

Stellungnahme zum Entwurf einer Netzentgeltverordnung Strom
(StromNEV) Stand: 13.09.2004

Berlin, den 15. Oktober 2004

Teil 1 Allgemeine Bestimmungen

§ 1 Anwendungsbereich

Keine Anmerkungen.

§ 2 Begriffsbestimmungen

Empfehlung zu § 2 Nr. 7:

„7. Zeitgleiche Jahreshöchstlast
zeitgleiche Summe der Leistungswerte aller Entnahmen
aus einer Netz- oder Umspannebene, die der Kostenträgerrechnung zugrunde liegt.“

Begründung:

Mit der Definition der zeitgleichen Jahreshöchstlast als „höchste zeitgleiche Summe der Leistungswerte einer Anzahl von Entnahmen“ im Entwurf der StromNEV ist das Kostenträgerrechnungsverfahren zur Verteilung der Netzkosten quasi vorgegeben (Spitzenlastanteilsverfahren).

Nach VVII plus war es möglich, die Aufteilung der Kosten der jeweiligen Netz- oder Umspannebene auf die Gesamtheit der aus der Ebene belieferten Netzkunden und der nachgelagerten Netzebene entsprechend den üblichen Kostenträgerrechnungsverfahren vorzunehmen (Kommentarband zur VVII plus).

Eine Einschränkung der Verfahrenswahl kann eine stärkere Belastung der Kleinkunden zur Folge haben.

§ 3 Grundsätze der Entgeltbestimmung

Empfehlung § 3 Abs. 1:

Neuer Satz 6: „Zum Zeitpunkt der Entgeltkalkulation bekannte Plankosten können berücksichtigt werden.“

Begründung:

Gesicherte Erkenntnisse über das Planjahr sollten im Sinne kontinuierlicher Entgeltmittlung Berücksichtigung finden.

Teil 2
Methode zur Ermittlung der Netznutzungsentgelte
Abschnitt 1
Kostenartenrechnung

§ 4 Grundsätze der Netzkostenermittlung

Empfehlung zu § 4 Abs. 1 S. 1:

„Bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind auf der Grundlage einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung anzusetzen.“

Begründung:

Die StromNEV verlangt vom Netzbetreiber, dass dieser nur die Kosten ansetzen darf, die „den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen“. Zum Zeitpunkt der Kalkulation der Netzkosten kann der Netzbetreiber jedoch nicht wissen, wie hoch die Kosten anderer Netzbetreiber sind und kann diesen Tatbestand auch entsprechend nicht in seiner Kostenermittlung berücksichtigen.

§ 5 Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Empfehlung zu § 5 Abs. 2:

„Fremdkapitalzinsen sind in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, maximal jedoch in der Höhe kapitalmarktüblicher Zinssätze zum Zeitpunkt der Kreditaufnahme.“

Begründung:

Die bisherige Formulierung ist unpräzise. Sie definiert nicht, zu welchem Zeitpunkt die Bestimmung des „marktüblichen“ Zinssatzes erfolgt. Es muss sichergestellt sein, dass Unternehmen Fremdkapitalzinsen, die zum Zeitpunkt der Kreditaufnahme vereinbart wurden, in ihrer tatsächlichen Höhe als Kosten ansetzen können, sofern diese in „kapitalmarktüblicher“ Höhe vereinbart wurde. Es ist zu beachten, dass sich aufgrund unterschiedlicher Größen und Strukturen die erzielbaren Fremdkapitalzinssätze für jedes Unternehmen anders darstellen.

Empfehlung zu § 5 Abs. 3:

Neuer Satz 2: „ Bei belegbaren, signifikanten Änderungen können diese in der Kostenkalkulation berücksichtigt werden.“

Begründung:

Die rückwärtsgewandte Kostenbetrachtung führt dazu, dass bei Änderung der installierten Leistung der dezentralen Erzeugung, Änderung der Fahrweise der dezentralen Erzeugungsanlage bzw. Änderungen des Entgelts für vorgelagerte Netze, diese erst 1-2 Jahre später in die Kostenkalkulation eingehen.

§ 6 Kalkulatorische Abschreibungen

Empfehlung zu § 6 Abs. 1 S. 2:

„Die kalkulatorischen Abschreibungen treten insoweit in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der entsprechenden bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung und dienen dem Zweck der Substanzerhaltung.“

Begründung:

Die Aussage in § 6 Abs. 1 Satz 2 "und ermöglichen die Wiederbeschaffung der Anlagegüter nach Ende der jeweiligen Nutzungsdauer" ist sachlich falsch. Nach dem Konzept der Nettosubstanzerhaltung erfolgt zum ersten über den Preisbestandteil kalkulatorische Abschreibungen der Rückfluss des eingesetzten Kapitals an den Netzbetreiber (Eigen- und Fremdkapital). Zum weiteren soll das Konzept den Netzbetreiber in die Lage versetzen, eine Erneuerungsinvestition mit gestiegenen Herstellungskosten vorzunehmen bei Einhaltung der bisher (anerkannten) Eigenkapitalquote. Es geht also gerade nicht um eine Wiederbeschaffung der Anlagegüter im physischen Sinne, wie dies das Wort "ermöglicht" unterstellt. Vielmehr bedarf es einer neuen Investition, die wiederum über den Preis, sprich kalkulatorische Abschreibung, verdient werden muss. Insbesondere im Zusammenhang mit der in diesem Paragraphen behandelten Abschreibung unter Null ist die Aussage in Satz 1 sachlich fehlerhaft. Bei Beibehaltung könnte der Eindruck entstehen, dass nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer die Mittel vorhanden sind, um die Erneuerungsinvestition damit zu finanzieren. Die kalkulatorischen Entgeltbestandteile für die Abschreibungen sind jedoch verwandt worden, um die Bankdarlehen zu tilgen. Der verbleibende Anteil dient der evtl. Erhöhung des Eigenkapitals (Rücklagenbildung aufgrund inflatorisch bedingter Prozesse), um bei einer erneuten Investition die bisherige Eigenkapitalquote zu erhalten.

Empfehlung zu § 6 Abs. 3 S. 2:

„Die Umrechnung der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der betriebsnotwendigen Anlagegüter auf Tagesneuwerte zum jeweiligen Stichtag erfolgt unter Verwendung der anlagen- bzw. anlagengruppenspezifischen Preisindizes der Anlage 6. Sofern indizierte Tagesneuwerte nicht zu plausiblen Ergebnissen führen, sind aktuelle Tagesneuwerte auf Basis von Angebotspreisen anzusetzen.“

Begründung:

Anlage 6 beinhaltet ein in sich geschlossenes, transparentes Indizierungskonzept. Jedoch können die mittels Indizes ermittelten Tagesneuwerte unter den tatsächlichen Wiederbeschaffungswerten liegen. In solchen Fällen muss es möglich sein, mittels der Bewertung des Netzes an Hand von Angebotspreisen den realen Wert zu ermitteln (z.B. bei der Übernahme von Netzen zu Sachzeitwerten).

Empfehlung zu § 6 Abs. 4 und 5:

§ 6 Abs. 4 und 5 sind methodisch nicht sachgerecht und praktisch nicht durchführbar. Sie sind zu streichen.

Begründung:

Die Systematik der Abs. 4 und 5 erfordert für jedes Anlagegut (also jeden einzelnen Leitungsabschnitt), die Abschreibungsbeträge über 40-50 Jahre festzuhalten. Dieses führt zu einem unverhältnismäßigen zusätzlichen Aufwand in den Unternehmen. Sowohl in der Technik als auch in der Buchhaltung und der IT. Eine Ermittlung für die Vergangenheit ist nicht möglich, da die Datenbasis fehlt. Die kumulierten Abschreibungen zu Tagesneuwerten auf Anlagengutebene existieren nicht und können auch nicht nachträglich ermittelt werden.

