

Energie 2017: Gezielt vorgehen, Stückwerk vermeiden

Sondergutachten 77– Kurzfassung

Sondergutachten der Monopolkommission
gemäß § 62 EnWG

2017

Kurzfassung

K1. Die Monopolkommission hat sich in diesem Sondergutachten mit dem Stand und den Problemen des Wettbewerbs im Energiegroßhandel, den Herausforderungen im Rahmen der Umsetzung der Energiewende sowie der Ausschreibung und Entgeltregulierung der Energieversorgungsnetze auseinandergesetzt. Als Ergebnis ihrer Untersuchung stellt sie fest, dass die zunehmende Komplexität des energie- und umweltrechtlichen Rahmens und die Vielfalt der Zielsetzungen zu einer zunehmend disparaten Marktordnung führen. Deshalb sollte der Schwerpunkt der Energie- und Umweltpolitik in der anstehenden Legislaturperiode darauf gelegt werden, den rechtlichen Rahmen konsequent und widerspruchsfrei an ordnungspolitischen Prinzipien auszurichten. Um dies zu erreichen, hat die Monopolkommission in diesem Gutachten verschiedene Bereiche des Energiesektors untersucht und Empfehlungen erarbeitet.

Stand und Probleme des Wettbewerbs im Energiegroßhandel

Energiebinnenmarkt

K2. Bereits seit mehr als zwei Jahrzehnten verfolgt die Europäische Union das Ziel der Verwirklichung eines europäischen Energiebinnenmarktes. Dahinter steht die Idee, bestehende Handelsbarrieren auf den Märkten für Strom und Gas in den EU-Mitgliedstaaten abzubauen und diese sukzessive zu einem europaweiten Binnenmarkt zusammenzuführen. Ein zentrales praktisches Problem dieses Vorhabens liegt in der Beantwortung der Frage, wie die Zuschnitte von Preiszonen in einem gemeinsamen Energiebinnenmarkt im Endzustand aussehen sollten. Grundsätzlich lässt sich hierzu feststellen, dass Preiszonen im Strom- und Gassektor aus ökonomischer Sicht auf Basis von Engpässen zugeschnitten werden sollten. Dabei sind gegebenenfalls auch grenzüberschreitende Integrationsprojekte förderlich.

K3. Neben den Vorteilen aus der Erzielung produktiver Effizienzen ist eine Binnenmarktintegration vor allem aus wettbewerbsökonomischen Erwägungen zu begrüßen. Grund hierfür ist unter anderem, dass ein Abbau von Handelshemmnissen zu einer Einschränkung des Missbrauchsspielraums von Anbietern und somit gleichfalls zu einer Einschränkung des Missbrauchspotenzials einer marktmächtigen Stellung innerhalb einer Preiszone führt.

Binnenmarktintegration Strom

K4. Aus wettbewerbsökonomischer Perspektive ist im Stromgroßhandel vor allem die Frage nach dem Stand der Integration europäischer Handlungspunkte von Interesse, da hiervon die Definition des geografisch relevanten Marktes und die Beurteilung der Marktmacht einzelner Anbieter abhängen. Die Monopolkommission hat daher ihre regelmäßigen Analysen zur Entwicklung der Integration des deutschen Stromgroßhandelsmarktes für die Jahre 2015 und 2016 fortgeführt. Hierfür wurde die Preiskonvergenz zwischen der deutsch-österreichischen Preiszone und Anrainerstaaten untersucht. Während Preiskonvergenz als Indiz für eine Marktintegration gilt, ist Preisdivergenz zwischen Preiszonen als Indiz für Engpässe zwischen den Preiszonen und getrennte Märkte zu bewerten.

K5. Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der Analyse von Preisdifferenz und -konvergenz, dass keine bemerkenswerten Fortschritte auf dem Weg zu einer europäischen Binnenmarktintegration des deutschen Stromgroßhandels erreicht wurden. Hier wären größere Fortschritte im Bereich des europäischen Engpassmanagements und somit der Preiskonvergenz zu erwarten gewesen. Zudem scheint sich die Binnenmarktintegration Deutschlands – zumindest zeitweise – rückläufig zu entwickeln. Der Grund hierfür ist vermutlich die teilweise schwer kontrollierbare Einspeisung in deutsche Netze durch erneuerbare Energieträger. Zudem deuten weiterhin erhebliche Preisdifferenzen zwischen dem deutsch-österreichischen und angrenzenden Großhandelsmärkten auf Übertragungseingänge und das Vorhandensein strategischer Handlungsspielräume für potenziell marktmächtige Stromanbieter hin. Die Monopolkommission spricht sich daher weiterhin dafür aus, auch kartellrechtlich zunächst einen auf Deutschland und Österreich bzw. auf die überwiegend in diesen Ländern liegenden Regelzonen beschränkten Markt für den Erstabverkauf von Strom anzunehmen. Inwiefern sich die bevorstehenden Lastflussbeschränkungen zwischen deutschen und österreichischen Netzen auf diese Marktdefinition auswirken werden, ist abzuwarten.

Binnenmarktintegration Gas

K6. Im Gassektor hat die Europäische Kommission bereits im Jahr 2011 ein sog. Target-Modell zur Operationalisierung ihrer Vorstellung der Binnenmarktziele im Gassektor vorgelegt. Das Modell soll die Binnenmarktziele im Gasgroßhandel konkreter und messbar beschreiben. Da zunehmend deutlich wurde, dass die Effizienzziele des Gasbinnenmarktes nicht erreichbar sind, wurde das Target-Modell im Jahr 2015 durch die Energieagentur der Europäischen Union (ACER) überarbeitet und neu veröffentlicht (sog. Gas-Target-Modell II). ACER hat die Liquidität der nationalen Gasmärkte zu diesem Zeitpunkt auf Basis der Kriterien des neuen und des ursprünglichen Target-Modells untersucht. Für die neuen Kriterien hat ACER die entsprechenden Kennzahlen der liquidesten europäischen Handelspunkte, dem britischen National Balancing Point und dem niederländischen Title Transfer Facility, als Referenz zugrunde gelegt. Erwartungsgemäß lag zum Zeitpunkt der Datenerhebung im Jahr 2013 die anhand der neuen Kriterien bewertete Liquidität der meisten europäischen Handelspunkte erheblich unter denen der beiden führenden Märkte. Dies gilt für den Day-Ahead-Handel und besonders für den Handel mit längerfristigen Terminprodukten. Die alten Kriterien wurden sogar nur vom Markt des Vereinigten Königreichs ausnahmslos erreicht. ACER schlägt den nationalen Regulierungsbehörden vor, die Entwicklung der Gasmärkte auf Basis der definierten Kriterien regelmäßig zu untersuchen und bei deren Verfehlen eine Integration von benachbarten Märkten zu prüfen. In letzterem Fall soll zunächst eine Kosten/Nutzen-Analyse erstellt werden.

