



**Positionspapier „individuelle Netzentgelte“**  
(Stand: 11.01.2010)

**Forderungen des IVH-INDUSTRIEVERBAND HAMBURG zur Anpassung der  
Genehmigungspraxis von individuellen Netzentgeltvereinbarungen gemäß  
§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV<sup>1</sup> durch die Bundesnetzagentur**

Der Gesetzgeber hat die Notwendigkeit erkannt, für intensive Stromnetz-Nutzer über individuelle Netzentgeltvereinbarungen eine Kostenentlastung zu ermöglichen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat den Auftrag § 19 Abs. 2 StromNEV entsprechend umzusetzen.

Aus Sicht der Industrie ist bundesweit eine andere Berechnungsmethode bei der Genehmigung von individuellen Netzentgelten erforderlich. Denn die von der Bundesnetzagentur in ständiger Praxis angewandten Auslegungsmaximen sind teilweise praxisfern. Dies gilt insbesondere bei Kunden in Spannungsebenen unterhalb der Höchstspannung. Auch eine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten des sogenannten physikalischen Pfades bedarf dringend einer anderen Berechnungsmethodik.

Aus diesen Gründen fordern wir, die Vertreter der Industrie in Hamburg, die folgende Anpassung der von der Bundesnetzagentur zugrunde gelegten Auslegungsgrundsätze:

---

<sup>1</sup> Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, StromNEV.

## 1. Spannungsebenen überschreitender Direktleitungsbau

Nach den aktuellen Auslegungsgrundsätzen der BNetzA erfolgt die Berechnung eines individuellen Netzentgeltes auf Basis eines sogenannten physikalischen Pfades<sup>2</sup>. Ausgehend von dem Netzanschluss des Letztverbrauchers wird dazu ein fiktiver Direktleitungsbau auf bereits bestehenden Trassen zu einem Grundlastkraftwerk berechnet. In Verteilernetzen wird der physikalische Pfad dagegen in Ermangelung von Grundlastkraftwerken nur bis zum nächsten Übertragungs-Netzknotten gebildet. Von dort bis zum Grundlastkraftwerk wird dann zusätzlich das allgemeine Übertragungsnetz-Entgelt berechnet. Wesentliches Prinzip der Auslegungsgrundsätze ist also, dass der Direktleitungsbau die Spannungsebene NICHT überschreitet.

Dieses Prozedere führt in bestimmten Fällen zu sachgerechten Ergebnissen. Allerdings gilt dies nicht für Fälle, in denen die Kosten des physikalischen Pfades aus einem Verteilernetz hinaus zu einem Grundlastkraftwerk in einem Übertragungsnetz – also ein Spannungsebenen übergreifender Direktleitungsbau – günstiger sind, als die Kosten für die Bildung des physikalischen Pfades bis zum nächsten Übertragungs-Netzknotten.

Bei derartig gelagerten Sachverhalten muss ein Spannungsebenen überschreitender Direktleitungsbau als Berechnungsgrundlage herangezogen werden können. Der Spannungsebenen überschreitende Direktleitungsbau entspricht dem Konzept des Modells und somit dem gesetzgeberischen Willen. Er darf nicht auf Kunden mit Anschlüssen nach § 19 Abs. 3 StromNEV beschränkt bleiben. Die Bildung des physikalischen Pfades mit einem Netzknotten kann also nur als Ersatz- oder Alternativlösung verstanden werden und darf in Verteilernetzen nicht alleinig Anwendung finden.

- **Wir fordern, dass der physikalische Pfad für den fiktiven Direktleitungsbau unabhängig von den Spannungsebenen stets vom Kunden bis zum Bezugskraftwerk berechnet werden kann.**
- **Notwendige Anpassungen im BNetzA-Leitfaden:  
In Ziffer 4.2.2.2 *Bildung des Physikalischen Pfades mit einem Netzknottenpunkt*<sup>3</sup> sind die Sätze 3 und 4 wie folgt zu ändern:**

**„Insbesondere in den Verteilernetzen ~~ist~~ kann deshalb abweichend der nächstgelegene Netzknotten als Einspeisepunkt ~~anzusetzen~~ angesetzt werden. Ermittelt wird der Beitrag zur Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten dann aus der Differenz ...“**

<sup>2</sup> vgl. Anlage, Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S.1 und 2 StromNEV 2009, Ziffer 4.2.1, Abs.3.

