

# Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung

Kurzgutachten

von Dr. Jan Mühlstein,

Energie & Management, Herrsching,

im Auftrag

des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung,  
der Electrabel Deutschland AG,  
des Maul-Belser Medienverbunds,  
der Stadtwerke Aachen AG und  
der VASA Kraftwerke-Pool GmbH & Co. KG.

5. März 2003

# Inhalt

<b>Vorbemerkung der Auftraggeber</b>	<b>I</b>
<b>A. Die wichtigsten Ergebnisse</b>	<b>II</b>
<b>B. Zusammenfassung des Kurzugutachtens</b>	<b>III</b>
I. Bedeutung der Netzentgelte für dezentrale Einspeisung	III
II. Umsetzung der Entgelte für dezentrale Einspeisung in der VV II plus	V
III. Mängel der Anlage 6 der VV II plus	VI
<b>C. Kurzugutachten</b>	<b>1</b>
1. Preisfindungsprinzipien der VV II plus	2
2. Kostenwälzung von vorgelagerten auf nachgeordnete Netzebenen	4
3. Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf die Netznutzungsentgelte	6
4. Reservenetzkapazität für dezentrale Einspeisung	10
5. Vermiedene Netznutzungsentgelte in der Netzebene der Einspeisung	13
6. Mängel der Anlage 6 der VV II plus zur Ermittlung des Entgeltes für vermiedene Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung	14
7. Modellrechnung der Entgelte für dezentraler Einspeisung	21
<b>D. Anhang (Modellrechnungen)</b>	<b>23</b>
1. Kostenwälzung bei dezentraler Einspeisung	23
2. Beanspruchung der Netze durch Kraftwerke	28

## Vorbemerkung der Auftraggeber

Aus Gründen des Klima- und Ressourcenschutzes ist eine Umstrukturierung der Energieversorgung hin zu einer konsequenten Anwendung des Effizienzprinzips Kraft-Wärme-Kopplung unverzichtbar. Die damit notwendig verbundene Nutzung der Wärmepotenziale in Industrie, Fernwärme, Handel und Gewerbe, Verwaltungsgebäuden und Wohnungsbau erfordert eine Dezentralisierung der Stromerzeugung. Dies führt dazu, dass ein Großteil des erzeugten Stroms unmittelbar am Standort oder in der Nähe der KWK-Anlage verbraucht wird. In aller Regel wird dennoch weiterhin eine Anbindung an das Stromnetz benötigt. Die Stärke dezentraler Anlagen liegt auch in der gegenseitigen Vernetzung, die sie als Gesamtsystem flexibler und gegen technische Störungen einzelner Anlagen oder des Netzes weniger anfällig machen. In wirtschaftlicher Hinsicht liegt sie jedoch vor allem darin, dass Netzkosten eingespart werden können, zwar nicht kurzfristig betrachtet und mit jeder einzelnen hinzu kommenden KWK-Anlage, aber doch in der Summe und auf mittlere und lange Sicht in erheblichem Maße.

In der aktuellen Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für Elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung („VV II plus“) ist dieser Effekt im Prinzip berücksichtigt. Betreiber und Anbieter dezentraler Stromerzeugungsanlagen haben jedoch seit der Verabschiedung im Dezember 2001 immer wieder Kritik geäußert, dass die in der VV II plus enthaltene entsprechende Regelung nicht sachgerecht sei und der dezentralen Stromerzeugung einen wesentlichen ökonomischen Vorteil ungerechtfertigter Weise vorenthalte.

Der Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK) sowie seine Mitgliedsunternehmen Electrabel Deutschland AG, Maul-Belser Medienverbund, Stadtwerke Aachen AG und VASA Kraftwerke-Pool GmbH & Co. KG, haben den Auftrag zur Erstellung eines Kurzgutachtens zu „vermiedenen Netznutzungsentgelten durch dezentrale Einspeisung“ erteilt, um untersuchen zu lassen, in wieweit diese Kritik berechtigt und eine Modifikation der Regelung notwendig ist.

Mit der Erstellung des Gutachtens wurde Dr. Jan Mühlstein beauftragt, der als Mitautor von Studien (z. B. Marktstudien der Herrschinger Energie & Management und des Münchner Marktforschungsunternehmens Technomar „Künftige Entwicklung der dezentralen Energieversorgung im liberalisierten Energiemarkt“ vom Dezember 1998, Aktualisierung August 2000, sowie „Brennstoffzellen im Energiemarkt“ vom Dezember 2001) sowie als stellvertretender Chefredakteur von Energie & Management die im Gutachten angesprochenen Themen intensiv bearbeitet. Das mit der VV II eingeführte Modell des transaktionsunabhängigen Punkttarifs wurde von ihm bereits Anfang 1999 vorgeschlagen (siehe Energie & Management vom 15. Februar 1999, Seite 4 „Substitutionsmodell: Ein Vorschlag für einen wettbewerbsgerechten Netzzugang“).

## A. Die wichtigsten Ergebnisse

1. Die **Anlage 6** der VV II plus zur Bestimmung der vermiedenen Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung ist **nicht sachgerecht, verzerrt den Wettbewerb unter Kraftwerken** und stellt einen **Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der Netzbetreiber** dar, weil
  - ? sachlich ungerechtfertigt die **Umspannung** von der Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte **ausgeschlossen** wird;
  - ? der **Leistungsanteil** der Einspeisung **systematisch unterbewertet** wird;
  - ? für Anlagen ohne Leistungsmessung ein **Abschlag** für die Bildung **standardisierter Einspeiseprofile** erhoben wird, **ohne** den Einspeisern **Vorteile** aus den Lastprofilen einzuräumen;
  - ? den Einspeisern **bestellte Reservenetzkapazität** in Rechnung gestellt wird, die **abgesicherte Leistung** aber **nicht vergütet** wird.

**Die Anlage 6 kann daher nicht als „gute fachliche Praxis“ angesehen werden.**

2. Die kumulierten Nachteile der Anlage 6 haben zur Folge, dass die Netzbetreiber schätzungsweise nur 400 bis 500 Mio. €/a an vermiedenen Netznutzungsentgelten für Einspeisung unterhalb des Höchstspannungsnetzes auszahlen. Das Gutachten errechnet demgegenüber in einer Modellrechnung, dass bei sachgerechter Kalkulation ein Betrag von rund 800 Mio. €/a zu zahlen wäre. 300 bis 400 Mio. €/a werden also derzeit den dezentralen Einspeisern vorenthalten, davon Einspeisern in der Nieder- und Mittelspannung rund 200 Mio. €/a (fast 2/3 des ihnen zustehenden Betrags).
3. Es ist notwendig, in die Regelungen zum Netzzugang für dezentrale Einspeiser eine **Verpflichtung zur stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit** der Netzbetreiber mit den Einspeisern aufzunehmen. Die Bereitstellung von Lastsignalen würde eine Optimierung des Leistungsbeitrags der dezentralen Einspeisung zur Verringerung des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz ermöglichen.
4. Es ist notwendig, die in der VV II plus enthaltene **Verpflichtung der Netzbetreiber zu einer elektritätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung** ausdrücklich so zu **erweitern**, dass bei der Auslegung der Netze die gegenwärtige und die künftig zu erwartende **dezentrale Einspeisung zu berücksichtigen sind**. Damit können langfristige Kosteneinsparungen im Netz realisiert werden.

## B. Zusammenfassung des Kurzgutachtens

### I. Bedeutung der Netzentgelte für dezentrale Einspeisung

Ein diskriminierungsfreier Zugang zu Stromnetzen bildet die Grundlage für einen freien Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt. Die Frage, ob die von den Netzbetreibern verlangten Netznutzungsentgelte unangemessen hoch und damit ein Hindernis für neue Stromanbieter sind, wird deshalb intensiv in der Öffentlichkeit diskutiert und ist auch Gegenstand mehrerer Kartellverfahren.

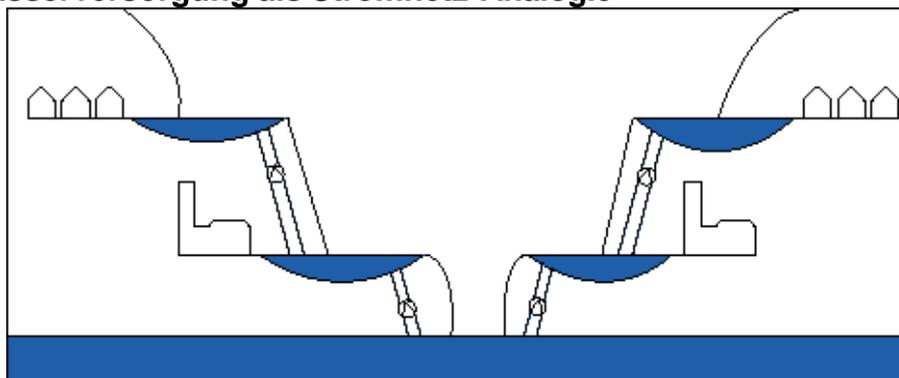
Weitgehend unbeachtet sind hingegen die Netznutzungsbedingungen für die Einspeiser (Kraftwerke) geblieben. Ein diskriminierungsfreier Zugang einer Vielzahl von Stromerzeugern, die auf verschiedenen Spannungsebenen in das Netz einspeisen, hat aber für einen funktionierenden pluralistischen Strommarkt eine vergleichbare Bedeutung wie der freie Stromhandel.

Entsprechend der „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung“ (VV II plus) vom 13. Dezember 2001 werden die Kosten der Netze in Form von Netznutzungsentgelten ausschließlich von den Stromverbrauchern getragen, während Kraftwerke für die Netznutzung (bis zur Einführung einer EU-einheitlichen Regelung) keine Zahlungen leisten.

Die Netznutzungsentgelte der Stromverbraucher richten sich unabhängig von dem tatsächlichen (physischen) Strombezug nach dem sogenannten *Punkttarif* und ermöglichen so jedem Stromverbraucher die *freie Wahl des Stromlieferanten*. Dazu werden die Netznutzungsentgelte so berechnet, als ob der gesamte Strom aus der vorgelagerten Netzebene bezogen worden wäre. Tatsächlich aber vermeidet die dezentrale Einspeisung einen Teil dieses Bezugs und vermeidet somit in der vorgelagerten Netzebene Netznutzungsentgelte. Diese durch die jeweilige Einspeisung *vermiedenen Netznutzungsentgelte* stehen dem dezentralen Einspeiser als *Netzentgelt für dezentrale Einspeisung* zu. Dabei handelt es sich um einen Betrag, der im Gutachten auf insgesamt rund 800 Mio. €/a (6,5 % der gesamten Netznutzungsentgelte) geschätzt wird.

Veranschaulichen lässt sich der Punkttarif dadurch, dass man das Netz als auf unterschiedlicher Höhe (entsprechend den unterschiedlichen Spannungsebenen) angeordnete Wasserbecken betrachtet, die durch Pumpleitungen (entsprechend den Umspannanlagen) miteinander verbunden sind (siehe Bild 1).

**Bild 1: Wasserversorgung als Stromnetz-Analogie**



Während das in das tiefstgelegene Becken (entsprechend der Höchstspannung) eingespeiste Wasser zu höher gelegenen Verbrauchern hochgepumpt werden muss, wird bei Einspeisung in das mit dem Verbraucher auf gleicher Höhe liegende Becken der Pumpaufwand vermieden.

Das Gutachten hält zu den Netzentgelten für dezentrale Einspeisung fest:

- (1) **Netzentgelte für dezentrale Einspeisung sind kein Zugeständnis**, sondern ein integraler Teil des in der Verbändevereinbarung Strom (VV II plus) verankerten transaktionsunabhängigen Punkttarifs. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte sind an die dezentralen Einspeiser auszuschütten, unabhängig davon, ob der eingespeiste Strom (elektrische Arbeit) an den Netzbetreiber oder an einen Dritten verkauft wird.
- (2) **Netzentgelte für dezentrale Einspeisung sind keine Subventionen**. Sie verursachen keine zusätzlichen Kosten für Netzbetreiber, da nur die tatsächlich vermiedenen Netznutzungsentgelte für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz ausgeschüttet werden. Sie verursachen auch keine höheren Netznutzungsentgelte für Stromkunden in der Netzebene der Einspeisung oder im vorgelagerten Netz.
- (3) Eine **nicht vollständige Ausschüttung der durch dezentrale Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte an die Einspeiser führt** entweder durch unbegründete Mehreinnahmen **zu einer Subventionierung der Netzbetreiber oder** – falls die Mehreinnahmen zur Verringerung der Netznutzungspreise in der Netzebene der Einspeisung verwendet werden – zu einer Subventionierung **der Netznutzer**; auf Kosten der dezentralen Einspeiser.
- (4) Eine **nicht korrekte Bestimmung** der durch dezentrale Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte **verzerrt den Wettbewerb unter den Kraftwerken**. Ein Entgelt für dezentrale Einspeisung gleicht nämlich aus, dass zentrale Kraftwerke das Netz mehr als dezentrale Kraftwerke in Anspruch nehmen. Eine nicht vollständige Ausschüttung der durch dezentrale Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte an die Einspeiser führt daher auch zu einer Subventionierung der zentralen Kraftwerke durch dezentrale Einspeiser.

## II. Umsetzung der Entgelte für dezentrale Einspeisung in der VV II plus

Zur Umsetzung der Entgelte für dezentrale Einspeisung in der VV II plus hat das Gutachten festgestellt:

- (1) **Die vermiedenen Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung lassen sich im Prinzip aus den Grundsätzen der VV II plus ableiten.** Die wichtigsten Ansatzpunkte sind die Kostenwälzung zwischen Netzebenen sowie die Gleichbehandlung von Netznutzern und nachgeordneten Netzebenen. Unzureichend ist allerdings, dass für die Berechnung des Beitrags der jeweiligen Einspeisung zur Verringerung der Jahreshöchstlast des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz – der für die Bestimmung der vermiedenen Netznutzungsentgelte entscheidenden Größe – die VV II plus keine Grundsätze festlegt, sondern lediglich auf die Anlage 6 verweist. Notwendig wäre eine nachprüfbare Ableitung aus dem Lastgang der Einspeisung und dem Lastgang des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz.
- (2) Es ist notwendig, die VV II plus um eine **Verpflichtung der Netzbetreiber zu einer stromwirtschaftlichen Zusammenarbeit mit den dezentralen Einspeisern** zu ergänzen, durch die – analog dem Einsatz von Lastmanagementsystemen in Stadtwerken oder in der Industrie – durch Übermittlung der Lastsignale die Lastspitzen des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz gezielt vermieden werden können. Praxisbeispiele zeigen, dass dies auch mit kleinen BHKW technisch und wirtschaftlich realisierbar ist. Die Offenlegung der Netzverhältnisse ist notwendig, um einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Netzen zu sichern.
- (3) Es ist notwendig, die in der VV II plus enthaltene **Verpflichtung der Netzbetreiber zu einer elektritätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung** ausdrücklich so zu erweitern, dass bei der Auslegung der Netze die gegenwärtige und die künftig zu erwartende **dezentrale Einspeisung zu berücksichtigen** sind.  
Für dezentrale Erzeugungsanlagen lassen sich nämlich genauso wie für andere Betriebsmittel im Netz oder in der Umspannung statistisch Ausfallwahrscheinlichkeiten ermitteln, die bei der Berechnung der zur Versorgungssicherheit notwendigen Reserve im Netz (n-1-Prinzip, d.h. volle Versorgungssicherheit auch bei Ausfall eines Betriebsmittels) berücksichtigt werden. Praxisbeispiele aus der Industrie und aus Kommunen zeigen, dass der bei Lastzuwachs sonst notwendige Netzausbau durch die Errichtung dezentraler Anlagen vermieden werden kann.  
Der Ausbau der dezentralen Versorgung ist daher von den Netzbetreibern bei ihrer Netzplanung genauso zu prognostizieren wie der erwartete Lastzuwachs im Netz. Dies sollten auch die Kartellbehörden bei ihrer Prüfung der Angemessenheit der Netznutzungspreise einbeziehen.  
Die heute weit verbreitete Haltung der Verbundnetz-Betreiber, vom Ist-Zustand des auf zentrale Versorgung ausgerichteten Netzes auszugehen und dezentrale Einspeisung nur als „Störgröße“ zu betrachten, führt zu überhöhten volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten. Ein Paradigmenwechsel der Netzbetreiber könnte sogar eine Förderung der dezentralen Einspeisung als eine kostengünstigere Alternative zum Netzausbau angeraten sein lassen (least cost planing).