K7. Deutschland ist dem Auftrag aus dem Gas Target Modell II nachgekommen, die vorgegebenen Indikatoren zu ermitteln und mögliche liquiditätserhöhende Maßnahmen zu prüfen. Die entsprechende Analyse des deutschen Gasmarktes nach den Schwellenwerten von ACER wurde von einer Beratungsgesellschaft im Auftrag der Bundesnetzagentur durchgeführt. Im Anschluss an das in diesem Zusammenhang erstellte Gutachten hat die Bundesnetzagentur einen Marktdialog gestartet. In ihrem Abschlussbericht hat sie empfohlen, vor der Durchführung von Integrationsmaßnahmen zunächst weitere Informationen zu sammeln. Am 24. Mai 2017 hat das Bundeskabinett derweil den zweiten „Entwurf zur ersten Verordnung zur Änderung der Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen“ beschlossen, in dem jedoch bereits die Zusammenlegung der deutschen Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und Gaspool vorgesehen ist. Die Monopolkommission ist hingegen der Auffassung, dass die Zusammenlegung von Marktgebieten an ein positives Ergebnis einer auf einem Netzmodell basierende Kosten/Nutzen-Analyse geknüpft werden sollte.

Stromgroßhandelspreise und die Rolle von Reservekonzepten

K8. Ein die wettbewerbpolitische Debatte im Energiemarkt seit langem bestimmendes Problem betrifft die effiziente Funktion von Energiegroßhandelsmärkten. Den damit einhergehenden Fragestellungen hat die Monopolkommission seit ihrem ersten Energiesondergutachten nach § 62 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) stets eine hohe Bedeutung zugemessen. Allerdings hat sich die Zielrichtung dieser Debatte im Zeitverlauf deutlich verändert und schwankte zwischen der Diskussion der Gefahr eines überoptimalen und eines unteroptimalen Preisniveaus. Mit dem Absinken der durchschnittlichen Stromgroßhandelspreise seit dem Ende der 2000er Jahre intensivierte sich die Debatte um die Gefahr möglicher Unterinvestitionen und gipfelte in der auch politisch umstrittenen Frage nach dem Bedarf nach sog. Kapazitätsmechanismen. Vor dem Hintergrund der Entscheidung der Bundesregierung für das Konzept Strommarkt 2.0 im Jahr 2015 ist die Debatte um die generelle Ausrichtung des Strommarktdesigns nun allerdings zur Ruhe gekommen. Danach ist klar, dass die Bundesregierung grundsätzlich auf die Wirksamkeit des Stromgroßhandelsmarktes vertrauen will und zur Verbesserung der Funktionsfähigkeit entsprechende Markt-reformen umsetzt.

K9. Für den Fall, dass es wider Erwarten zu einem Investitionsproblem kommen sollte, hat die Bundesregierung in ihrem Konzept zudem die Bildung strategischer Reserven vorgesehen. Eine wesentliche Rolle nimmt hierbei die sog. Kapazitätsreserve gemäß § 13e EnWG ein. Auf Basis einer Verordnungsermächtigung in § 13h EnWG hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine Kapazitätsreserveverordnung erarbeitet. Im Hinblick auf diese Vorschrift eröffnete die Europäische Kommission mit einem Beschluss von Anfang April 2017 das förmliche Verfahren zur beihilfenrechtlichen Prüfung gemäß Art. 108 Abs. 1 AEUV. In ihrem Eröffnungsbeschluss äußert die Europäische Kommission Zweifel an der Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Binnenmarkt. Ein Kritikpunkt im Rah-

men der Erforderlichkeitsprüfung der Europäischen Kommission betrifft unter anderem den Verzicht auf ein Enddatum und den fehlenden Plan für die schrittweise Beendigung der Maßnahme. Eine Befristung der Reserve auf zehn Jahre hatte bereits die Monopolkommission in ihrem 71. Sondergutachten empfohlen; diese ist jedoch vom Gesetzgeber nicht aufgenommen worden. Ein weiterer Kritikpunkt der Europäischen Kommission betrifft den Verzicht auf die Berechnung eines Wertes für Versorgungssicherheit (Value of Lost Load), der eine ökonomisch effizientere Ausgestaltung der Reserve ermöglicht hätte. Die Monopolkommission empfiehlt, die Berechnung dieses Wertes nachzuholen. Dadurch könnte das technische Gebotslimit der Strombörse und des Ausgleichsenergiepreises (bei Reserveeinsatz) auf den berechneten Wert festgesetzt werden. Zudem sollte die Reserve nun auf einen Zeitraum von zehn Jahren befristet werden.

Die Rolle der Aufsichtsbehörden

K10. Eine schon länger geführte Diskussion betrifft einen möglichen systematischen Einfluss von Marktmacht großer Energieversorgungsunternehmen auf den Großhandelspreis für Strom. Ursächlich dafür ist die Annahme, dass die Charakteristika des Strommarktes günstige Bedingungen für große Energieversorger bieten, um den Preis auf ein überoptimales Niveau zu heben. Durch die zeitweise durch Marktmacht überhöhten Preise würden wiederum Investitionsanreize ausgelöst, die Überkapazitäten, eine Abnahme der Marktmacht einzelner Versorger und damit wieder sinkende Preise zur Folge hätten. Die Kapazitätsausstattung bliebe allerdings überoptimal hoch.

