

**„Rechtsschutzprobleme: Aktuelle Entscheidungen der
Rechtsprechung zum EnWG und zu den Rechtsverordnungen des
EnWG“**

**Intensivkurs
Einführung in das Energierecht
am 08.09.2011**

I. Erste Entscheidungen des Bundesgerichtshofs zur ARegV

Die erste Regulierungsperiode nach der ARegV begann am 01.01.2009. Dauer der Periode: fünf Jahre, § 3 Abs. 2 ARegV. Abweichend davon beträgt die erste Periode für Gasnetzbetreiber vier Jahre, § 34 Abs. 1 b ARegV. Die zweite Periode beginnt für die Gasnetzbetreiber am 01.01.2013. Damit sollen die Genehmigungsverfahren für Strom und Gas entzerrt werden. Bis Januar 2013 müssen die Genehmigungsverfahren im Gasbereich durchgeführt sein. Dazu gehören die erforderlichen und laufenden Kostenprüfungen nach § 6 Abs. 1 ARegV. Der Bundesgerichtshof hat die Entscheidungen des Oberlandesgerichts Düsseldorf zur Anwendung des § 6 Abs. 2 ARegV aufgehoben. Die Beschlüsse des Bundesgerichtshofs vom 28.06. 2011 – EnVR 34/10 - WEMAG und - EnVR 48/10 – EnBW liegen vor. Zum Überblick eine Bestandaufnahme Die Streitpunkte der Genehmigungen zur ersten Periode nach der ARegV waren im Wesentlichen:

- die Nichtberücksichtigung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bezüglich der Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen bei der Verzinsungsbasis sowie eines Wagniszuschlags bei der Fremdkapitalverzinsung,
- die Nichtanpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer an die geänderte Eigenkapitalverzinsung,
- die nur einmalige Berücksichtigung des beantragten pauschalierten Investitionszuschlags
- den Ansatz und die Berechnung des sektoralen Produktivitätsfaktors,
- die Nichtberücksichtigung des Erweiterungsfaktors im ersten Jahr
- die Einordnung der Verlustenergiekosten als beeinflussbare Kosten,
- die Ablehnung der Härtefallanträge nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV bezüglich der Verlustenergiekosten,
- die Rechtswidrigkeit der verwendeten Indexreihen zur Ermittlung der Tagesneuwerte

- die fehlerhafte Ermittlung der Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen, der Vergütungen für dezentrale Einspeisungen sowie der übrigen dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten durch Zugrundelegung eines falschen Bezugsjahres,

1. Nichtberücksichtigung der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs bezüglich der Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen bei der Verzinsungsbasis sowie eines Wagniszuschlags bei der Fremdkapitalverzinsung

Die Beschlusskammer hatte als Ausgangsniveau entsprechend § 6 Abs. 2 ARegV das Ergebnis der Kostenprüfung der letzten Genehmigung der Netzentgelte gemäß § 23 a EnWG aus 2008 herangezogen. Der Bundesgerichtshof hat das Angemessenheitserfordernis des § 21 Abs. 1 EnWG betont. Die Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 2 bis 5 ARegV, die Einstellung in das Regulierungskonto nach § 5 ARegV, die Anhebung des Investitionsbudgets gemäß § 23 ARegV und die Anpassung des Effizienzwertes bzw. der Effizienzvorgaben nach §§ 15 und 16 ARegV dienen nicht dem Ausgleich eines nachteiligen Ausgangsniveaus.

Danach hat die Bundesnetzagentur die Anlagen im Bau, die geleisteten Anzahlungen in der Verzinsungsbasis (siehe hierzu BGH, Beschluss vom 14. August 2008 - KVR 39/07, RdE 2008, 323 Rn. 32 ff. - Vattenfall) und einen Risikozuschlag bei den Fremdkapitalzinsen (siehe hierzu BGH, Beschluss vom 14. August 2008 - KVR 42/07, WuW/E DE-R 2395 Rn. 54 ff. - Rhein Hessische Energie) zu berücksichtigen. Das wird auch zu einer Anpassung der kalkulatorischen Gewerbesteuer führen.

2. Die nur einmalige Berücksichtigung des pauschalierten Investitionszuschlags in Höhe von 1% der Kapitalkosten nach § 25 Abs. 2 ARegV hat der Bundesgerichtshof bestätigt. Es findet keine Kumulation des Zuschlags in den jährlichen Erlösobergrenzen statt. Auch die Verzinsung des Fremdkapitals hat die Bundesnetzagentur richtig vorgenommen. Anzuwenden sind nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 Halbs. 2 ARegV auch die §§ 5 Abs. 2, 6 und 7 StromNEV. Danach wäre ein Risikozuschlag anzusetzen. Allerdings sieht § 14 Abs. 2 ARegV die Verzinsung nach dem auf die letzten zehn abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrendite festverzinslicher

Wertpapiere inländischer Emittenten ausdrücklich vor. Ein Risikozuschlag ist nicht vorgesehen.

