, in der das Wasserstoffnetz von einem rechtlich selbstständigen Unternehmen betrieben würde. Laut Gesetzesbegründung ist dies die zentrale Grundlage für die Regulierung der Netzentgelte und die Vermeidung der Quersubventionierung von Geschäftsbereichen.²⁹⁹ Die buchhalterische Entflechtung gilt somit für alle anderen Geschäftstätigkeiten eines Wasserstoffnetzbetreibers.

285. Bei verbundenen Unternehmen sieht § 28m Abs. 2 EnWG eine informatorische Entflechtung für Wasserstoffnetzbetreiber vor. Diese müssen insbesondere wirtschaftlich sensible Informationen, die sie in ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erlangen, gegenüber verbundenen Unternehmen vertraulich behandeln, § 28m Abs. 2 Satz 3 EnWG. Im Falle der Offenlegung von Informationen über die eigene Geschäftstätigkeit müssen Wasserstoffnetzbetreiber zudem sicherstellen, dass diese Informationen diskriminierungsfrei allen Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden, sofern die entsprechenden Informationen wirtschaftliche Vorteile bringen können, § 28m Abs. 2 Satz 2 EnWG. Besondere Entflechtungsregeln gelten darüber hinaus für die Geschäftsfelder „Wasserstoffherzeugung“, „Wasserstoffspeicherung“ und „Wasserstoffvertrieb“. § 28m Abs. 1 EnWG sieht für diese Tätigkeiten eine vertikale Entflechtung vor, sodass sie klar vom Netzbetrieb zu trennen sind. Insbesondere ist es einem Wasserstoffnetzbetreiber nicht gestattet, Eigentümer einer Anlage zur Wasserstoffherzeugung, zur Wasserstoffspeicherung oder zum Wasserstoffvertrieb zu sein. Auch der Betrieb und die Errichtung derartiger Anlagen durch Wasserstoffnetzbetreiber sind nicht erlaubt.

5.2.5 Die Regulierung von Wasserstoffnetzen flexibel ausgestalten

286. Die Bundesregierung folgt mit ihrem Gesetz zur Regulierung von Wasserstoffnetzen weder dem Vorschlag der Bundesnetzagentur, ein Wasserstoffinfrastrukturgesetz einzuführen, noch dem Vorschlag des Verbändebündnisses, die bestehende Erdgasnetzregulierung auf Wasserstoffnetze zu übertragen. Damit geht die Bundesregierung davon aus, dass die Gesamtheit der Regelungen zur Regulierung von Erdgasnetzen für eine Regulierung der Wasserstoffnetze zum jetzigen Zeitpunkt nicht angemessen erscheint. Verglichen mit den Ansätzen, die die schrittweise Anwendung von regulatorischen Vorgaben vorschlagen, ist die gesetzliche Regelung allerdings weniger flexibel. Eine Differenzierung der Regelungen anhand des Entwicklungsgrads der Wasserstoffwirtschaft erfolgt nicht, obwohl die Anwendung einzelner Regelungen des Gesetzes bezogen auf die aktuelle Struktur der Wasserstoffnetze angemessen ist, andere Regelungen jedoch erst bei einer weiterentwickelten Wasserstoffwirtschaft notwendig wären.

287. Zwar hat der im Gesetz angelegte, verhandelte Netzzugang im Zuge der Liberalisierung des Gassektors nicht den erwünschten Erfolg gebracht.³⁰⁰ Seine Anwendung zur Regelung des Zugangs zur Wasserstoffinfrastruktur wird daher mitunter stark kritisiert.³⁰¹ Allerdings ist aktuell nicht zu beobachten und in naher Zukunft zunächst auch nicht zu erwarten, dass Wasserstoffnetzbetreiber Dritten keinen Zugang zu ihren Netzen gewähren.³⁰² Daher dürften die

²⁹⁸ Ebenda, S. 121.

²⁹⁹ Ebenda, S. 119.

³⁰⁰ Vgl. hierzu Tz. 247.

³⁰¹ GEODE, Stellungnahme zu einzelnen Regelungen des Referentenentwurfs des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie - Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, 2021, https://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EnWG-Novelle/stellungnahmen-EnWG-Novelle.html?cms_gtp=2412028_list%253D2, Abruf am 19. März 2021, S. 4 f.