K11. Es ist Aufgabe von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur, einem durch Marktmachtmissbrauch oder Marktmanipulation überhöhtem Preisniveau vorzubeugen. Das Konzept der Bundesregierung zum Strommarkt 2.0 hat die Aufsichtsbehörden daher in eine schwierige Situation versetzt. Das Ziel des Vorgehens muss es sein, zwischen zulässigen und unzulässigen Preisaufschlägen zu unterscheiden. Diese Abgrenzung wird besonders dadurch erschwert, dass ein Energieversorger, dessen Angebot auf dem Markt unerlässlich ist, durch Kapazitätszurückhaltung erheblichen Einfluss auf den Preis nehmen kann. Die dadurch ausgelösten Preisspitzen lassen sich nur schwer von wettbewerbskonformen Preisspitzen unterscheiden.

K12. Im ihrem Weißbuch hatte die Bundesregierung bereits im Jahr 2015 angekündigt, dass Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur beabsichtigen, einen gemeinsamen Leitfaden zu erstellen, der Ausführungen zur Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht auf dem Stromer Absatzmarkt sowie Ausführungen zum Marktmanipulationsverbot der Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT) beinhaltet. Die Veröffentlichung des Leitfadens steht zum Zeitpunkt des Abschlusses dieses Gutachtens noch aus. Aufgrund der Bedeutung des Leitfadens auch für den Terminhandel ist eine baldige Veröffentlichung ratsam. In dem Leitfaden sollte neu definiert werden, wann ein Energieversorger auf dem Erstabsatzmarkt für Strom marktbeherrschend ist. Hierbei ist zeitlich auf einzelne (Viertel-)Stundenprodukte abzustellen. Marktbeherrschung läge danach zu einzelnen Zeitpunkten vor, in denen ein Unternehmen aufgrund seiner Marktposition den Preis signifikant beeinflussen kann. Diese Vorgehensweise basiert auf der Überlegung, dass eine Transparenz über die Zulässigkeit eines bestimmten Angebotsverhaltens von Energieversorgern nicht auf Basis der bisher vom Bundeskartellamt vorgenommenen Ermittlung der Marktbeherrschung geschaffen werden kann. Zur Schaffung von Transparenz und Rechtssicherheit sollte das Bundeskartellamt in dem zu erwartenden Leitfaden eindeutige und für die Versorger antizipierbare Kriterien für die Durchführung einer kartellrechtlichen Verhaltensprüfung definieren.

Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom

K13. Im Rahmen ihres gesetzlichen Auftrages nach § 62 EnWG legt die Monopolkommission auch eine aktuelle empirische Analyse der Marktstruktur und Marktmacht auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom für das Jahr 2016 vor. Der Stromgroßhandelsmarkt war in den letzten Jahren weitreichenden Veränderungen ausgesetzt und ist dies auch weiterhin. Die Gründe hierfür sind vor allem der geplante Atomenergieausstieg und die Förderung und zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Diese hatten unter anderem auch zu einem Preisrückgang im Stromgroßhandel in den letzten Jahren geführt. Diese Veränderungen spiegeln sich auch in den Marktmachtverhältnissen auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom wieder. Von großer Bedeutung für die Beurteilung der Marktstruktur ist die Aufspaltung von Geschäftsbereichen

von drei der vier größten Energieversorgungsunternehmen im Jahr 2016. Als Reaktion auf das veränderte Marktumfeld fand hier hauptsächlich eine gesellschaftsrechtliche Trennung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und aus konventionellen Energieträgern, insbesondere Kernenergie und Braunkohle, statt.

K14. Die Vermutung einer marktbeherrschenden Stellung besteht nach dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, wenn der Marktanteil eines Anbieters mindestens 40 Prozent beträgt. Der gemeinsame Marktanteil der großen vier Versorgungsunternehmen stellt sich 2016 nach Berechnung der Monopolkommission mit 54 Prozent als wesentlich geringer gegenüber 2014 dar (damals 62 Prozent). Der wesentliche Grund hierfür ist die Veräußerung der Braunkohleverstromung von Vattenfall. Kapazitätsmächtigster Anbieter ist weiterhin RWE mit 22 Prozent, gefolgt von E.ON mit 13 Prozent und EnBW mit 12 Prozent. Vattenfall verfügt durch die Umstrukturierungsmaßnahmen noch über 7 Prozent der Gesamtkapazität und hat seinen Anteil demnach im Vergleich zu 2014 fast halbiert. Der Marktanteil von RWE hat sich gegenüber 2014 nicht verändert und auch die individuellen Anteile von EnBW haben sich lediglich um einen Prozentpunkt verändert. Der Marktanteil von E.ON ist von 15 Prozent in 2014 auf 13 Prozent gefallen.

K15. Die Aussagekraft von Marktanteilen für die tatsächliche Wettbewerbssituation eines Anbieters ist jedoch begrenzt. Dies trifft in besonderer Weise auf den Strommarkt zu, da hier die Möglichkeit einer Substitution von Erzeugungskapazität eines Anbieters durch seine Wettbewerber stark eingeschränkt sein kann. Die Gründe hierfür sind vor allem eine kurzfristig unelastische Nachfrage und beschränkte Erzeugungskapazität sowie die Nicht-Speicherbarkeit von Strom. Unter diesen Voraussetzungen können Nachfragebefriedigung und Netzstabilität wesentlich auch von den Einspeisungen eines Anbieters abhängen, auf welchen ein Marktanteil von weit unter 40 Prozent entfällt. Ist ein Versorgungsunternehmen in diesem Sinne unverzichtbar, so kann dies gleichzeitig eine marktmächtige Stellung bedeuten. Über eine Bestimmung der Marktanteile der großen Energieversorger hinaus berechnet die Monopolkommission daher als Marktmachtindikator zusätzlich den Residual Supply Index (RSI). Die für das Jahr 2016 durchgeführte RSI-Analyse zur Marktmacht der größten vier Energieversorgungsunternehmen auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom gibt jedoch keinerlei Anlass zur Vermutung wesentlicher Marktmacht eines Anbieters. Für eine Beurteilung der zukünftigen Entwicklung der Wettbewerbssituation auf dem Stromerstabsatzmarkt sind insbesondere aktuelle Konzernspaltungsprozesse zu beobachten und einer kartellrechtlichen Beurteilung zu unterziehen.

