



BET-Newsletter: Aktuelle Informationen zu Gas- und Stromnetzen

---

Sehr geehrte Frau Dr. Lehmann,

mit unserem heutigen ersten Rundschreiben in 2015 möchten wir Sie wieder wie gewohnt kurz und prägnant auf aktuellen Handlungsbedarf und die nachfolgenden Themen aufmerksam machen:

- [Evaluierung der ARegV: BNetzA veröffentlicht Bericht nach § 33 ARegV](#)
- [BET analysiert: Entwicklung der Netzkosten Strom](#)
- [Fristenkalender 2015](#)
- [Auswirkungen der Evaluierung der ARegV](#)
- [BET auf der E-world 2015](#)

Ihre persönlichen BET-Berater stehen Ihnen für Ihre Fragen und Anregungen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichem Gruß aus Aachen

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ries'.

i. V. Micha Ries

Teamleiter Regulierung, Netzentgelte, Netzzugang

Telefon: +49 241 47062-446

Mobil: +49 173 539 29 52

E-Mail: [micha.ries@bet-aachen.de](mailto:micha.ries@bet-aachen.de)

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

Alfonsstraße 44

52070 Aachen

Telefon: +49 241 47062-0

Telefax: +49 241 47062-600

---

## **Evaluierung der ARegV: BNetzA veröffentlicht Bericht nach § 33 ARegV**

Der von den Akteuren der Netzwirtschaft zum Jahresende 2014 erwartete Bericht nach § 33 ARegV der Bundesnetzagentur wurde nun am 21. Januar veröffentlicht. Die Bonner Behörde hatte zuvor im Zuge einer Reihe von Workshops nötige Änderungen der Verordnung vorgeschlagen und diskutiert. Sowie zuletzt in ihrem 4. Workshop am 23. Oktober letzten Jahres erste Ergebnisse und die Tendenz für ihre anstehenden Empfehlungen vorgestellt. Auch wir haben uns kritisch mit dem Thema auseinandergesetzt, Schwachstellen aufgezeigt und eine umfassende Stellungnahme veröffentlicht.

Die vollständige Stellungnahme können Sie über unsere Internetseite herunterladen <http://www.bet-aachen.de/veroeffentlichungen/news/detail-news/artikel/bet-reicht-stellungnahme-zur-aregv-bei-bnetza-ein.html>

### **Der BET-Blick auf den Bericht der BNetzA**

In ihrem abschließenden Bericht geht die Bundesnetzagentur immer noch davon aus, dass mit Einführung der ARegV ein positiver Effekt auf das Investitionsverhalten der Stromverteilnetzbetreiber spürbar wurde. So wird durch die Empfehlung der BNetzA der deutlichen Forderung der Branche nach einer auskömmlichen Berücksichtigung des Kapitalrückflusses für Investitionen nur unzureichend Rechnung getragen.

Neben Vorschlägen und Korrekturmöglichkeiten stehen weiterhin die bereits im Oktober 2014 vorgestellten vier Modelle mit z.T. neuer Bestückung der Prämissen zur Diskussion.

Die BNetzA empfiehlt erwartungsgemäß ein Modell „ARegV 2.0“ welches dem „Modell 1 ARegV Reform“ vom Oktober 2014 nahe kommt. Das beim Erweiterungsfaktor erkannte Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Abschaffung des Zeitverzugs soll nun alternativ durch Kostenberücksichtigung im Antragsjahr über eine nachträgliche Erhöhung der Erlösobergrenze umgesetzt werden. Die Differenzen der Erlöse würden im Regulierungskonto verbucht. Als 2. Alternative wird die Berücksichtigung von Planwerten mit nachträglichem Plan-Ist-Abgleich vorgeschlagen.

In Ergänzung zum o.g. Modell wird für „besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber“ durch ein objektives Aufgreifkriterium die starke Belastung durch EE-Erzeugungsleistung sichergestellt. Konflikte sind also vorprogrammiert.