- (4) Vermiedene Netznutzungsentgelte werden laut VV II plus den dezentralen Einspeisern nicht gewährt, die eine (pauschale) Einspeisevergütung entsprechend dem EEG erhalten. Dies widerspricht der Systematik der VV II plus, da auch durch diese Anlagen der Betreiber der Einspeise-Netzebene Netzentgelte bei dem Bezug aus dem vorgelagerten Netz vermeidet. Daher müssen zumindest die **eingesparten Entgelte von den Netzbetreibern ausgewiesen und bei dem horizontalen und vertikalen Ausgleich der EEG-Belastungen berücksichtigt** werden. Eine Klarstellung, ob die Entgelte für dezentrale Einspeisung auch den EEG-Einspeisern zustehen oder von den Netzbetreibern ausgewiesen und im Rahmen des Lastenausgleichs berücksichtigt werden, könnte bei der anstehenden Novellierung des EEG erfolgen.
- (5) Eine **Präzisierung der Bestimmungen** der VV II plus **zur bestellten Reserve-netzkapazität**, vor allem ihre Handhabung durch Betreiber von dezentralen Anlagen, die nicht mit dem Netzbetreiber verbunden sind, wird empfohlen. Dabei muss sichergestellt werden, dass der Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen mit den Entgelten für Reservenetzkapazität nur dann belastet werden darf, wenn er die Reservenetzkapazität bestellt hat und von dieser Bestellung wirtschaftlich profitiert. Die in der VV II plus verankerte Wahlfreiheit des Betreibers der dezentralen Erzeugungsanlage, das bei ihm liegende Reserverisiko durch andere Maßnahmen abzudecken, darf nicht durch die Anlage 6 eingeschränkt werden. Schließlich muss berücksichtigt werden, dass für zentrale Erzeugungsanlagen Reservenetzkapazitäten ohne ein gesondertes Entgelt vorgehalten werden.

### III. Mängel der Anlage 6 der VV II plus

Aus dem Gutachten ergibt sich insbesondere, dass die nach Anlage 6 der VV II plus berechneten Entgelte für dezentrale Einspeisung deutlich niedriger sind, als es den tatsächlich vermiedenen Netznutzungsentgelten für den Bezug aus dem vorgelagerten Netz entspricht. Die Differenz zu Lasten der Einspeiser wird in der Nieder- und Mittelspannungsebene vorsichtig auf 200 Mio. €/a, insgesamt auf 300 bis 400 Mio. €/a geschätzt. Während in dem Gutachten in einer Modellrechnung durchschnittliche Entgelte für dezentrale Einspeisung in der Niederspannung von 1,50 Ct/kWh, in der Mittelspannung von 0,93 Ct/kWh und in der Hochspannung von 0,66 Ct/kWh ermittelt wurden, ergeben sich in der durch die Anlage 6 bestimmten Praxis Entgelte, die zumindest in der Nieder- und Mittelspannung zwei Drittel unter diesen Werten liegen. Die Hauptursachen dafür sind:

- (1) Die Anlage 6 **schließt** sachlich ungerechtfertigt die **Umspannung** von der Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte **aus**. Dies gilt explizit für die beiden standardisierten Lösungsansätze der Anlage 6, wird aber in der Praxis auch bei individuellen Lösungsansätzen angewendet. Dadurch werden den dezentralen Einspeisern rund 125 Mio. €/a an vermiedenen Netznutzungsentgelten vorenthalten.
- (2) Die Anlage 6 **setzt** für die **Berechnung des Beitrags der dezentralen Einspeisung** zur Verminderung der Jahreshöchstlast des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz nicht sachgerechte Rechenverfahren ein, die diesen Beitrag **systematisch unterbewerten**. Dadurch wird ein erheblicher Teil des Leistungsanteils der tatsächlich beim Bezug aus dem vorgelagerten Netz vermiedenen Netznutzungsentgelte den Einspeisern vorenthalten.

- (3) Die Anlage 6 führt für Einspeiser ohne Leistungsmessung **standardisierte Einspeiseprofile** ein. Für den Ausgleich der Abweichung zwischen der (nicht bekannten) tatsächlichen Einspeisung und dem standardisierten Lastprofil wird von den Entgelten für dezentrale Einspeisung ein Arbeitspreis-Abschlag abgezogen. Insoweit wird dem Verfahren gefolgt, das für Netznutzungsentgelte von Stromkunden angewendet wird, die nach standardisierten Verbrauchslastprofilen abgerechnet werden. Für die Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (oder auch zur Bestimmung des „üblichen Preises“ nach dem KWK-Gesetz) werden aber nicht diese Einspeiselastprofile verbindlich verwendet, sondern die Einspeiser durch **zusätzliche Abschläge** für unsichere Einspeisung belastet.
- (4) Die Anlage 6 überträgt bei den beiden standardisierten Lösungsansätzen die Wahl, ob **Reservenetzkapazitäten** bestellt werden, vom Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlage auf den Netzbetreiber, **ohne dem Einspeiser Vorteile** aus der Inanspruchnahme der von ihm bezahlten Reservenetzkapazität **einzuräumen**.

Indem den Einspeisern nicht die vollen Entgelte für dezentrale Einspeisung gewährt werden, die den tatsächlich vermiedenen Netznutzungsentgelten beim Bezug aus dem vorgelagerten Netz entsprechen, verletzt die Anlage 6 die in der VV II plus postulierte Gleichbehandlung von Netznutzern und Netzbereichen. Sie führt außerdem zu einer deutlichen Verzerrung des Wettbewerbs unter den Kraftwerken und ist daher wettbewerbswidrig. Ihre Anwendung durch Netzbetreiber stellt somit einen Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der Netzbetreiber dar. **Bei der mit der EnWG-Novelle angestrebten Verrechtlichung der VV II plus kann daher die Anlage 6 der VV II plus nicht als „gute fachliche Praxis“ angesehen werden.**

## C. Kurzgutachten

Die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung“ (VV II plus) vom 13. Dezember 2001 bestimmt in Abschnitt 2.3.3:

*„Dezentrale Erzeugungsanlagen erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt. **Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzebenen.** Näheres regelt Anlage 6.“ (Hervorhebung J.M.)*

Als dezentrale Einspeisung betrachtet die VV II plus jede Einspeisung unterhalb der Höchstspannung.

Die Gewährung von Netzentgelten für dezentrale Einspeisung ist kein Zugeständnis, mit dem etwa die ökologischen Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung „belohnt“ werden, sondern ein integraler Teil des in der VV II plus verankerten **transaktionsunabhängigen Punkttarifs**. Mit diesem werden die Netznutzung und der tatsächliche (kommerzielle) Strombezug entkoppelt; dem Netznutzer wird somit der Zugang zum freien Stromhandel ermöglicht. Dazu werden die Netznutzungsentgelte für Stromentnahmen aus dem Netz so berechnet, als ob der gesamte Strom über das vorgelagerte Netz bezogen worden wäre. Da aber dezentrale Einspeisung Strombezug aus dem vorgelagerten Netz verringert, werden im vorgelagerten Netz Netznutzungsentgelte vermieden, die den dezentralen Einspeisern zustehen. **Ohne diesen Ausgleich der unterschiedlichen Inanspruchnahme des Netzes durch zentrale und dezentrale Kraftwerke wäre der Wettbewerb unter den Kraftwerken unzulässig verzerrt.**

Dieser Grundsatz ist uneingeschränkt auch für die dezentrale Einspeisung aus KWK-Anlagen anzuwenden. Das Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ vom 19. März 2002 (KWKModG) bestimmt in § 4 (3):

*„Für den aufgenommenen KWK-Strom sind der Preis, den der Betreiber der KWK-Anlage und der Netzbetreiber vereinbaren, und ein Zuschlag zu entrichten. Kommt eine Vereinbarung nicht zustande, gilt der übliche Preis als vereinbart, zuzüglich dem nach den anerkannten Regeln der Technik berechneten Teil der Netznutzungsentgelte, der durch die dezentrale Einspeisung durch diese KWK-Anlage vermieden wird. Weist der Betreiber der KWK-Anlage dem Netzbetreiber einen Dritten nach, der bereit ist, den eingespeisten KWK-Strom zu kaufen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, den KWK-Strom vom Betreiber der KWK-Anlage zu dem vom Dritten angebotenen Strompreis abzunehmen. Der Dritte ist verpflichtet, den KWK-Strom zum Preis seines Angebotes an den Betreiber der KWK-Anlage vom Netzbetreiber abzunehmen.“*

Bei der Abnahme des KWK-Stroms durch Dritte wird eine Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte im KWKModG nicht ausdrücklich erwähnt. Daraus schließt beispielsweise die VDEW in ihren Verbandsnachrichten vom 9. Januar 2003, dass in diesem Fall die Verpflichtung zur Zahlung der konkret vermiedenen Netznutzungsentgelte *aus dem Gesetz* nicht abgeleitet werden kann. Die VDEW verweist aber gleichzeitig auf die Verpflichtungen, die sich dann aus der VV II plus ergeben. **Damit hat der KWK-Einspeiser auch bei Abnahme des Stroms durch Dritte gegenüber dem Netzbetreiber Anspruch auf die Vergütung für vermiedene Netznutzungsentgelte.**

Um die Umsetzung der Netzentgelte für dezentrale Einspeisung in der VV II plus und insbesondere in deren Anlage 6 bewerten zu können, müssen daher die Netzkosten, die Kostenwälzung zwischen Netzebenen sowie die Berechnung der Netznutzungsentgelte näher betrachtet werden.

## 1. Preisfindungsprinzipien der VV II plus

Die Preisfindungsprinzipien der VV II plus sehen ein mehrstufiges Verfahren vor:

- (1) Die *kalkulatorischen Kosten* der Netzebenen werden nach dem Kalkulationsleitfaden – getrennt für Netz und Umspannungen – berechnet. Bei der Kostenermittlung kann, soweit sachgerecht, eine regionale Differenzierung nach Netzbereichen vorgenommen werden. Die Kosten müssen angemessen sein und einer „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ entsprechen (*Vergleichsmarktprinzip*).
- (2) Für die vorhandenen Netze und Umspannungen werden je Netzbetreiber und Netzbereich die *spezifischen Jahreskosten* (in €/kW) durch Division der Kosten des jeweiligen Netzbereichs durch die Jahreshöchstlast, verursacht durch die zugehörigen Entnahmen, errechnet.
- (3) Zur Ermittlung der *jährlichen Netznutzungsentgelte für die individuelle Jahreshöchstlast des Kunden* werden die spezifischen Jahreskosten entsprechend der Durchmischung aller Netznutzungen in den Netzen mit *Gleichzeitigkeitsgraden* korrigiert. Anlage 4 legt fest, dass der Gleichzeitigkeitsgrad des Strombezugs eines Kunden von der Jahresbenutzungsdauer  $T$  seiner individuellen Jahreshöchstlast  $P_{\max}$  abhängt.  $T$  wird aus der Jahreshöchstlast  $P_{\max}$  und der bezogenen elektrischen Arbeit  $W$  berechnet ( $T = W/P_{\max}$ ). Die Funktion  $g(T)$  wird näherungsweise durch zwei Geraden (für niedrigere und höhere Benutzungsdauer, z.B. unter 2.500 h/a und über 2.500 h/a) dargestellt, die jeder Netzbetreiber für sein Netz empirisch ermittelt. Mit den Gleichzeitigkeitsgrad-Geraden können die Netznutzungsentgelte in *Arbeits- und Leistungspreise* umgewandelt werden.
- (4) Die Kunden einer Netzebene werden an den Kosten der vorgelagerten Netze und Umspannungen beteiligt. Dazu findet eine *Kostenwälzung* statt; die Kosten vorgelagerter Netze und Umspannungen werden verursachungsorientiert auf die nachgeordneten Netzebenen anteilig weitergewälzt, soweit sie nicht den Netznutzern der vorgelagerten Netzebene zuzuordnen sind. Die Kosten werden entsprechend der von der vorgelagerten Netzebene *bezogenen höchsten Leistung* (bei mehreren Übergabestellen zeitgleich) unter Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsgrades für vorgelagerte Netze und ggf. einer *bestellten Netzkapazität für Reserveleistungen* bei dezentralen Erzeugungsanlagen verteilt. Für Umspannungen wird ein Gleichzeitigkeitsgrad von  $g = 1$  verwendet. Netznutzer und nachgeordnete Netzebenen werden gleichbehandelt.
- (5) Dezentrale Erzeugungsanlagen erhalten vom Netzbetreiber, in dessen Netz eingespeist wird, ein Entgelt. Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung *eingesparten Netznutzungsentgelten* in den vorgelagerten Netzebenen.