³⁰² Eine Verweigerung des Netzzugangs ist erst dann zu erwarten, wenn die Zahl an Wasserstoffproduzenten, die in vorhandene Wasserstoffleitungen einspeisen wollen, zunimmt. Wächst dagegen die Nachfrage nach Wasserstoff vergleichsweise stark, würde dies eine Zugangsverweigerung noch unwahrscheinlicher machen (vgl. Tz. 261 f.).

Regelungen des Gesetzes vorerst ausreichen, um sicherzustellen, dass die ersten Marktteilnehmer auf den Wasserstoffmärkten ungehindert in den Markt eintreten können.

288. Die Einführung einer Entgeltregulierung für Wasserstoffnetze ist zum aktuellen Zeitpunkt dagegen als verfrüht anzusehen. Zwar ist anzuerkennen, dass Unternehmen, die heute in den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur investieren, Informationen über die Art einer zukünftigen Regulierung benötigen. Allerdings ist fraglich, ob die direkte Anwendung einer Entgeltregulierung für den Fall, dass sich ein Unternehmen den Regulierungsvorschriften unterwirft, notwendig ist, um Investitionen sicherzustellen. Die Festlegung, dass die entsprechenden Vorschriften zu einem zukünftigen Zeitpunkt zur Anwendung kommen, hätte ebenfalls Planungssicherheit geschaffen. Die aktuell direkt anwendbaren Vorschriften werden zudem explizit als Übergangsvorschriften bezeichnet. Wenn sich die Entgeltregulierung noch ändern kann, dürfte eine Erhöhung der Investitionssicherheit auch auf diesem Weg nicht erzielt werden.

289. Die Entscheidung für eine kostenorientierte Regulierung von Netzbetreibern, die sich den neuen Vorgaben des EnWG unterworfen haben, scheint in Anbetracht der Notwendigkeit hoher Investitionen und der zunächst geringen Anzahl an regulierten Wasserstoffnetzbetreibern folgerichtig. Während bei einer Anreizregulierung eher die Gefahr besteht, dass Investitionen nicht getätigt werden, um Kosten einzusparen und den erzielbaren Gewinn zu erhöhen, besteht bei einer kostenorientierten Regulierung eher die Gefahr, dass die Kosten des regulierten Unternehmens ineffizient hoch ausfallen. Insofern dürfte eine kostenorientierte Regulierung gerade in der ersten Phase des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur besser geeignet sein, die notwendigen Investitionen sicherzustellen. Zu beachten sind allerdings etwaige Ineffizienzen auf Seiten der regulierten Unternehmen sowie der höhere Aufwand auf Seiten der Regulierungsbehörde. Diese Nachteile dürften jedoch gerade zu Beginn der Regulierung vergleichsweise klein ausfallen.

290. Die vertikale Entflechtung, die das Gesetz vorsieht, ist zwar dahingehend zu begrüßen, dass sie verhindert, dass sich ohne eine solche Regelungen stark vertikal integrierte Marktstrukturen etablieren könnten, die zu einem späteren Zeitpunkt den Wettbewerb auf den Wasserstoffmärkten behindern können. Vor dem Hintergrund der großen Dimension des gewünschten Wasserstoffnetzausbaus könnte die frühe vertikale Entflechtung allerdings problematisch sein, da sie möglicherweise mit einer Senkung der Investitionssicherheit einhergeht.

291. Anders ist die buchhalterische Entflechtung von Wasserstoffnetzbetrieb und übrigen Geschäftsfeldern eines Wasserstoffnetzbetreibers zu beurteilen. Die buchhalterische Entflechtung gilt auch für regulierte Gasnetzbetreiber, die zukünftig zusätzlich regulierte Wasserstoffnetze betreiben wollen. In diesem Fall soll eine buchhalterische Entflechtung sicherstellen, dass die Entgelte für das Erdgasnetz ausschließlich auf Grundlage der Kosten für das Erdgasnetz ermittelt werden, während die Entgelte für das Wasserstoffnetz ausschließlich auf Grundlage der Kosten für das Wasserstoffnetz ermittelt werden. Diese Sicherstellung der Kostenreflexivität ist zu begrüßen.³⁰³