Das zuvor vorgeschlagene Indizierungsverfahren verhindert zuverlässig, dass überhöhte Tagesneuwertansätze erfolgen. Daher ist ein ohnehin praktisch nicht durchführbarer Vergleich zwischen der „Amortisationssumme“ (kumulierte Tagesneuwertabschreibungen einschl. Inflationsbeitrag aus der Verzinsung des dem jeweiligen Anlagegut zuzurechnenden Kapitals) und dem Wiederbeschaffungswert nicht erforderlich.

Die Regelung des Abs. 5 suggeriert, dass der Kunde durch die Zahlung der kalkulatorischen Abschreibung eine Finanzierung der Netzanlagen vornimmt und bei nicht gleichwertiger Reinvestition Geld zurückfordern kann. Dies ist betriebswirtschaftlich nicht korrekt.

Die zurückfließende, inflationierte Abschreibung steht in Gänze dem Investor zu, da dieser die Netzanlagen vorfinanziert hat. Die Abschreibung ist nicht zweckgebunden an eine Reinvestition. In einer Marktwirtschaft kann der Investor alternativ zur Reinvestition sein Geld aus dem Unternehmen ziehen und damit ihm opportuner erscheinende Unternehmungen finanzieren.

Beim Rückbau von Anlagen schrumpft die Substanz des Unternehmens und Kapital, das der Investor nun abziehen kann und wird frei für andere Unternehmungen.

Die Zielsetzung dieses Absatzes ist somit betriebswirtschaftlich im Grundsatz nicht begründbar.

Nettosubstanzerhaltung und Realkapitalerhaltung unterscheiden sich hier lediglich in der Methode, mit der die Kapitaleinlage des Investors inflationiert wird. Während - dem Gedanken einer nachhaltigen Bewirtschaftung entsprechend - im System der Nettosubstanzerhaltung eine fiktive Reinvestition bewertet wird, stellt das System der Realkapitalerhaltung auf eine von der Netzanlage unabhängige, pauschale Inflationierung des Kapitals ab.

§ 7 Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Empfehlung zu § 7 Abs. 1 S. 2:

Es sind die Punkte „4. Abzugskapital“ und „5. verzinsliches Fremdkapital“ zu streichen und durch die Formulierung „... und abzüglich des Abzugskapitals und abzüglich des verzinslichen Fremdkapitals“ zu ersetzen.

Begründung:

Das Abzugskapital und die verzinslichen Verbindlichkeiten werden von den restlichen Positionen subtrahiert und nicht mit diesen addiert. Daher ist die derzeitige Formulierung sachlich falsch.

Empfehlung zu § 7 Abs. 3:

Neuer Satz 2: „Das die Eigenkapitalquote von 40 % übersteigende Eigenkapital ist nominal zu verzinsen.“

Begründung:

Es darf keine Diskriminierung des Eigenkapitals gegenüber dem Fremdkapital stattfinden. Die Begrenzung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote ist als besonders kritisch anzusehen. Es ist zu bedenken, dass die kalkulatorische Eigenkapitalquote um ca. das 1,6-fache höher liegen kann, als die bilanzielle Eigenkapitalquote. Die Begrenzung der kalkulatorischen Eigenkapitalquote wirkt sich in Form einer verstärkten Absenkung auch auf die bilanzielle Eigenkapitalquote aus (Erhöhung des Verschuldungsgrades), damit verschlechtert sich das Rating der betroffenen Unternehmen. Da sich Kreditgeber, Analysten und Eigenkapitalgeber grundsätzlich an der bilanziellen Eigenkapitalquote orientieren, wird die Akquirierung von Fremdkapital (Basel II) verteuert und der Unternehmenswert signifikant verringert.

Sollte trotz der geäußerten ernststen Bedenken eine Eigenkapitalquotenregulierung in der Verordnung umgesetzt werden, so ist zumindest eine Diskriminierung der Eigenkapitalgeber gegenüber dem Fremdkapitalgeber zu vermeiden. Unter diesen Umständen ist für das die Eigenkapitalquote übersteigende Eigenkapital die Nominalverzinsung anzusetzen.

Empfehlung zu § 7 Abs. 4 Nr.1:

„Der in Ansatz zu bringende Eigenkapitalzinssatz wird ermittelt auf Basis

1. des auf die letzten vierzig abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten,
2. abzüglich des auf die letzten vierzig abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitts der Preisänderungsrate gemäß dem vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte im Inlandsabsatz und
3. zuzüglich eines angemessenen Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse nach Abs.5.“

Begründung:

Im Hinblick auf eine zu gewährleistende Preisstabilität ist bei der Basiszinsermittlung mit Blick auf Planungssicherheit und Reduzierung von Preisschwankungen wie bisher dringend zu einem langfristigen, nutzungsdauerkonformen Durchschnitt zu raten (Beibehaltung des 40-Jahresdurchschnitts).

Bei der Investition in Stromnetze handelt es sich um sehr langfristige Investitionen mit einer Laufzeit von teilweise über 50 Jahren. Unter dem Erfordernis der Reduzierung von Schwankungen des Basiszinssatzes und damit einhergehend der Netzentgelte wurde bei der VV II plus ein durchschnittlich längerfristiger Zins zugrunde gelegt. Im Gegensatz zu Aktienrenditen bewegen sich Zinssätze in Zyklen, die durch gesamtwirtschaftliche Bedingungen determiniert werden. Dadurch nähern sie sich im Zeitablauf dem langfristigen Durchschnittsniveau an. Dies führt zu einer niedrigeren Schwankung bei langlaufenden Zinssätzen, so dass hier ein über den Zeitablauf konstant gehaltener Zinssatz angesetzt werden kann. Eine leichte Verstetigung erfährt der Zinssatz ab einem Durchschnitt von etwa 20 Jahren.

Aufgrund der langen Kapitalbindungsdauer sollte aus Gründen der Fristenkongruenz und der Stetigkeit der Kalkulation der in der VV II plus verwendete, langfristige Durchschnitt zur Basiszinssatzermittlung gewählt werden.

Zur Ermittlung des Realzinssatzes ist auf den Index der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte im Inlandsabsatz abzustellen. Da bei der Nettosubstanzerhaltung hinsichtlich der Inflationierung die Investitionsgüter der jeweiligen Unternehmen im Mittelpunkt stehen, ist an dieser Stelle die Berücksichtigung der Entwicklung der Verbraucherpreise nicht sachgerecht.

Empfehlung zu § 7 Abs. 5:

„Die Höhe des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse ist kapitalmarktüblich, insbesondere unter Berücksichtigung folgender Umstände zu ermitteln: ...“

Begründung:

Es ist sicherzustellen, dass die Ermittlung des Wagniszuschlags nach anerkannten betriebswirtschaftlichen Methoden kapitalmarktorientiert erfolgt.

Empfehlung zu § 7 Abs. 5 Nr. 4:

„4. durchschnittliche kapitalmarktübliche Verzinsung vergleichbarer Anbieter in den anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union.“

Begründung:

Die Strukturen und Rahmenbedingungen im Ausland können sich von denen in Deutschland erheblich unterscheiden. Dies betrifft unter anderem die Kosten-, die Markt- und die Branchenstruktur sowie den unternehmerischen Gestaltungsspielraum in den verschiedenen Staaten. Selbst innerhalb der europäischen Union gibt es in diesen Bereichen wesentliche Unterschiede, die berücksichtigt und bewertet werden müssen. Ein Vergleich, der darüber hinausgeht, z. B. ein Vergleich mit Transformationsländern, ist unter diesen Bedingungen nicht sachgerecht.