Entgegen den Erwartungen wird zudem das Modell des Gesamtkostenabgleichs mit Bonus empfohlen. BET hält die Prämissen der Berücksichtigung von Planwerten und jährlichem Plan-Ist-Abgleich sowie die Einführung zweijähriger Regulierungsperioden vor den bereits heute gemachten Erfahrungen mit der zeitlichen Umsetzbarkeit von Anträgen und Genehmigungen für äußerst ambitioniert.

Das zur Abschaffung des Zeitverzugs bei Investitionen durch die Branche vorgeschlagene Modell der Investitionskostendifferenz (IKD) wird bedauerlicherweise nicht weiter verfolgt, da hier nach Meinung der BNetzA eher Überrenditen bei den Netzbetreibern entstünden. BET wird sich gemeinsam mit den

Verbänden dennoch weiterhin für eine verbesserte Systematik zur zeitnahen Finanzierung von Investitionen, welche auch nicht ausschließlich EE-getrieben sind, einsetzen.

Zu begrüßen ist hingegen die Aussage, am vereinfachten Verfahren festhalten zu wollen. Der Preis für die Beibehaltung des vereinfachten Verfahrens ist jedoch vergleichsweise hoch, denn die Verfahrensweise der pauschalen dnbKA wird als Veränderung des Verfahrens dessen Beibehaltung geopfert werden. Wir empfehlen, die vorgelagerten Netzkosten und die vermiedenen Netzentgelte (nur Strom) im vereinfachten Verfahren netzbetreiberindividuell in der Erlösbergrenze einzubeziehen und die restlichen dnbKA über einen verhältnismäßig geringen Pauschalwert abzubilden. In Anlehnung an das Regelverfahren kann dieser Pauschalwert rund 5 % betragen (Option 1) oder es erfolgt ein Rückgriff auf den tatsächlichen Durchschnittswert der Vorperiode im Regelverfahren (Option 2).

Mit dieser Änderung würde der Vorteil des vereinfachten Verfahrens für die kleinen und kleinsten Netzbetreiber nahezu verschwinden und die Frage, ob nicht das vollständige Verfahren sogar günstiger ist, muss neu gestellt und diskutiert werden.

Als Vereinfachung der Kostenprüfung wurde zuletzt noch die Einführung eines auch international erfolgreich angewandten Verzinsungssystems über einen WACC (weighted average cost of capital) diskutiert, welcher die bis heute strittige Durchführung einer kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ablösen sollte. Von dieser zunächst einmal durchaus guten Idee rückt die BNetzA indes leider wieder ab.

Insgesamt muss die Abkopplung des deutschen Regulierungssystems von den international angewandten Systemen festgestellt werden. Hatte die Branche im Oktober letzten Jahres noch die Hoffnung auf deutliche Vereinfachungen des Regulierungsregimes, so sind auch diese Hoffnungen nach der Veröffentlichung des Berichtes weitestgehend wieder gedämpft.

Eine vollständige Stellungnahme und Beurteilung zum Evaluierungsbericht werden wir in Kürze auf unserer Homepage veröffentlichen.

Machen Sie jedoch von unserem Angebot Gebrauch, die Empfehlungen der BNetzA im Zuge eines Workshops kennenzulernen und zu diskutieren. Wir bieten Ihnen einen halbtägigen Workshop als Inhouse-Veranstaltung oder aber auch mit weiteren Teilnehmern in Ihrer Nähe an. Sprechen Sie uns an!

Zudem können wir die möglichen Auswirkungen der BNetzA-Empfehlungen auf Basis Ihrer eigenen Kosten- und Erlösstruktur simulieren und nötige Maßnahmen zur Vorbereitung auf ein geändertes Regulierungssystem aufzeigen. BET hat dazu bereits ein übersichtliches Prüfschema entwickelt, womit die wesentlichen Auswirkungen der Änderungen aus der Evaluierung analysiert und Handlungsempfehlungen aufgezeigt werden können. Weitere Informationen finden Sie hier im Newsletter unter der Überschrift [Auswirkungen der Evaluierung der AReqV](#). Gerne können Sie sich mit Fragen auch an Ihren BET-Berater wenden. Wir stehen Ihnen gerne zur Verfügung.