292. In Hinblick auf eine Weiterentwicklung der Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze schließt sich die Monopolkommission der Empfehlung der europäischen Regulierungsbehörden an, sich bei der weiteren Ausgestaltung der Wasserstoffnetzregulierung an der Steuerung der Regulierung im Telekommunikationssektor zu orientieren. Aufgrund der erwünschten sehr dynamischen Entwicklung des Wasserstoffsektors scheint es sinnvoll, Ansätze aus einem regulierten Sektor zu übernehmen, der sich in der Vergangenheit bereits vergleichsweise dynamisch entwickelt hat.

293. In Anlehnung an die Regulierung des Telekommunikationssektors könnten sich regulatorische Eingriffe bei der Wasserstoffnetzregulierung an den zum jeweiligen Zeitpunkt zu beobachtenden Marktverhältnissen ausrichten. Im Telekommunikationssektor prüft die Bundesnetzagentur zunächst nach dem Drei-Kriterien-Test gemäß § 10 Abs. 2 S. 1 TKG, ob ein zuvor abgegrenzter Markt potentiell regulierungsbedürftig ist. Bejaht sie dies, so prüft sie in einem nächsten Schritt ob auf diesem potentiell regulierungsbedürftigen Markt wirksamer Wettbewerb vorliegt, § 11 Abs. 1 S. 1 TKG. Ein solcher liegt nicht vor, wenn ein oder mehrere Unternehmen auf diesem Markt über beträchtliche

³⁰³ Vgl. dazu ausführlich Kapitel 5.2.6.

Marktmacht verfügen, § 11 Abs. 1 S. 2 TKG. Die entsprechenden Unternehmen können gesetzlich definierten Regulierungsmaßnahmen, wie beispielsweise einer Entgeltregulierung, unterworfen werden.

294. Auf ähnliche Weise könnte der Bundesnetzagentur im Wasserstoffsektor die Aufgabe übertragen werden, die Marktverhältnisse regelmäßig zu analysieren und festzustellen, ob wirksamer Wettbewerb besteht. Falls dies nicht der Fall ist, könnten gesetzlich definierte, regulatorische Maßnahmen, wie beispielsweise eine Entgeltregulierung, ausgelöst werden, die sich hier im Gegensatz zur Telekommunikationsregulierung allerdings lediglich auf die Infrastruktur beziehen würden. Die einzelnen Maßnahmen, könnten sich wiederum, wie bereits im Gesetz geschehen, an den aus der Gasnetzregulierung bekannten Instrumenten orientieren. Die Anwendung eines aus der Telekommunikationsregulierung bekannten Drei-Kriterien-Tests im Wasserstoffsektor würde auch bedeuten, dass trotz einer grundsätzlichen Einbeziehung von Wasserstoffnetzen in ein Regulierungsrecht im Einzelfall auch eine rein kartellrechtliche Prüfung möglich wäre.

295. Nach dem Drei-Kriterien-Test nach § 10 Abs. 2 S. 1 TKG ist ein Markt grundsätzlich regulierungsbedürftig, wenn er durch beträchtliche und anhaltende strukturell oder rechtlich bedingte Marktzutrittsschranken gekennzeichnet ist, längerfristig nicht zu wirksamem Wettbewerb tendiert und auf dem die Anwendung des allgemeinen Wettbewerbsrechts allein nicht ausreicht, um dem betreffenden Marktversagen entgegenzuwirken. Besonders das letzte Kriterium zeigt, dass im Telekommunikationssektor trotz der grundsätzlichen Einbeziehung eines Marktes in das Regulierungsrecht im Einzelfall auch eine rein kartellrechtliche Prüfung möglich ist. Bei der Entscheidung, ob im Einzelfall Regulierungs- oder Kartellrecht anwendbar ist, ist aber jedenfalls auf eine enge Abstimmung der zuständigen Behörden zu achten, um eine konsistente Entscheidungspraxis zu gewährleisten (vgl. dazu § 123 Abs. 1 TKG).