Empfehlung zu § 7 Abs. 5 Nr. 6:

„6. langfristige Stabilität der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, auch im Hinblick auf die Wettbewerbssituation auf den vor- und nachgelagerten Märkten der Stromwirtschaft.“

Begründung:

Es muss sichergestellt werden, dass die aktuelle Formulierung nicht dahingehend interpretiert wird, die wirtschaftliche Stabilität auf vor- bzw. nachgelagerten Märkten vom Stromabnehmern (z.B. Automobilmarkt) durch einen reduzierten Wagniszuschlag für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu gewährleisten.

Empfehlung zu § 7 Abs. 6 S. 1:

„Der Eigenkapitalzinssatz wird von der Regulierungsbehörde nach den Absätzen 4 und 5 alle zwei Jahre, erstmals zum 01. Januar 2008, nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes festgestellt.“

Begründung:

Nach dem „Fahrplan“ des BMWA ist in kurzer Frist eine von der Regulierungsbehörde zu leistende Überprüfung des Gasmarktmodells (1 Jahr) und eine nach zwei Jahren zu leistende Überprüfung des Gesamtregulierungsmodells (2 Jahre) durchzuführen. Davon sollte die ebenfalls von der Regulierungsbehörde zu leistende Überprüfung des Wagniszuschlages entzerrt werden, so dass eine fixe Festlegung für die ersten drei Jahren sachgerecht erscheint.

§ 8 Kalkulatorische Steuern**Empfehlung zu § 8:**

„Im Rahmen der Ermittlung der Netzkosten können die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnenden Ertragssteuern als kalkulatorische Kostenpositionen in Ansatz gebracht werden. Bei der Ermittlung der Gewerbesteuer ist die Abzugsfähigkeit der Gewerbesteuer bei sich selbst zu berücksichtigen. Die kalkulatorischen Steuern auf den Scheingewinn müssen als Kosten berücksichtigt werden.“

Begründung:

Die StromNEV berücksichtigt den Ansatz der Körperschaftsteuer nicht bei der Eigenkapitalverzinsung. Diese Vorgehensweise steht in auffälligem Gegensatz zum europäischen wie auch deutschen Regulierungsumfeld.

Wie im Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BWA) bereits im Jahre 2003 betont, ist eine kapitalmarktorientierte Verzinsung des Eigenkapitals sicherzustellen. Bei dieser aus den Kapitalmarktdaten abzuleitenden risikoadäquaten Eigenkapitalrendite handelt es sich aufgrund fundierter betriebswirtschaftlicher Erkenntnisse um eine Rendite nach Unternehmenssteuern. Es kann daher kein Dissens darüber bestehen, dass neben der Gewerbesteuer auch die zu Lasten des Netzbetreibers gehende Körperschaftsteuer über die Umsatzerlöse verdient werden muss und

insofern als Kostenelement bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen ist.

Parallel zur kostenrechnerischen Kalkulationslehre sind in diesem Zusammenhang auch die Erkenntnisse der empirischen Kapitalmarktforschung hilfreich. Die CAPM-rechnerischen Renditeüberlegungen stellen ausdrücklich fest, dass die Eigenkapitalrendite als Rendite nach Unternehmenssteuern zu verstehen (Gerke) und damit kalkulationsrelevant ist.

Alle Ertragssteuern, die in der Folge der Differenz von kalkulatorischen Abschreibungen zu handelsrechtlichen Abschreibungen anfallen, müssen zur Gewährleistung der Substanzerhaltung als Kosten angesetzt werden. Bereits im Kalkulationsschema der Verbändevereinbarung VV II plus wurde diese Notwendigkeit erkannt und entsprechend berücksichtigt. Ein ersatzloser Wegfall der Steuern auf den Scheingewinn innerhalb der Entgeltkalkulation bedeutet eine erhebliche Gefährdung der langfristigen Substanzerhaltung von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

§ 9 Kostenmindernde Erlöse und Erträge

Empfehlung zu § 9 Abs. 1:

Satz 2 streichen.

Neuer Satz 2: „Die Auflösung der Baukostenzuschüsse sollte kalkulatorisch erfolgen, aus Vereinfachungsgründen können die Auflösungsbeträge der GuV angesetzt werden.“

Begründung:

Steuerliche und kalkulatorische Auflösung von Baukostenzuschüssen sollten nach Möglichkeit übereinstimmen. Die Auflösung sollte kalkulatorisch erfolgen, um der systembedingten Abhängigkeit zwischen kalkulatorischer Abschreibung und Auflösung der BKZ bei der Kalkulation der Netzentgelte Rechnung zu tragen. Die Übernahme der GuV-Beträge kann aus Vereinfachungsgründen erfolgen. Sie ist der Auflösung über 20 Jahre vorzuziehen, da hierbei ein zusätzliches Berechnungsmodul zu führen wäre.

Empfehlung zu § 9 Abs. 2:

Dieser Absatz sollte gestrichen werden.

Begründung:

Die anschlussindividuelle Auflösung von Baukostenzuschüssen ist mit sehr hohem Verwaltungsaufwand verbunden und bringt letztlich keine Vorteile gegenüber der bisher angewandten Methodik.

Empfehlung zu § 9 Abs. 2:

Neuer Abs. 2: „Zins- und Beteiligungsbeträge sind nur bis zur Höhe des Betrages kostenmindernd anzusetzen, der den in den Erträgen enthaltenen, zur Wiederbeschaffung notwendigen Zinsanteil übersteigt.“

Begründung:

Die sich zwischen kumulierter Abschreibung und Wiederbeschaffungswert des neuen Anlagengutes ergebende Finanzierungslücke kann nur über die Verzinsung (Inflationsanteil) aus der Wiederanlage der Abschreibungen geschlossen werden. Der kostenmindernde Ansatz der Zinserträge verhindert die Erwirtschaftung dieser Finanzierungslücke und führt zu Substanzverlusten.

§ 10 Netzverluste**Empfehlung zu § 10 Abs. 1:**

„Die Differenz aus Kosten und Erlösen des vom Netzbetreiber zu führenden Differenzbilanzkreises sind bei der Ermittlung der Netzkosten in Ansatz zu bringen.“

Begründung:

Gemäß § 10 Abs. 3 der StromNZV sind Netzbetreiber verpflichtet, einen Differenzbilanzkreis zu führen. Die Kosten hierfür sind Bestandteil des Materialaufwands in der GuV und deshalb auch in die Ermittlungen der Netzkosten einzubeziehen.

Empfehlung zu § 10 Abs. 2:

Streichen.

Begründung:

Grundsätzlich gehören Netzverluste mit zu den schützenswürdigen Unternehmensdaten. Eine Abgrenzung der Verluste nach Netz- und Umspannebenen ist in der Regel nur durch Schlüsselung möglich. Andernfalls entsteht ein nicht vertretbar hoher Messaufwand. Es ist nicht zu erkennen, inwieweit ein überwiegendes öffentliches Interesse an einer Veröffentlichung der Daten im Internet besteht. Insoweit sollten die Daten lediglich der Regulierungsbehörde zugänglich gemacht werden. Dementsprechend sollte die entsprechende Regelung auch in der Netzzugangsverordnung entfallen.

§ 11 Periodenübergreifende Saldierung**Empfehlung zu § 11 S. 2 und 3:**

„Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 über den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, ist der entsprechende Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlich gebundenen Betrages mit einem angemessenen Zinssatz in der übernächsten Kalkulationsperiode kostenmindern in Ansatz zu bringen. Liegen die Erlöse nach Satz 1 Nr. 1 unter den Kosten nach Satz 1 Nr. 2, kann der Differenzbetrag zuzüglich einer Verzinsung des durchschnittlichen Differenzbetrages mit einem angemessenen Zinssatz in der übernächsten Kalkulationsperiode kostenerhöhend in Ansatz gebracht werden.“

Begründung:

Die Forderung nach einer Saldierung von einer Periode (n) und die Berücksichtigung des Saldos in der nächsten Periode (n+1) ist nicht möglich, da bereits 3 Monate vor Ablauf einer Periode (n) die Netznutzungsentgelte der nächsten Kalkulationsperiode (n+1) zu veröffentlichen sind.