K16. Darüber hinaus weist die Monopolkommission zum zweiten Mal den sog. Return on Withholding Capacity Index (RWC) aus, welcher die Anreize zu missbräuchlichem Verhalten abbilden soll. Dazu misst der RWC für jede Stunde, ob sich die Zurückhaltung von Kapazität für einen Anbieter lohnen würde. Der RWC kann Werte von null bis unendlich annehmen, wobei der Wert 1 einen wichtigen Grenzwert darstellt. Bei diesem Wert wird der durch die Kapazitätszurückhaltung entgangene Umsatz voll kompensiert. Gegenüber dem letzten Energiesondergutachten der Monopolkommission und der ersten erfolgten Kalkulation des RWC hat sich die Datengrundlage erheblich verbessert. Dadurch sind leichte Unterschiede gegenüber der vorigen Analyse erkennbar. Allerdings übersteigt der RWC nur für das Unternehmen RWE und in lediglich 31 Stunden den kritischen Wert von 1. Insgesamt kann die Analyse durch den RWC langfristig das Marktmachtscreening verbessern und gegebenenfalls auch die Entscheidung über das Vorliegen von Marktbeherrschung weiter fundieren.

Umsetzung der Energiewende

Europäische Lösung für nationale Klimaziele

K17. Die Teil- und Zwischenziele der Klimapolitik dienen der Reduzierung der erwarteten Erderwärmung mittels der Verringerung der Treibhausgasemissionen. Das Ziel der Senkung von Treibhausgasemissionen um 40 Prozent bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 1990 wird jedoch voraussichtlich nicht erreicht. Seit dem Jahr 2009 stagniert die Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Um das Reduktionsziel zu erreichen, bedarf es eines umfassenden Lenkungsinstrumentes zur Steuerung der Treibhausgasemissionen. Ein derartiges Lenkungsinstrument ist das europäische Emissionshandelssystem EU-ETS. Dort wird eine Obergrenze („Cap“) für das Gesamtvolumen der Emissionen bestimmter Treibhausgase festgelegt, das emissionshandelspflichtige Anlagen während

einer Handelsperiode ausstoßen dürfen. Entsprechend dieser Obergrenze erhalten Unternehmen Emissionsberechtigungen in Form von Zertifikaten durch kostenlose Zuteilung oder über eine Versteigerung im Rahmen einer Auktion. Diese Emissionszertifikate können die Unternehmen anschließend frei am Markt handeln. Am Jahresende muss jedes Unternehmen eine ausreichende Menge an Zertifikaten für seine gesamten Emissionen vorlegen. Im Zeitverlauf wird die Anzahl der ausgegebenen Zertifikate reduziert, sodass auch das Gesamtvolumen der Emissionen sinkt.

K18. Aus ökonomischer Sicht stellt ein derartiger Handel mit Zertifikaten für den Ausstoß von Treibhausgasemissionen ein sehr überzeugendes Instrument für die Klimapolitik dar. Zum einen setzt die Obergrenze für das Emissionsvolumen direkt an dem politischen Ziel der Begrenzung der Emissionen an. Zum anderen gewährleistet die dezentrale Marktkoordination die Kosteneffizienz. Emittenten, für die es relativ leicht ist, Emissionen zu vermeiden, können ihre Zertifikate an Emittenten verkaufen, für die eine Emissionsreduktion vergleichsweise teuer ist. Es werden also dort Emissionen vermieden, wo dies am günstigsten möglich ist.

K19. Das europäische Emissionshandelssystem EU-ETS sollte allerdings gestärkt werden. Aktuell ist im EU-ETS ein Angebotsüberschuss an Zertifikaten zu beobachten, der zum Teil noch aus früheren Handelsperioden resultiert. Zwar wurden Maßnahmen beschlossen, welche die Überschüsse abbauen sollten. Die Anpassungen fielen jedoch relativ moderat aus, sodass nicht davon auszugehen ist, dass sie ausreichen, um das Angebot ausreichend zu reduzieren. Dazu sollte die Einbeziehung weiterer Sektoren in den Zertifikatehandel in Betracht gezogen werden, da über die so erfolgende einheitliche Preissetzung für Treibhausgasemissionen sektorübergreifend dort Emissionen vermieden würden, wo dies die geringsten Kosten verursacht.

K20. In Deutschland sind die Ziele in Bezug auf die Reduktion von Treibhausgasemissionen deutlich ambitionierter als auf EU-Ebene. Zur Erreichung der nationalen Klimaziele sollte vorrangig eine Einigung auf ambitioniertere Ziele auf europäischer Ebene angestrebt werden. Zusätzliche nationale Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen führen zu zusätzlichen Kosten. Die erwünschte Wirkung der Verringerung von Treibhausgasemissionen bleibt dagegen aus, weil nationale Maßnahmen EU-ETS-Zertifikate freisetzen und so die Emissionen lediglich in das Ausland verlagert werden. Die Menge an Treibhausgasemissionen bleibt insgesamt unverändert. Das Klima ändert sich im Ergebnis nicht.

Nationale Steuerungsmechanismen für Sektorkopplung anpassen

K21. Die Förderung erneuerbarer Energien sollte langfristig auslaufen. Wie alle nationalen Maßnahmen zur Verringerung von Treibhausgasemissionen führt auch die Förderung erneuerbarer Energien nicht zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen, sondern lediglich zu einer Verlagerung in das Ausland. Gleichzeitig steigt die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage), die Stromverbraucher als Strompreisbestandteil zur Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien zahlen, seit ihrer Einführung an und entspricht einem immer größer werdenden Anteil am Strompreis.

K22. Schon innerhalb des Stromsektors führt die EEG-Umlage zu Ausweichstrategien der Verbraucher. Soll in Zukunft ein steigender Anteil an EE-Strom auch in den Sektoren Verkehr und Wärme verwendet werden, besteht das Problem darin, dass Teilnehmer dieser Sektoren nicht ausweichen müssen. Sie können Benzin, Diesel, Erdgas oder Heizöl nutzen und stellen daher nicht auf den Verbrauch von Strom um. Die steigende EEG-Umlage bremst somit die sog. Sektorkopplung, d. h. die Verwendung von erneuerbaren Energien im Verkehrssektor und der Wärmeerzeugung.