296. Bei der Wahl eines an die Telekommunikationsregulierung angelehnten Ansatzes bestünde der größte Unterschied zur gesetzlich verankerten Wasserstoffnetzregulierung somit darin, dass nicht einzelne Unternehmen entscheiden, ob sie sich der Regulierung unterwerfen. Vielmehr würde die Bundesnetzagentur in enger Abstimmung mit dem Bundeskartellamt entscheiden, wann die Anwendung des allgemeinen Wettbewerbsrechts allein nicht ausreicht, um dem betreffenden Marktversagen entgegenzuwirken und welche gesetzlich definierte Maßnahmen notwendig sind, um einen wirksamen Wettbewerb sicherzustellen.

5.2.6 Getrennte Finanzierung von Wasserstoffnetzen sicherstellen

297. Für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur werden unterschiedliche Optionen zur Finanzierung von Wasserstoffnetzen diskutiert. Diese Optionen können grundsätzlich in zwei Kategorien eingeteilt werden. Die Finanzierung über Netzentgelte (I) und die Finanzierung über Zuschüsse (II). Bei der Finanzierung über Netzentgelte werden wiederum zwei Möglichkeiten diskutiert. Die Finanzierung über ein Wasserstoffnetzentgelt (1), das ausschließlich von Nutzerinnen und Nutzern des Wasserstoffnetzes zu zahlen ist und die Finanzierung über ein gemeinsames Netzentgelt für Wasserstoff- und Gasnetze (2). Bei der Finanzierung über Zuschüsse werden ebenfalls zwei Möglichkeiten in Betracht gezogen. Die Finanzierung des Zuschusses über Steuermittel (3) und die Finanzierung über eine Umlage auf die Gasnetznutzerinnen und -nutzer (4).

Tabelle 5.2: Finanzierungsoptionen für Wasserstoffnetze

Über Netzentgelte (I)	Über Zuschüsse (II)
Getrennte Netzentgelte (1)	Steuermittel (3)
Gemeinsame Netzentgelte (2)	Umlage (4)

Quelle: Eigene Darstellung.

298. Das Verbändebündnis³⁰⁴ setzt sich für eine einheitliche Entgeltregulierung von Wasserstoff- und Gasnetzen ein. Dabei könnten Fernleitungsnetzbetreiber, die Teile ihres Erdgasnetzes für den Transport von Wasserstoff umwidmen oder neue Wasserstoffleitungen bauen, die Kosten des Netzes im Rahmen der Anreizregulierung ansetzen. Die Erlösobergrenze der Fernleitungsnetzbetreiber würde dabei auf Grundlage der Kosten von Gas- und Wasserstoffinfrastruktur bestimmt. So würden Gasnetznutzerinnen und -nutzer anfänglich den Aufbau der Wasserstoffnetze über ihre Netzentgelte mitfinanzieren. Dieser Ansatz würde, so die Argumentation, anfänglich prohibitiv hohe Entgelte für Wasserstoffnetze verhindern und Investitionssicherheit für Netzbetreiber schaffen. Umgekehrt könne so auch verhindert werden, dass zum möglichen Ende der Gaswirtschaft hin die letzten Gasnetznutzerinnen und -nutzer prohibitiv hohe Netzentgelte zu zahlen hätten.

299. Von anderen Marktteilnehmern wird ein gemeinsames Netzentgelt abgelehnt. Begründet wird dies mit der fehlenden Verursachungsgerechtigkeit. Die Monopolkommission schließt sich dieser ablehnenden Beurteilung an. Eine Bepreisung der Netznutzung nach dem Verursachungsprinzip sorgt für effiziente Investitionen in die Netzinfrastruktur. Ein Netzbetreiber investiert nur in die Infrastruktur, wenn sich die Investition durch Netzentgelte refinanzieren lässt. Wird im Gegensatz dazu das Verursachungsprinzip zugunsten eines gemeinsamen Entgelts für Wasserstoff- und Erdgasnetze aufgegeben, müssten Nutzerinnen und -nutzer des Wasserstoffnetzes, insbesondere zu Beginn des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur, nicht die vollen Kosten tragen, sodass es zu ineffizient hohen Investitionen in Wasserstoffnetze kommen kann. Umgekehrt müssten Erdgasnetznutzerinnen und -nutzer bei möglicherweise immer kleiner werdenden Mengen an zu transportierendem Erdgas nicht die vollen Transportkosten tragen, sondern würden bei einem gemeinsamen Netzentgelt zukünftig durch die Wasserstoffnetztransportkunden quersubventioniert. Damit würde jedoch ihr Anreiz gesenkt auf alternative Energieträger umzusteigen und die Umstellung, beispielsweise auf Wasserstoff, würde verzögert.³⁰⁵ Der Wettbewerb zwischen den verschiedenen infrastrukturgebundenen Energieträgern Gas und Wasserstoff würde somit verzerrt.