<sup>3</sup> vgl. ebda, Ziffer 4.2.2.2, Abs.1.

## 2. Bewertung der Betriebsmittel

Die Betriebsmittel in 380-kV-Netzebene dienen der Versorgung ganzer Regionen und Städte sowie dem überregionalen Transport von Energie. Daher sind die Betriebsmittel entsprechend groß dimensioniert. Sie können ohne weiteres eine Last von 1.000 MVA und mehr übertragen. Da selbst größte Industriekunden keine Last von 1.000 MVA benötigen, wären die Betriebsmittel auf einen einzelnen Kunden bezogen erheblich überdimensioniert. Sie verteuern somit die Kosten des physikalischen Pfads erheblich. Um dem Ziel, niedrige individuelle Netzentgelte zu ermöglichen gerecht zu werden, sollten die Kosten der Betriebsmittel nur in dem Maße angesetzt werden, wie die Last des Kunden in Relation zur Kapazität des jeweiligen Betriebsmittels steht. Damit wird sichergestellt, dass ein einzelner Kunde nicht die gesamten Kosten eines Betriebsmittels trägt, das überwiegend zur Versorgung Dritter eingesetzt wird.

- **Wir fordern, die Kosten für die Betriebsmittel bei der Berechnung des physikalischen Pfads nur mit dem Anteil anzusetzen, mit dem der Kunde die Betriebsmittel beansprucht.**
- **Notwendige Anpassungen im BNetzA-Leitfaden:  
In Ziffer 4.2.3.2 *Betriebsmittel des Physikalischen Pfads*<sup>4</sup> ist in Absatz 1 der neue Satz 3 einzufügen:**

**„Da die vorhandenen Betriebsmittel zur Versorgung aller Kunden dienen und somit größer dimensioniert sind, als es für die Versorgung des Letztverbrauchers erforderlich wäre, sind die Kosten für die Betriebsmittel auf dem Pfad entsprechend der Last des Letztverbrauchers in Relation zu ihrer Dimensionierung anzusetzen.“**

---

<sup>4</sup>vgl. Anlage, Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S.1 und 2 StromNEV 2009, Ziffer 4.2.3.2, Abs. 1.

### 3. Reservenetzkapazität

#### 3.1 Reduzierung des Entgelts für Reservenetzkapazität

Die Kosten für die Reservenetzkapazität (RNK) müssen gesenkt werden, da anderenfalls die Intention des Gesetzgebers, die individuellen Netzentgelte auf bis zu 20 Prozent der allgemeinen Netzentgelte zu senken, faktisch ins Leere liefe. In der gegenwärtigen Genehmigungspraxis wird für die RNK der Preis für die Inanspruchnahme von 400 bis 600h angesetzt. Die RNK leitet sich aus der Briefmarke<sup>5</sup> ab und beträgt in diesem Fall 35 Prozent (Reduktionsfaktor 0,35). Dies bedeutet, dass ein Kunde heute bereits rund 35 Prozent der allgemeinen Netzentgelte für RNK aufwenden muss. Damit ist eine Reduzierung auf 20 Prozent des allgemeinen Netzentgelts ausgeschlossen. Zur Umsetzung der gesetzgeberischen Intention, der Senkung der individuellen Netzentgelte, ist es daher erforderlich und sachgerecht, die RNK auf maximal 20 Prozent der Briefmarke zu begrenzen. Dies entspricht einem Reduktionsfaktor von 0,2. Nur so haben Kunden, die sich in unmittelbarer Nähe zu einem Grundlastkraftwerk befinden und damit in diesem Grenzfall keine Kosten für den physikalischen Pfad zu zahlen hätten, überhaupt die Möglichkeit, ein individuelles Netzentgelt von 20 Prozent zu erreichen.