Festzuhalten ist:

- ? *Netzkosten* werden entsprechend dem tatsächlichen Ausbau des Netzes und der Umspannungen ermittelt. Dabei sind Kapazitätsreserven für Lastspitzen, künftigen Lastzuwachs oder Ausfall von Betriebsmitteln (n-1-Prinzip) mit einbezogen, sofern sie einer „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung“ entsprechen.
- ? Bei der Ermittlung der *spezifischen Jahreskosten* ist die tatsächliche durch Entnahmen verursachte *Jahreshöchstlast* (nicht aber etwa die Auslegungskapazität des Netzes) maßgeblich. Da die Jahreshöchstlast bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte noch nicht bekannt ist, muss sie vom Netzbetreiber geschätzt werden. Dies kann zu Minder- oder Mehreinnahmen des Netzbetreibers führen, die im Folgejahr bei einer Anpassung der Netznutzungsentgelte zu berücksichtigen sind.
- ? Die Netznutzungsentgelte der Kunden werden anhand deren *individueller Jahreshöchstlast* (nicht aber etwa nach der technischen Anschlussleistung oder nach einer zu bestellenden Leistung) sowie des aus der Jahresbenutzungsdauer ermittelten *Gleichzeitigkeitsfaktors*  $g(T)$  nachträglich berechnet und (jährlich) mit geleisteten Abschlägen verrechnet. Der Zeitpunkt des Auftretens der individuellen Jahreshöchstlast des Kundenverbrauchs spielt hingegen keine Rolle, da angenommen wird, dass die Überlagerung der einzelnen Lastkurven angenähert durch die  $g$ -Geraden abgebildet ist.
- ? Bei der empirischen Ermittlung der  $g$ -Geraden, die dem einzelnen Netzbetreiber obliegt, ist dieser auf Schätzungen der individuellen Jahreshöchstlasten der Kundenverbräuche sowie der gesamten Jahreshöchstlast des Netzbereichs angewiesen. Die abweichenden tatsächlich auftretenden Lastverläufe können deshalb zu Minder- oder Mehreinnahmen führen. Daher müssten die  $g$ -Geraden regelmäßig den tatsächlichen Netzverhältnissen angepasst werden.

## 2. Kostenwälzung von vorgelagerten auf nachgeordnete Netzebenen

In Anlage 5 der VV II plus ist die Kostenwälzung an einer Beispielrechnung (ohne Eigenerzeugung) dargestellt. Dabei werden – beginnend mit der Höchstspannungsebene – aus den Kosten der betrachteten Netzebene und der Jahreshöchstlast in diesem Netz die spezifischen Kosten der Netzebene berechnet. Mit diesen spezifischen Kosten kann für die Bezugsleistung des untergelagerten Netzes unter Berücksichtigung des g-Faktor die Kostenwälzung berechnet werden. Aus den gewälzten Kosten sowie den kalkulatorischen Kosten der untergelagerten Netzebene können wiederum deren spezifische Kosten berechnet werden.

In Formeln ausgedrückt heißt das:

Kostenwälzung aus dem vorgelagerten Netz NE0	$K_{NE1ausNE0}$
Kosten in Netzebene NE1	$K_{NE1}$
Jahreshöchstlast in Netzebene NE1	$P_{NE1}$
Jahresleistungspreis in Netzebene NE1	$LP_{NE1}$

$$LP_{NE1} = (K_{NE1ausNE0} + K_{NE1})/P_{NE1}$$

Aus NE1 bezogene höchste Leistung für die (nachgeordnete) Netzebene NE2	$P_{NE2ausNE1}$
Gleichzeitigkeitsgrad von $P_{NE2ausNE1}$ in NE1	$g_{NE2ausNE1}$
Kosten Umspannung von NE1 in nachgeordnete Netzebenen	$K_{NE1/NEUm}$
Jahreshöchstlast Umspannung	$P_{NE1/NEUm}$
Jahresleistungspreis Umspannung	$LP_{NE1/NEUm}$

$$LP_{NE1/NEUm} = K_{NE1/NEUm} / P_{NE1/NEUm}$$

Kostenwälzung aus NE1 in NE2	$K_{NE2ausNE1}$
------------------------------	-----------------

$$K_{NE2ausNE1} = LP_{NE1} \times P_{NE2ausNE1} \times g_{NE2ausNE1} + LP_{NE1/NEUm} \times P_{NE2ausNE1}$$

Da nicht die Kosten und die Jahreshöchstlasten der Netzebenen, sondern die mit den g-Geraden errechneten Leistungs- und Arbeitspreise veröffentlicht werden (bei deren Berechnung alle voraussichtlichen Entnahmen berücksichtigt wurden), kann der Betreiber des nachgeordneten Netzbereiches die auf ihn zukommende Kostenwälzung daraus berechnen. Dabei sind die Leistungs- und Arbeitspreise des Entnahmezeitbereichs anzusetzen, die der Jahresnutzungsdauer des Bezugs aus NE1 entsprechen.

Es gilt dann:

Leistungspreis im (vorgelagerten) Netz NE1	LP (NE1)
Arbeitspreis in NE1	AP (NE1)
Leistungspreis Umspannung NE1/NEUm	LP (NE1/NEUm)
Aus NE1 bezogene höchste Leistung für die (nachgeordnete) Netzebene NE2	$P_{NE2ausNE1}$
Aus NE1 für NE2 bezogene elektrische Arbeit	$W_{NE2ausNE1}$
Kostenwälzung aus NE1 in NE2	$K_{NE2ausNE1}$

$$K_{NE2ausNE1} = LP(NE1) \times P_{NE2ausNE1} + AP(NE1) \times W_{NE2ausNE1} + LP(NE1/NEUm) \times P_{NE2ausNE1}$$

Von dieser Kostenwälzung anhand von Leistungs- und Arbeitspreisen des vorgelagerten Netzes (im oberen Entnahmezeitbereich) geht auch die Anlage 6 aus.

Festzuhalten ist:

- ? Die nachgeordneten Netzebenen treten gegenüber dem vorgelagerten Netz als „Kunden“ auf. Sie zahlen die in dem vorgelagerten Netz gültigen *Leistungs- und Arbeitspreise* entsprechend ihrer individuellen (tatsächlichen) *Jahreshöchstlast des Bezugs* und der aus dem vorgelagerten Netz *bezogenen elektrischen Arbeit* bei einer (nachträglichen) Jahresabrechnung. Für die Umspannanlagen, über die eine nachgeordnete Netzebene allein versorgt wird, ist der volle Leistungspreis der Umspannung (Gleichzeitigkeitsgrad  $g = 1$ ) zu zahlen.
- ? Der Betreiber des vorgelagerten Netzes muss bei der Kalkulation der Netznutzungspreise die voraussichtlichen Entnahmen der nachgeordneten Netzebenen genauso schätzen, wie die Entnahmen der Kunden in seinem Netz. Dadurch können sich zwischen den kalkulatorischen Kosten und den tatsächlichen Einnahmen Differenzen (Unter- und Überzahlungen) ergeben, die im Folgejahr bei der Anpassung der Netznutzungsentgelte ausgeglichen werden müssten.
- ? Der Betreiber des nachgeordneten Netzes muss die voraussichtlichen Bezüge aus dem vorgelagerten Netz schätzen und die dafür zu entrichtenden Netznutzungsentgelte als Kostenwälzung in seine Kalkulation der Netznutzungspreise einsetzen. Auch aus den geschätzten und tatsächlichen Kostenwärlungen können sich Unter- oder Überzahlungen ergeben, die ebenfalls im Folgejahr bei der Anpassung der Netznutzungsentgelte ausgeglichen werden müssten.

### 3. Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf die Netznutzungsentgelte

In der VV II plus wird nicht explizit beschrieben, wie die Kostenwälzung und die Berechnung der Netznutzungsentgelte unter Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung vorzunehmen sind.

Lediglich die VV II vom 13. Dezember 1999, auf der die VV II plus aufbaut, enthält in Anlage 5 ein Berechnungsbeispiel für ein in das Hochspannungsnetz einspeisendes dezentrales Kraftwerk.

Verglichen werden dabei

*Netzbezug ohne Eigenerzeugung*

Bezug (aus NE1) 100 MW, 500 GWh/a, 5.000 Benutzungsstunden/a,  $g = 0,82$

Briefmarke Höchstspannungsnetz  $LP_{HÖ} = 58 \text{ DM/kWa}$

Briefmarke Umspannung  $LP_{HÖ/HO} = 12,50 \text{ DM/kWa}$

Kostenwälzung  $(58 \text{ DM/kWa} \times 0,820 + 12,50 \text{ DM/kWa}) \times 100 \text{ MW} =$   
6.006 TDM/a

*Netzbezug mit Eigenerzeugung*

Eigenerzeugung in (NE2) 30 MW, 100 GWh/a (3.333 h/a)

Restbezug (aus NE1) 70 MW, 400 GWh/a, 5.714 Benutzungsstunden/a,  $g = 0,854$

Kostenwälzung  $(58 \text{ DM/kWa} \times 0,854 + 12,50 \text{ DM/kWa}) \times 70 \text{ MW} =$   
4.342 TDM/a

Entgelt für Netzreserve (nicht obligatorisch!)

$(58 \text{ DM/kWa} \times 0,35 + 12,50 \text{ DM/kWa}) \times 30 \text{ MW} = 984 \text{ TDM/a}$

*Das Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte*

wird berechnet als Differenz aus Netzbezug ohne und mit Eigenerzeugung

$6.006 \text{ TDM/a} - (4.342 \text{ TDM/a} + 984 \text{ TDM/a}) = 680 \text{ TDM/a}$  (0,68 Pf./kWh)

Festzuhalten ist:

- ? Der Betreiber der nachgeordneten Netzebene (NE2) berechnet die Kostenwälzung aus dem vorgelagerten Netz (NE1) so, als ob keine dezentrale Einspeisung stattgefunden hätte. Diese Kostenwälzung ist die Grundlage für die Berechnung der Netznutzungspreise in NE2.
- ? Im zweiten Schritt wird die tatsächliche Kostenwälzung für den „Restbezug“ berechnet (die den tatsächlich zu entrichtenden Netznutzungsentgelten von NE2 an NE1 entspricht).
- ? Dem dezentralen Einspeiser wird als „vermiedene Netznutzungsentgelte“ die Differenz zwischen der Kostenwälzung bei „Vollbezug“ und der bei „Restbezug“ ausgezahlt.
- ? Bestellt der dezentrale Einspeiser keine Reservenetzkapazität, so wird ihm auch die verringerte Kostenwälzung für Umspannung gutgeschrieben.

Die VV II von 1999 enthielt darüber hinaus keinen Hinweis, wie die für den verminderten Restbezug relevante Leistung der dezentralen Einspeisung beziehungsweise die Bezugsleistung der (theoretischen) Netznutzung ohne Einspeisung ermittelt und wie die aus der verringerten Kostenwälzung resultierende Vergütung auf mehrere Einspeiser aufgeteilt werden sollen. Die fehlende Regelung führte dazu, dass in der Praxis den dezentralen Einspeisern, die nicht mit einem Netzbetreiber verbunden waren, keine Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte gewährt wurde. Deshalb hat der VDMA die BET Aachen mit einem Gutachten hierzu beauftragt.

In dem im August 2000 vorgelegten Gutachten wurde unter anderem vorgeschlagen, dass „die von jedem Einspeiser vermiedene Bezugsleistung (Leistungsdifferenz) durch zeitgleiche Addition des Lastgangs der einzelnen Einspeisung mit dem Lastgang des gemessenen Netzbezugs (Superposition der Lastkurven nach dem bottom-up-Verfahren) ermittelt“ wird (siehe Bild 2 des Gutachtens). Eine Alternative zu der individuellen Superposition der Lastkurven für jeden Einspeiser wäre eine Addition der Lastkurven aller Einspeiser und die Superposition dieser Summenkurve mit dem gemessenen Lastgang; allerdings bleibt dann die Frage offen, wie die so ermittelte Leistungsdifferenz an die einzelnen Einspeiser verteilt wird.

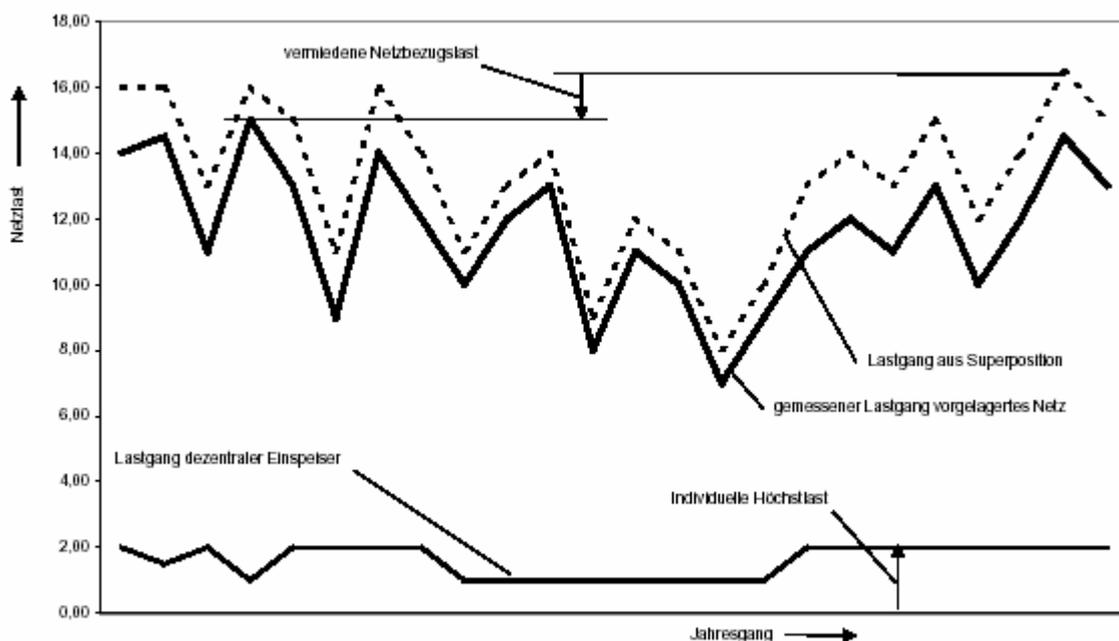


Bild 2: Superposition

BET Aachen / Leipzig

Die Empfehlungen der BET Aachen wurden zwar in der Praxisgruppe der beteiligten Verbände (VIK, VDEW, VKU) diskutiert, aber nicht umgesetzt, obwohl sie sachlich nicht widerlegt wurden. An Stelle der BET-Empfehlungen wurde die Anlage 6 der VV II plus verabschiedet, die – wie noch gezeigt wird – in einer Reihe von Punkten unzulänglich und nicht sachgerecht ist.