300. Auch in der Begründung zum Gesetzentwurf zur Übergangsregulierung von Wasserstoffnetzen wird eine Quersubventionierung zwischen Wasserstoff- und Erdgasnetzen abgelehnt.³⁰⁶ Begründet wird dies mit unionsrechtlichen Vorgaben zum Zugang zu Fernleitungsnetzen und zu Fernleitungsentgeltstrukturen. Nach Art. 13 Abs. 1 Satz 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sowie Art. 7 Satz 2 lit. b der Verordnung (EU) 2017/460 sei es nicht zulässig, dass die Entgelte für die Erbringung von Fernleitungsdienstleistungen Kosten enthalten, die nicht Gegenstand der Fernleitung sind. Die Kosten für den Transport von Wasserstoff dürfen danach nicht in den Entgelten enthalten sein, da Fernleitungen im Sinne von Art. 2 Abs. 1 Nr. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 ausschließlich für den Transport von Erdgas definiert sind.³⁰⁷

301. Die Übergangsregulierung sieht somit vor, dass Wasserstoff- und Erdgasnetzentgelte getrennt voneinander zu bestimmen sind. Die Erdgasnetzentgelte unterliegen weiterhin der Anreizregulierung. Die Wasserstoffnetzentgelte werden zwischen Netzbetreiber und Zugangskunden ausgehandelt und in ihrer Gesamtheit den Gesamtkosten eines Wasserstoffnetzbetreibers gegenübergestellt. Insofern unterliegen die Wasserstoffnetzentgelte einer Kostenregulierung. Um eine Quersubventionierung zwischen Erdgasnetzentgelten und Wasserstoffnetzentgelten zu vermeiden, müssen Netzbetreiber, die beide Arten von Netzen betreiben, gemäß § 28k Abs. 2 EnWG ein eigenes Rechnungskonto für die Tätigkeit des Wasserstoffnetzbetriebs führen und einen gesonderten Jahresabschluss erstellen.

³⁰⁴ Vgl. Tz. 269.

³⁰⁵ Ein gemeinsames Entgelt für Wasserstoff- und Erdgasnetze könnte insofern langfristig mit ähnlichen Problemen einhergehen wie sie aktuell bei der EEG-Umlage zu beobachten sind. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt die Umlage und damit der Strompreis. Ein höherer Strompreis senkt jedoch die Anreize, Strom für die Dekarbonisierung der übrigen Sektoren, wie den Verkehrs- oder den Wärmesektor, zu nutzen.

³⁰⁶ Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, a. a. O., S. 119.

³⁰⁷ Bundesregierung, ebenda, S. 119. Kritisch dazu – u. a. unter Verweis auf einen weiten Gasbegriff in Art. 1 Abs. 2 der Richtlinie 2009/73/EG – Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., Rechtsgutachten zur Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff mit dem EU-Recht, 2021, <https://www.fnb-gas.de/fnb-gas/veroeffentlichungen/beitraege/rechtsgutachten-zur-vereinbarkeit-gemeinsamer-netzentgelte-fuer-erdgas-und-wasserstoff-mit-dem-eu-recht/>, Abruf am 29. April 2021.