K23. Das aktuelle Preissystem aus Energie- und Stromsteuer sowie der Förderung erneuerbarer Energien führt zu Verzerrungen an den Sektorgrenzen und ist daher in seiner aktuellen Ausgestaltung nicht sinnvoll. Anzustreben wäre eine Reform in Richtung eines über die Sektoren hinweg einheitlichen CO₂-Preises, um die ambitionierten CO₂-Reduktionsziele möglichst kosteneffizient zu erreichen.

K24. Das System aus Energie- und Stromsteuer sollte zugunsten eines CO₂-Preissignals angepasst werden. Dies könnte über eine Abschaffung der Stromsteuer und eine Aufhebung der Befreiung der Stromerzeugung von der

Energiesteuer umgesetzt werden. Die Energiesteuer ist eine Verbrauchsteuer, die sowohl beim Verbrauch fossiler Energieträger, wie z. B. Mineralöle, Erdgas oder Kohle, erhoben wird als auch beim Verbrauch nachwachsender Energieträger, wie z. B. Pflanzenöl, Biodiesel oder Bioethanol. Der Verbrauch zur Erzeugung von Strom ist allerdings ausgenommen. Dafür wird der Stromverbrauch mit der Stromsteuer belastet.

K25. Wie die EEG-Umlage bremst die Stromsteuer die Sektorkopplung. An ihre Stelle könnte eine Energiesteuer für die Stromerzeugung treten, die sich am CO₂-Ausstoß orientiert. So würde der Einsatz von Strom in den Sektoren Verkehr und Wärmeerzeugung im Vergleich zu den fossilen Energieträgern relativ günstiger. Die Anreize zur Sektorkopplung würden steigen. Gleiches gilt für die Anpassung der Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien über die EEG-Umlage. Diese könnte in einer Übergangszeit bis zum Auslaufen der Förderung durch eine Steuerfinanzierung ersetzt werden, um die Sektorkopplung zu fördern.

Technologieneutrale Förderung erneuerbarer Energien wirksam umsetzen

K26. Die Förderung erneuerbarer Energien sollte soweit wie möglich über technologieneutrale Ausschreibungen erfolgen. Durch das EEG 2017 wurde die Förderung für neue, große EE-Anlagen auf eine Mengensteuerung in Form eines Ausschreibungssystems umgestellt. Es handelt sich größtenteils um technologiespezifische Ausschreibungen. So sieht das EEG 2017 spezifische Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land, Windenergieanlagen auf See, Solaranlagen und Biomasseanlagen vor.

K27. Über ein vergleichsweise geringes Ausschreibungsvolumen werden auch Ausschreibungen durchgeführt, die als technologieneutral bezeichnet werden können, weil in diesen Ausschreibungen jeweils unterschiedliche Technologien miteinander um die ausgeschriebene Menge konkurrieren. Ziel von technologieneutralen Ausschreibungen ist es, im Wettbewerb dasjenige Verhältnis an installierter Leistung unterschiedlicher Technologien zu identifizieren, das eine kosteneffiziente Förderung erneuerbarer Energien sicherstellt. Da die Volumina der gemeinsamen (technologieneutralen) Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen bei denjenigen Volumina, die technologiespezifisch ausgeschrieben werden, angerechnet werden, bleibt der Technologiemitelwert momentan trotz gemeinsamer (technologieneutraler) Ausschreibungen im Ergebnis unverändert. Der Vorteil der gemeinsamen Ausschreibung stellt sich damit nicht ein.

K28. Zur Umstellung sollte das aktuelle System technologiespezifischer Ausschreibungen schrittweise in ein System technologieneutraler Ausschreibungen überführt werden. Dazu könnte zunächst für einzelne Technologien ein Minimum an zu installierender Leistung festgelegt werden. Die Ausschreibungen könnten dann technologieneutral erfolgen und in Fällen, in denen für eine Technologie das Minimalziel nicht erreicht wurde, könnte die fehlende Leistung über technologiespezifische Ausschreibungen aufgestockt werden.

K29. Das Referenzertragsmodell, bei dem Windenergieanlagen an windschwachen Standorten stärker gefördert werden als Anlagen an windreichen Standorten, sollte abgeschafft werden. Zum einen ist es auch unter dem Referenzertragsmodell in Bezug auf die räumliche Verteilung der Windenergieanlagen bisher zu deutlichen Vorteilen für einige Bundesländer gekommen. Zum anderen läuft das Ziel, einen bundesweiten Zubau neuer Windenergieanlagen zu erreichen, indem auch dort Anlagen gebaut werden, wo sich dies ansonsten nicht rentieren würde, einer kosteneffizienten Erzeugung entgegen. Da das Referenzertragsmodell zudem höchstens zufällig zu einer Wahl von Standorten führt, die in Bezug auf einen etwaigen Netzausbaubedarf vorteilhaft ist, trägt das Referenzertragsmodell nicht zu einer effizienten Ansiedelung von EE-Anlagen bei, sondern führt im Gegenteil sogar zu Fehlansätzen und Ineffizienzen.

Erzeugerseitiges Netzentgelt für EE-Anlagen (EE-Regionalkomponente) einführen

K30. Für die Wahl des Standortes von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist die Standortgüte entscheidend. Solaranlagen wurden bisher überwiegend im Süden Deutschlands installiert, Windenergieanlagen überwiegend im Norden. Die Verbrauchszentren befinden sich jedoch eher in den Ballungsräumen im Westen und Süden von Deutschland. Die Veränderung der Erzeugungsstruktur, die mit der Energiewende einhergeht, führt aufseiten der Netzbetreiber einerseits zu Netzausbaukosten, andererseits auch zu steigenden Kosten aufgrund des

notwendigen kurzfristigen Engpassmanagements. In der Folge kommt es zu einer Steigerung und regionalen Spreizung bei den Netzentgelten, welche ausschließlich von den Stromverbrauchern gezahlt werden.