### **BET analysiert: Entwicklung der Netzkosten Strom**

Seit einigen Jahren steigen in Deutschland die Netzentgelte aus unterschiedlichen Gründen. Netzinvestitionen beeinflussen wesentlich die Höhe der Netzkosten und wirken sich damit direkt auf die Netzentgelte aus. Im Bereich der Übertragungsnetze zählen dazu z. B. der angestrebte Netzausbau zum Transport der eingespeisten Windenergiemengen in den höheren Netzebenen und die Anschlusskosten der Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen. Zusätzlich zu den Investitionsanforderungen sind jedoch auch eine Reihe von weiteren Kostentreibern zu identifizieren. Dazu zählen z. B. Redispatch-Maßnahmen, die vermiedenen Netzentgelte nach

§ 18 StromNEV, die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) oder die Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV.

Deutschland besitzt seit Jahren im europäischen Vergleich eine herausragende Versorgungsqualität im Bereich der Stromwirtschaft. Stabile Marktbedingungen und ein investoren-freundliches Klima führten in der Vergangenheit dazu, dass hohe Summen in die Stromnetze investiert wurden. Dies führte jedoch auch dazu, dass die Netzentgelte ebenfalls vergleichsweise hoch lagen. Vor diesem Hintergrund und auf Drängen der EU wurde in Deutschland ab dem Jahr 2005 die Regulierung durch die StromNEV verschärft und schließlich im Jahr 2009 die sog. Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eingeführt. Den Netzbetreibern sollte dadurch ein Anreiz gesetzt werden, ihre Effizienz zu steigern und somit die Netzentgelte zu senken. Tatsächlich konnten in den ersten Jahren seit 2006 tendenziell die Netzentgelte gesenkt werden:

### Entwicklung der Netzentgelte

in ct/kWh



1. April 2006	1. April 2007	1. April 2008	1. April 2009	1. April 2010	1. April 2011	1. April 2012	1. April 2013	1. April 2014
---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

— Haushaltskunde 3.500 kWh    — Gewerbekunde 50 MWh    — Industriekunde 24 GWh

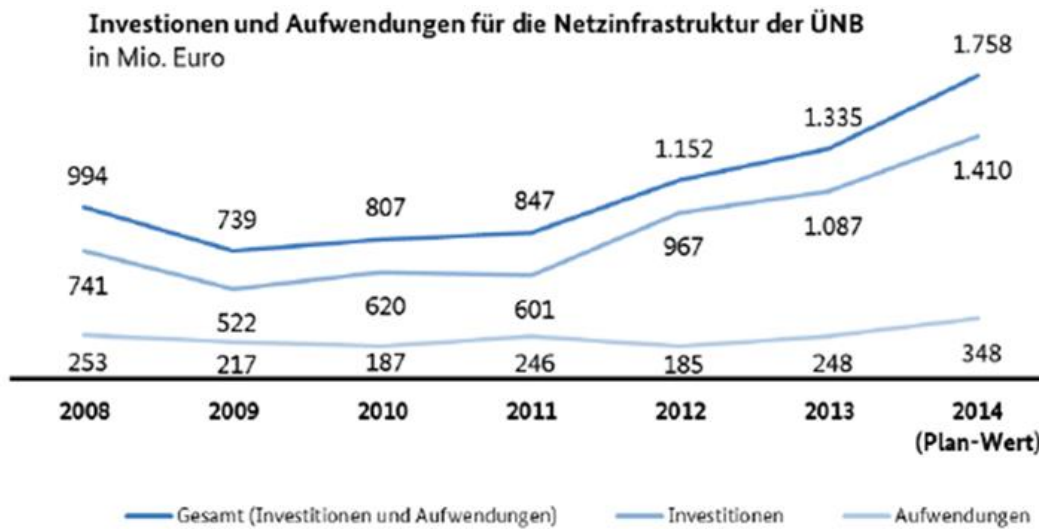
Grafik 1: Entwicklung von Netzentgelten 2006-2014, Quelle: Monitoringbericht 2014