Der Bundesgerichtshof hat allerdings vorgegeben, dass auch Anlagen im Bau und geleistete Anzahlungen für Sachanlagevermögen in die Ermittlung des zu verzinsenden betriebsnotwendigen Eigenkapitals nach § 7 Abs. 1 Satz 2 Nr. 3 StromNEV einzubeziehen ist. Grund ist die Verweisung auf diese Vorschrift in § 25 Abs. 2 i.V.m. § 14 Abs. 1 Nr. 3 Halbs. 3 ARegV hat dies auch bei der Ermittlung des pauschalierten Investitionszuschlags zu gelten. Moniert hat der Bundesgerichtshof auch die Höhe des Zinssatzes für das Eigenkapital. Maßgeblich ist die Rechtslage zu dem Zeitpunkt, in dem die Bundesnetzagentur den angefochtenen Beschluss erlassen hat, nicht der Zeitpunkt des durchgeführten Effizienzvergleichs. Der Beschluss wurde nach der Festlegung der EK-Zinssätze vom 07.07.2008 erlassen, so dass der EK-Zins 9,29 % beträgt.

3. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor nach § 9 Abs. 1 ARegV mindert den nach Maßgabe des § 8 ARegV berechneten Wert für die allgemeine Geldwertentwicklung. Der Ansatz der Bundesnetzagentur ist, dass in monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen wie den Strom- und Gasnetzen durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu erwarten sind. Der sektorale Produktivitätsfaktor wird ermittelt aus der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt und der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung. Der Bundesgerichtshof beanstandet nicht, dass die Abweichung der gesamtwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung von der netzwirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung in die Regulierungsformel einfließt. Der Ordnungsgeber habe annehmen dürfen, dass eine unveränderte Orientierung an dem Verbraucherpreisgesamtindex zu einer zu hohen Erlösobergrenze führe, wenn die Entwicklung der Einstandspreise in der Netzwirtschaft hinter der Entwicklung der Verbraucherpreise zurückbleibe. Die Ermächtigung dazu gebe § 21a Abs. 4 Satz 7 in Verbindung mit § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 5 EnWG. Nicht von der Ermächtigungsgrundlage gedeckt sei die Berücksichtigung der Abweichung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts von dem gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt. Das könne nicht mehr als Regelung über den Ausgleich der allgemeinen Geldwertentwicklung (so § 21a Abs. 4 Satz

7 EnWG) verstanden werden. Zur Begründung führt der Bundesgerichtshof aus, dass Produktivitätssteigerungen keine unmittelbaren Auswirkungen auf das allgemeine Preisniveau haben. Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor sei kein integraler Bestandteil der allgemeinen Geldwertentwicklung.

Der Bundesgerichtshof verweist auf die Begründung des Ordnungsgebers. Danach sind in monopolistisch strukturierten Wirtschaftsbereichen wie den Strom- und Gasnetzen durch Einführung einer Anreizregulierung höhere Produktivitätssteigerungen zu erwarten. Danach wird von den Netzbetreibern eine zumindest branchendurchschnittliche Ausschöpfung von Produktivitätsreserven verlangt. Dadurch unterscheidet sich der generelle sektorale Produktivitätsfaktor von dem Mechanismus der allgemeinen Geldwertentwicklung, dem alle Unternehmen gleichermaßen ausgesetzt seien, ohne darauf Einfluss nehmen zu können.

Es liege nahe, in der Berücksichtigung des netzwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritts eine Effizienzvorgabe zu sehen, die am Maßstab des § 21a Abs. 4 Satz 6 EnWG gemessen nicht zulässig sei. Danach dürften Effizienzvorgaben nicht für andere als beeinflussbare Kosten gemacht werden. Der Produktivitätsfaktor P_{Ft} werde aber auch auf die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten angewandt.

Was passiert nun? Der Ordnungsgeber hat in § 9 Abs. 2 ARegV den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor für die erste Regulierungsperiode auf 1,25 % und für die zweite Regulierungsperiode auf 1,5 % festgesetzt. Nicht ersichtlich ist, mit welchem Anteil der sektorale Produktivitätsfortschritt und die netzwirtschaftliche Einstandspreisentwicklung daran beteiligt sind. In dem 2. Referenzbericht zur Einführung der Anreizregulierung vom 26.01.2006 hat die Bundesnetzagentur unter Rn. 117 ff. dargestellt, dass für das Produktivitätsdifferential ein Wert von 2,23 % pro Jahr angemessen erscheine (Rn. 119). Die analoge Betrachtung zu diesem Zeitraum ergibt ein Inputpreisdifferential, also ein Einstandspreisdifferential in Höhe von 0,31 % (Rn. 122). Aus den beiden Bestandteilen Produktivitätsdifferential und Inputpreisdifferential errechnet die Bundesnetzagentur einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor in Höhe von $X_{gen} = 2,54$ % pro Jahr. Der Ordnungsgeber hat bei der Festsetzung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors einen Sicherheitsabschlag vorgenommen. Die festgesetzten Werte von 1,25 % für die erste und 1,5 % für die zweite Regulierungsperiode betragen etwa die Hälfte des

errechneten Wertes. Würde allein der Wert für das Einstandspreisdifferential in Höhe von 0,31 % herangezogen, dann würde bei einem gleich hohen Sicherheitsabschlag die Hälfte hiervon etwa 0,155 % betragen.