K31. Die Monopolkommission teilt die Bedenken der Bundesnetzagentur in Bezug auf die Kostenverantwortung der Netzbetreiber bei einheitlichen Netzentgelten. Zwar scheint es nicht weiter sachgerecht, dass Kosten von Netzausbau und Engpassmanagement vorrangig von Letztverbrauchern in Regionen getragen werden, aus denen der Strom aus erneuerbaren Energien abtransportiert werden muss. Abhängig von der genauen Ausgestaltung kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die Bestimmung von einheitlichen Netzentgelten auf Grundlage der Kosten mehrerer Netzbetreiber die Anreize für Kostensenkungen bei den Netzbetreibern einschränkt.

K32. Das im Rahmen der Energiewende zu Tage tretende Grundproblem des deutschen Energiemarktdesigns ist das Fehlen von regionalen Preissignalen. Innerhalb Deutschlands (und bisher Österreichs) existiert eine einheitliche Preiszone, sodass Erzeuger unabhängig von ihrem Standort einen einheitlichen Großhandelspreis erhalten. Zudem werden Erzeuger nicht an Netzausbau- und Engpassmanagementkosten beteiligt. Daher findet keine Abwägung zwischen den (Netto-)Ertragsmöglichkeiten von Erzeugungsanlagen an bestimmten Standorten und den mit diesen Standorten verbundenen Netzausbaukosten statt. Unter Berücksichtigung dieses Zielkonflikts stellt der verbrauchsnahe Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien eine Alternative zum Netzausbau dar. Ein im Auftrag der Monopolkommission erstelltes Gutachten zeigt, dass Solar- und Windenergieanlagen in einem entsprechend optimierten Energiesystem eher in Regionen angesiedelt sind, in denen ein hoher Verbrauch zu erwarten ist.

K33. Als Steuerungsinstrument für einen effizienten Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien, empfiehlt die Monopolkommission ein erzeugerseitiges Netzentgelt für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (EE-Regionalkomponente). Eine EE-Regionalkomponente kann den Zubau von EE-Anlagen regional steuern und die netzseitigen Kosten der Energiewende verursachungsgerecht verteilen. Sie sollte so ausgestaltet werden, dass EE-Anlagenbetreiber die EE-Regionalkomponente unabhängig vom Ausschreibungssystem an Netzbetreiber zu entrichten haben, wenn sie an ihrem geplanten Standort einen Netzausbaubedarf auslösen.

K34. Mithilfe der EE-Regionalkomponente würde eine Abwägung zwischen Ertragsmöglichkeiten und Netzausbaukosten und damit eine effiziente Standortwahl von EE-Anlagen ermöglicht. Das im Auftrag der Monopolkommission erstellte Gutachten zeigt, dass eine regional differenzierte Nettoförderung (Förderung abzüglich EE-Regionalkomponente) den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen an weniger ertragreichen, aber lastnahen Standorten, beispielsweise im Süden, ermöglicht und gleichzeitig einen zu starken Ausbau an ertragreichen, aber lastfernen Standorten im Norden vermeidet. So könnte der notwendige Netzausbau in etwa halbiert werden, was mit substantiellen Wohlfahrtsgewinnen verbunden wäre. Gleichzeitig könnte die mit der EE-Regionalkomponente verbundene verursachungsgerechte Verteilung der netzseitigen Kosten der Energiewende die Spreizung der Netzentgelte auf Seiten der Stromverbraucher dämpfen und die Transparenz in Bezug auf die Kosten der Energiewende erhöhen.

Ausschreibung und Entgeltregulierung der Energieversorgungsnetze

K35. Der Betrieb der Energieversorgungsnetze weist die Eigenschaften eines natürlichen Monopols auf. Dem Ziel, trotz der Monopolstellung der Netzbetreiber einem hypothetischen Verhalten bei wirksamem Wettbewerb nahe zu kommen (sog. „Als-ob-Wettbewerb“), dient die sektorspezifische Regulierung, die Regeln zur organisatorischen Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung sowie zur Regulierung von Netzzugang und Netzentgelten umfasst. Einen Schwerpunkt der Regulierung bildet die Höhe der Entgelte für den Netzzugang in Form der sog. Anreizregulierung. Im Fall der lokalen Netzbetreiber – also auf Ebene der Verteilnetze – hat der Gesetzgeber ein zusätzliches wettbewerbspolitisches Instrument, die Ausschreibung der Netzkonzession, verankert. Die Monopolkommission hat das Ausschreibungsverfahren, die Anreizregulierung und die zwischen ihnen bestehenden Wechselwirkungen untersucht.

Konzessionsvergabe durch Ausschreibungen

K36. Die Monopolkommission hat aktuelle Probleme bei der Konzessionsvergabe durch Kommunen, die dazu ergangene Entscheidungspraxis sowie die im Januar 2017 in Kraft getretene Reform des § 46 EnWG analysiert. Sie bekräftigt ihre Empfehlung, den angebotenen Abschlag vom Netzentgelt als vorrangiges Kriterium im Ausschreibungsverfahren anzuwenden. Ein solches Vorgehen der Kommunen würde die Anforderungen des § 46 EnWG erfüllen und Verbrauchern in Form von niedrigen Netzentgelten, vergleichbar mit einer „Netzdividende“, zugutekommen. Ihrer Empfehlung liegen die im Folgenden dargelegten Überlegungen zugrunde.

K37. Eine Doppelregulierung der Verteilnetzebene – neben die Regulierung des Netzzugangs und Netzentgelts tritt das Ausschreibungsverfahren zur Konzessionsvergabe – ist nur dann sachgerecht, wenn von letzterem eine zusätzliche Effizienz stiftende Wirkung ausgeht. Das Vorliegen solcher Wirkungen ist deshalb wichtig, weil mit dem Ausschreibungsverfahren selbst erhebliche Kosten für Kommunen, Netzbetreiber, Behörden und Gerichte einhergehen. Wesentliche Voraussetzung für Effizienz stiftende Wirkungen des Ausschreibungsverfahrens ist die Berücksichtigung von Ausschreibungskriterien, die nicht schon durch die Anreizregulierung ausreichend bestimmt sind und die dazu führen, dass der Bieter zum Zuge kommt, der das Netz am wirtschaftlichsten betreiben kann.