In den letzten Jahren ist jedoch wieder eine ansteigende Tendenz zu beobachten. Als wesentlicher Treiber der Netzentgelte in den letzten Jahren ist die Energiewende anzusehen. Dabei sind nicht nur die nötigen Investitionen in die Übertragungs- und Verteilnetze zu betrachten, sondern beispielsweise auch die zunehmenden Stromexporte aus Deutschland in das benachbarte Ausland, insbesondere in Richtung Süden und Südwesten nach Österreich, nach Italien und nach Frankreich, eine wesentliche Ursache für die aus Redispatchmaßnahmen und aus der Vorhaltung von Reservekraftwerken resultierenden Kosten. Die Aufrechterhaltung eines freizügigen europäischen Stromhandels erfordert kostenverursachende präventive und kurative Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) solange der technische Systemum- und -ausbau nicht mit dem Bedarf Schritt hält.

Der rasant gestiegene Umfang der Erzeugung aus erneuerbaren Energien macht in vielen Regionen einen umfangreichen Um- bzw. Ausbau der Netze in allen Netzebenen unumgänglich. Die Stromnetzbetreiber, die ihre Stromnetze zur Aufnahme der dezentralen Energieerzeugung per Gesetz zur Verfügung stellen müssen, sind somit direkt von den veränderten Anforderungen der Energiewende betroffen. Die hohen Investitionen sind als Kapitalkosten im Gesamtkostenblock eines Netzbetreibers ablesbar.

Im Bereich der Übertragungsnetze kommen durch die Wirkung des EEG einerseits die Anschlusskosten der Offshore-Windkraftanlagen, sowie andererseits auch der angestrebte

Netzausbau zum Transport der eingespeisten Windenergiemengen in den höheren Netzebenen als Kostentreiber der Energiewende hinzu. Die nachfolgende Grafik verdeutlicht die Investitionssituation der vier Übertragungsnetzbetreiber:



Grafik 2: Investitionen und Aufwendungen für die Netzinfrastruktur der ÜNB, Quelle: Monitoringbericht 2014

Rückblickend wurden von den vier deutschen ÜNB allein im Jahr 2013 insgesamt ca. 1.087 Mio. € für Investitionen und 248 Mio. € für Aufwendungen in die Netzinfrastruktur ausgegeben.

In den Verteilnetzen werden in der Regel keine Investitionsmaßnahmen genehmigt. Hier kann der Erweiterungsfaktor - trotz der bekannten Mängel - als grober Anhaltspunkt für Investitionen dienen, auch wenn damit keine abschließende Aussage über den tatsächlichen Investitionsbedarf der Energiewende abgeleitet werden kann.

#### In den Erlösobergrenzen enthaltene Erweiterungsfaktorbeträge

Erlösobergrenze	Strom 2010	Strom 2011	Strom 2012	Strom 2013
Anpassungsbetrag insgesamt	116,4 Mio. €	327,3 Mio. €	432,5 Mio. €	576,9 Mio. €

Erweiterungsfaktorbeträge 2010-2013, Quelle: BNetzA

Rückblickend wurden im Strombereich von den 789 deutschen VNB allein im Jahr 2013 insgesamt ca. 2.926 Mio. € für Investitionen und 2.851 Mio. € für Aufwendungen in die Netzinfrastruktur aufgebracht. Der zusätzliche zukünftige Investitionsbedarf wird mit mindestens 23 Mrd. € bis 2032 beziffert, wobei rund 70 % in den nächsten zehn Jahren zu erwarten wären. Betroffen sind davon zu zwei Dritteln die Mittelspannungsnetze und rund ein Drittel die Niederspannungsnetze.