4. Der Bundesgerichtshof rügt die Nichtberücksichtigung des Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV in dem ersten Jahr der Regulierungsperiode.

Nach § 21a Abs. 6 Satz 2 Nr. 4 EnWG und § 4 Abs. 4 Satz 2 ARegV könne der Netzbetreiber die Anpassung der Erlösobergrenze erstmals zum 1. Januar 2010 beantragen. Für den Übergangszeitraum des Jahres 2009 finde § 10 ARegV keine unmittelbare Anwendung, aber der Erweiterungsfaktor sei in entsprechender Anwendung der Vorschrift bereits für das erste Jahr der Regulierungsperiode ansetzen. Die Anreizregulierungsverordnung weise eine planwidrige Regelungslücke auf, da nachhaltige Änderungen in der Versorgungsaufgabe zwischen dem Ende des Basisjahrs und dem Beginn der Regulierungsperiode nach dem Zweck des § 6 ARegV erfasst werden sollten.

5. Im Ergebnis bestätigt hat der Bundesgerichtshof die Auffassung des OLG Düsseldorf zur Härtefallregelung nach § 4 Abs. 4 Satz 1 Nr. 2 ARegV. Nach dieser Vorschrift kann auf Antrag des Netzbetreibers eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen, wenn auf Grund eines unvorhersehbaren Ereignisses eine unzumutbare Härte entstehen würde. Das OLG Düsseldorf hat die Regelung nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit als Auffangvorschrift ausgelegt, die eingreift, wenn die übrigen Anpassungsmöglichkeiten nicht einschlägig oder nicht ausreichend sind. Die Vorschrift ist auch bei der erstmaligen Bestimmung der Erlösobergrenze nach § 6 Abs. 2 ARegV anwendbar.

Ergibt sich, so der Bundesgerichtshof, bei der Bestimmung der Erlösobergrenze, dass die Anwendung der vorgesehenen Maßstäbe im Einzelfall zu einer unzumutbaren Härte führen würde, die mit einem der genannten Instrumente nicht vermieden werden kann, wäre es sinnwidrig und mit dem Ziel einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals unvereinbar, wenn der Netzbetreiber mit der Stellung eines Antrags auf Anpassung warten müsste, bis die Bestimmung der

Erlösobergrenze abgeschlossen ist. Erforderliche Korrekturen sind bereits bei der erstmaligen Bestimmung der Obergrenze vorzunehmen.

Ein solches unvorhersehbares Ereignis kann in der erheblichen Steigerung der Verlustenergiekosten liegen. Der Bundesgerichtshof legt die Vorschrift allerdings wegen der Tatbestandsvoraussetzungen des unvorhersehbaren Ereignisses und der nicht zumutbaren Härte eng aus. Die Härtefallregelung dürfe nicht zu einer allgemeinen Billigkeitskontrolle der Erlösobergrenzen führen. Als unvorhersehbare Ereignisse kommen nach dem Willen des Verordnungsgebers zunächst eine Naturkatastrophe oder ein Terroranschlag in Betracht. Als unvorhersehbares Ereignis kommt aber auch ein Umstand in Betracht, der im Genehmigungsverfahren, unabhängig von den Erkenntnismöglichkeiten der Regulierungsbehörde oder des betroffenen Netzbetreibers, wegen des Zeitversatzes zu dem maßgeblichen Basisjahr nach den hierfür maßgeblichen Vorschriften nicht berücksichtigungsfähig war. Der Verordnungsgeber hat gerade das Auftreten erheblicher Mehrkosten während einer Regulierungsperiode erfassen wollen. Ein solcher Fall liegt vor, denn die Beschwerdeführerin trägt Preissteigerungen für die Beschaffung von Verlustenergie bezogen auf das Basisjahr 2006 (§ 6 Abs. 1 Satz 5 ARegV) im Jahr 2008 in Höhe von ca. 50% und im Jahr 2009 in Höhe von über 100% vor.

Die Annahme eines unvorhersehbaren Ereignisses ist auch nicht durch spezielle Anpassungen oder Korrekturen nach der ARegV ausgeschlossen. Zum Einen handelt es sich bei den Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie nicht um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten mit der Möglichkeit der Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV. Zum Anderen waren diese Kosten in der Zeit vor 2011 auch nicht wirksam verfahrensreguliert. Ansonsten wären sie nach § 32 Abs. 1 Nr. 4 ARegV i.V.m. § 11 Abs. 2 Sätze 2 und 4 ARegV den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten gleichgestellt. Also können die gestiegenen Verlustenergiekosten für die Jahre 2009 und 2010 als Härtefall anerkannt werden, wenn es außergewöhnliche Preissteigerungen vorliegen. Preissteigerungen bis zu 100% gehören nicht mehr zu einer nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge vorhersehbaren Teuerung.