Abschnitt 2 Kostenstellenrechnung

§ 12 Grundsätze der Kostenverteilung

Empfehlung zu § 12 Abs. 1 S. 2:

„Soweit eine direkte Zuordnung von Kosten nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand möglich ist, sind diese zunächst geeigneten Hilfskostenstellen zuzuordnen.“

Begründung:

Eine Verteilung erfolgt i. d. R. nicht auf die Hilfskostenstellen, sondern von den Hilfskostenstellen auf die Hauptkostenstellen.

§ 13 Kostenstellen

Empfehlung zu § 13 Satz 1:

„Für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Kostenstellen nach Anlage 2 zu bilden.“

Begründung:

Die Formulierung „... als Maßgrößen der Kostenverursachung“ ist ersatzlos zu streichen, da sie an dieser Stelle unverständlich und auch überflüssig ist.

Die Formulierung „... Haupt- und Nebenkostenstellen gemäß Anlage 2 ...“ ist aufzuheben und als „Kostenstellen“ zu bezeichnen. Die Untergliederung in Nebenkostenstellen ist für die weitere Zuordnung der (Kostenstellen-)Kosten zu den Kostenträgern (§ 14 Abs. 3 i. V. m. Anlage 3) nicht erforderlich und muss daher auch nicht per Verordnung vorgeschrieben werden. Stattdessen sollte sie der unternehmensindividuellen Gestaltung des internen Rechnungswesens überlassen bleiben.

§ 14 Kostenwälzung

Empfehlung zu § 14 Abs. 1 S. 2:

Neuer Satz 2: „Die Kostenwälzung lässt die wirtschaftliche Verantwortlichkeit der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die in ihren Netzen anfallenden Kosten unberührt.“

Begründung:

Die Regelung schafft einen angemessenen Ausgleich für die durch die Kostenwälzung bedingten Zahlungsrisiken. Sie bringt zum Ausdruck, dass sich das Risiko von Zah-

lungsausfällen bei den Netznutzungsentgelten auf die jeweiligen Netzbetreiber entsprechend ihrer wirtschaftlichen Verantwortlichkeit verteilt.

Empfehlung zu § 14 Abs. 2 S. 1:

„Die Kosten werden entsprechend der von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogenen und zeitgleich über alle Übergabepunkte gemessenen höchsten Leistung unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsgrades für vorgelagerte Netze und ggf. einer bestellten Netzkapazität für Reservelieferungen bei dezentralen Erzeugungsanlagen auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt.“

Begründung:

Der Hinweis auf den Gleichzeitigkeitsgrad muss entfallen, da mit der Kostenverteilung nach der zeitgleichen höchsten Leistung auf die Netz- und Umspannebenen der Gleichzeitigkeitsgrad der Netzkunden der unterlagerten Netzebenen bereits berücksichtigt ist.

Empfehlung zu § 14 Abs. 2:

Neuer Satz 2: „Dabei gilt für die Umspannungsebenen ein Gleichzeitigkeitsfaktor von $g = 1$.“

Begründung:

In Netzebenen orientieren sich die Planung und der Ausbau der Netze vorrangig an der voraussichtlich auftretenden tatsächlichen Höchstleistung. Insoweit ist hier der Gleichzeitigkeitsfaktor, der den Anteil des Kunden an der Jahreshöchstlast repräsentiert, ein sachgerechter Ansatz zur Kostenverteilung. Bei Umspannebenen orientiert sich die Dimensionierung fast ausschließlich an der Summe der Einzel-Höchstlasten der angeschlossenen Entnahmen, um in jedem Fall eine Übertragung der nachgefragten Leistungen gewährleisten zu können. Insoweit ist eine Kostenverteilung entsprechend dem Verhältnis der einzelnen Höchstlasten zur Summe der Einzel-Höchstlasten sachgerechter. Dies wird durch Ansatz des Gleichzeitigkeitsfaktors $g=1$ zum Ausdruck gebracht. Überdies wäre in vielen Fällen ein Gleichzeitigkeitsfaktor für die Umspannung aufgrund der geringen Kundenzahl nicht zu ermitteln.

Empfehlung zu § 14 Abs. 4:

„Sofern mehrere Netzbetreiber einander nachgelagerte Netze der gleichen Netz- oder Umspannebene betreiben, so gilt der Grundsatz, dass im Rahmen der Kostenwälzung auf den nachgelagerten Netzbetreiber die gleichen Entgelte entfallen, die ein Endkunde mit gleichen Anschlusswerten zu tragen hat. Führt dies zu einer unbilligen Härte, oder sind die zwei Netze so miteinander vermascht, dass sie nur gemeinsam sicher betrieben werden können, sind in Zusammenarbeit der Netzbetreiber und der Regulierungsbehörde sachgerechte Sonderregelungen zu treffen.“

Begründung:

Zu dieser Problematik finden sich im Zwischenbericht Teil 2 von VDEW, VRE, VKU und VDN detaillierte Ausführungen. Der vorliegende Verordnungsentwurf deckt mit einer stark verallgemeinerten Vorgabe nur einen von zwei wichtigen Problemfällen ab,

nämlich den im Zwischenbericht „vermaschtes Netz“ genannten. Er ignoriert den in der Praxis ebenfalls sehr wichtigen Fall „Reihenschaltung“, für den eine ganz andere Vorgehensweise sachgerecht ist. Diese Vorgehensweise wurde im obigen Vorschlag als Haupttext eingefügt. Dieser geht von dem Grundsatz aus, dass es der Eigentumsschutz gebietet, dass jeder Netzbetreiber das auf seine Netzebene entfallende Entgelt erhält.

Der Fall „vermaschtes Netz“, für das der ursprüngliche Verordnungsentwurfstext eine mögliche Handhabung beschreibt, wurde im obigen Vorschlag verallgemeinert aufgenommen. Denn insgesamt entzieht sich unseres Erachtens die Kostenwälzung bei Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber auf gleicher Spannungsebene einer generalisierenden Regelung. Wegen der Differenziertheit der in der Praxis auftretenden Problemfälle muss es, wie unter Geltung der VV II plus Strom, weiterhin möglich sein, pragmatische und im Einzelfall sachgerechte Lösungen zu finden. Unbillige Härten können durch einzelfallspezifische einvernehmliche Regelungen vermieden werden. Soweit ein Einvernehmen nicht zu erzielen ist, kann eine Entscheidung der Regulierungsbehörde herbeigeführt werden.

Abschnitt 3 Kostenträgerrechnung

§ 15 Grundsätze der Entgeltermittlung

Keine Anmerkungen.

§ 16 Gleichzeitigkeitsgrad

Empfehlung zu § 16 Abs. 1 S. 4:

Neuer Satz 4: „Zur verursachungsgerechten Verteilung der Verlustanteile erfolgt die Berechnung der spezifischen Jahreskosten mit der zeitgleichen Nettojahreshöchstlast.“

Begründung:

Zur verursachungsgerechten Verteilung der Verlustanteile erfolgt die Kostenwälzung mit Bruttoleistungen, die Berechnung der spezifischen Jahreskosten hingegen mit der zeitgleichen Netto-Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der jeweiligen Netz- oder Umspannebene. Mit der Anwendung eines geeigneten Kostenträgerrechnungsverfahrens ist die Berücksichtigung der Verluste gewährleistet.