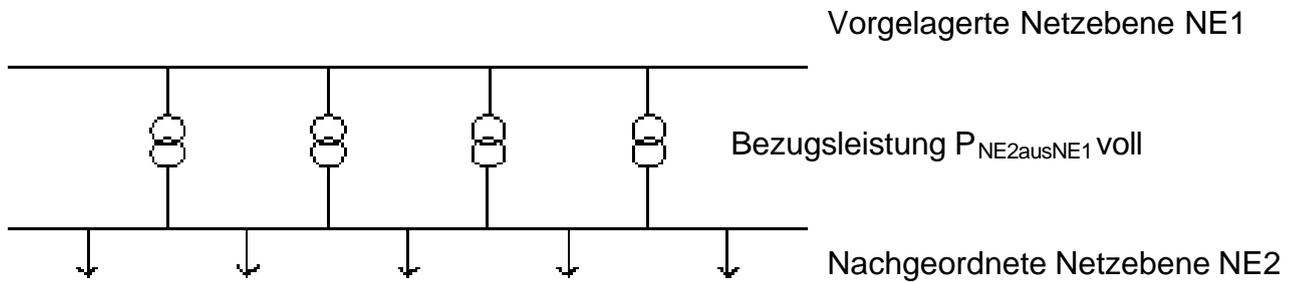
Der Logik der VV II plus folgend, ergibt sich aus den tatsächlichen Zahlungsflüssen bei der Kostenwälzung unter Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung (siehe auch Bild 3) zwingend:

Aus NE1 tatsächlich bezogene höchste Leistung für die (nachgeordnete) Netzebene NE2	$P_{NE2ausNE1ist}$
Aus NE1 tatsächlich für NE2 bezogene elektrische Arbeit	$W_{NE2ausNE1ist}$
Tatsächliche Kostenwälzung aus NE1 in NE2	$K_{NE2ausNE1ist}$

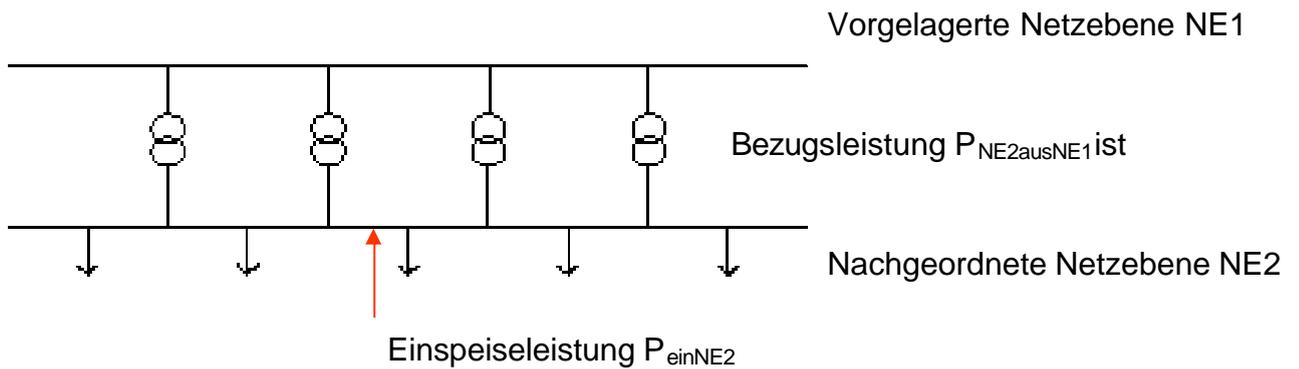
$$K_{NE2ausNE1ist} = LP(NE1) \times P_{NE2ausNE1ist} + AP(NE1) \times W_{NE2ausNE1ist} + LP(NE1/NEUm) \times P_{NE2ausNE1ist}$$

**Bild 3: Dezentrale Einspeisung reduziert die Jahreshöchstlast des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz**

**Bezug ohne dezentrale Einspeisung**



**Bezug mit dezentraler Einspeisung**



Die Einspeiseleistung  $P_{einNE2}$  reduziert die Jahreshöchstlast des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz NE1 um  $P_{red}$

$$P_{red} = P_{NE2ausNE1\ voll} - P_{NE2ausNE1\ ist}$$

Berechnete höchste Leistung, die ohne dezentrale Einspeisung aus NE1 für die (nachgeordnete) Netzebene NE2 zu beziehen wäre	$P_{NE2ausNE1\ voll}$
Berechnete elektrische Arbeit, die ohne dezentrale Einspeisung aus NE1 für NE2 bezogen worden wäre	$W_{NE2ausNE1\ voll}$
Berechnete Kostenwälzung aus NE1 in NE2 ohne dezentrale Einspeisung	$K_{NE2ausNE1\ voll}$

$$K_{NE1inNE2\ voll} =$$
$$= LP(NE1) \times P_{NE2ausNE1\ voll} + AP(NE1) \times W_{NE2ausNE1\ voll} + LP(NE1/NEUm) \times P_{NE2ausNE1\ voll}$$

Vermiedene Netznutzungsentgelte

$$K_{NE2ausNE1\ verm} = K_{NE2ausNE\ voll} - K_{NE2ausNE1\ ist}$$

Wenn einer dezentralen Einspeisung eine Reduzierung der Bezugsleistung (Jahreshöchstlast) um  $P_{red}$  zugewiesen werden kann (z.B. durch die Superposition der Lastkurven), so ergibt sich bei einem durch Einspeisung vermiedenen Bezug elektrischer Arbeit aus dem vorgelagerten Netz ( $W_{ver}$ ) eine Vergütung für die vermiedenen Netznutzungsentgelte in den vorgelagerten Netzebenen ( $EN_{ver}$ ) von:

$$EN_{ver} = LP(NE1) \times P_{red} + AP(NE1) \times W_{ver} + LP(NE1/NEUm) \times P_{red}$$

Ein Sonderfall liegt vor, wenn die Einspeisung in das nachgelagerte Netz den Verbrauch in diesem Netz übersteigt (*Überspeisung*). Dann wäre  $P_{red}$  negativ. In diesem Fall stehen dem dezentralen Einspeiser die vermiedenen Netznutzungsentgelte für  $P_{NE2ausNE1\ voll}$  in NE1 zu, abzüglich des Leistungsentgeltes für Umspannung für  $P_{über}$  ( $P_{über} = -P_{red}$ ), da nun eine Einspeisung von NE2 in NE1 stattfindet. Zusätzlich enthält der Einspeiser Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte, die einem Einspeiser für  $P_{über}$  und  $W_{über}$  in NE1 für vermiedene Netznutzungsentgelte in dem NE1 vorgelagerten Netz zustehen. Dies ist insbesondere für einige Stadtwerke vor allem in ostdeutschen Bundesländern von Bedeutung, deren dezentrale Kraftwerke regelmäßig mehr erzeugen, als im Stadtwerke-Netz verbraucht wird. Sie sind dann als Einspeiser in der vorgelagerten Netzebene (in der Regel Hochspannung) zu behandeln.

In der Praxis sind durchwegs die Leistungs- und Arbeitspreise für den oberen Entnahmezeitbereich (entsprechend der oberen der beiden Gleichzeitigkeitsgeraden) anzusetzen, wie es auch die Anlage 6 postuliert.

Von den tatsächlichen Zahlungsflüssen abweichende Verfahren führen zwangsläufig zu ungerechtfertigten Mehreinnahmen der Netzbetreiber, in deren Netz die dezentrale Einspeisung erfolgt, beziehungsweise der Betreiber vorgelagerter Netze, oder – bei Ausschüttung dieser Mehreinnahmen – zur unberechtigten Begünstigung der Netznutzer durch zu niedrig berechnete Netznutzungsentgelte auf Kosten der dezentralen Einspeiser. In beiden Fällen wird dadurch der Wettbewerb unter Kraftwerken verzerrt, weil den zentral ins Höchstspannungsnetz einspeisenden Kraftwerken die kostenlose Nutzung des Netzes ermöglicht wird, während den dezentralen Einspeisern die geringere Beanspruchung des Netzes nicht vollständig vergütet wird.

#### 4. Reservenetzkapazität für dezentrale Einspeisung

##### a) Reserve im Netz

Die bei dezentraler Einspeisung tatsächlich verringerte Bezugsleistung führt zu verringerten Netznutzungsentgelten im vorgelagerten Netz. Dies entspricht der grundsätzlichen Bestimmung der VV II plus, dass *„Netznutzer und nachgeordnete Netzebenen gleichbehandelt“* werden.

Dies ist auch soweit sachgerecht, weil bei einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung in einem Netz, dem Netzebenen mit dezentraler Einspeisung nachgeordnet sind, die Kosten niedriger sind als bei fehlenden dezentralen Erzeugungskapazitäten. Die verfügbaren dezentralen Anlagen können nämlich in die Wahrscheinlichkeitsrechnung einbezogen werden, mit denen die notwendigen Reservekapazitäten für Lastzuwachs oder unerwartete Lastspitzen berechnet werden. Insbesondere in vermaschten Netzen, wie sie für Deutschland typisch sind, werden mehrfache Einspeisungen vorgesehen, um auch bei Ausfall einer Netzverbindung, Schaltanlage oder Umspanneinrichtung die sichere Versorgung zu gewährleisten (n-1-Prinzip). Durch die dezentralen Erzeugungskapazitäten können bei gleicher Versorgungssicherheit die Umspannanlagen bzw. die Ersatz-Einspeisungen mit geringerer Leistung ausgelegt werden bzw. kann eine erhöhte Verbrauchslast ohne Netzausbau ohne Einbußen der Versorgungssicherheit realisiert werden. Bei Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen werden somit Investition für den Netzausbau beziehungsweise Ersatzinvestitionen für die Kapazitätserhaltung eingespart.

Umgekehrt müssen auch für den Fall des Ausfalls der dezentralen Einspeisung im vorgelagerten Netz *Reservenetzkapazitäten* vorgehalten werden, um auch dann die sichere Versorgung zu gewährleisten. Dies ist vor allem bei dezentralen Erzeugungsanlagen von Bedeutung, deren Leistung deutlich über der üblichen Schwankung der Bezugsleistung aus dem vorgelagerten Netz liegt.

Die vorgehaltene Reservenetzkapazität muss der Betreiber des nachgeordneten Netzes dann voll bezahlen, wenn er sie tatsächlich in Anspruch nimmt. Wird die Reservenetzkapazität nicht in Anspruch genommen, erzielt der Netzbetreiber, der sie vorhalten muss, keine Einnahmen. In seine Kalkulation kann der Netzbetreiber also lediglich einen Einnahmebetrag einsetzen, der dem Entgelt für die Inanspruchnahme der Reservenetzleistung entspricht, multipliziert mit der Wahrscheinlichkeit ihrer Inanspruchnahme. Die ungedeckten Kosten muss die Allgemeinheit der Netznutzer dieses Netzbereiches tragen.

Dies gilt allerdings grundsätzlich auch für Reservenetzkapazitäten, die im Netz für den Ausfall von zentralen, in HöSP einspeisenden Kraftwerken vorgehalten werden müssen. Als Ungleichbehandlung ist festzuhalten, dass zentrale Kraftwerke auch dann keine Zahlung leisten, wenn sie die vorgehaltenen Reservenetzkapazitäten tatsächlich in Anspruch nehmen. *Diese Benachteiligung der dezentralen Einspeiser sollte – eventuell als Teil der Allokationskomponente – bei der beabsichtigten Einführung von Netznutzungsentgelten für Kraftwerke (g-Komponente) ausgeglichen werden.*

## b) Bestellte Reservenetzkapazität

Zur Absicherung der Risiken, die sowohl der Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlage als auch der Betreiber des vorgelagerten Netzes in Bezug auf die Reservenetzkapazität hat, bestimmt die VV II plus:

*„Netznutzer mit Stromerzeugung bzw. Netzbetreiber, in deren Netz solche Anlagen einspeisen, bestellen separat zur vorzuhaltenden Netzkapazität beim Netzbetreiber Reservenetzkapazität definierter Maximalleistung mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von bis zu 600 Stunden p.a. Der Netznutzer bestimmt die Höhe der bestellten Reservenetzkapazität; diese kann auch Null betragen. Die bestellte Reservenetzkapazität muss unabhängig von ihrer Inanspruchnahme bezahlt werden.“*

Diese Formulierung ist interpretationsbedürftig. Unklar ist nämlich, was die ohne die Reservenetzkapazität „vorzuhaltende Netzkapazität“ ist und ob sie mit der Bestellung der Reservenetzkapazität festgelegt werden muss. Es muss daran erinnert werden, dass Netznutzer ohne Eigenerzeugung für ihren Bezug keine „vorzuhaltende Netzkapazität“ festlegen müssen, sondern ihre Netznutzungskosten nach der tatsächlichen Jahreshöchstlast ihres Bezugs zahlen.

Damit bleibt unklar, wann die Netznutzung innerhalb der ohnehin „vorzuhaltenden Netzkapazität geschieht“ und wann die Inanspruchnahme der bestellten Reservenetzkapazität stattfindet. Dabei muss die Zeitdauer der Inanspruchnahme der Reservenetzkapazität eindeutig feststellbar sein, denn diese ist maßgeblich dafür, mit welchem *Reduktionsfaktor* der Leistungspreis für die Reservenetzkapazität berechnet wird. Dieser beträgt *„bei einer Inanspruchnahme von Null bis zu 200 Stunden 0,25, über 200 Stunden bis 400 Stunden 0,30, über 400 Stunden bis 600 Stunden 0,35“*.

Die VV II plus besagt zwar: *„Für die Zeit der Reserveinanspruchnahme ist die über die Jahreshöchstleistung des Normalbezugs hinausgehende Leistung maximal bis zur Höhe der bestellten Reservenetzkapazität maßgeblich.“* Daraus könnte man schließen, dass die vorzuhaltende Netzkapazität der „Jahreshöchstleistung des Normalbezugs“ entspricht. Diese kann allerdings erst nach dem Ablauf des Jahres ermittelt werden, was es unmöglich machen würde, der Pflicht nachzukommen: *„Beginn, voraussichtliche Dauer und Ende der Reserveinanspruchnahme müssen dem Netzbetreiber unverzüglich gemeldet und auf Verlangen nachgewiesen werden.“*

Der technische Ausfall der Einspeisung kann allein nicht bereits als Reserveinanspruchnahme betrachtet werden, weil er nur dann relevant ist, wenn dabei die Jahreshöchstleistung des Normalbezugs überschritten wurde. Ob ein akzeptabler Ausweg die Vereinbarung eines Leistungsbandes für die Reservenetzkapazität (von/bis) sein könnte, konnte im Rahmen des Kurzgutachtens aus Zeitgründen nicht geprüft werden. Ebenso konnte die Angemessenheit der Reduktionsfaktoren nicht geprüft werden.

Problematisch erscheint außerdem, dass der Reduktionsfaktor zur Bewertung der Reserveinanspruchnahme von der Zahl der Betriebsstunden abhängig ist, innerhalb derer die Reserve in Anspruch genommen wurde. Damit werden Zeiten geringfügiger Inanspruchnahme genauso gewichtet, wie Zeiten mit Inanspruchnahme der vollen Reserve. **Sinnvoller wäre daher, als Maßstab die Zahl der Vollastbetriebsstunden anzusetzen.**

Unklar sind die Bestimmungen der VV II plus auch dann, wenn sich zwar der Netzbetreiber, nicht aber der Betreiber der Erzeugungsanlage für die Bestellung der Reservenetzkapazität bei dem vorgelagerten Netzbetreiber entscheidet. Dies könnte für den Netzbetreiber sinnvoll sein, um die Folgen einer eventuellen Inanspruchnahme der Reservenetzkapazität besser kalkulieren zu können. Da aber der Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlage von der von ihm nicht bestellten Netzreservekapazität nicht profitiert, können ihm die Entgelte für die Reservenetzkapazität nicht von seinen Entgelten für dezentrale Einspeisung abgezogen werden. Dafür trägt der Anlagenbetreiber weiter das Risiko, bei Anlagenausfall nicht zur Minderung der Jahreshöchstlast des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz beizutragen und somit auch kein oder nur ein vermindertes Leistungsentgelt für dezentrale Einspeisung zu erhalten.