- **Wir fordern, zur Harmonisierung zwischen BNetzA-Leitfaden und dem novellierten § 19 Abs. 2 StromNEV, die Kosten für die Reservenetzkapazität bei der Berechnung des physikalischen Pfads auf 20 % des Netzentgelts zu begrenzen.**

- **Notwendige Anpassungen im BNetzA-Leitfaden:**

**In Ziffer 4.2.3.2 Betriebsmittel des Physikalischen Pfads<sup>6</sup> ist in Absatz 2 folgender Satz 3 einzufügen:**

**„Das Entgelt für die Reservenetzkapazität ist mit einem Reduktionsfaktor von 0,2 zu bestimmen.“**

#### 3.2 Diskriminierungsfreie Bewertung der Ausnutzungsdauer von Steinkohlekraftwerken

Steinkohlekraftwerke haben nicht per se eine geringere Ausnutzungsdauer als Laufwasser-, Braunkohle- oder Kernkraftwerke. Die Erhöhung der Kosten für die RNK um den Faktor 1,2 für die angeblich geringere Ausnutzungsdauer von Steinkohlekraftwerken ist daher nicht gerechtfertigt. Sachgerecht ist hingegen, die übliche Ausnutzungsdauer von Kraftwerken unabhängig vom Brennstoff in Relation zur Ausnutzungsdauer von Laufwasserkraftwerken, die mit einer Auslastung von 5.620 h/a von der BNetzA als Referenz für Grundlastkraftwerke angesehen werden, zu setzen. Bei einer geringeren üblichen Ausnutzungsdauer des Kraftwerks sind die Kosten für die RNK entsprechend zu erhöhen.

<sup>5</sup> Die Briefmarke ist der Leistungspreis in EUR/kW.

<sup>6</sup> vgl. Anlage, Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S.1 und 2 StromNEV 2009, Ziffer 4.2.3.2, Abs. 2.

- **Wir fordern, die Erhöhung der Kosten für die Reservenetzkapazität nicht nach dem Brennstoff des Kraftwerks, sondern ausschließlich nach dessen Ausnutzungsdauer richten.**

- **Notwendige Anpassungen im BNetzA-Leitfaden:**

**In Ziffer 4.2.2.1 *Bildung des Physikalische Pfads mit einem Grundlastkraftwerk*<sup>7</sup> und in Ziffer 4.2.3.3 *Grundlastkraftwerke*<sup>8</sup> ist jeweils am Ende des letzten Absatzes folgender letzter Satz anzufügen:**

**„Die Erhöhung der Reservenetzkapazität ist nicht erforderlich, wenn das Steinkohlekraftwerk eine Ausnutzungsdauer von mindestens 5.620 h/a hat.“**

#### **4. Verlustenergie**

Die Leitungsverluste werden über die Last des Kunden berechnet. Hier deckt sich die Berechnung mit den Forderungen nach Ziffer 3. Bei Umspannungskunden oder Kunden in Netzebenen unterhalb der Anschlussebene des Grundlastkraftwerks kommen noch Verluste für die Transformatoren hinzu. Diese setzen sich aus Leerlauf- und Kurzschlussverlusten zusammen und orientieren sich an der Benutzungsdauer des Kunden. Da die Transformatoren wie die übrigen Betriebsmittel in der Regel groß dimensioniert sind (vgl. Ziffer 3.), sollten die Transformatorenverluste nur in dem Maße angesetzt werden, wie die Last des Kunden in Relation zur Kapazität des jeweiligen Transformators steht.

- **Wir fordern, die Kosten für die Verlustenergie der Betriebsmittel bei der Berechnung des physikalischen Pfads nur mit dem Anteil anzusetzen, mit dem der Kunde die Betriebsmittel beansprucht.**

- **Notwendige Anpassungen im BNetzA-Leitfaden:**

**In Ziffer 4.2.3.5 *Berechnung der Verlustenergie*<sup>9</sup> ist Absatz 1 Satz 1 wie folgt zu ergänzen:**

**„In die Kosten des Physikalischen Pfads sind die Kosten der Verlustenergie auf den Leitungen und den Transformatoren mit einzubeziehen.**

**Folgender Satz 3 ist einzufügen:**

**„Transformatorverluste werden entsprechend der Last des Letztverbrauchers in Relation zur Dimensionierung berücksichtigt.“**

<sup>7</sup> vgl. Anlage, Leitfaden zur Genehmigung individueller Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S.1 und 2 StromNEV 2009, Ziffer 4.2.2.1, Abs. 4.

<sup>8</sup> ebda, Ziffer 4.2.3.3, Abs. 3.

<sup>9</sup> ebda, Ziffer 4.2.3.5.