§ 17 Ermittlung der Netznutzungsentgelte

Empfehlung zu § 17 Abs. 2:

Neuer Satz 4: "Die Jahreshöchstleistung beträgt mindestens 70% der zwischen Netzbetreiber und Endverbraucher vereinbarten bereitzuhaltenden Leistung."

Begründung:

Die Regelung sorgt dafür, dass der Endverbraucher, bei lediglich geringer Inanspruchnahme der ihm zugesagten Leistungsvorhaltung angemessen an den für die Leistungsbereitstellung entstehenden Kosten beteiligt wird oder aber, dass die vertraglich gebundene Leistungsvorhaltung auf das praktisch notwendige Maß abgesenkt wird und so unnötiger Netzausbau vermieden wird.

Begründung für die ausschließlich Fokussierung auf den Endverbraucher:

Verteilnetzbetreiber müssen eine ausreichende Versorgungsqualität für ihre Endkunden bereitstellen. Dies wird u.a. dadurch umgesetzt, dass sowohl beim Ausfall eines Anlagenteils ein anderes Anlagenteil die Last übernehmen kann (n-1 - Prinzip) als auch bei Instandhaltungsarbeiten die Versorgung aufrecht erhalten wird. Die Kapazität der installierten Trafos kann aber auch geprägt sein von Fragen der Spannungshaltung. Also unabhängig von der oben vorgeschlagenen Messgröße "Leistung". Darüber hinaus muss für einen effizienten Ausbau des Netzes die zukünftige Entwicklung mit bedacht werden. Damit würde die Anwendung des 70% - Kriteriums auch auf Netzbetreiber zu massiven Verminderung der Versorgungsqualität führen.

Empfehlung zu § 17 Abs. 5:

Das Wort „Steigerungen“ ist durch „Steigungen“ zu ersetzen.

Begründung:

Der Begriff ist sachlich falsch.

Empfehlung zu § 17 Abs. 6:

„Für Entnahmen ohne Leistungsmessung im Niederspannungsnetz kann neben dem Arbeitspreis ein Grundpreis festgelegt werden. Grundpreis und Arbeitspreis haben in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen.“

Begründung:

Wird im Niederspannungsnetz allein ein Arbeitspreis vorgesehen, belastet dies Vielverbraucher und entlastet Wenig-Verbraucher und ist angesichts der weitgehend durch Fixkosten bestimmten Kostenstruktur nicht sachgerecht. Die Entscheidung, ob der Grundpreis als Jahres- oder als Monatsgrundpreis erhoben wird, sollte Teil der wirtschaftlichen Entscheidungsfreiheit des Netzbetreibers sein.

§ 18 Entgelt für dezentrale Einspeisung**Empfehlung:**

„Betreiber von dezentralen Stromerzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber der Netz- oder Umspannebene, in welche sie elektrische Energie einspeisen, ein Entgelt für vermiedene Netznutzung. Die Bestimmung des Entgeltes hat diskriminierungsfrei zu erfolgen und muss guter fachlicher Praxis auf der Grundlage der Anlage 6 der Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische

Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001 (BAnz.Nr. 85b vom 08. Mai 2002) entsprechen. Die Regelung in Satz 1 gilt nicht für die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen, deren Strom nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz vergütet wird. Für die Ermittlung und Berechnung des Vergütungsabzuges gemäß § 5 Abs. 2 Satz 2 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes gilt Satz 2 entsprechend. Für KWK-Anlagenbetreiber, die gemäß § 4 Abs. 3 Satz 2 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz ein Entgelt für dezentrale Einspeisung beanspruchen, gilt zur Berechnung des Entgeltes die Anlage 6 der Verbändevereinbarung gemäß Satz 2 als anerkannte Regel der Technik.“

Begründung:

Der jetzige Vorschlag in § 18 StromNEV regelt nur den einzigen Fall, dass ein Betreiber einer kleinen dezentralen Stromerzeugungsanlage, der weder nach dem EEG noch nach dem KWKModG gefördert wird, ein Entgelt für dezentrale Einspeisung beanspruchen kann.

Mit dem Formulierungsvorschlag wird klar gestellt, dass grundsätzlich an alle dezentralen Stromerzeugungsanlagen ein Entgelt für dezentrale Einspeisung entsprechend der verursachten Einspareffekte auf der Grundlage der Anlage 6 der Verbändevereinbarung Strom auszubezahlen ist. Für das EEG wird klargestellt, dass diesbezüglich kein Auszahlungsanspruch für den EEG-Anlagenbetreiber besteht, weil dieser eine gesetzlich festgeschriebene Mindestvergütung erhält, die das Entgelt für dezentrale Einspeisung beinhaltet. Bezogen auf das EEG wird allerdings auf der 2. Stufe, auf der der Übertragungsnetzbetreiber den Strom vom aufnehmenden Netzbetreiber abnehmen und vergüten muss, klargestellt, dass die Abzugsposition in § 5 Abs. 2 Satz 2 EEG ebenfalls entsprechend der Anlage 6 der Verbändevereinbarung/Storm zu ermitteln und zu berechnen ist.

Für die KWK-Anlagen, die nach dem KWKModG gefördert werden, wird begrifflich klargestellt, dass die Anlage 6 der Verbändevereinbarung/Storm auch als „anerkannte Regel der Technik“ gilt. Diesbezüglich ist darauf hinzuweisen, dass das EEG und die neue Begrifflichkeit im EnWG immer auf den Begriff „guter fachlicher Praxis“ verweist, wobei das KWKModG noch den früheren Begriff der „anerkannten Regeln der Technik“ beinhaltet, der inhaltlich gleichwertig ist.

§ 19 Sonderformen der Netznutzung

Empfehlung zu § 19 Abs. 3:

„Von der Anwendung eines einheitlichen Netznutzungsentgeltes einer Netz- oder Umspannebene kann im Einzelfall abgewichen werden, wenn die einheitlichen Netznutzungsentgelte ohne diese Einzelfallregelung in Zukunft höher ausfallen würden (vermiedener Direktleitungsbau). Diese Einzelfallregelung beschränkt sich auf die Netz- oder Umspannebene, aus welcher der betroffene Netzkunde Elektrizität entnimmt und ist bei der Kalkulation der einheitlichen Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen.“

Begründung:

Die Formulierung im Referentenentwurf ist missverständlich. Im Falle eines drohenden Direktleitungsbaus eines Großkunden verändern sich die Netzkosten nicht; bei Wegfall dieses Kunden verringert sich die aus dem Netz entnommene Arbeit und Leistung, so dass sich für die übrigen Kunden ein höheres Entgelt ergibt. Gewährt man diesem Großkunden einen Sonderpreis, so kann dieser bei der Kalkulation der einheitlichen Entgelte berücksichtigt werden, so dass diese niedriger ausfallen. Dass die Einzelfallregelung nur mit Zustimmung dieses Kunden erfolgen kann, versteht sich von selbst.

Empfehlung zu § 19 Abs. 4:

„Werden individuelle Netznutzungsentgelte gebildet, sind diese vor ihrem Wirksamwerden der Regulierungsbehörde mitzuteilen. Die Bestimmungen des § 20 gelten entsprechend.“

Begründung:

Die Forderung nach Veröffentlichung individuell gebildeter Netzentgelte ist unbillig. Bei einer Diskussion dieser Entgelte in der Öffentlichkeit müssten vertrauliche Kundendaten zur Sprache gebracht werden.

§ 20 Verprobung

Empfehlung zu § 20:

Streichen.

Begründung:

Unnötiger Mehraufwand.