Für das weitere Verfahren gilt: Bei der Prüfung der unzumutbaren Härte ist nicht nur die gestiegene einzelne Kostenposition zu bewerten, sondern eine Gesamtbetrachtung der Kosten- und Vermögenssituation des Netzbetreibers

anzustellen. Die Unzumutbarkeit setzt voraus, dass die Entgeltbildung nach den Maßgaben der Anreizregulierungsverordnung zu einem für den Netzbetreiber wirtschaftlich untragbaren Ergebnis führt. Es soll ein Regulativ für Notfälle sein.

Wie geht es jetzt weiter?

Wichtige Streitpunkte sind entschieden:

- Ermittlung des Ausgangsniveaus einschließlich der Gewerbesteuer
- pauschalierter Investitionszuschlag
- sektoraler Produktivitätsfaktor
- Erweiterungsfaktor
- Härtefallregelung

Aber es sind noch Fragen offen. Demnächst werden wir über die Rechtmäßigkeit der verwendeten Indexreihen zur Ermittlung der Tagesneuwerte verhandeln. Entschieden wird auch noch die Frage, ob die Entgelte für dezentrale Einspeisungen auf dem Regulierungskonto verbucht werden

Verlustenergiekosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile wird das OLG Düsseldorf verhandeln. Allerdings könnte einschlägig sein, was der Senat schon in den Beschwerdeverfahren anderer Netzbetreiber betreffend die Anerkennung der Festlegung „Beschaffungsrahmen“ vom 21.10.2008 bzw. der freiwilligen Selbstverpflichtung als wirksame Verfahrensregulierung (vgl. nur Beschluss vom 17.02.2010, Az. VI-3 Kart 7/09 (V)) festgestellt hat. Danach handelt es sich nicht um dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 21 a Abs. 4 EnWG, § 11 Abs. 1, Abs. 2 Satz 1 ARegV. Das hat der Bundesgerichtshof auch in der Leitentscheidung zum Ausdruck gebracht (s.o.).

Zu den Hauptpunkten, die vom Bundesgerichtshof entschieden sind, und die in einer Vielzahl von Verfahren bei uns anhängig sind, kommt es unter Umständen zu einer Einigung zwischen den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur. Es gibt ein Angebot der Bundesnetzagentur zu den Streitpunkten. Die angestrebte Einigung soll

möglichst noch für 2012 wirksam werden. Die Netzbetreiber werden zurzeit individuell angeschrieben. Das Ergebnis der Verhandlungen bleibt abzuwarten.

II. Eigenkapital-Verzinsung

In die Beschlüsse zu den Erlösbergrenzen für die zweite Regulierungsperiode soll möglichst auch das Ergebnis der Beschwerdeverfahren einfließen, die sich gegen die von der Bundesnetzagentur mit Beschluss vom 07.07.2008 – BK 4-08-068 - einheitlich für die Betreiber von Strom- und Gasnetzen festgelegten Eigenkapitalzinssätze für Neuanlagen in Höhe von 9,29% und für Altanlagen in Höhe von 7,56%, jeweils vor Steuern, richten. Überwiegend sind den Beschwerdeführerinnen die Gutachten zugegangen. Es laufen Stellungnahmefristen.

Gleichzeitig beabsichtigt die Bundesnetzagentur nach der Pressemitteilung von gestern, in diesem Jahr die kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetzbetreiber für die Dauer der zweiten Regulierungsperiode festzulegen. Für die Bestimmung der Eigenkapitalzinssätze hat die Bundesnetzagentur wieder einen kapitalmarktorientierten Ansatz gewählt. Die Netzbetreiber können bis zum 5.10.2011 Stellung nehmen. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, einen kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 8,20 Prozent für Neuanlagen vor Körperschaftsteuer festzusetzen. Im Vergleich zu dem Wert aus der ersten Regulierungsperiode, der 9,29 Prozent vor Körperschaftsteuer beträgt, sinkt der Wert für die zweite Regulierungsperiode danach um etwas mehr als einen Prozentpunkt. Dies wird begründet mit der Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus und soll andererseits berücksichtigen, dass das Geschäft des Netzbetriebs im Vergleich zu dem gerade in letzter Zeit sehr volatilen allgemeinen Markt stabile und konstante Renditen bietet.

III. Erste Entscheidungen des OLG Düsseldorf zu Investitionsbudgets

Eine Reihe von Verfahren zu Investitionsbudgets sind bereits verhandelt. Die Verfahren, in denen die Bundesnetzagentur die Investitionsbudgets dem Grunde nach genehmigt hat und die vergleichbare Streitpunkte haben, werden teilweise als Musterverfahren geführt. Diese Verfahren sind beim Bundesgerichtshof anhängig.

Sowohl die Netzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur sind gegen die sie belastenden Entscheidungen in die Rechtsbeschwerdeinstanz gegangen. Die Verfahren, in denen die Bundesnetzagentur die Genehmigung schon dem Grunde nach abgelehnt hat, werden verhandelt. Dazu gleich.

1. Zwei der Entscheidungen sind rechtskräftig. Den beiden rechtskräftigen Beschlüssen vom 16.02.2011– VI-3 Kart 279/09 (V) – und – VI-3 Kart 280/09 (V) – lag eine besondere Fallgestaltung zugrunde.