302. Wengleich die Übergangsregulierung keine explizite gemeinsame Finanzierung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen vorsieht, können einzelne Regelungen dennoch zu einer teilweisen Quersubventionierung zwischen den beiden Nutzungsgruppen führen. So sieht § 113b S. 2 EnWG vor, dass im Erdgasnetz zusätzliche Ausbaumaßnahmen stattfinden können um sicherzustellen, dass das Erdgasnetz auch dann noch ausreichend dimensioniert ist, wenn einzelne Leitungen auf den Wasserstofftransport umgestellt werden. Eine derartige Regelung kann zwar die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten von Erdgas- und Wasserstoffnetz minimieren, allerdings führt sie dazu, dass Erdgasnetznutzerinnen und-nutzer die Baukosten der neuen Erdgasleitungen zu tragen hätten, obwohl lediglich die Nutzerinnen und-nutzer der auf den Wasserstofftransport umgerüsteten Leitungen von der Maßnahme profitieren würden.

303. Eine teilweise Quersubventionierung kann zudem aufgrund der Umwidmung von Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff erfolgen. Die Höhe der Netzentgelte hängt auch von den Abschreibungen auf die Infrastruktur ab, welche wiederum von den Buchwerten der Infrastruktur abhängen. Wird eine Erdgasleitung zu einer Wasserstoffleitung, findet entweder ein Verkauf oder, aufgrund der buchhalterischen Entflechtung, zumindest eine Übertragung auf ein anderes Rechnungslegungskonto statt. Dabei beeinflusst der Wert der übertragenen Leitung zum einen die zukünftigen Abschreibungen auf die Wasserstoffleitungen und damit die Entgelte für Wasserstoffnetznutzerinnen und-nutzer. Zum anderen können sich auch die Entgelte von Erdgasnetznutzerinnen und-nutzern verändern, wenn der Wert der übertragenen Leitungen abweichend vom aktuellen Buchwert angesetzt wird. Deutlich wird das an folgendem Beispiel.

304. Angenommen, eine Erdgasleitung wird an einen regulierten Wasserstoffnetzbetreiber verkauft bzw. innerhalb desselben Unternehmens übertragen. Als „Verkaufspreis“ wird ein Wert angesetzt, der größer ist als der handelsrechtliche Restwert. In diesem Fall würde im Erdgasbereich ein Buchgewinn entstehen, den der Erdgasnetzbetreiber realisieren kann, wenn er nicht in ein Basisjahr fällt.³⁰⁸ Gleichzeitig könnte die entsprechende Leitung beim Wasserstoffnetzbetreiber (d. h. möglicherweise auch auf dem „Wasserstoffkonto“ desselben Unternehmens) mit dem erhöhten „Verkaufspreis“ als Restwert angesetzt werden, was erhöhte Abschreibungen und damit erhöhte Netzentgelte für die Wasserstoffnetznutzerinnen und-nutzer zur Folge hätte. Insbesondere, wenn es sich bei Erdgas- und Wasserstoffnetzbetreiber um ein und dasselbe Unternehmen handelt, könnte dieses einen Anreiz haben, das beschriebene Szenario umzusetzen. So ließe sich einerseits ein Buchgewinn erzielen und der erhöhte Restwert würde, andererseits von den Wasserstoffnetznutzerinnen und-nutzern finanziert werden.

305. Um derartige Probleme zu verhindern, sollte bei der Übertragung von Leitungen eine Regelung geschaffen werden, die die Ermittlung des „Verkaufspreises“ nicht dem regulierten Unternehmen überlässt. Diese Aufgabe sollte vielmehr die Bundesnetzagentur übernehmen.³⁰⁹ Sollte sich herausstellen, dass es trotz der buchhalterischen Entflechtung und Beteiligung der Bundesnetzagentur bei der Umwidmung von Erdgasnetzen zur Quersubventionierung zwischen den Geschäftsbereichen kommt, sollte eine Verschärfung der Entflechtungsregeln, bspw. in Form einer Einführung der gesellschaftsrechtlichen Trennung von Erdgas- und Wasserstoffnetzbereich, in Erwägung gezogen werden.