§ 21 Änderungen der Netznutzungsentgelte

Empfehlung zu § 21:

„ Die rechtsgeschäftliche Änderung vereinbarter Netznutzungsentgelte setzt voraus, dass

1. der betreffende Betreiber von Übertragungsnetzen die beabsichtigte Änderung mindestens fünf Monate zuvor auf seiner Internetseite veröffentlicht hat und
2. der betreffende Betreiber von Regionalnetzen die beabsichtigte Änderung mindestens vier Monate zuvor auf seiner Internetseite veröffentlicht hat und
3. der betreffende Betreiber von Endverteilungsnetzen die beabsichtigte Änderung mindestens drei Monate zuvor auf seiner Internetseite veröffentlicht hat und

4. im Zeitpunkt der beabsichtigten Änderung der Regulierungsbehörde die nach § 23 Abs. 4 jeweils aktuellen Unterlagen vorliegen.“

Begründung:

Die Bildung der Netznutzungsentgelte basiert auf der Kostenwälzung. Diese erfolgt kaskadenförmig. Um sicherzustellen, dass auch die Betreiber nachgelagerter Netze die auf sie gewälzten Kosten in vollem Umfang einbeziehen können, sollte auch die Veröffentlichung von Tarifänderungen mit gestaffelten Fristen erfolgen.

Teil 3 Vergleichsverfahren

§ 22 Verfahren

Empfehlung zu § 22 Abs. 1 S. 1:

„Die Regulierungsbehörde führt Vergleichsverfahren nach § 21 Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in regelmäßigen zeitlichen Abständen für jede Netz- und Umspannebene durch.“

Begründung:

Redaktioneller Fehler. Der Verweis auf § 20 EnWG ist falsch.

Empfehlung zu § 22 Abs. 1 S. 3:

„Die Regulierungsbehörde veröffentlicht diese Ergebnisse der Vergleichsverfahren unter Berücksichtigung des Vertraulichkeitsgebots gegenüber betriebswirtschaftlich sensiblen Daten auf ihrer Internetseite.“

Begründung:

Gemäß EU-Richtlinie 2003/54/EG Artikel 18 Absatz 2 haben dabei die zuständigen EU-Regulierungsbehörden die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zu wahren.

Empfehlung zu § 22 Abs. 2 :

„Einzubeziehen in das Vergleichsverfahren sind alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen soweit die in § 23 Absatz 4 aufgeführten Daten in der angegebenen Form der Bundesregulierungsbehörde vorliegen. Zur Sicherstellung eines sachgerechten Vergleichs sind die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zunächst Strukturklassen zuzuordnen, die jedenfalls die in § 23 Absätze 1 bis 3 benannten Strukturmerkmale berücksichtigen und im Sinne einer Vorsortierung zu betrachten sind.“

Begründung:

Die Einordnung in die Strukturklassen anhand weniger Merkmale kann lediglich eine grobe Vorsortierung sein, eine Auswertung unter Berücksichtigung weiterer Merkmale und individueller Besonderheiten muss im Nachhinein erfolgen.

Redaktioneller Fehler letzte Zeile. Der Bezug auf „... die in § 23 Abs. 1 bis 4 benannten Strukturmerkmale ...“ ist falsch.

§ 23 Strukturklassen

Empfehlung zu § 23:

In der Frage, ob die Absatzdichte als alleiniges Sortierkriterium geeignet ist, oder ob Vorsortierungen erforderlich sind, die die Größe des Versorgungsgebiets oder die Zersiedelung berücksichtigen, laufen noch wissenschaftliche Untersuchungen. Über diesen wesentlichen Untersuchungsbedarf hinaus unterbreiten wir folgende Detailvorschläge zum §23 Abs. 1:

- die Unterscheidung Ost/West muss dauerhaft erhalten bleiben;
- die Zuordnung jedes Netzbetreibers sollte auf „mindestens sechs“ Strukturklassen erfolgen (statt genau sechs);
- die Kopplung der Spannungsebenen Mittel- und Niederspannung ist angemessen zu berücksichtigen, insbesondere, wenn sie vom selben Unternehmen betrieben werden.

Begründung:

Der § 23 beschreibt den Kern des für die Entgeltverordnung überaus wichtigen Vergleichsmarkts, der die Kalkulationsvorgaben ergänzt und wichtige Eingriffsgrundlagen für die Regulierungsbehörde bei der ex-post-Prüfung schafft. Es ist wichtig, dass dieser Kern des Vergleichsmarkts so beschrieben wird, dass die bisherigen Erfahrungen und Erkenntnisse einfließen. Auch eine oftmalige Änderung der Verordnung könnte so vermieden werden.

Eine der wichtigsten neuen Erkenntnisse der letzten zwei Jahre betrifft den Grad, zu dem die Absatzdichte in allen Spannungsebenen die Kosten und damit die Netzentgelte beeinflusst. Diese Erkenntnis führte zu Vorschlägen, diesen wichtigen Kostentreiber für die Definition der Strukturklassen zu nutzen. Seine Kosten treibende Funktion geht aber über die Definition von Strukturklassen hinaus. Dies muss bei der Bewertung innerhalb der Strukturklassen berücksichtigt werden.

Zu den einzelnen Änderungsvorschlägen:

Eine ausreichende Differenzierung verlangt mindestens 6 Strukturklassen, um allein eine grobe Vorsortierung zu ermöglichen (städtisch/ländlich, Gebiete mit mittlerer Ab-

satzdichte, Unterscheidung Ost/West). Die Formulierung über „mindestens sechs Strukturklassen“ gibt hierbei der Behörde Flexibilität bei der weiteren Entwicklung.

Die Unterscheidung der Strukturklassen „Ost“ und „West“ sollte dauerhaft in der Verordnung gegeben sein. Die Stromversorgungsnetze in Ostdeutschland sind erheblich niedriger ausgelastet, ohne dass eine Angleichung absehbar wäre. Im Gegenteil, in großen Teilen Ostdeutschlands gibt es weiter einen im Verhältnis zu Westdeutschland starken Bevölkerungsrückgang, so dass sich die Unterschiede in der Auslastung der Netze durchweg noch verschärfen. Über eine Million Wohnungen stehen in Ostdeutschland leer. Größere gewerbliche bzw. industrielle Verbraucher sind in Ostdeutschland weit weniger als im Durchschnitt Westdeutschlands vertreten. Eine Änderung dieser strukturellen Gegebenheiten ist gegenwärtig nicht abzusehen. Neben der niedrigeren Auslastung der Netze kommen in Ostdeutschland kostenbelastend die erheblichen Investitionen in den 90er Jahren hinzu (zur Auflösung des Investitionsstaus sowie wegen der Erschließung zahlreicher neuer Gewerbe- und Siedlungsstandorte). Mit derartigen zusätzlichen Kosten sind die westdeutschen Netze nicht belastet.

Schließlich ist eine komplett isolierte Betrachtung von Netz- und Umspannebenen nicht sachgerecht, denn Spannungsebenen sind keine Geschäftseinheit, sondern werden als ganzheitliche Unternehmensaufgabe gemeinsam optimiert. Mögliche Kopplungen zwischen Hoch- und Mittelspannung sind noch näher zu untersuchen. Insbesondere bilden MS, NS und die dazugehörige Umspannung eine gemeinsame Einheit. Planung, Ausschreibung und Optimierung von Vorhaben erfolgt spannungsebenenübergreifend entsprechend der Versorgungsaufgabe und nicht in Einzeloptimierung. Die Kostenschlüsselung ist oftmals nicht eindeutig zuordenbar, da verschiedene spannungsebenenübergreifende Aufgaben bestehen (Lastführung, Planung, Berechnung, Montage etc.). Eine Effizienzsteigerung ist nicht als isolierte Aufgabe je Spannungsebene anzusehen, sondern auf die gesamte Versorgungsaufgabe des Unternehmens zu beziehen. Diese Kopplungen zwischen MS und NS sollten angemessen berücksichtigt werden.