K38. Die Rechtsprechung der jüngeren Zeit zeigt, dass die Auswahl der Ausschreibungskriterien und deren Gewichtung zentrale Probleme bei der Konzessionsvergabe darstellen. Obwohl die Ausschreibungsverfahren zunehmend komplexer werden, ergeben sich oft nur geringfügige Unterschiede zwischen den Angeboten verschiedener Netzbetreiber. Ein Grund hierfür ist, dass wesentliche Wettbewerbsparameter, z. B. das in § 1 Abs. 1 EnWG verankerte Ziel der Versorgungssicherheit oder die Konzessionsabgabe, bereits durch regulatorische Vorgaben festgelegt sind.

K39. Vor diesem Hintergrund ist es zu begrüßen, dass der reformierte § 46 EnWG ausdrücklich eine besonders hohe, dem Ziel der Versorgungssicherheit vergleichbare, Gewichtung des Ziels der Kosteneffizienz verlangt. Als problematisch erweist sich allerdings, dass es kaum belastbare Ausschreibungsparameter gibt, die sich auf die Effizienz der Anbieter beziehen. Kein belastbares Kriterium stellt der Effizienzwert nach § 12 Abs. 2 Anreizregulierungsverordnung dar, weil für neu in den Markt eintretende Anbieter ein solcher Wert noch nicht vorliegt und für viele Netzbetreiber nur ein Wert geschätzt wird. Auch das zu erwartende Netzentgelt eignet sich wegen des von der Anreizregulierung vorgegebenen Prinzips des einheitlichen Netzentgelts nicht zur Konkretisierung der Kosteneffizienz. Besitzt ein Netzbetreiber mehrere Netzkonzessionen, basiert das Netzentgelt nicht auf den Kosten des Netzbetriebs in einem einzelnen Konzessionsgebiet, sondern auf den (durchschnittlichen) Kosten in allen Konzessionsgebieten. Hierbei können sich die Kosten der Versorgung in verschiedenen Verteilnetzen aus strukturellen Gründen unterscheiden, ohne dass ein Netzbetreiber darauf Einfluss nehmen kann. Das erwartete Netzentgelt besitzt daher kaum Aussagekraft für die Frage, ob der Bieter das ausgeschriebene Konzessionsgebiet tatsächlich am wirtschaftlichsten betreiben kann. Ebenfalls ungeeignet sind die Kriterien Baukostenzuschuss und Hausanschlusskosten, da geringere Einnahmen von den Netzbetreibern gegebenenfalls auf die Verbraucher überwältzt werden können.

K40. Zur Konkretisierung des Ziels der Kosteneffizienz sollte deshalb der von den auf die ausgeschriebene Konzession bietenden Netzbetreibern angebotene Abschlag vom Netzentgelt herangezogen werden. In seiner Wirkung würde ein rationaler Bieter den maximalen Abschlag auf Basis der Rendite kalkulieren, die er auf Basis der Anreizregulierung im ausgeschriebenen Konzessionsgebiet erwartet. Die maximale Zahlungsbereitschaft eines Bieters entspricht danach der erwarteten Rendite (bzw. Renditesteigerung) durch einen Zuschlag bei der Konzessionsvergabe abzüglich der tatsächlichen (zusätzlichen) Kapitalkosten. Auf diese Weise trüge der Abschlag dazu bei, dass Unvollkommenheiten der Anreizregulierung ausgeglichen und mögliche Überrenditen beim Netzbetreiber abgeschmolzen werden. Bei der Anwendung des Abschlags im Ausschreibungsverfahren sollte es der ausschreibenden Kommune überlassen bleiben, die Bemessungsgrundlage festzulegen. Dies würde bedeuten, dass die jeweilige Kommune die Entscheidung trifft, welche Verbrauchergruppe, z. B. Haushaltskunden oder Geschäftskunden, von dem Abschlag profitiert.

K41. Auch bei Einführung eines solchen Abschlags könnte die Entgeltregulierung wie bisher vorgenommen werden und ein einheitliches Netzentgelt ausweisen. Der Abschlag würde dann als zusätzliche Komponente nur bei Rechnungsstellung eines Netzbetreibers im ausgeschriebenen Konzessionsgebiet verrechnet werden.

K42. Um den Kommunen und potenziellen Netzbetreibern im Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz Orientierungshilfe zu geben, sollten der gemeinsame Leitfaden von Bundeskartellamt und Bundesnetzagentur entsprechend angepasst werden. Neben dem Ziel der Netzsicherheit ist das Ziel der Kosteneffizienz als besonders hoch zu gewichtigendes Ziel im Verfahren um die Konzessionsvergabe zu benennen. Ebenfalls anzupassen sind die Leitfäden und Musterkriterienkataloge der Landeskartell- und Landesregulierungsbehörden. Neben einer Aufwertung des Ziels der Kosteneffizienz sollten den ausschreibenden Kommunen belastbare Indizien für die Konkretisierung dieses Ziels an die Hand gegeben werden. Hierbei sind Vorgaben zu vermeiden, die einzelne unternehmerische Effizienzpotenziale willkürlich hervorheben bzw. vernachlässigen. Vielmehr ist darauf zu achten, dass sämtliche, von den Netzbetreibern identifizierten Effizienzpotenziale im Ausschreibungsverfahren berücksichtigt werden können.

K43. Um möglicherweise verbleibende Unsicherheiten bezüglich der Zulässigkeit von in Konzessionsverträgen vereinbarten Abschlägen auf das ermittelte Netznutzungsentgelt auszuräumen, sollte diese ausdrücklich gesetzlich klargestellt werden. Die Monopolkommission empfiehlt insoweit eine Ergänzung von § 17 Abs. 8 Stromnetzentgeltverordnung und § 15 Abs. 8 Gasnetzentgeltverordnung jeweils um folgenden Satz 2:

„Unbeschadet von Satz 1 dürfen im Rahmen des Konzessionsvertrags Abschläge vom regulierten Netzentgelt vereinbart werden.“

Entgeltregulierung

K44. In der Netzentgeltregulierung stand die Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Fokus, welche am 17. September 2016 in Kraft getreten ist. Wesentliche Ziele der Novelle sind eine Verbesserung der Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber, die Stärkung technologieneutraler Effizianreize sowie die Erhöhung der Transparenz der Regulierung. Kernbestandteil der Novelle ist die Einführung eines Kapitalkostenabgleichs für Verteilernetzbetreiber, der das die bisherige Anreizregulierung prägende Budgetprinzip weitgehend ablöst. Durch den Kapitalkostenabgleich, der sich aus einem Kapitalkostenabzug (§ 6 Abs. 3 ARegV) und einem Kapitalkostenabschlag (§ 10a ARegV) zusammensetzt, werden ab der dritten Regulierungsperiode Veränderungen der Kapitalkosten unmittelbar in der jährlichen Erlösobergrenze berücksichtigt.