306. Wie Tabelle 5.2 zeigt, ist alternativ zu der gesetzlich vorgegebenen Finanzierung auch vorstellbar, Wasserstoffnetze, zumindest zusätzlich zu Netzentgelten, zunächst auch aus Steuern, Abgaben oder Umlagen zu finanzieren, um das Problem von anfänglich möglicherweise prohibitiv hohen Netzentgelten für Wasserstoffnetze zu lösen. Aus einem Eckpunktepapier, das vor Veröffentlichung des Gesetzentwurfs einzelnen Verbänden vorgestellt wurde, geht

³⁰⁸ Fällt ein Buchgewinn in ein Basisjahr, wird er über die Regulierungsperiode verteilt und wirkt sich senkend auf die Netzentgelte aus.

³⁰⁹ Derartige Regelungen werden bereits für den Übergang von Erdgasnetzen von einem auf ein anderes Energieversorgungsunternehmen angewandt (Vgl. § 26 Abs. 2 ARegV, Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, BGBl. 2007 I Nr. 55, S. 2529).

hervor, dass eine Finanzierung aus staatlichen Mitteln in Betracht gezogen wurde.³¹⁰ Die entsprechenden Mittel sollten die Kosten senken, die Netzbetreiber im Rahmen der Kostenregulierung ansetzen können, was wiederum zu einer Senkung der Netzentgelte geführt hätte. In einem solchen Fall wäre – so die Bundesnetzagentur – allerdings die Frage zu klären gewesen, ab welchem Ausbaustand der aus derartigen Mitteln finanzierte Ausbau der Wasserstoffnetze auf eine nicht geförderte Finanzierung aus Netzentgelten umgestellt werden kann.³¹¹

307. Der Gesetzestext zur Übergangsregulierung enthält nun keine derartige Regelung. Die Entscheidung gegen einen Zuschuss zur Senkung der Netzentgelte ist nachvollziehbar, da eine Senkung der Netzentgelte, wie in Bezug auf das Verursachungsprinzip argumentiert, zu ineffizienten Entscheidungen bei Netznutzerinnen und -nutzern und damit auch zu ineffizienten Investitionsentscheidungen bei Wasserstoffnetzbetreibern führen kann.³¹² Sollte zukünftig dennoch in Betracht gezogen werden, die Wasserstoffinfrastruktur teilweise aus Zuschüssen zu finanzieren, wäre in jedem Fall ein staatlicher Zuschuss einer Umlage auf die Gasnetznutzerinnen und -nutzer vorzuziehen. So wäre sichergestellt, dass die Entscheidung der Akteure auf dem Erdgasmarkt nicht zusätzlich beeinflusst würde und zusätzliche Ineffizienzen vermieden werden.

5.3 Fazit: Regulierung von Wasserstoffnetzen an Marktbedingungen ausrichten und Quersubventionierung verhindern

308. Eine der Maßnahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie bezieht sich auf den Aufbau und die Regulierung der Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff. Die Monopolkommission hat die Optionen für eine mögliche Regulierung von Wasserstoffnetzen und die damit verbundenen Folgen untersucht. Zunächst ist festzustellen, dass keine Notwendigkeit besteht, bereits existierende Wasserstoffnetze zu regulieren. Die Novelle des EnWG hat dennoch zeitnah eine Regulierung von Wasserstoffnetzen eingeführt. Eine Pflicht, sich der Regulierung zu unterwerfen, besteht indes nicht. Insofern trägt das Gesetz dem Umstand Rechnung, dass bei bestehenden Wasserstoffnetzen nicht von einer Regulierungsnotwendigkeit auszugehen ist. Die Regulierung von Wasserstoffnetzen unterscheidet sich zudem deutlich von der bestehenden Erdgasnetzregulierung.

309. Es ist zu begrüßen, dass die Erdgasnetzregulierung nicht einfach auf Wasserstoffnetze übertragen wurde, da es sich bei der Wasserstoffwirtschaft im Gegensatz zur Erdgaswirtschaft, um einen Markt handelt, der sich noch am Anfang seiner Entwicklung befindet. Allerdings bietet auch der gewählte Rechtsrahmen wenig Möglichkeiten, auf die erwartete dynamische Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft angemessen zu reagieren. So wird sowohl der verhandelte Netzzugang als auch eine Kostenregulierung angewendet, wenn sich ein Unternehmen der Regulierung unterwirft, obwohl zum aktuellen Zeitpunkt der diskriminierungsfreie, verhandelte Netzzugang als angemessen, die Anwendung einer Kostenregulierung jedoch als verfrüht anzusehen ist.