Empfehlung zu § 23 Abs. 4 S.1:

„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde jeweils jährlich zum 1. Juli getrennt nach Netz- und Umspannebenen folgende Angaben zu übermitteln:..“

Begründung:

Der 1. April kann insbesondere von kleineren Netzbetreibern nicht eingehalten werden, da zu diesem Zeitpunkt noch kein geprüfter Jahresabschluss vorliegt.

§ 24 Vergleich

Empfehlung zu § 24 Abs.1:

- (1) Der Vergleich gemäß § 22 hat getrennt nach Netz- und Umspannebenen zu erfolgen – bei Mittel- und Niederspannung gemäß § 23 unter Berücksichtigung der Kopplung – und die folgenden Grundsätze sind einzuhalten:
1.
 2. Bei einem ergänzenden Vergleich der Erlöse aus Netznutzungsentgelten sind diese Erlöse um jenen Anteil zu bereinigen, der infolge des Kostenwälzungsprinzips gemäß § 14 die Höhe der Erlöse beeinflusst. Ferner ist bei einem Vergleich der insoweit bereinigten Erlöse einer Netzebene u.a. das Verhältnis dieser Erlöse zu der Stromkreislänge und zu der Gesamtabnahme eines Jahres der jeweiligen Netzebene zu berücksichtigen. Bei einem Vergleich der Erlöse einer Umspannebene ist u.a. das Verhältnis der Erlöse zur installierten Leistung zu berücksichtigen.
 3. Bei einem ergänzenden Vergleich der Kosten einer Netzebene ist u.a. das Verhältnis der Kosten zu der Stromkreislänge und zu der Gesamtabnahme eines Jahres der jeweiligen Netzebene zu berücksichtigen. Bei einem Vergleich der Kosten der Umspannebenen ist u.a. das Verhältnis der Kosten zur installierten Leistung zu berücksichtigen.

Begründung:

Der hauptsächliche Vergleich sollte der Erfahrung mit der VV II plus entsprechend auf der Kennzahl basieren, die die Kunden und Netznutzer am meisten interessiert, nämlich den Netznutzungsentgelten. Weitere Vergleiche können ergänzend hinzu gezogen werden.

Die im Verordnungsentwurf § 24 Abs. 2 gewählte Formulierung bzgl. Bereinigung der Einflüsse überlagerter Spannungsebenen („beeinflusst“) beinhaltet auch den kleinen, aber in Einzelfällen ggf. wesentlichen Teil gewalzter Kosten, der sich durch Zahlungsausfälle ergibt (z.B. bei Insolvenz des Lieferanten). Wir begrüßen deshalb diese Formulierung.

Die Leitungslänge ist kostentreibend, eignet sich aber nicht zur Effizienzbeurteilung der Lösung einer Versorgungsaufgabe hinsichtlich einer bestimmten Netzstruktur. Die Kosten je Leitungslänge vergleichen lediglich eine spezifische Effizienz, aber nicht die effiziente Netzgestaltung für die Versorgungsaufgabe. Die Zielrichtung eines netzlängenbezogenen Anreizes geht hin zu großen, billig und ineffizient gebauten Netzen unabhängig davon, wie viel Kunden versorgt werden müssen. Die Gesamtkosten wachsen nicht linear mit der Leitungslänge (geforderter Deckenschluss, Längengrenze durch Spannungsfall, Verluste, Parallelverlegung in einem Graben). Außerdem gibt es weitere netzlängenunabhängige Kostentreiber, z.B. Schaltfelder.

§ 25 Kostenstruktur

Empfehlung zu § 25:

Streichen.

Begründung:

Zur Beurteilung der in § 25 angeführten „Angemessenheit von Anteilen der Gemeinkosten des Gesamtunternehmens an den netzspezifischen Kosten" und auch „die Angemessenheit der in Anwendung gebrachten Schlüssel" sind Vergleiche aufgrund von z.B. unterschiedlichen Organisationsformen ein ungeeigneter Maßstab. Die Prüfung der Angemessenheit wird bereits durch Wirtschaftsprüfer geprüft und mittels Testat bestätigt.

§ 26 Mitteilungspflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

Keine Anmerkungen.

Teil 4 Pflichten der Netzbetreiber

§ 27 Veröffentlichungspflichten

Empfehlung zu § 27 Abs. 2:

Streichung der Punkte 3-6.

Begründung:

Grundsätzlich handelt es sich bei den vorstehenden, zu veröffentlichenden Daten um schutzwürdige Daten des Netzbetreibers. Es ist kein überwiegendes öffentliches Interesse an einer Veröffentlichung zu erkennen. Im übrigen könnte je nach Fallkonstellation auf das Abnahmeverhalten einzelner Kunden zurück geschlossen werden und so deren Schutzinteressen verletzt werden.

Die nach den Punkten 3-6 zu veröffentlichenden Daten dienen der Preiskontrolle, was originär Aufgabe der Regulierungsbehörde ist. Gemäß EU-Richtlinie 2003/54/EG Artikel 18 Absatz 2 haben dabei die zuständigen EU-Regulierungsbehörden die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen zu wahren. Ist eine Offenlegung derartiger Informationen zur Wahrnehmung der Aufgaben der zuständigen Behörden erforderlich, kann gemäß Artikel 18 diese Informationen an die zuständigen Behörden übermittelt werden.

§ 28 Dokumentation

Empfehlung zu § 28 Abs.1 S. 2:

„... und des Ablaufs der Ermittlung der Netznutzungsentgelte nach § 3 sowie...“

Begründung:

Redaktioneller Fehler.

Empfehlung zu § 28 Abs. 1 S. 3:

In Satz 3 ist das vorletzte Wort „vollständig“ zu streichen.

Begründung:

Der Begriff ist nicht eindeutig. Mit dem Begriff „ohne weitere Information“ ist die Vollständigkeit der Darstellung bereits beschrieben.

§ 29 Mitteilungen gegenüber der Bundesregulierungsbehörde

Empfehlung zu § 29:

Neuer Satz 2: „Die von der Regulierungsbehörde getroffenen Festlegungen zu Umfang und Form der ihr zu übermittelnden Daten sind stetig anzuwenden. Sollten Änderungen an den Festlegungen getroffen werden, so sind diese durch die Regulierungsbehörde unter Angabe einer angemessenen Umsetzungsfrist den Netzbetreibern mitzuteilen.“

Begründung:

Da die in § 29 beschriebenen Festlegungen der Regulierungsbehörde bei Nichteinhaltung zu einem Bußgeld führen können, muss sichergestellt werden, dass die Netzbetreiber die Möglichkeit haben, die Festlegungen der Regulierungsbehörde zu erfüllen. Auch im Sinne einer Minimierung der Kosten für die Netzbetreiber ist auf eine Stetigkeit vorgegebener Formate zu achten.

Teil 5

Sonstige Bestimmungen

§ 30 Festlegungen der Regulierungsbehörde

Empfehlung zu § 30 Abs. 1:

„Regulierungsbehörde kann durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes im Rahmen der Durchführung der Vergleichsverfahren nach Teil 3 Entscheidungen treffen über...“

Begründung:

Redaktionelle Fehler. Der Bezug auf § 28 Abs.1 des EnWG-E ist falsch.

§ 31 Bußgeldvorschriften

Empfehlung zu § 31 Abs. 1 S.1 :

„ Ordnungswidrig im Sinne des § 95 Abs. 1 Nr. 12 des Energiewirtschaftsgesetzes...“

Begründung:

Redaktioneller Fehler. Der Bezug auf § 91 EnWG ist falsch.