Für einen mit dem Netzbetreiber nicht verbundenen Einspeiser wird die Handhabung einer eventuell bestellten Reservenetzkapazität noch zusätzlich dadurch erschwert, da ihm ohne Lastsignale des Netzbetreibers nicht bekannt ist, wann die Verringerung oder der Ausfall der Einspeisung zur Überschreitung der Jahreshöchstleistung des Normalbezugs führen.

Abschließend ist festzuhalten, dass die Bestellung einer Reservenetzkapazität das Recht und nicht die Pflicht des Betreibers der Erzeugungsanlage ist, der damit sein wirtschaftliches Risiko – das bei Ausfall der Einspeisung zu Spitzenlastzeit aus einem verringerten Entgelt für dezentrale Einspeisung besteht – abdecken kann. Seine Wahlfreiheit, andere Risikoabsicherungen zu treffen (z.B. Versicherung) oder auf diese zu verzichten, darf nicht eingeschränkt werden.

## **5. Vermiedene Netznutzungsentgelte in der Netzebene der Einspeisung**

Die VV II plus spricht lediglich von vermiedenen Netznutzungsentgelten in den vorgelegerten Netzebenen. Zu prüfen ist allerdings, ob nicht auch in der Netzebene der Einspeisung durch die dezentrale Einspeisung Netzentgelte vermieden werden. Dies trifft dann zu, wenn der Lastfluss der Einspeisung topologisch auf einen Teilbereich des Netzes begrenzt ist.

In einem solchen Fall ist es nach der VV II plus sachlich gerechtfertigt, diesen räumlich abgegrenzten Bereich als einen eigenen Netzbereich zu betrachten und für ihn eine regionale Differenzierung der Kostenermittlung vorzunehmen. Dann käme es zur Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte zu einer Kostenwälzung zwischen spannungsgleichen Netzbereichen, die den oben dargelegten Grundsätzen folgt.

So bildet zum Beispiel das gesamte Niederspannungsnetz einer Stadt eine Netzebene. Die Überschuss-Einspeisung eines Kleinst-BHKW verbleibt aber bereits vollständig in einem Straßenzug. Das zur Versorgung des Straßenzugs verlegte Kabel bildet einen solchen abgrenzbaren Netzbereich. Ähnlich könnte das Mittelspannungsnetz eines Gewerbegebiets, in dem ein BHKW installiert ist, als ein abgegrenzter Netzbereich betrachtet werden.

Überall dort, wo ein Netzbetreiber durch eine regionale Differenzierung für eine mit ihm verbundene dezentrale Erzeugungsanlage eine höhere Vergütung der vermiedenen Netznutzungsentgelte erzielen kann, muss diese auch einem Dritten zugestanden werden. Sonst wäre der Grundsatz verletzt, dass Netznutzer und nachgeordnete Netzebenen (bzw. Netzbereiche) gleichbehandelt werden.

## 6. Mängel der Anlage 6 der VV II plus zur Ermittlung des Entgeltes für vermiedene Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung

Die Anlage 6 weicht von den oben aus der VV II plus abgeleiteten Grundsätzen der Kostenwälzung ab. Sie ist nicht angemessen und nicht sachgerecht, wie im Einzelnen gezeigt wird. Dies wiegt um so schwerer, da aus der Praxis bekannt ist, dass die Netzbetreiber fast ausschließlich entsprechend der Anlage 6 die vermiedenen Netznutzungsentgelte berechnen.

### (a) Preisbestandteile des Entgelts

Für die Ermittlung des Entgeltes für vermiedene Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung geht auch die Anlage 6 der VV II plus von dem vom Netzbetreiber der vorgelagerten Netzebene bekannt zu gebenden Preissystem für Netznutzung aus, und zwar von den Leistungs- und Arbeitspreisen für den oberen Entnahmezeitbereich (entsprechend der oberen der beiden Gleichzeitigkeitsgeraden).

Anlage 6 **schließ** unbegründet **die Umspannung** aus der Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte **aus** („Die Netznutzungspreise für die Umspannung finden keine Berücksichtigung.“). Dies gilt explizit für beide pauschalierten Lösungsansätze, wird aber in der Praxis auch bei dem nach Anlage 6, Abschnitt c, zulässigen individuellen Lösungsansatz angewendet. Der Ausschluss der Umspannung muss als **ungerechtfertigt und nicht sachgerecht** zurückgewiesen werden.

Der Gleichzeitigkeitsgrad  $g = 1$  der Umspannung liefert hierfür keine Begründung. Dieser bedeutet nur, dass für die Umspannung der volle Leistungspreis zu entrichten ist, da an der Umspannung keine Durchmischung der verschiedenen Verbrauchsmaxima stattfindet, sondern allein die Bezugsleistung des nachgeordneten Netzbereiches wirksam wird. Verringert sich durch die dezentrale Einspeisung die Bezugsleistung aus dem vorgelagerten Netz, verringert sich proportional das Entgelt für die Nutzung der Umspannung.

Ohne Einbeziehung der Umspannung in die vermiedenen Netznutzungsentgelte würde der Betreiber des nachgeordneten Netzbereiches ungerechtfertigte Mehreinnahmen erzielen. Es wäre auch nicht sachgerecht, wenn diese Mehreinnahmen zur Reduzierung der Netznutzungsentgelte im nachgeordneten Netz verwendet werden würden, denn dies würde Netznutzer in Netzen mit dezentraler Einspeisung gegenüber Netznutzern in Netzen ohne dezentrale Einspeisung – auf Kosten der Einspeiser – begünstigen.

Fehl geht auch der Einwand, dass bei einer verringerten Bezugsleistung die der Umspannung zugeordneten Kosten unverändert bleiben, so dass die Division durch verringerte Bezugsleistung zu einem höheren Leistungspreis der Umspannung führt. Dann müsste grundsätzlich für die Berechnung der Entgelte für die Nutzung der Umspannung eine „bestellte Umspannungskapazität“ zugrunde gelegt werden. Der gleiche Effekt entsteht, wenn in einer der nachgeordneten Netzebenen ohne dezentrale Einspeisung eine unerwartet niedrige Bezugsleistung entsteht.

Es ist das „Risiko“ (aber bei unerwartet hoher Bezugsleistung auch der „Gewinn“) jedes Netzbetreibers, dass er für die Ermittlung und Veröffentlichung der Netznutzungspreise die Entnahmen schätzen muss. Schließlich ist zu beachten, dass der Leistungspreis für die Umspannung nicht für jede Umspannanlage getrennt, sondern für die Gesamtheit der Umspannung zwischen den Spannungsebenen ermittelt wird.

Es ist auch keineswegs richtig, dass bei einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung in einem Netz mit und ohne nachgeordnete dezentrale Einspeisung die Kosten gleich wären. Wie bereits erwähnt, werden bei vermaschten Netzen, wie sie für Deutschland typisch sind, die Umspannanlagen sowie die Verbindungen zwischen den spannungsgleichen untergelagerten Netzbereichen so ausgelegt, dass auch bei Ausfall einer Einspeisemöglichkeit die sichere Versorgung stets gewährleistet bleibt (n-1-Prinzip). Durch die dezentralen Erzeugungskapazitäten können bei gleicher Versorgungssicherheit die Umspannanlagen bzw. die Ersatz-Einspeisungen mit geringerer Leistung ausgelegt werden bzw. kann eine erhöhte Verbrauchslast ohne Netzausbau ohne Einbußen der Versorgungssicherheit realisiert werden. Bei Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen werden somit Investitionen für den Netzausbau beziehungsweise Ersatzinvestitionen eingespart. Dies trifft generell für alle Netzanlagen zu, nicht nur für die Umspannung.

Unabhängig von der Kostendiskussion gilt auch für die Umspannung, dass die vermiedenen Netznutzungsentgelte aus der Kostenwälzung ermittelt werden. So wird im vorgelagerten Netz für die Kalkulation der dortigen Netznutzungsentgelte die tatsächliche, durch dezentrale Einspeisung im nachgeordneten Netzbereich verringerte Bezugsleistung zu Grunde gelegt. Der Betreiber des untergelagerten Netzes bezahlt nur für diese Leistung Netznutzungsentgelte im vorgelagerten Netz. Da er aber in dem nachgelagerten Netz die Netznutzungsentgelte mit einer der unverringerten Bezugsleistung entsprechenden Kostenwälzung berechnet werden, entsteht auch für die Umspannung grundsätzlich eine „Überzahlung“, die zu einer Vergütung für die dezentralen Einspeiser führen muss.

#### (b) Bestimmung der durch dezentrale Einspeisung verringerten Bezugsleistung

Für die Kostenwälzung ist das Maximum der Bezugsleistung aus dem vorgelagerten Netz bestimmend. Der Lastgang der Bezugsleistung kann am Übergabepunkt zwischen dem vorgelagerten und dem nachgeordneten Netz gemessen werden bzw. bei mehreren Übergabepunkten durch die Addition zeitgleicher Messwerte der einzelnen Bezugsleistungen eindeutig bestimmt werden. Auch bei dezentralen Erzeugungsanlagen, die über eine registrierende Leistungsmessung verfügen, ist der Lastgang der Einspeisung bekannt.

Der Lastgang des Bezuges aus dem vorgelagerten Netz, der sich ohne die dezentrale Einspeisung ergeben würde, ist hingegen nur rechnerisch zu bestimmen. Von den Netzbetreibern sind keine Argumente vorgebracht worden, die gegen die von der BET Aachen vorgeschlagene individuelle Superposition der Lastkurven bzw. andere Superpositionsverfahren sprechen. Die aus den Lastgängen bestimmte Differenz zwischen Bezugsleistung ohne dezentrale Einspeisung und Bezugsleistung bei dezentraler Einspeisung ist der Leistungsanteil der dezentralen Einspeisung, der mit dem Leistungspreis (einschließlich Umspannung) des vorgelagerten Netzes zu vergüten ist. Zusätzlich steht dem Einspeiser eine Vergütung für die eingespeiste elektrische Arbeit zu, für die der Arbeitspreis des vorgelagerten Netzes maßgeblich ist.

Abweichend von diesem objektiven Verfahren greift die Anlage 6 im Abschnitt b (Einspeisung aus dezentralen Erzeugungseinheiten mit Leistungsmessung – standardisierter Lösungsansatz) auf eine Berechnung eines Leistungsentgelts zurück, die der Stromwirtschaftlichen Verbändevereinbarung vom 1. August 1979 in der Fassung vom 27. Juni 1998 und 27. September 1994 entliehen ist. Dabei legt der Einspeiser eine Soll-Leistung ( $P_{\text{soll}}$ ) fest, die er möglichst kontinuierlich in das Netz einspeisen will. Die Summe der Zeiten in einem von dem Netzbetreiber definierten Zeitraum (Zeitfenster  $T_{\text{ges}}$ ), während der die eingespeiste Leistung mindestens gleich der Soll-Leistung ist, wird als Soll-Zeit ( $T_{\text{ist}}$ ) definiert.

Das Verhältnis ( $T_{\text{ist}}/T_{\text{ges}}$ ) beziffere die Verfügbarkeit dieser Soll-Leistung und sei ein Maß für die Wahrscheinlichkeit, dass die Einspeisung mit der Soll-Leistung zu einer Reduktion der Jahreshöchstleistung gegenüber der vorgelagerten Spannungsebene beigetragen hat.

Das Leistungsentgelt wird berechnet als LP-Anteil =  $LP_{\text{üb.-NE}} \times P_{\text{soll}} \times T_{\text{ist}}/T_{\text{ges}}$ , wobei  $LP_{\text{üb.-NE}}$  der Leistungspreis im vorgelagerten Netz ist. Macht  $T_{\text{ist}}$  weniger als 30 % von  $T_{\text{ges}}$  aus, so wird kein Leistungsentgelt gewährt.

Es muss daran erinnert werden, dass die Stromwirtschaftliche Verbändevereinbarung für die **Vergütung der ins öffentliche Netz aus KWK-Anlagen eingespeisten elektrischen Energie** geschlossen wurde. Dazu wurden die **vermiedenen Kosten** der Stromerzeugung bzw. des Bezugs herangezogen, während die Netzkosten – wenn überhaupt – nur eine untergeordnete Rolle spielten. Die hier verwendete Formel wurde zur Bewertung der **vermiedenen Erzeugungsleistung** herangezogen. Hinzu kommt, dass die Verbändevereinbarung durch einige Gerichte als Missbrauch der marktbeherrschenden Stellung der damaligen Strommonopolisten verworfen wurde, weil für die Einspeisevergütung die tatsächlich vermiedenen Kosten der alternativen Strombeschaffung anzusetzen wären. Diese Rechtsauffassung setzte sich auf breiter Front nur deshalb nicht durch, weil ihr die Liberalisierung des Strommarktes die Rechtsgrundlage entzog.

Die Systematik der Netznutzungsentgelte, bei der die Jahreslastmaxima maßgebend sind, sowie die früher nicht existente Kostenwälzung zwischen den Netzebenen sind völlig andere Faktoren, als sie die Stromwirtschaftliche Verbändevereinbarung vorausgesetzt hat. Die Reduktion der Jahreshöchstleistung gegenüber der vorgelagerten Spannungsebene ist bei einem gemessenen Lastgang der Einspeisung und bei einem bekannten Zeitpunkt des Auftretens der Jahreshöchstlast exakt bestimmbar, so dass es auf die Berechnung einer Wahrscheinlichkeit nicht ankommt. Auch ist eine möglichst kontinuierliche Einspeisung einer Soll-Leistung im gesamten Zeitfenster für die tatsächliche Reduktion der Jahreshöchstlast unerheblich. Es kommt nicht auf die Dauer der Einspeisung einer bestimmten Leistung, sondern darauf an, dass diese Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast eingespeist wurde! Daher ist auch die 30-Prozent-Grenze für die Gewährung des Leistungsentgelts nicht akzeptabel.

Das in Anlage 6 b gewählte Verfahren dient lediglich dazu, das Risiko der Schätzung der Auswirkungen der Einspeisung vom Netzbetreiber auf den Einspeiser abzuwälzen. Es würde regelmäßig dazu führen, dass **der Netzbetreiber nicht den vollen Betrag der vermiedenen Kostenwälzung an die dezentrale Einspeiser ausschüttet**.

Dass das aus der Stromwirtschaftlichen Verbändevereinbarung abgeleitete Rechenverfahren für die Ermittlung des Beitrags einer einzelnen Einspeisung zur Reduzierung der Jahreshöchstleistung des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz offensichtlich nicht sachgerecht ist, zeigt zusätzlich das folgende Beispiel:

Für eine Erzeugungsanlage wird ein Lastverlauf der Einspeisung angenommen, bei dem sich aus der geordneten Lastkurve im Zeitfenster als Optimum  $P_{\text{soll}} = 60\%$  der Nennlast und  $T_{\text{ist}} = 70\%$  von  $T_{\text{ges}}$  ergibt. Laut Berechnungsverfahren der Anlage 6 c erhält somit der Einspeiser 42 % der Nennleistung als Beitrag zur Reduzierung der Jahreshöchstlast des Bezugs vergütet.