In Zukunft werden sich zusätzliche Aufwendungen in Verbindung mit 50,2 Hertz-Problematik (SysStabV) ergeben. Auch die Einführung der Sonderformen der Netznutzung übt einen steigenden Einfluss auf die Netzentgelte aus: Nach § 19 Absatz 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV oder § 20 Abs. 2 GasNEV im Gasbereich werden Groß- oder Industriekunden unter bestimmten Voraussetzungen mit Sonderentgelten entlastet. Diese Sonderentgelte können je nach Entnahmesituation des Großkunden eine erhebliche Reduzierung der regulären Netzentgelte ausmachen. Die Differenz zwischen den Sonderentgelten und den regulären Netzkosten trägt der nicht privilegierte Netznutzer entweder direkt über eine Kostenüberführung in die regulären Netzentgelte (wie im Gas) oder über ein entsprechendes Umlagesystem.

Unsere [Stellungnahme zu Netznutzungsentgelten](#) vom 27.1.2015 zeigt, dass sich die deutsche Stromnetzwirtschaft im Wandel befindet und dies auch teils erhebliche Einflüsse auf die Höhe der Netzentgelte ausübt. So haben wir anhand des veröffentlichten Leistungszubaus der Offshore-Windanlagen die zu erwartenden Ausbau- und Anschlusskosten in einem standardisierten Szenario nachgerechnet und darüber hinaus vereinfacht dargestellt, in welchem Umfang sich der Arbeitspreis Netznutzung durch die einzelnen Kostentreiber erhöhen würde.

Zu den Schwerpunkten zählt in erster Linie der durch die Umsetzung der Energiewende induzierte hohe Investitionsbedarf. Die zwangsläufig erhöhenden Effekte eines umfangreichen Investitionsprogramms werden teils durch das gleichgelagerte Investitionsverhalten noch weiter verstärkt. Insofern sollte die aktuelle Evaluierung der Anreizregulierungsverordnung auch dazu genutzt werden, die Investitionsbedingungen der Netzbetreiber zu verändern.

Grundsätzlich ist auch in Zukunft von einer Erhöhung der Netzentgelte in Deutschland auszugehen. Dabei sollte jedoch auch stets die Versorgungsqualität als hohes volkswirtschaftliches Gut und Industriestandortvorteil Deutschlands berücksichtigt werden. Die Kostenverteilung auf die Regionen und Nutzergruppen ist Bestandteil der Netzentgeltsystematik und kann spürbare wirtschafts- und strukturpolitische sowie soziale Auswirkungen aufweisen. Um den zukünftigen Anforderungen gerecht zu werden, bedarf es somit einer umfassenden Diskussion der bestehenden Netzentgeltsystematik, bei der es keine Denkverbote geben sollte.

## Fristenkalender 2015

Auf Wunsch unserer Kunden haben wir für 2015 wieder einen Fristenkalender für Verteilnetzbetreiber entworfen, aus dem wichtige Fristen zur Datenmeldung- und Veröffentlichung hervorgehen. Der Kalender steht Ihnen wie gewohnt als [Download](#) auf unserer Internetseite zur Verfügung.

## Auswirkungen Evaluierung ARegV

Nach der Veröffentlichung des Evaluierungsberichtes durch die BNetzA stellen sich die Netzbetreiber in Deutschland die Frage, welche Auswirkungen die Empfehlungen der BNetzA auf die eigene Wirtschaftlichkeit haben und ob es heute bereits Möglichkeiten der Vorbereitung auf die zu erwartenden Veränderungen oder sogar Empfehlungen für eine Strategie der Optimierung gibt.

BET hat ein Prüfschema zur Bewertung der Auswirkungen der wichtigsten Veränderungen der Evaluierung entwickelt und fragt in den verschiedenen Änderungspunkten konkret nach, wie folgende Auszüge beispielhaft zeigen:

### Efficiency-Carry-Over

- Mit der Einführung eines **Efficiency-Carry-Overs** sollen Effizienzgewinne (im Vergleich vorheriges zum aktuellen Basisjahr) beim Unternehmen anteilig verbleiben können und müssen erst über die Dauer der nächsten RP abgebaut werden.
- *Ist es bei der individuellen Kostenstruktur sinnvoll, einen möglichst hohen ECO zu erzielen, oder fährt man mit der klassischen Basisjahrpolitik besser?*

### Vereinfachtes Verfahren

- Durch das Absenken des **Pauschalwerts** zur relativen Höhe der **dnbKA** wird ein größerer Anteil der Netzkosten den Effizienzvorgaben unterstellt. Damit erhöht sich der Kostendruck für Netzbetreiber im Vereinfachten Verfahren.