Leitsätze:

(1.) Verteilernetzbetreibern kann nur im Einzelfall unter den in [§ 23 Abs. 6 ARegV](#) genannten Voraussetzungen ein Investitionsbudget genehmigt werden. Für eine erweiternde Auslegung der Vorschrift ist angesichts deren Ausnahmecharakters auch dann kein Raum, wenn sich die dem Investitionsantrag zugrundeliegende Maßnahme als Folge einer Netzausbaumaßnahme des vorgelagerten Netzbetreibers darstellt und diesem hierfür ein Investitionsbudget nach [§ 23 Abs. 1 ARegV](#) genehmigt worden ist.

(2.) Das Regelbeispiel des [§ 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV](#) ist nur dann erfüllt, wenn die Umstrukturierungsmaßnahme zur Umsetzung technischer Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes erforderlich ist und zusätzlich eine behördliche Anordnung der Maßnahme nach [§ 49 Abs. 5 EnWG](#) vorliegt oder die Landesregulierungsbehörde die Notwendigkeit der Maßnahme bestätigt hat.

Die Beschwerdeführerinnen betreiben jeweils ein regionales Elektrizitätsverteilernetz. Sie beantragten jeweils die Genehmigung eines Investitionsbudgets für ein Projekt "X.". Die Beschlusskammer 4 lehnte die Anträge mit der Begründung ab, es handele sich zwar bei der dem Antrag zugrunde liegenden Investitionsmaßnahme jeweils um eine Umstrukturierungsmaßnahme, die keine Berücksichtigung beim Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV finde und die mit erheblichen Kosten gemäß § 23 Abs. 6 Satz 2 ARegV verbunden sei. Die Maßnahme erfülle jedoch die Voraussetzungen des § 23 Abs. 6 ARegV, insbesondere die nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV nicht, da es an der erforderlichen landesbehördlichen Anordnung oder Bestätigung fehle.

Zu den Voraussetzungen des Anspruchs: Nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV in der bis zum 08.09.2010 geltenden Fassung hat die Bundesnetzagentur Investitionsbudgets für Kapitalkosten zu genehmigen, die zur Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, und für die Stabilität des Gesamtsystems oder die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind. Beispiele sind der Ausbau internationaler Grenzkuppelstellen oder die durch den Ausbau der Windenergie bedingte Steigerung der Übertragungskapazitäten. Die genehmigten Investitionsbudgets sind dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten mit der Folge, dass der Netzbetreiber die Erlösobergrenze ohne weitere Genehmigung jeweils zum 01.01. eines Kalenderjahres anpassen kann.

Verteilernetzbetreiber sind also grundsätzlich nicht Adressaten der Vorschrift. Verteilernetzbetreiber können bei Änderungen ihrer Versorgungsaufgabe einen Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV beantragen und für Investitionen nach § 25 ARegV einen pauschalen Investitionszuschlag geltend machen. Investitionsbudgets sollen den besonderen Anforderungen an die Übertragungs- und Fernleitungsnetze Rechnung tragen (vgl. BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 66 f.; s.a. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112 a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21 a EnWG vom 30.06.2006, Tz 300ff). Liegen die Voraussetzungen vor, hat die Bundesnetzagentur die erforderlichen Kapitalkosten zu genehmigen. Ein Ermessen steht ihr insoweit nicht zu.

Ausnahmsweise können auch Verteilernetzbetreibern § 23 Abs. 6 ARegV Investitionsbudgets für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen genehmigt werden, wenn es um die Integration von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder dem Kraft- Wärme- Kopplungsgesetz (KWKG) geht oder für Maßnahmen i.S.d. § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 6 bis 8 ARegV sowie für Netzausbaumaßnahmen, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 EnWG dienen. Voraussetzung ist, dass die Investitionen nicht bereits durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden.

In den entschiedenen Fällen kam allein eine Genehmigung nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV in Betracht. Dieses Regelbeispiel ist nicht schon dann erfüllt, wenn die Umstrukturierungsmaßnahme zur Umsetzung technischer Standards zur

Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes erforderlich ist. Vielmehr muss zusätzlich eine behördliche Anordnung der Maßnahme nach § 49 Abs. 5 EnWG oder die Bestätigung der Notwendigkeit der Maßnahme durch die Landesenergieaufsichtsbehörde vorliegen. Die Bundesnetzagentur ist von zwei Tatbestandsalternativen ausgegangen. Das ist zutreffend, denn die Konjunktion "oder" zwischen dem vorletzten und dem letzten Relativsatz in § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV bezieht sich nur auf die letzten beiden Relativsätze, mit der Folge, dass nur diese in einem Alternativverhältnis stehen, während der erste Relativsatz jeweils kumulativ hinzutreten hat. Es gibt folglich nicht drei Alternativen, so dass die Anordnung oder die Bestätigung der Behörde notwendig sind (wohl ebenso: Weyer in: Baur/Salje/Schmidt-Preuß, Regulierung in der Energiewirtschaft, 2010, Kapitel 81, RN 22; a.A. Hansen in: BerlKomm EnR, 2. Aufl., Anhang § 21 a EnWG, RN 37 zu § 23 ARegV).