Zusätzlich wird angenommen, dass die Anlage zum Zeitpunkt T1 bis T8 ihre volle Nennleistung, zu T9 90 % und zu T10 80 % einspeist. T1 bis T10 soll auch der Zeitpunkt sein, zu dem in zehn nacheinander folgenden Jahren (bei unveränderter Einspeiselastkurve) die Jahreshöchstlast des Bezugs auftritt. Die Jahreshöchstlast soll gegenüber der Einspeisung so dominierend sein, dass durch Superposition der Lastkurven keine Verschiebung des Zeitpunkts der (rechnerischen) Jahreshöchstlast stattfindet. Wir also die Bewertung des Beitrags der Einspeisung zur Reduzierung der Jahreshöchstlast des Bezugs anhand der tatsächlichen Lastkurven vorgenommen, ergibt sich in den Jahren 1 bis 8 ein Beitrag von 100 % der Nennlast, im Jahr 9 von 90 % und im Jahr 10 von 80 %, durchschnittlich also 97 %!

Für eine in MSP einspeisende 1 MW-Anlage macht der Unterschied (Leistungspreis HoSP ohne Umspannung RWE Net) 31.000 €/a gegenüber 13.400 €/a.

Selbst wenn das Zeitfenster lediglich auf T1 bis T10 verringert wird, verbessert sich  $P_{\text{soll}}$  auf 100 % und  $T_{\text{ist}}$  auf 80 % von  $T_{\text{ges}}$ . Der nach Anlage 6 c berechnete Beitrag der dezentralen Einspeisung zur Reduzierung der Jahreshöchstlast des Bezugs steigt dann nur auf 80 % der Nennlast, so dass für die 1 MW-Anlage ein Nachteil von 5.400 €/a verbleibt.

Unzutreffend ist schließlich das Argument, dass eine vom Einspeiser festgelegte Soll-Leistung der Einspeisung nötig ist, damit diese vom Netzbetreiber in der Netzplanung und Netzauslegung berücksichtigt werden kann und so Kosteneinsparpotenziale realisiert werden können. Auch bei der Soll-Leistung handelt es sich lediglich um einen Prognosewert. Der durch geeignetere Rechenmethoden ermittelte Beitrag der dezentralen Einspeisung zur Verringerung der Bezugsleistung aus dem vorgelagerten Netz lässt sich genauso statistisch über mehrjährige Perioden prognostizieren und kann bei der Netzplanung berücksichtigt werden.

### (c) Optimierung der Leistungsvergütung für dezentrale Einspeisung

Der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ist im Voraus nicht bekannt. Dezentrale Erzeugungsanlagen können trotzdem mit einem Lastmanagementsystem gezielt dazu eingesetzt werden, das Bezugsmaximum aus dem vorgelagerten Netz zu reduzieren. Dies geschieht regelmäßig bei Anlagen, die mit dem Netzbetreiber verbunden sind (z.B. bei Stadtwerken). **Daher haben auch dezentrale Erzeugungsanlagen Dritter den Anspruch auf Übermittlung von Lastsignalen.** Dies ergibt sich aus der Verpflichtung der Netzbetreiber zur diskriminierungsfreien Behandlung aller Netznutzer. Ein Lastmanagement ist auch bei wärmegeführten Anlagen durch eine überlagerte Stromvorrangsteuerung realisierbar, die heute auch bei kleinsten BHKW möglich ist.

Ist ein Lastmanagement nicht möglich oder wirtschaftlich nicht sinnvoll, so müsste der Netzbetreiber verpflichtet werden, ein tageszeitlich und jahreszeitlich eng begrenztes Zeitfenster vorzugeben, in dem das Jahresmaximum wahrscheinlich auftreten wird.

Ob es sinnvoll sein könnte, bei Einvernehmen zwischen dem dezentralen Einspeiser und dem Netzbetreiber an Stelle der für kleinere Anlagen möglicherweise zu aufwändigen Superposition der Lastkurven ein modifiziertes Zeitfenster-Verfahren zu entwickeln, konnte im Rahmen des Kurzgutachtens aus Zeitgründen nicht geklärt werden. Bei einem solchen Verfahren müsste allerdings der Netzbetreiber verpflichtet sein, ein tageszeitlich und jahreszeitlich möglichst enges Zeitfenster vorzugeben (in der Anlage 6 b ist dies lediglich eine Kann-Bestimmung). Die vom Einspeiser gewählte Leistung  $P_{\text{soll}}$  müsste dann vollständig als Beitrag zur Reduzierung der Jahreshöchstlast des Bezugs gewertet werden, wenn der Quotient  $T_{\text{ist}}/T_{\text{ges}}$  einen bestimmten Wert (z.B. 75 %) übersteigt. Eine weitere Staffelung für kürzere Einspeisedauer wäre denkbar.

#### (d) Bestellte Reservenetzkapazität

Die Problematik der bestellten Reservenetzkapazität wurde ausführlich unter 4 diskutiert. In der Anlage 6 wird zumindest bei dem pauschalierten bzw. standardisierten Lösungsansatz das von der VV II plus dem Einspeiser gewährte Wahlrecht, Reservenetzkapazität für dezentrale Erzeugungseinheiten in der vom Einspeiser gewünschten Höhe zu bestellen, in die Pflicht umgedreht, Reservenetzkapazität zu bezahlen (als Abschlag auf Leistungsvergütung), wenn der Netzbetreiber seinerseits Reservenetzleistung bestellt. Dem Einspeiser wird dabei nicht einmal das Recht auf Lastinformationen eingeräumt, mit dem er feststellen könnte, wann die Verringerung oder der Ausfall der Einspeisung zur Inanspruchnahme der Reservenetzkapazität führt.

Hinzu kommt, dass eine Kumulierung von Belastungen des Einspeisers stattfindet: Bei der Berechnung des Beitrags zur Reduzierung der Jahreshöchstlast des Bezugs aus dem Zeitfenster wird lediglich der tatsächliche Lastverlauf der Einspeisung **ohne Berücksichtigung der bezahlten Reserve** berücksichtigt. Der Einspeiser zahlt also für die Reservenetzkapazität, profitiert aber bei Ausfall der Einspeisung nicht davon!

#### (e) Dezentrale Einspeisung ohne Leistungsmessung

Der Anlage 6 a kann insoweit gefolgt werden, dass für die Einspeisung aus kleinen Erzeugungseinheiten ohne Leistungsmessung ein pauschalierter Lösungsansatz notwendig ist. Dieser sollte allerdings nicht nur für Erzeugungseinheiten < 30 kW Nettoerzeugungsleistung begrenzt werden (eine Leistungsgrenze, bis zu der § 10, Abs. 2 EnWG dem Betreiber von KWK-Anlagen einen Einspruch auf Zusatzstrombezug zu allgemeinen Tarifen einräumt). Diese **Leistungsgrenze sollte**, um mit den in der Praxis wichtigeren Abgrenzungen des KWKModG übereinzustimmen, **auf 50 kW angehoben** werden.

Ein geeignetes Pauschalierungsverfahren stellt der Vorschlag des B.KWK für die *Einführung festgelegter Einspeisevergütungen für kleine KWK-Anlagen* im KWKmodG dar. Nur wenn der Gesetzgeber dem nicht folgt, sind nachfolgende Ausführungen relevant.

Gefolgt kann dann dem Ansinnen werden, dass für das Bilanzkreismanagement und für die Bewertung des Beitrags der Einspeisung zur Reduktion der Jahreshöchstlast des Bezugs standardisierte Erzeugungsprofile entwickelt werden sollten. Für KWK-Anlagen bis 50 kW liegen hierzu Praxismesswerte vor (z.B. bei der Stadt Frankfurt und bei Contractoren), die ausgewertet werden können. Den Auftrag dazu müsste der VDEW bzw. der VDN erteilen. Das in Anlage 6 aufgeführte Beispiel eines Lastprofils erscheint allerdings als ungeeignet, da es nicht berücksichtigt, dass wärmegeführte KWK-Anlagen an kalten Tagen zur HT-Zeit in der Regel mit voller Leistung betrieben werden. Gerade diese 1/4-h-Leistungswerte sind mit der Nennleistung der Anlagen anzusetzen.

Als sachgerecht erscheint auch, dass für den Ausgleich der zwangsläufigen Abweichung zwischen den 1/4-h-Leistungswerten des standardisierten Lastprofils und der tatsächlich eingespeisten Leistung dem Netzbetreiber ein Entgelt zusteht, das mit dem Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte verrechnet wird. Dieser Pauschalierungsabschlag darf den Pauschalierungszuschlag bei Verwendung von standardisierten Lastprofilen für Strombezieher ohne Leistungsmessung nicht überschreiten; auch darin ist der Anlage 6 a zuzustimmen.

Allerdings muss festgehalten werden, dass mit dem Pauschalierungsabschlag die **Einspeisung in das Standard-Lastprofil veredelt** wurde, das nun als Fahrplan zwischen Bilanzkreisen gehandelt werden kann. Daher sind bei der Bepreisung des so eingespeisten KWK-Stroms **zur Ermittlung des „üblichen Preises“** entsprechend dem KWKmodG **keinerlei weitere Abschläge zulässig**. So können z.B. zur Bewertung die ungeschmälernten Spotmarkt-Stundenwerte der EEX eingesetzt werden.

Aus den (von Volllastbetriebsstunden abhängigen) Standard-Lastprofilen der Erzeugung wird mit der erzeugten Arbeit und der Nennleistung der Erzeugungsanlage ein Lastprofil der Erzeugung errechnet. Bei Volleinspeisung ist dieses Lastprofil auch das Lastprofil der Einspeisung und kann zur Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte genauso herangezogen werden wie ein gemessenes Lastprofil.

Die Einspeisung der wärmegeführten kleinen KWK-Anlagen ist für den Netzbetreiber gut prognostizierbar, vor allem bei der Durchmischung, die sich beim Einsatz vieler Anlagen ergibt. Daher erscheint es als denkbar, auch als Ersatz für die vermiedenen Netznutzungsentgelte der Einspeisungs-Netzebene (siehe Abschnitt 5), für kleine KWK-Anlagen, die eine Mindest-Volllastbetriebsstundendauer erreichen (z.B. ab 2.500 h/a), dass grundsätzlich ein Leistungsanteil für das Entgelt der vermiedenen Netznutzungsentgelte entsprechend der vollen Nennleistung gewährt wird. Eine genauere Prüfung eines solchen Ansatzes war allerdings im Rahmen des Kurzgutachtens zeitlich nicht möglich.

Versorgt eine Erzeugungsanlage ohne Leistungsmessung einen oder mehrere Stromverbraucher ohne Leistungsmessung, so ist die sich zufällig ergebende Überschuss-Stromeinspeisung kaum prognostizierbar. Auf diese kommt es aber auch nicht an, denn für die Verhältnisse im Netz ist es unerheblich, ob der erzeugte Strom (dessen Lastverlauf durch das standardisierte Erzeugungsprofil beschrieben werden kann) durch den Eigenerzeuger oder durch einen benachbarten Netzkunden verbraucht wurde. Es ist daher sachgerecht anzunehmen, dass der Zusatzstrombezug dem standardisierten Lastprofil eines Vollstrombeziehers folgt und dass die Teileinspeisung dem standardisierten Erzeugungsprofil einer entsprechenden (kleineren) Erzeugungsanlage entspricht. Denkbar wäre eine gedankliche Aufteilung der Erzeugungsanlage in einen einspeisenden und einen selbstversorgenden Teil, entsprechend der eingespeisten und der selbstverbrauchten elektrischen Arbeit. Hierfür können auch aufgezeichnete Betriebsdaten des Betreibers herangezogen werden.

Das *Berechnungsverfahren der Anlage 6 a 4* erscheint hingegen aus folgenden Gründen als **unzutreffend und nicht sachgerecht**.

- ? Es ist unbegründet, die für die Bewertung des Leistungsanteils der vermiedenen Netznutzungsentgelte maßgebende Jahresbenutzungsdauer aus der eingespeisten Arbeit geteilt durch Nennleistung der Erzeugungsanlage zu bestimmen. Vielmehr ist auf geeignete Weise (z.B. aus aufgezeichneten Betriebsdaten) eine Einspeiseleistung zu ermitteln, die niedriger als die Nennleistung sein wird, z.B. wenn aus der Anlage die Grundlast des Eigenverbrauchs gedeckt wird. Im Übrigen wird auf die obige Diskussion (gedankliche Aufteilung der Anlage in einspeisenden und selbstversorgenden Teil) verwiesen.
- ? Es ist unbegründet, bei Einspeisung unter 2.500 Jahresbenutzungstunden den Leistungsanteil generell zu verweigern. Dies widerspricht auch der Verwendung standardisierter Erzeugungsprofile.
- ? Es ist unbegründet, für die Bewertung des Leistungsanteils einen Faktor  $T \times (T - 2.500 \text{ h}) / 8.760 \text{ h} \times (8.760 \text{ h} - 2.500 \text{ h})$  zu verwenden. Es ist offensichtlich nicht sachgerecht, eine Einspeisung über 8.760 h zum Vergleichsmaßstab zu machen! Eine KWK-Anlage, die ihre Nennleistung über 6.000 Volllastbetriebsstunden einspeist und bei Wärmeführung somit mit großer Sicherheit auch zum Zeitpunkt des Auftretens der Jahreshöchstlast des Bezugs in Betrieb ist, bekommt so nur für 38,3 % der Nennleistung den Leistungspreis!

In Bezug auf den Ausschluss der Umspannung aus der Ermittlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte sowie die Problematik des Abschlags für bestellte Reserve-netzkapazität kann auf die Ausführungen unter (a) und (d) verwiesen werden.

## 7. Modellrechnung der Entgelte für dezentraler Einspeisung

Im Rahmen des Gutachtens (siehe Anhang D1) wurde eine Modellrechnung durchgeführt, mit der die durchschnittlichen Entgelte für dezentrale Einspeisung und deren volkswirtschaftliche Dimension aus der Kostenwälzung zwischen den Spannungsebenen abgeschätzt wurden.

Die Modellrechnung hat ergeben:

gezahlte Netznutzungsentgelte	ca. 12.300 Mio. €/a	
vermiedene Netznutzungsentgelte	ca. 800 Mio. €/a	
davon		
in der Niederspannung	ca. 150 Mio. €/a	(1,50 Ct/kWh)
in der Mittelspannung	ca. 190 Mio. €/a	(0,93 Ct/kWh)
in der Hochspannung	ca. 460 Mio. €/a	(0,66 Ct/kWh)

Hingegen bewegen sich nach Marktbeobachtungen die nach Anlage 6 der VV II plus für **Nieder- und Mittelspannung** gezahlten vermiedenen Netznutzungsentgelte zwischen 0,25 und 0,50 Ct/kWh, womit der errechnete Betrag vorsichtig geschätzt um **ca. 200 Mio. €/a unterschritten** wird, wobei rund 53 Mio. €/a auf den Ausschluss der Umspannung zurückzuführen sind.