- *Wie hoch ist der tatsächliche Anteil der dnbKA im Netz und in welcher Höhe können potenzielle Abschmelzungen nachgefahren werden?*
- *Welche Ergebnisauswirkungen ergeben sich hieraus?*
- *Lohnt sich ein Wechsel ins vollständige Verfahren?*

### **Anpassungen im Erweiterungsfaktor**

- Durch die Beseitigung des Zeitverzugs im Erweiterungsfaktor gewinnt dieser zusätzlich an Bedeutung.
- Durch die Verknüpfung des EWF an die Vergleichsparameter des Benchmarks ergeben sich vermutlich Anpassungen bei der Beantragung (Alternative 1).
- Alternative 2: Wegfall der Schwellenwerte in der Umspannebene
- *Ist mein Unternehmen im Antragsfall betroffen?*
- *Sind alle Möglichkeiten zur Beantragung des EWF hinreichend ausgeschöpft?*
- *Lohnt sich ein Antrag auf Erweiterungsfaktor auch in diesem Jahr für das nächste Jahr?*

Wenn Sie Interesse an unserem Prüfschema und der Auswertung Ihrer Chancen und Risiken im Schatten der möglichen Änderungen der ARegV haben, so sprechen Sie uns bitte an.

### **BET auf der E-world 2015**

Auch 2015 präsentiert sich die BET wieder auf der Energieleitmesse E-world energy & water am gewohnten Messestand 544 in Halle 3 mit einer großen Bandbreite an Expertinnen und Experten. Diskutieren Sie mit uns alle Spezialthemen entlang der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette oder auch die übergreifenden unternehmensstrategischen Fragestellungen.

Wir bieten auch dieses Mal wieder zum Auftakt der Messe am 10. Februar 2015 ein Tagesseminar im Kongressprogramm der Messe an: Unter dem Titel „Erfolgsfaktoren für die Strom- und Wärmeerzeugung der Zukunft“. Das Seminar kann in zwei Blöcken gebucht werden.

Teil 1: Zukunft der Erzeugung durch Erneuerbare

10:00 Uhr - 13:00 Uhr / DE 450 €/790 €

Teil 2: Zukunft der Wärmeerzeugung

14:00 Uhr - 17:00 Uhr / DE 450 €/790 €

Weitere Informationen und die Anmeldeformulare finden Sie auf unserer [Website](#).

Wir würden uns sehr freuen, Sie auf unserem Messestand oder dem Seminar begrüßen zu dürfen!

Wenn Sie künftig keinen Newsletter mehr von uns erhalten wollen, antworten Sie einfach auf diese E-Mail mit dem Hinweis "löschen". Alternativ können Sie uns telefonisch unter +49 241 47062-422 oder auf dem Postweg erreichen. Für Ihre Fragen stehen wir Ihnen

gerne zur Verfügung.

Verantwortlicher Herausgeber:

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH • Geschäftsführer: Dr. -Ing. Wolfgang Zander und Dr. -Ing. Michael Ritzau • Alfonsstraße 44 • 52070 Aachen •

Telefon +49 241 47062-0 • Telefax +49 241 47062-600 • [www.bet-aachen.de](http://www.bet-aachen.de) • [info@bet-aachen.de](mailto:info@bet-aachen.de) •

USt-ID-Nr. DE161524830 • Reg.-Ger. Aachen • HRB 5731 •

Redaktion: Simone Lehmann • Telefon +49 241 47062-422 • [simone.lehmann@bet-aachen.de](mailto:simone.lehmann@bet-aachen.de) •

---