Ist der Wortlaut noch im Sinne der Argumentation der Beschwerdeführerinnen auslegungsfähig, so lässt die Entstehungsgeschichte der Norm nur das Verständnis zu, dass sich die Konjunktion "oder" nur auf die letzten beiden Relativsätze bezieht, denn nach dem ursprünglichen Entwurf der ARegV (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S.19) sollte § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV folgenden Wortlaut haben:

"7. Umstrukturierungsinvestitionen, die erforderlich sind, um geänderte technische Standards zur Gewährleistung der technischen Sicherheit des Netzes umzusetzen, die aufgrund einer behördlichen Anordnung nach § 49 Abs. 5 EnWG erforderlich werden und mit erheblichen Kosten verbunden sind".

Selbst wenn die Investitionsmaßnahme zwingende Folge einer Netzausbaumaßnahme ist, die von der Bundesnetzagentur im Rahmen eines Investitionsbudgets genehmigt worden ist, so muss die in § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV geforderte behördliche Anordnung oder Bestätigung vorliegen. Diese Entscheidung ist nach § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV i.V.m. § 49 EnWG ausdrücklich dem Kompetenzbereich der Landesenergieaufsichtsbehörde zugewiesen ist. Für eine inhaltliche Prüfung durch die Bundesnetzagentur ist kein Raum.

2. Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen VI-3 Kart 237/09 (V)

Leitsätze:

(1.) Im Rahmen der Ermittlung der Kapitalkosten eines Investitionsbudgets ist für eine Kürzung um einen "Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen" kein Raum.(Rn.29) Sein Abzug ist weder ausdrücklich vorgesehen noch nach Sinn und Zweck des § 23 ARegV oder den übergeordneten Zielen der Anreizregulierung gerechtfertigt.

(2.) Bei der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer ist ihre Bemessungsgrundlage, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, nicht um die Körperschaftsteuer zu reduzieren, da der Eigenkapitalzins ein "Vor-Steuer-Zinssatz" ist.

Mit den ersten Entscheidungen zu Investitionsbudgets vom 08.12.2010 - und 12.01.2011 VI-3 Kart 231/09 (V) - hat das OLG Düsseldorf die Entscheidungen der Bundesnetzagentur aufgehoben, die das Investitionsbudget zwar dem Grunde nach anerkannt hatte. Die zugrundeliegenden Anschaffungs- und Herstellungskosten hat sie aber vor der Ermittlung der Kapitalkosten um den Betrag zur Vermeidung von Doppelanerkennungen (BVD) gekürzt. Diese Kürzung und die Handhabung der Körperschaftsteuer haben wir moniert. Die oben dargestellte Entscheidung ist veröffentlicht und wiederholt besprochen worden. Ich möchte darauf deshalb nicht näher eingehen. Nur ein Aspekt soll hervorgehoben werden. Auch in den anstehenden Verfahren geht es um die Investitionsentscheidungen des Netzbetreibers im Rahmen seiner Unternehmensführung. Welchen Spielraum hat das Unternehmen bei der Frage, ob eine Investitionsmaßnahme den Anforderungen des § 23 ARegV genügt oder ob es sich um eine Maßnahme handelt, die außerhalb der nach § 23 ARegV zu fördernden Investitionen der „allgemeinen“ Investitionsplanung zuzurechnen sind.

Mit dem BVD beabsichtigt die Beschlusskammer, eine Doppelanerkennung von Kosten aus Investitionen zu vermeiden. Sie nimmt an, dem Netzbetreiber stünden bereits über die in der allgemeinen Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 1 ARegV enthaltenen Abschreibungen Kosten für sämtliche erforderlichen Investitionen zur Verfügung. Deshalb möchte sie eine Abzugsposition schaffen für den Fall, dass der Netzbetreiber nicht sämtliche Einkünfte, die er durch Abschreibungen verdient hat,

wieder umgehend reinvestiert. Der Ordnungsgeber hat aber lediglich klargestellt, dass Ersatzinvestitionen nicht durch Investitionsbudgets finanziert werden sollen. Außerdem darf die Regulierungsbehörde die Abgrenzung zwischen Ersatzinvestitionen und Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen anhand einer prozentualen Aufteilung des jeweiligen Investitionsvorhabens vornehmen (BR-Drs. 417/07 vom 15.06.2007, S. 66f). Insoweit ist eine pauschale Berechnung zulässig. Aus der Formulierung "des jeweiligen Investitionsvorhabens" ergibt sich jedoch, dass der Ordnungsgeber von einer projektbezogenen Betrachtung ausgegangen ist. Eine pauschale Anrechnung der durch die Abschreibungen der Altanlagen verdienten Beträge sieht die Verordnungsbegründung nicht vor.

3. Beschluss des OLG Düsseldorf vom 11.04.2011 Az.VI-3 Kart 276/09 (V) Offshore-Windpark

Leitsätze:

(1.) Die zeitliche Befristung der Genehmigung eines Investitionsbudgets steht mit Wortlaut, Systematik und Sinn und Zweck des § 23 ARegV im Einklang.