Die nach dem individuellen Lösungsansatz der Anlage 6 für Einspeisung in die **Hochspannung** vereinbarten vermiedenen Netznutzungsentgelte werden vertraulich behandelt. Bekannt ist der Vorschlag eines Netzbetreibers, zur „Vereinfachung des Abwicklungsprozesses“ eine auf Arbeitspreise umgerechnete Vergütung von 0,23 Ct/kWh zu zahlen. Die tatsächlich gezahlten vermiedenen Netznutzungsentgelte für Einspeisung in die Hochspannung dürften somit **100 bis 200 Mio. €/a unter dem errechneten Betrag** liegen, wobei über 70 Mio. €/a auf den Ausschluss der Umspannung zurückzuführen sind.

Durch eine zweite Modellrechnung (siehe Anhang D2) wurde zusätzlich durch eine Zuordnung der Verbraucher zu Kraftwerken errechnet, welche Netznutzungsentgelte sich ergeben würden, wenn diese nicht von den Stromverbrauchern, sondern von den Einspeisern zu zahlen wären. Diese Kontrollrechnung soll zeigen, ob durch die Entgelte für dezentrale Einspeisung die unterschiedliche Inanspruchnahme der Netze durch zentrale und dezentrale Kraftwerke richtig wiedergegeben wird. Beide Rechenverfahren müssten theoretisch zu gleichen Ergebnissen führen.

Wenn die gezahlten Netznutzungsentgelte den Kraftwerken zugeordnet werden, ergeben sich folgende Netznutzungsentgelte für Kraftwerke:

NSP-Einspeiser	ca. 180 Mio. €/a	(1,80 Ct/kWh)
HöSP-Einspeiser für NSP-Verbraucher	ca. 7.500 Mio. €/a	(3,94 Ct/kWh)
MSP-Einspeiser	ca. 160 Mio. €/a	(0,77 Ct/kWh)
HöSP-Einspeiser für MSP-Verbraucher	ca. 3.000 Mio. €/a	(1,94 Ct/kWh)
HoSP-Einspeiser	ca. 250 Mio. €/a	(0,34 Ct/kWh)
HöSP-Einspeiser für HoSP-Verbraucher	ca. 270 Mio. €/a	(0,91 Ct/kWh)
HöSP-Einspeiser für HöSP-Verbraucher	ca. 120 Mio. €/a	(0,48 Ct/kWh)

Die in der Modellrechnung ermittelten Differenzen der Kraftwerks-Netznutzungsentgelte bei einer Versorgung aus der jeweiligen Netzebene und dem Bezug aus dem Höchstspannungsnetz sind in der Nieder- und Mittelspannung größer, als die durch Kostenwälzung errechneten vermiedenen Netznutzungsentgelte.

	Vermiedene Netznutzungsentgelte (Ct/kWh)	Differenz Kraftwerks-Netznutzungsentgelte (Ct/kWh)
Niederspannung	1,50	2,14
Mittelspannung	0,93	1,17
Hochspannung	0,66	0,57

Dies deutet darauf hin, dass die HöSP-Einspeisung das Gesamtnetz mehr belastet, als es die für dezentrale Einspeiser gewährten Entgelte für vermiedene Netznutzungsentgelte ausdrücken. Zu prüfen wäre daher, ob dies bei der diskutierten Einführung einer G-Komponente (Generation) in den Netznutzungsentgelten durch einen Malus für zentrale Einspeisung ausgeglichen werden könnte. Dieser könnte regional unterschiedlich sein, um eine **verbrauchernahe Allokation der Kraftwerke** zu begünstigen.

## D. Anhang (Modellrechnungen)

### 1. Kostenwälzung bei dezentraler Einspeisung

#### Modelldaten

In dem Beispiel (siehe Bild 4) wird versucht, die tatsächlichen Verhältnisse im deutschen Stromnetz darzustellen, um die volkswirtschaftliche Größenordnung der durch dezentrale Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte näherungsweise abzuschätzen. Da nach Spannungsebenen differenzierte Daten der Netzeinspeisungen und -entnahmen fehlen, werden dem Modell grobe Schätzzahlen zu Grunde gelegt.

Unter Vernachlässigung von Netzverlusten wird von einem Stromfluss von insgesamt 500 Mrd. kWh/a ausgegangen. (Die tatsächliche Netto-Stromerzeugung lag 2001 laut VDEW bei 540,5 Mrd. kWh, der Verbrauch aus dem Stromnetz wird für 2000 mit ca. 473 Mrd. kWh angegeben.)

Ausgehend von der durch den VDEW für das Jahr 2000 ermittelten Verteilung des Stromverbrauchs auf einzelne Verbrauchergruppen wird der Verbrauchsanteil in einzelnen Spannungsebenen abgeschätzt:

Tabelle 1. Anteile am Stromverbrauch nach Spannungsebenen

Verbrauchergruppe	Anteil am Stromverbrauch (in %)				
	gesamt	in HöSP	in HoSP	in MSP	in NSP
Industrie	45	4	19	21	1
Haushalte	28	-	-	-	28
Handel/Gewerbe	15	-	-	10	5
Öff. Einrichtungen	8	-	-	4	4
Verkehr	2	1	1	-	-
Landwirtschaft	2	-	-	-	2
Gesamt	100	5	20	35	40

Mit der jeweils geschätzten Jahresbenutzungsdauer (TB) ergibt sich aus dem Verbrauch die dazugehörige Verbrauchsleistung. Legt man die Gleichzeitigkeitsgeraden zu Grunde, wie sie die RWE Net bei der Berechnung ihrer Netznutzungsentgelte verwendet, können dann für die einzelnen Spannungsebenen die Jahreshöchstlasten des Bezugs (Pmax) abgeschätzt werden:

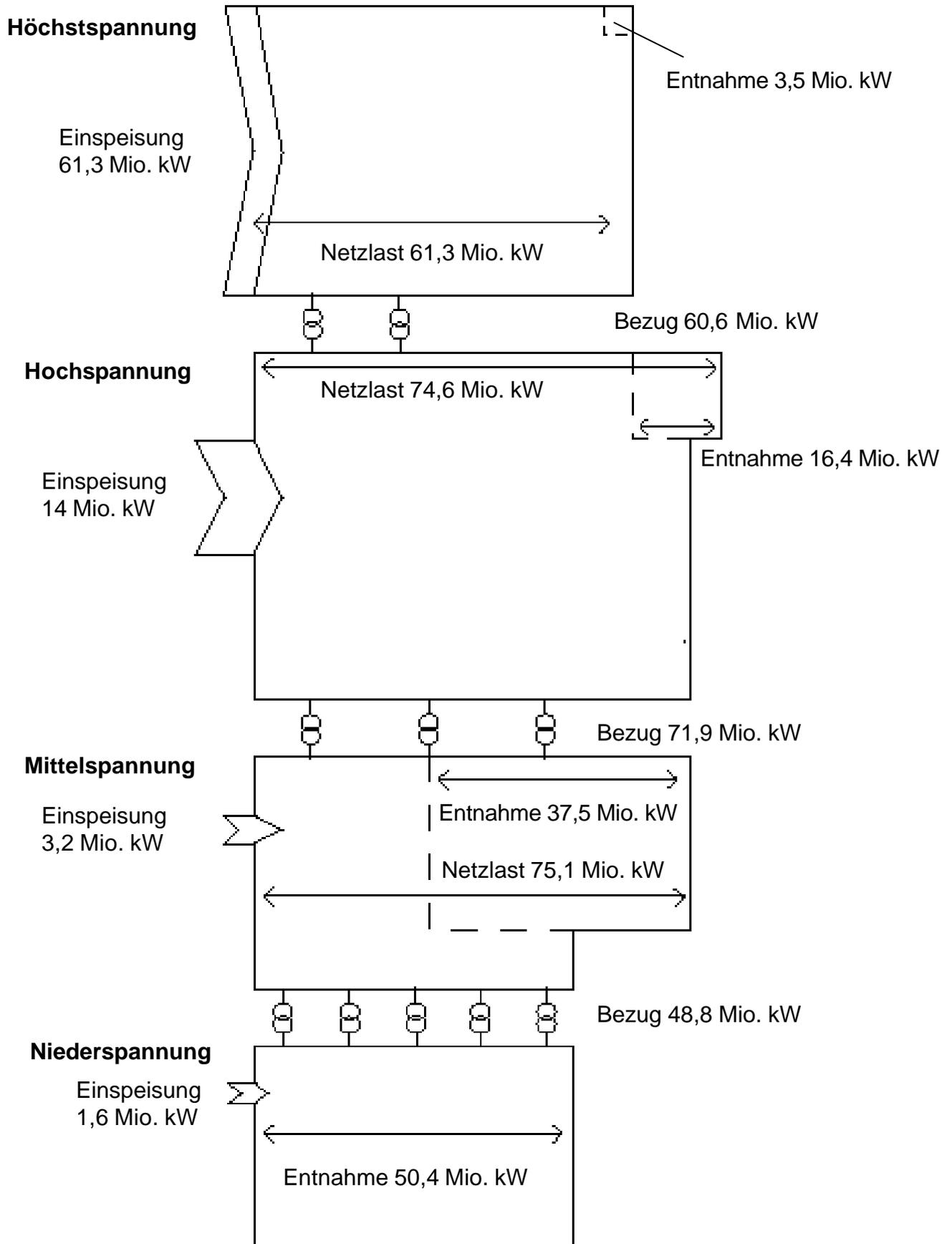
Tabelle 2: Stromverbrauch nach Spannungsebenen

Spannungsebene	Verbrauch (Mrd. kWh/a)	TB (h/a)	Verbrauchsleistung (Mio. kW)	g-Faktor	Pmax (Mio. kW)
Hö	25	6.250	4	0,88	3,52
Ho	100	5.000	20	0,82	16,4
M	175	3.500	50	0,75	37,5
N	200	2.500	80	0,63	50,4

Die Kraftwerksleistung in den einzelnen Spannungsebenen, ihre Vollastbetriebsstundenzahl (TV) sowie ihr Gleichzeitigkeitsfaktor in Bezug auf die Netzhöchstlast wurden ebenfalls aus den VDEW-Daten abgeschätzt.

**Bild 4: Lastflüsse bei der Kostenwälzung**

(Beiträge der Entnahmen, der Einspeisung und des Bezugs zur Jahreshöchstlast)



Der g-Faktor in der NSP und MSP wird mit 0,8 angenommen, da es sich fast ausschließlich um wärmegeführte Anlagen handelt, die zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast (kältester Tag des Jahres) mit hoher Wahrscheinlichkeit in Betrieb sind. Da auch ein Teil der Kraftwerke in der HoSP wärmegeführt ist, wird dort ein etwas höherer g-Faktor als in der HöSP angenommen. Die g-Faktoren orientieren sich auch an der am 17.12.2001 im Netz gemessenen Jahreshöchstlast von 78,2 Mio. kWh.

Tabelle 3: Stromeinspeisung nach Spannungsebenen

Spannungsebene	Kraftwerksleistung (Mio. kW)	TV (h/a)	Einspeisung (Mrd. kWh/a)	g-Faktor	Pmax (Mio. kW)
Hö	100	4.000	400	0,61	61,3
Ho	20	3.500	70	0,7	14
M	4	5.000	20	0,8	3,2
N	2	5.000	10	0,8	1,6

### Berechnung der Kostenwälzung

Für die Berechnung der Kostenwälzung werden die Daten der Tabelle 2 und 3 mit den aktuellen Netznutzungsentgelten der RWE Net bewertet. Abzüge für bestellte Reservenetzkapazität wurden nicht vorgenommen, weil die tatsächlich vermiedenen Netznutzungsentgelte ermittelt wurden. Die Verfügbarkeit der Kraftwerke ist bereits in deren g-Faktoren berücksichtigt. Würde man in der Rechnung bestellte Netzreservekapazität berücksichtigen, müssten höhere Beiträge der Kraftwerke zur Jahreshöchstlast berücksichtigt werden. Bei langjähriger Betrachtung müssen beide Betrachtungsweisen (mit und ohne bestellte Reservenetzkapazität) zu gleichen Ergebnissen führen, wenn die Reduktionsfaktoren der Leistungsvergütung richtig angesetzt sind.

### Niederspannungsnetz (NSP)

Einnahmen der NSP-Netzbetreiber (NNE der NSP-Verbraucher)

Leistungsentgelt:  $75,17 \text{ €/kWa} \times 80 \text{ Mio. kW} = 6.013,6 \text{ Mio. €/a}$   
 Arbeitsentgelt:  $0,93 \text{ Ct/kWh} \times 200 \text{ Mrd. kWh/a} = 1.860,0 \text{ Mio. €/a}$   
 Summe:  $7.873,6 \text{ Mio. €/a}$

Kostenwälzung MSP/NSP bei Normalbezug

Pmax in NSP:  $80 \text{ Mio. kW} \times 0,63 = 50,4 \text{ Mio. kW}$

Arbeit in NSP:  $200 \text{ Mrd. kWh/a}$

Umspannung:  $15,05 \text{ €/kWa} \times 50,4 \text{ Mio. kW} = 758,5 \text{ Mio. €/a}$   
 Leistung:  $52,81 \text{ €/kWa} \times 50,4 \text{ Mio. kW} = 2.661,6 \text{ Mio. €/a}$   
 Arbeit:  $0,43 \text{ Ct/kWh} \times 200 \text{ Mrd. kWh/a} = 860,0 \text{ Mio. €/a}$   
 Summe:  $4.280,1 \text{ Mio. €/a}$

Kostendeckung NSP (Einnahmen – Kostenwälzung Norm.):  $3.593,5 \text{ Mio. €/a}$

Tatsächliche Kostenwälzung MSP/NSP bei Berücksichtigung der NSP-Einspeisung  
Pmax in NSP: 50,4 Mio. kW – 1,6 Mio. kW = 48,8 Mio. kW  
Arbeit in NSP: 200 Mrd. kWh/a – 10 Mrd. kWh = 190 Mrd. kWh/a  
Umspannung: 15,05 €/kWa x 48,8 Mio. kW = 734,4 Mio. €/a (- 24,1 Mio. €/a)  
Leistung: 52,81 €/kWa x 48,8 Mio. kW = 2.577,1 Mio. €/a (- 84,5 Mio. €/a)  
Arbeit: 0,43 Ct/kWh x 190 Mrd. kWh/a = 817,0 Mio. €/a (- 43,0 Mio. €/a)  
Summe: 4.128,5 Mio. €/a (-151,6 Mio. €/a)

Vermiedene NNE NSP-Einspeisung: 151,6 Mio. €/a (1,5 Ct/kWh)

#### *Mittelspannungsnetz (MSP)*

Einnahmen der MSP-Netzbetreiber  
Tatsächliche Kostenwälzung von NSP: 4.128,5 Mio. €/a  
NNE der MSP-Verbraucher  
Leistung: 52,81 €/kWa x 50 Mio. kW = 2.640,5 Mio. €/a  
Arbeit: 0,43 €/kWh x 175 Mrd. kWh/a = 752,5 Mio. €/a  
  