Empfehlung zu § 31 Abs. 1 Nr. 2:

„die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen entgegen § 6 Abs. 2 und Abs. 3 vornimmt;“.

Begründung:

Die gemäß Absatz 4 zu erstellende einzelne Dokumentation der kumulierten kalkulatorischen Abschreibungen ist buchhalterisch nicht zu leisten und ist nicht vergleichbar mit der bisherigen Dokumentation im Rahmen der Ermittlung der Tagesneuwerte.

Empfehlung zu § 31 Abs. 1 Nr. 8:

Streichung des Bezugs auf § 6 Abs. 4.

Begründung:

„§ 6 Absatz 4“ ist zu streichen, da eine Dokumentation, wie sie in § 6 Absatz 4 gefordert wird, buchhalterisch nicht zu leisten ist.

§ 32 Übergangsregelungen**Empfehlung zu § 32:**

„Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben der Regulierungsbehörde spätestens 3 Monate nach Inkrafttreten dieser Verordnung getrennt nach Netz- und Umspannebenen die Angaben nach § 23 Abs. 4 Nr. 2 bis 4 zu übermitteln. Die Angaben nach § 23 Abs. 4 Nr. 1 sind erstmalig im zweiten Jahr nach Inkrafttreten der Verordnung rückwirkend für das dem Inkrafttreten der Verordnung folgende Jahr zu übermitteln. Bis dahin werden jeweils die Kosten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres in der Struktur, wie sie der Kalkulation der veröffentlichten Netznutzungsentgelte zugrunde liegen, übermittelt.“

Begründung:

Nicht alle Netzbetreiber verfügen bereits jetzt über die in der Verordnung vorgegebene Kostenstellenstruktur (z.B. Hauptkostenstelle Hausanschlussleitungen). Die in der Verordnung vorgegebene Kostenstellenstruktur kann sinnvoller Weise und mit vertretbarem Aufwand erst in dem Jahr umgesetzt werden, das dem Jahr des Inkrafttretens der Verordnung folgt.

§ 33 Inkrafttreten

Keine Anmerkungen.

Anlage 1

Keine Anmerkungen.

Anlage 2

Empfehlung zu Anlage 2:

- „1. Hauptkostenstelle „Systemdienstleistungen“.
2. Hauptkostenstelle „Höchstspannungsnetz 380 und 220 Kilovolt“.
3. Hauptkostenstelle „Umspannung 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt“: Kosten der Umspanner 380/110 Kilovolt bzw. 220/110 Kilovolt einschließlich der ober- und unterspannungsseitigen Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke.
4. Hauptkostenstelle „Hochspannungsnetz 110 Kilovolt“.
5. Hauptkostenstelle „Umspannung 110 Kilovolt/Mittelspannung“: Kosten der Umspanner 110 Kilovolt/Mittelspannung einschließlich Transformatorschaltfelder in den Schaltanlagen; anteilige Berücksichtigung der zu den Schaltanlagen gehörigen Sekundärtechnik, Gebäude und Grundstücke.
6. Hauptkostenstelle „Mittelspannungsnetz“.
7. Hauptkostenstelle „Umspannung Mittel-/Niederspannung“: Kosten der Ortsnetzstationen und –soweit in der Kostensphäre des Betreibers von Elektrizitätsversorgungsnetzen – der Kundenstationen inkl. der Kosten der in den Stationen installierten bzw. Niederspannungsschaltgeräte; Kosten der in Ortsnetzstationen installierten Niederspannungsanlagen.
8. Hauptkostenstelle „Niederspannungsnetz“.
9. Hauptkostenstelle „Messung und Abrechnung“.

Begründung:

Die Untergliederung in Nebenkostenstellen ist für die weitere Zuordnung der (Kostenstellen-)Kosten zu den Kostenträgern (§ 14 Abs. 3 i. V. m. Anlage 3) nicht erforderlich und muss daher auch nicht per Verordnung vorgeschrieben werden. Stattdessen sollte sie der unternehmensindividuellen Gestaltung des internen Rechnungswesens überlassen bleiben.

Ungeachtet dessen gehören die Anlagen der Straßenbeleuchtung (ehemals Nebenkostenstelle 8.2) weder zur Tätigkeit „Elektrizitätsübertragung“ noch zur Tätigkeit „Elektrizitätsverteilung“ im Sinne von § 4 Abs. 2.

Anlage 3

Keine Anmerkungen.

Anlage 4

Keine Anmerkungen.

Anlage 5

Keine Anmerkungen.

Anlage 6
Indizierungs-konzept VKU

Indexreihen für Strom- Netzbetreiber

Index Nr.	Anlagegruppe	Untergruppe	WI-BERA Indexreihe Nr.	WIBERA Indexreihe Bezeichnung
Stromnetz				
1	HöS- u. HS-Netz	Erdkabel	233	110-kV Einfachkabel, Kupfer in Stahlrohr verlegt
2		Freileitungen	250	110-kV-Doppelfreileitung
3	Umspannung HÖS/HS/MS	HS-Schaltanlagen Transformatoren	019	Hochspannungsschaltgeräte
4			010	Transformatoren und Meßwandler
5			020	Schaltanlagen mit Montage (Mittelspannung)
6	MS-Netz	Erdkabel	237	Kabelnetze, Kupfer/Aluminium etwa 50:50 (m. Verlegung)
7			022	Kabelnetze Kupfer (mit Verlegung)
8			202	Kabelnetze Aluminium (mit Verlegung)
9		Freileitungen	225	Freileitungen, Mittelspannung, Beton-, Gitter- und Holzmasten
5	Umspannung MS/NS	Schaltanlagen Transformatoren	020	Schaltanlagen mit Montage (Mittelspannung)
4			010	Transformatoren und Meßwandler
6	NS-Netz	Erdkabel	237	Kabelnetze, Kupfer/Aluminium etwa 50:50 (m. Verlegung)
7			022	Kabelnetze Kupfer (mit Verlegung)
8			202	Kabelnetze Aluminium (mit Verlegung)
11		Freileitungen	204	Freileitungen, Niederspannung, auf Holzmasten Cu u. Al gemischt
12	Hausanschlüsse (NS)	Erdkabel	023	Kabel-Hausanschlüsse
13	Stromzähler	Zähler	014	Elektrische Meß-, Prüf-, Steuer- u. Regelgeräte (ohne Montage)
4		Meßwandler	010	Transformatoren und Meßwandler
Sonstige Anlagegruppen				
15	Betriebsgebäude		001	Betriebsgebäude (ohne Außenanlagen)
16			002	Verwaltungsgebäude
17	Außenanlagen		060	Außen- und Grünanlagen

18	Fahrzeuge		040	Kraftwagen (PKW und LKW)
19	Betr. u. Gesch.ausstattung	Büroausstattung	522	Büro- und Geschäftsausstattung
20		Werkzeuge u.Geräte	517	Werkzeugmaschinen und Handwerkzeuge
21		Meß- und Prüfgeräte	684	Elektr. Meßgeräte, Prüfgeräte
22	Fernwirk- u. Leitetchnik		013	Fernsprechanlagen u.ä. (mit Montage)
23	EDV-Hardware		098	EDV Geräte- und Einrichtungen
24	EDV-Software nicht zuordenbare		628	Ingenieurleistungen
25	Anl.gruppen		072	Investitionsgüter (allgemein)

Anmerkungen

Sofern indizierte Tagesneuwerte nicht zu plausiblen Ergebnissen führen, können aktuelle Tagesneuwerte auf Basis von nachgewiesenen Marktpreisen angesetzt werden. Die Nachweisverpflichtung einschl. Wirtschaftsprüfer-Testat obliegt dem Netzbetreiber. Die Indizes sind auf den aktuellen Stand der TNW ab Beginn der Regulierung anzuwenden.