(2.) Anlagegüter, die zur Anbindung von Offshore-Windparks notwendig sind, werden schon von der Historie her nicht von den spezifischen Anlagegütern der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV erfasst. Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Anlagegüter des Netzanbindungssystems kommt nicht in Betracht; vielmehr gebietet die Zweckgebundenheit des Netzanbindungssystems es, bei der Einschätzung seiner zu erwartenden betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer eine Gesamtbetrachtung vorzunehmen, die nicht nur den anzuschließenden Offshore-Windpark, sondern auch das Netzanbindungssystem als Einheit in den Blick nimmt. Angesichts ihrer Zweckgebundenheit sind die einzelnen Anlagegüter des Netzanbindungssystems als technische Einheit anzusehen, so dass für sie auch nur eine einheitliche betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer festgesetzt werden kann.

In diesem Fall hatte die Bundesnetzagentur dem Antrag auf Genehmigung eines Investitionsbudgets für eine Erweiterungsinvestition in einen Netzanschluss eines Offshore-Windparks nur teilweise stattgegeben. Es geht um die Anbindungskosten.

Auch diese Entscheidung ist veröffentlicht. Ich möchte deshalb nur auf zwei Beschwerdepunkte hinweisen.

Zum Einen auf die Befristung des genehmigten Investitionsbudgets. Das Erfordernis der Planungssicherheit erfordert es nicht, die Verzinsung bis zum Ende der gewöhnlichen Nutzungsdauern festzuschreiben. Die Befristung der Genehmigung steht nach unserer Auffassung mit dem Wortlaut, der Systematik und dem Sinn und Zweck des § 23 ARegV in Einklang. Durch die Genehmigung der Investitionsbudgets (§ 23 Abs. 3 S. 1 ARegV) erhält der Übertragungsnetzbetreiber vor Durchführung seines Projekts Planungssicherheit. Er hat die Sicherheit, dass die Kosten durch Abschreibungen zurückverdient werden können. Diese Sicherheit wird für die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen des Investitionsprojekts gewährleistet. Auch nach Ablauf der Genehmigung des Investitionsbudgets fließen die Kosten als beeinflussbare oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten in das Ausgangsniveau nach § 6 Abs. 1 ARegV ein.

Zwar unterliegen sie dann dem Effizienzvergleich. Das ist aber Sinn und Zweck der Anreizregulierung sowie der Vorgaben in §§ 21, 21a EnWG, die Netzbetreiber durch eine Abwendung von der kostenorientierten Entgeltregulierung zu effizientem Leistungsverhalten zu bewegen. Dazu gehören auch Investitionsentscheidungen. Die an den Nutzungsdauern orientierte Genehmigungsdauer hätte hingegen zur Folge, dass die Kapitalkosten für bestehendes Anlagevermögen zunehmend und dauerhaft der Effizienzvorgabe entzogen würden. Dies würde dem Zweck der Anreizregulierung zuwiderlaufen, da die Effizienzvorgabe zunehmend nicht mehr die Gesamtkosten des Unternehmens, sondern nur noch die laufende Betriebsführung erfasste. Das Ziel, einen wettbewerbsanalogen Zustand zu erreichen, würde ausgehöhlt (Hansen, a.a.O., R. 50; Groebel in Britz/ Hellermann/Hermes, EnWG, 2. A., § 21a, R. 44f.).

Erfolg hatte die Beschwerde, soweit die Bundesnetzagentur für die einzelnen Anlagegüter der Offshore-Anlage unterschiedliche, über 20 Jahre hinausgehende kalkulatorische Nutzungsdauern angesetzt hatte. Auch bei der Bestimmung der kalkulatorischen Nutzungsdauern verschiedener Anlagegüter geht es um die Investitionsplanung. Auch wenn wir nicht mit der handelsrechtlichen Abschreibungsdauer arbeiten, sondern mit der kalkulatorischen, sollte der Abschreibungszeitraum so festgelegt sein, dass der Netzbetreiber seine

Investitionskosten in dem Zeitraum der vorhersehbaren Nutzungsdauer über die Abschreibungen, die sich in den Netzentgelten niederschlagen, wieder zurück verdienen kann.

Die Beschlusskammer hat die kalkulatorischen Nutzungsdauern der einzelnen Anlagegüter der zu errichtenden Offshore-Anlage unabhängig voneinander bestimmt und ist zu Nutzungsdauern in einer Bandbreite von 20 bis 40 Jahren gelangt. Allein für die Konverterplattform, auf der die Anlagen für die Netzanbindung des Offshore-Windparks errichtet werden, hat sie eine kalkulatorische Nutzungsdauer von 20 Jahren festgesetzt. Die 155 kV- und die 170 kV-Seekabel hat sie davon abweichend der Anlagengruppe „Leitungsnetze: Kabel 220 kV“ zugeordnet und eine kalkulatorische Nutzungsdauer von 40 Jahren festgesetzt. Die Historie der Verordnung zeigt, dass mit ihr Standardanlagegüter für sogenannte Onshore-Anlagen, also Anlagen an Land, erfasst werden, nicht aber Anlagegüter, die zur Anbindung von Offshore-Windparks notwendig sind. Übertragungsnetzbetreiber trifft aber erst seit Dezember 2006 die gesetzliche Verpflichtung des § 17 Abs. 2a EnWG, Offshore-Windparks an ihre Netze anzubinden, um so die Aufnahme des Windstroms in das Übertragungsnetz zu gewährleisten. Diese Anlagegüter sind nicht mit den in der Anlage 1 berücksichtigten Fortleitungs- und Verteilnetzanlagen der Übertragungsnetze an Land vergleichbar. Sie sind extremen Umweltbedingungen ausgesetzt und im Wartungsfall schlechter erreichbar.