Summe: 7.521,5 Mio. €/a

#### Kostenwälzung HoSP/MSP bei Normalbezug

Bezug NSP in MSP: 48,8 Mio. kW, 190 Mrd. kWh/a, TB = 3.893 h/a, g = 0,77  
Pmax in MSP: 50,0 Mio. kW MSP x 0,75 + 48,8 Mio. kW x 0,77 NSP = 75,1 Mio. kW  
Arbeit in MSP: 175 Mrd. kWh/a MSP + 190 Mrd. kWh/a NSP = 365 Mrd. kWh/a  
Umspannung: 9,04 €/kWa x 75,1 Mio. kW = 678,9 Mio. €/a  
Leistung: 31,99 €/kWa x 75,1 Mio. kW = 2.402,4 Mio. €/a  
Arbeit: 0,27 Ct/kWh x 365 Mrd. kWh/a = 985,5 Mio. €/a  
Summe: 4.066,8 Mio. €/a

Kostendeckung MSP (Einnahmen – Kostenwälzung Norm.): 3.454,7 Mio. €/a

#### Tatsächliche Kostenwälzung HoSP/MSP bei Berücksichtigung der MSP-Einspeisung

Pmax in MSP: 75,1 Mio. kW – 3,2 Mio. kW = 71,9 Mio. kW  
Arbeit in MSP: 365 Mrd. kWh/a – 20 Mrd. kWh/a = 345 Mrd. kWh/a  
Umspannung: 9,04 €/kWa x 71,9 Mio. kW = 650,0 Mio. €/a (- 28,9 Mio. €/a)  
Leistung: 31,99 €/kWa x 71,9 Mio. kW = 2.300,1 Mio. €/a (- 102,3 Mio. €/a)  
Arbeit: 0,27 Ct/kWh x 345 Mrd. kWh/a = 931,5 Mio. €/a (- 54,0 Mio. €/a)  
Summe: 3.881,6 Mio. €/a (- 185,2 Mio. €/a)

Vermiedene NNE MSP-Einspeisung: 185,2 Mio. €/a (0,93 Ct/kWh)

#### *Hochspannungsnetz (HoSP)*

Einnahmen der HoSP-Netzbetreiber  
Tatsächliche Kostenwälzung von MSP: 3.881,6 Mio. €/a  
NNE der HoSP-Verbraucher  
Leistung: 31,99 €/kWa x 20 Mio. kW = 639,8 Mio. €/a  
Arbeit: 0,27 €/kWh x 100 Mrd. kWh/a = 270,0 Mio. €/a  
  
Summe: 4.791,4 Mio. €/a

Kostenwälzung HöSP/HoSP bei Normalbezug

Bezug MSP in HoSP: 71,9 Mio. kW, 345 Mrd. kWh/a, TB = 4.798 h/a, g = 0,81

Pmax in HoSP: 20,0 Mio. kW HoSP x 0,82 + 71,9 Mio. kW MSP x 0,81 = 74,6 Mio. kW

Arbeit in HoSP: 100 Mrd. kWh/a HoSP + 345 Mrd. kWh/a MSP = 445 Mrd. kWh/a

Umspannung: 5,09 €/kWa x 74,6 Mio. kW =	379,7 Mio. €/a
Leistung: 19,96 €/kWa x 74,6 Mio. kW =	1.489,0 Mio. €/a
Arbeit: 0,16 Ct/kWh x 445 Mrd. kWh/a =	712,0 Mio. €/a
Summe:	2.580,7 Mio. €/a

Kostendeckung HoSP (Einnahmen – Kostenwälzung Norm.): 2.210,7 Mio. €/a

Tatsächliche Kostenwälzung HöSP/HoSP bei Berücksichtigung der HoSP-Einspeisung

Pmax in HoSP: 71,9 Mio. kW – 14 Mio. kW = 60,6 Mio. kW

Arbeit in HoSP: 445 Mrd. kWh/a – 70 Mrd. kWh/a = 375 Mrd. kWh/a

Umspannung: 5,09 €/kWa x 60,6 Mio. kW =	308,5 Mio. €/a (- 71,2 Mio. €/a)
Leistung: 19,96 €/kWa x 60,6 Mio. kW =	1.209,6 Mio. €/a (- 279,4 Mio. €/a)
Arbeit: 0,16 Ct/kWh x 375 Mrd. kWh/a =	600,0 Mio. €/a (- 112,0 Mio. €/a)
Summe:	2.118,1 Mio. €/a (- 462,6 Mio. €/a)

Vermiedene NNE HoSP-Einspeisung: 462,6 Mio. €/a (0,66 Ct/kWh)

*Höchstspannungsnetz (HöSP)*

Bezug HoSP in HöSP: 60,6 Mio. kW, 375 Mrd. kWh/a

Entnahme in HöSP: 4 Mio. kW HöSP, 25 Mrd. kWh/a

Einspeisung in HöSP 61,3 Mio. kW = Pmax in HöSP

Arbeit in HöSP: 25 Mrd. kWh/a HöSP + 375 Mrd. kWh/a = 400 Mrd. kWh/a

Einnahmen der HöSP-Netzbetreiber

Tatsächliche Kostenwälzung von HoSP: 2.118,1 Mio. €/a

NNE der HöSP-Verbraucher

Leistung: 19,96 €/kWa x 4 Mio. kW = 79,8 Mio. €/a

Arbeit: 0,16 €/kWh x 25 Mrd. kWh/a = 40,0 Mio. €/a

Summe: 2.237,9 Mio. €/a

Summe Zahlungen NNE 12.296,2 Mio. €/a

Summe Kostendeckung Netz bei Normbezug 11.496,8 Mio. €/a

Differenz 799,4 Mio. €/a

Vermiedene NNE 799,4 Mio. €/a

## 2. Beanspruchung der Netze durch Kraftwerke

Zur Beurteilung, ob die nach VV II plus für dezentrale Einspeisung gewährten Entgelte für vermiedene Netznutzungsentgelte der vorgelagerten Netzebenen den *Wettbewerb unter Kraftwerken* nicht verzerren, wurde mit den Zahlen des obigen Beispiels versucht, Netznutzungsentgelte der Kraftwerke zu berechnen. Dabei wurde die Kostenwälzung nur auf den Lastfluss angewendet, der von der HöSP ausgeht (siehe Bild 5). Hingegen sind den Einspeisungen in den nachgeordneten Spannungsebenen spannungsgleiche Verbraucher zugeordnet worden, deren Netznutzungsentgelte nur mit der Briefmarke dieser Spannungsebene bewertet wurden. Die Briefmarken sind aus der Kostendeckung der Spannungsebene nach Abzug der tatsächlichen Kosten der Umspannung errechnet worden. Angesetzt sind die Netznutzungsentgelte der RWE Net.

Für die Briefmarken gilt:

$$B_{NSP} = 3.593,5 \text{ Mio. €/a} : 50,4 \text{ Mio. kW} = 71,30 \text{ €/kWa}$$

$$B_{MSP} = (3.454,7 \text{ Mio. €/a} - 734,4 \text{ Mio. €/a}) : 75,1 \text{ Mio. kW} = 36,22 \text{ €/kWa}$$

$$B_{HoSP} = (2.210,7 \text{ Mio. €/a} - 650,0 \text{ Mio. €/a}) : 74,6 \text{ Mio. kW} = 20,92 \text{ €/kWa}$$

Entlang der Lastflüsse ergeben sich für die Kraftwerke folgende Netznutzungsentgelte:

### *NSP-Einspeisung für NSP-Verbraucher*

Arbeit 10 Mrd. kWh/a

Leistung zugeordnete Verbraucher 4 Mio. kW

Netznutzungskosten  $4 \text{ Mio. kW} \times 0,63 \times 71,30 \text{ €/kWa} = 179,7 \text{ Mio. €/a}$  (1,80 Ct/kWh)

### *HöSP-Einspeisung für NSP-Verbraucher*

Arbeit 190 Mrd. kWh/a

Leistung zugeordnete Verbraucher 76 Mio. kW

Netznutzungskosten  $76 \text{ Mio. kW} \times 75,17 \text{ €/kWa} + 190 \text{ Mrd. kWh/a} \times 0,93 \text{ Ct/kWh} =$   
 $7.479,9 \text{ Mio. €/a}$  (3,94 Ct/kWh)

### *MSP-Einspeisung für MSP-Verbraucher*

Arbeit 20 Mrd. kWh/a

Leistung zugeordnete Verbraucher 5,7 Mio. kW

Netznutzungskosten  $5,7 \text{ Mio. kW} \times 0,75 \times 36,22 \text{ €/kWa} =$   
 $154,8 \text{ Mio. €/a}$  (0,77 ct/kWh)

### *HöSP-Einspeisung für MSP-Verbraucher*

Arbeit 155 Mrd. kWh/a

Leistung zugeordnete Verbraucher 44,3 Mio. kW

Netznutzungskosten  $44,3 \text{ Mio. kW} \times 52,81 \text{ €/kWa} + 155 \text{ Mrd. kWh/a} \times 0,43 \text{ Ct/kWh} =$   
 $3.006,0 \text{ Mio. €/a}$  (1,94 Ct/kWh)

### *HoSP-Einspeisung für HoSP-Verbraucher*

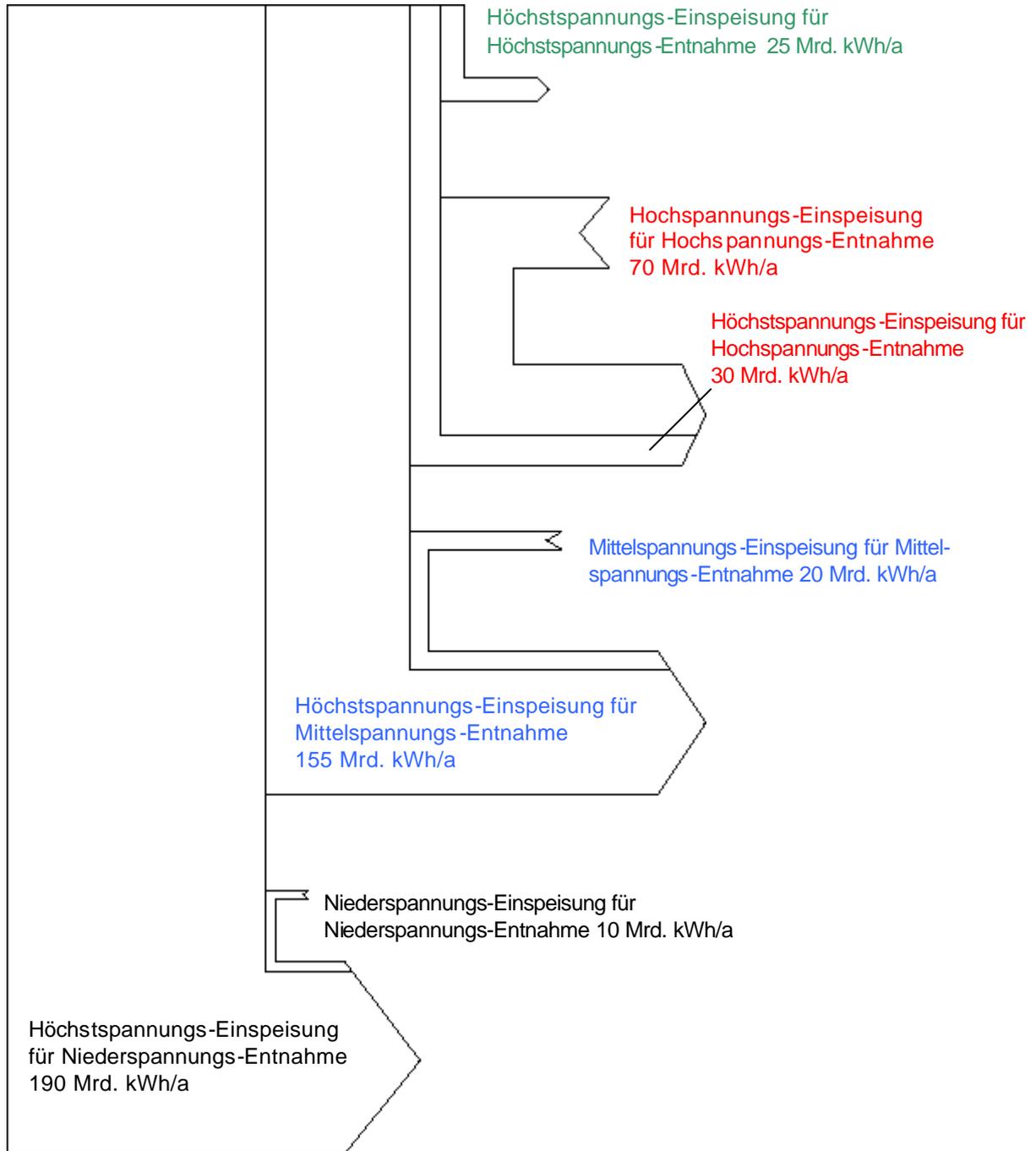
Arbeit 70 Mrd. kWh/a

Leistung zugeordnete Verbraucher 14 Mio. kW

Netznutzungskosten  $14 \text{ Mio. kW} \times 0,82 \times 20,92 \text{ €/kWa} = 240,2 \text{ Mio. €/a}$  (0,34 Ct/kWh)

### Bild 5: Lastfluss der Einspeisung

Höchstspannungs-Einspeisung 400 Mrd. kWh/a



*HöSP-Einspeisung für HoSP-Verbraucher*

Arbeit 30 Mrd. kWh/a

Leistung zugeordnete Verbraucher 6 Mio. kW

Netznutzungskosten  $6 \text{ Mio. kW} \times 31,99 \text{ €/kWa} + 30 \text{ Mrd. kWh/a} \times 0,27 \text{ Ct/kWh} =$   
272,9 Mio. €/a (0,91 Ct/kWh)

*HöSP-Einspeisung für HöSP-Verbraucher*

Arbeit 25 Mrd. kWh/a

Leistung zugeordnete Verbraucher 4 Mio. kW

Netznutzungskosten  $4 \text{ Mio. kW} \times 19,96 \text{ €/kWa} + 25 \text{ Mrd. kWh/a} \times 0,16 \text{ Ct/kWh} =$   
119,8 Mio. €/a (0,48 Ct/kWh)

Daraus ergeben sich Netznutzungsentgelte für Kraftwerke:

NSP-Einspeiser	10 Mrd. kWh/a	179,7 Mio. €/a	(1,80 Ct/kWh)
MSP-Einspeiser	20 Mrd. kWh/a	154,8 Mio. €/a	(0,77 Ct/kWh)
HoSP-Einspeiser	70 Mrd. kWh/a	240,2 Mio. €/a	(0,34 Ct/kWh)
HöSP-Einspeiser	400 Mrd. kWh/a	10.878,6 Mio. €/a	(2,72 Ct/kWh)

Da die Rechnung dadurch beeinflusst ist, welche Verbraucher welcher Einspeisung zugeordnet werden, wäre eine zusätzliche Sensibilitätsanalyse nötig, die im Rahmen des Kurzgutachtens nicht geleistet werden kann.