310. Für eine Überarbeitung der Übergangsregulierung empfiehlt die Monopolkommission daher einen dynamischen Regulierungsansatz in Anlehnung an die Telekommunikationsregulierung. Dazu sollte der Bundesnetzagentur die Aufgabe übertragen werden, die Marktverhältnisse regelmäßig zu analysieren. Ähnlich einem Drei-Kriterien-Test, wie er in der Telekommunikationsregulierung durchgeführt wird, könnte die Bundesnetzagentur zunächst prüfen, ob der Wasserstoffmarkt regulierungsbedürftig ist. Dies wäre der Fall, wenn er durch beträchtliche und anhaltende Marktzutrittsschranken gekennzeichnet ist, längerfristig nicht zu wirksamem Wettbewerb tendiert und die Anwendung des allgemeinen Wettbewerbsrechts allein nicht ausreicht, um dem betreffenden Marktversagen entgegen zu wirken. Grundsätzlich bestünde insofern die Möglichkeit beobachtete Wettbewerbsprobleme zunächst über das allgemeine Wettbewerbsrecht zu beheben.

³¹⁰ Das Papier wurde nicht offiziell veröffentlicht, kann aber unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/originaldokument-originaldokument-das-sind-die-plaene-fuer-die-regulierung-der-wasserstoffnetze-in-deutschland/26705702.html?ticket=ST-7628590-7ciwaXQhdPwa3wJcri5x-ap2> abgerufen werden, Abruf am 1. Juni 2021.

³¹¹ BNetzA, Regulierung von Wasserstoffnetzen- Bestandsaufnahme, a. a. O., S. 73 f.

³¹² Vgl. Tz. 299.

311. Entscheidet die Bundesnetzagentur, in Abstimmung mit dem Bundeskartellamt, dass das allgemeine Wettbewerbsrecht nicht mehr ausreicht, um einen wirksamen Wettbewerb im Wasserstoffsektor sicherzustellen, würde der Wasserstoffmarkt als potentiell regulierungsbedürftig eingestuft. In einem nächsten Schritt würde die Bundesnetzagentur prüfen, ob ein oder mehrere Unternehmen auf diesem Markt über beträchtliche Marktmacht verfügen. Diese Unternehmen könnten dann gesetzlich definierten Regulierungsmaßnahmen, wie beispielsweise einer Zugangsregulierung, unterworfen werden. Die von der Bundesnetzagentur einsetzbaren Maßnahmen sollten sich an den aus der Gasnetzregulierung bekannten Regulierungsinstrumenten orientieren. Im Unterschied zur aktuellen Übergangsregulierung könnte die Bundesnetzagentur bei Anwendung einer dynamischen Regulierung so zielgerichtet einzelne der gesetzlich festgeschriebenen Maßnahmen wählen, um die Wettbewerbsprobleme zu adressieren, die zum jeweiligen Zeitpunkt zu beobachten sind.

312. In Hinblick auf die Finanzierung der Wasserstoffnetze ist gesetzlich von Beginn an eine getrennte Finanzierung von Wasserstoff- und Erdgasnetzen vorgegeben. Um dies sicherzustellen, ist eine buchhalterische Entflechtung von Wasserstoffnetzbetrieb und übrigen Geschäftsfeldern vorgesehen. Diese Entscheidung für eine verursachungsgerechte Finanzierung begrüßt die Monopolkommission. Die verursachungsgerechte Finanzierung führt zu effizienteren Investitionsentscheidungen. Die Monopolkommission weist allerdings darauf hin, dass insbesondere Gasnetzbetreiber, die auch Wasserstoffnetze betreiben, Anreizen unterliegen, eine Quersubventionierung des Erdgasgeschäfts zulasten der Wasserstoffnetzkundinnen und -kunden zu betreiben. Sollte sich herausstellen, dass es trotz buchhalterischer Entflechtung zur Quersubventionierung kommt, sollte auch eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung in Betracht gezogen werden.