Unabhängig davon lehnen wir eine isolierte Betrachtung der einzelnen Anlagegüter des Netzanbindungssystems ab. Unter der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer versteht man den Zeitraum, in dem ein Wirtschaftsgut unter Berücksichtigung seines Zwecks voraussichtlich genutzt werden kann. Vorliegend verlangt die Zweckgebundenheit des Netzanbindungssystems eine Gesamtbetrachtung, die nicht nur den anzuschließenden Offshore-Windpark, sondern auch das Netzanbindungssystem als Einheit auffasst. Die einzelnen Anlagegüter des Netzanbindungssystems sind angesichts ihrer Zweckgebundenheit als technische Einheit anzusehen, so dass für sie auch nur eine einheitliche betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer festgesetzt werden kann.

4. Unterschiedliche Auffassungen zu Investitionsentscheidungen des Netzbetreibers werden auch im Mittelpunkt der kommenden Verhandlungen stehen.

Ich will den Verhandlungen nicht vorgreifen, sondern greife einige typische Einwendungen gegen die Entscheidungen der Bundesnetzagentur auf, um Ihnen eine Vorstellung zu vermitteln. Es geht unter anderem um Entscheidungen, mit denen die Bundesnetzagentur die Anträge auf Genehmigung von Investitionsbudgets etwa zur Nachrüstung von neuen Funktionalitäten abgelehnt hat mit der Begründung, es handele sich nicht um Maßnahmen im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV. Zwar stelle die jeweilige Maßnahme eine Umstrukturierungsinvestition dar. Die Antragstellerin habe aber nicht belegt, dass die Maßnahme zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sei.

Die Einwendungen dagegen richten sich vor allem gegen die Definition der Stabilität des Gesamtsystems. Die Bundesnetzagentur definiere den Begriff des Gesamtsystems als zusammenhängendes Gebilde von verschiedenen miteinander agierenden Netzen. Die jeweilige Investitionsmaßnahme müsse dabei auf die Stabilität des Gesamtsystems gerichtet sein. Nach allgemeinem Sprachgebrauch beziehe sich das Kriterium der Stabilität jedoch in erster Linie auf technische Gesichtspunkte. Die Bundesnetzagentur lasse es zudem nicht ausreichen, wenn die Maßnahme der Stabilität des Gesamtsystems diene, sondern fordere zu Unrecht als zusätzliches Kriterium, dass eine Gefährdung der Stabilität vorgelegen oder gedroht haben müsse.

Die Beschwerdeführerinnen weisen auf die nach ihrer Auffassung bestehende Notwendigkeit der Umstrukturierungsinvestition für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG hin.

Die Bundesnetzagentur nimmt als Qualifikation einer Umstrukturierungsinvestition gemäß § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV das Vorliegen einer spezifischen und expliziten gesetzlichen Verpflichtung an. Grund für die Maßnahmen seien die generellen Anforderungen an den Betrieb eines Versorgungsnetzes. Die Beschwerdeführerinnen halten dem entgegen, unter einer Umstrukturierungsinvestition sei eine langfristige Kapitalanlage zu verstehen, durch

welche die Struktur des Gesamtkomplexes Netz verändert werde, um es an geänderte Anforderungen anzupassen.

Zum Schluss ein Leitsatz zur Fremdkapitalverzinsung bzw. EK II – Verzinsung bei Investitionsbudgets:

Die Bestimmung des kapitalmarktüblichen Vergleichszinssatzes für tatsächlich aufgenommenes Fremdkapital nach § 5 Abs. 2 Halbs. 2 StromNEV erfolgt im Rahmen von Investitionsbudgets zukunftsorientiert. In Abhängigkeit von der konkreten Fremdkapitalbeschaffung des Netzbetreibers kann für die Höhe des kapitalmarktüblichen Vergleichszinssatzes auf den jeweiligen Monatsdurchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Indizes „Umlaufrendite von Anleihen von Unternehmen (Nicht-MFIs)/Industrieobligationen mit einer längsten Laufzeit von 4 Jahren und einer mittleren Restlaufzeit von mehr als drei Jahren“ oder „Kredite an nicht finanzielle Kapitalgesellschaften von über 1 Mio.€ mit anfänglicher Zinsbindung mit einer Laufzeit von über 1 Jahr bis 5 Jahre“ abgestellt werden. Maßgebend ist der jeweilige Finanzierungszeitpunkt. Weicht der tatsächlich gezahlte Fremdkapitalzinssatz von dem maßgeblichen Index nur unerheblich nach oben ab, kann der Netzbetreiber im Einzelfall den Nachweis der Kapitalmarktüblichkeit des konkreten Zinssatzes führen.

Laubenstein