K45. Das Ziel der Novelle, die Investitionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber zu verbessern, dürfte durch die Einführung des Kapitalkostenabgleichs erreicht werden. Da der aus dem Budgetprinzip resultierende und vielfach kritisierte Zeitverzug bei der Anerkennung von Investitionskosten entfällt, bestehen für Verteilernetzbetreiber künftig starke Investitionsanreize. Diese gehen allerdings zulasten von Effizianreizen, welche bisher im Fokus der Anreizregulierung standen. Anstelle technologieneutraler Effizianreize setzt der Kapitalkostenabgleich Anreize für einen kapitalintensiven Netzausbau, da nur zusätzliche Kapitalkosten unmittelbar in die Erlösobergrenze eingehen, während zusätzliche Betriebskosten weiterhin aus dem Budget zu bezahlen sind. Diese systematische Verzerrung zugunsten der Kapitalkosten kann zu einem ineffizient hohen Kapitaleinsatz führen. Hiermit einher geht tendenziell eine Verzerrung von Innovationsanreizen. Vor allem betriebskostenlastige Investitionen werden gegenüber kapitalintensiven Netzausbaustrategien benachteiligt. Die Monopolkommission sieht die insgesamt geringeren Effizianreize sowie die verzerrten Investitions- und Innovationsanreize kritisch. Sie plädiert dafür, im Zuge der Weiterentwicklung des Regulierungssystems Effizianreize wieder zu stärken und die bestehende Verzerrung zugunsten kapitalintensiver Investitionen zu verringern.

K46. Zur Abfederung individueller Härtefälle im Zuge der Umstellung des Regulierungssystems hat der Verordnungsgeber beschlossen, den aus dem Budgetprinzip resultierenden positiven Sockelbetrag aus Investitionen in betriebsnotwendige Anlagegüter im Zeitraum von 2007 bis 2016 für die dritte Regulierungsperiode beizubehalten. Aus Sicht der Monopolkommission wäre eine auf tatsächliche Einzelfälle abstellende Regelung gegenüber der teilweisen Beibehaltung des Sockelbetrags für alle Verteilernetzbetreiber vorzugswürdig gewesen. Eine pauschale Ausweitung des Übergangssockels auf die vierte Regulierungsperiode zur Abfederung potenzieller Härtefälle er-

scheint nicht erforderlich. Stattdessen sollten mögliche Härtefälle aufgrund der Umstellung des Regulierungssystems individuell adressiert werden.

K47. Um unter dem Kapitalkostenabgleich Investitionen in innovative und intelligente Netztechnologien anzureizen, wird für Verteilernetzbetreiber ein sog. Effizienzbonus eingeführt (§12a ARegV). Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich gemäß der Dateneinhüllungsanalyse einen Effizienzwert von 100 Prozent erreichen, erhalten demnach einen Aufschlag auf ihre Erlösobergrenze. Die Monopolkommission beurteilt die Einführung eines Effizienzbonus grundsätzlich positiv. Zu hinterfragen ist allerdings die Beschränkung auf die Dateneinhüllungsanalyse. Vorzugswürdig wäre es, wenn alle Netzbetreiber, die gemäß des Effizienzvergleichs zu 100 Prozent effizient sind, einen Bonus unabhängig von der Methode, mittels derer dieser Effizienzwert ermittelt wurde, erhalten würden. Insofern sollte eine Überarbeitung und Ausweitung des Bonussystems auf die stochastische Effizienzgrenzanalyse erwogen werden.

K48. Die Novelle führt zudem zu Anpassungen an weiteren Elementen des Regulierungssystems. Zu begrüßen sind insbesondere der Wegfall von Pflichtparametern im Effizienzvergleich (§ 13 Abs. 4 ARegV-Alt) sowie die Absenkung des pauschalen Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile im vereinfachten Verfahren (§ 24 Abs. 2 ARegV). Positiv ist auch die Beibehaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors sowie die Entscheidung, diesen künftig durch die Bundesnetzagentur empirisch ermitteln zu lassen (§ 9 Abs. 3 ARegV). Der Verzicht auf die Einführung eines Qualitätselements im Gasbereich (§ 19 Abs. 2 ARegV) erscheint aufgrund der hohen Netzzuverlässigkeit derzeit vertretbar. Dennoch sollte ein Konzept für ein solches Qualitätselement entwickelt werden, um bei Bedarf zeitnah reagieren zu können. Nicht zuletzt sind die durch eine Überarbeitung von § 31 ARegV geschaffenen erweiterten Veröffentlichungspflichten zu begrüßen, da hierdurch das Verfahren und die Ergebnisse der Anreizregulierung insgesamt transparenter werden.

K49. Abgesehen von der Novelle der ARegV hat die Bundesnetzagentur im Oktober 2016 die Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode gemäß § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung bzw. Gasnetzentgeltverordnung festgelegt. Gegenüber der zweiten Regulierungsperiode reduzieren sich diese für Neuanlagen von 9,05 auf 6,91 Prozent und für Altanlagen von 7,14 auf 5,12 Prozent (jeweils vor Steuern). Die Reduzierung der Eigenkapitalzinssätze wird im Wesentlichen mit der anhaltenden Niedrigzinsphase begründet. In Anbetracht des vergleichsweise risikoarmen Netzbetriebs und der insbesondere auch das Mengenrisiko eliminierenden Erlösobergrenzenregulierung dürften die neu festgelegten Zinssätze weiterhin auskömmlich sein.