

Positionspapier

Netzentgeltsystematik Strom

BDEW-Eckpunkte zur Weiterentwicklung

Berlin, 28. April 2015

Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Hintergrund.....	4
3	Optionen zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik	4
3.1	Anpassungspotenziale hinsichtlich Struktur und Parametern	4
3.1.1	Untersuchungsgegenstand der Consentec-Analysen.....	4
3.1.2	Bewertungskriterien	6
3.1.3	Ergebnisse der Consentec-Analyse	6
3.1.4	Empfehlungen des BDEW	11
3.2	Vermiedene Netzentgelte.....	12
3.3	Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten	13
3.4	Energiespeicher	15
4	Sondernetzentgelte.....	16
4.1	Rechtliche Grundlagen	18
4.2	Eckpunkte für Sondernetzentgelte	19
5	Bundeseinheitliche Netzentgelte	21

1 Zusammenfassung

In den letzten Jahren wird verstärkt infrage gestellt, ob die derzeitige Systematik für die Ermittlung von Entgelten für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen den Anforderungen der Energiewende gerecht wird und eine faire Kostenverteilung sicher stellt. Diskutiert werden einerseits Änderungen bei einzelnen Komponenten, andererseits werden auch neue Komponenten oder grundsätzliche Änderungen der Systematik vorgeschlagen.

Der BDEW hat die Diskussion aktiv begleitet und wertschöpfungsstufenübergreifend Branchenpositionen entwickelt und eingebracht. In dem vorliegenden Positionspapier werden nun die wesentlichen Aspekte bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom gesamthaft betrachtet und bewertet. In das Positionspapier sind die Arbeitsergebnisse aus mehreren Gremien des BDEW eingeflossen, die sich mit den unterschiedlichen Anpassungsoptionen befasst haben.

Eckpunkte für die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik:

- Die bestehende Netzentgeltsystematik hat sich im Grundsatz bewährt und sollte im Kern auch im Hinblick auf die Herausforderungen der Energiewende beibehalten werden. Auf den höheren Netzebenen besteht kein Anpassungsbedarf der Systematik. Bereits jetzt wird über die Leistungspreise ein sehr hoher Erlösanteil erzielt. Aktuell wird die Einführung weiterer Preisbestandteile (allgemeiner Grundpreis, kapazitätsbezogene Elemente) nicht empfohlen. In der Niederspannungsebene sollte für Kunden mit Standardlastprofilen ein signifikanter Erlös-Anteil über den Grundpreis (zu Lasten des Arbeitspreises) erzielt werden. Damit könnte im bestehenden Rechtsrahmen verursachungsgerecht die Bevorteilung von Anschlussnutzern mit Eigenerzeugung reduziert werden (Vermeidung Entsolidarisierung). Vor einer möglichen Einführung von intelligenten Messsystemen ist zu prüfen, unter welchen Bedingungen die Umstellung auf ein LP/AP-Netzentgeltsystem sachgerecht sein kann.
- Bundeseinheitliche Netzentgelte sind aus Sicht des BDEW derzeit keine zielführende Lösung. Einerseits sind die Ursachen regional unterschiedlicher Entgelte vielfältig, andererseits handelt es sich bei einer Vereinheitlichung der Netzentgelte auch um strukturpolitische Fragestellungen, die regional zu sehr unterschiedlichen Auswirkungen führen.
- Im Hinblick auf die stark steigende dezentrale Erzeugungsleistung sollten vermiedene Netzentgelte die Entlastung des vorgelagerten Netzes angemessen reflektieren und deshalb nur für solche Erzeugungseinheiten gewährt werden, die aus der Sicht des Netzbetreibers steuerbar einspeisen und bei denen deshalb eine netzentlastende Wirkung vermutet werden kann. Entsprechend müssen die vermiedenen Netzentgelte für volatile Wind- und Photovoltaikeinspeisungen entfallen, die dem ursprünglichen Sinn der vermiedenen Netzentgelte nicht entsprechen.
- Der BDEW lehnt die Einführung einer G-Komponente in Deutschland weiterhin ab. Einerseits ist die von Befürwortern angeführte allokatonssteuernde Wirkung nicht in dem Maße gegeben wie oftmals angeführt. Andererseits kann eine G-Komponente auch nicht im Sinne einer „fairen Lastenverteilung“ entlastend für die Endkunden wirken, da zusätz-

liche Kosten für die Einspeiser über die Strombeschaffungskosten lediglich auf einem anderen Weg von den Endkunden getragen werden würden.

- Der BDEW schlägt vor, Stromspeicher im Stromversorgungssystem, sofern sie Strom beziehen und diesen wieder in das Netz einspeisen, von der Pflicht zur Zahlung von den Entgelten für den Netzzugang, einschließlich aller im Zusammenhang damit erhobenen gesetzlichen Zuschläge und Umlagen (z.B. KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Strom-NEV-Umlage, AbLaV-Umlage etc.) zu befreien.

2 Hintergrund

Die Stromnetze müssen zukünftig aufgrund der Energiewende wesentlich andere Herausforderungen bewältigen als in der Gegenwart sowie Vergangenheit. Grund dafür sind die weitreichenden Veränderungen in der Struktur der Stromerzeugung, aber auch in der Nutzung der Stromnetze durch Verbraucher (volatile und dezentrale Erzeugung, Eigenerzeugung/Selbstverbrauch, Lastmanagement, Elektromobilität). Vor diesem Hintergrund wird in der Branche, aber auch vom Bundeswirtschaftsministerium diskutiert, ob die bestehende Netzentgeltsystematik weiterentwickelt werden muss.

Der BDEW hat in seinen Fachgremien analysiert, ob und wie die Netzentgeltsystematik im Strombereich weiterentwickelt werden sollte. Ziel ist eine auch zukünftig sachgerechte Kostenallokation unter Berücksichtigung neuer Anforderungen der Energiewende.

3 Optionen zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik

Die Netzentgelte werden von den Netzbetreibern für ihr jeweiliges Netzgebiet unter Berücksichtigung der von den Regulierungsbehörden genehmigten Erlösobergrenzen kalkuliert. Generell spiegeln die Netzentgelte die Netzkosten des jeweiligen Netzbetreibers wider. Hinzu kommen die Kosten für die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen.

Für die allgemeine Netznutzung gelten die Regelungen des § 17 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zu Netzentgelten. Dazu gehören Leistungspreise (LP) und Arbeitspreise (AP). Für Entnahmen ohne Leistungsmessung kommen nur Arbeitspreise und ggf. Grundpreise (GP) zur Anwendung. Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung sowie Umlagen sind nicht Gegenstand der Betrachtung.

3.1 Anpassungspotenziale hinsichtlich Struktur und Parametern

3.1.1 Untersuchungsgegenstand der Consentec-Analysen

In Zusammenarbeit mit dem Gutachter Consentec wurden Anpassungspotenziale hinsichtlich der Struktur und Parameter der Netzentgeltsystematik analysiert. Dabei wurden die Wirkungen der Entgeltsystematik in der heutigen Ausgestaltung sowie in verschiedenen vorstellbaren Gestaltungsalternativen qualitativ und quantitativ untersucht und damit eine valide Grundlage für die Bewertung der unterschiedlichen Lösungsansätze geschaffen.

Die betrachteten Anpassungsoptionen lassen sich untergliedern nach Aspekten, die die Struktur der Netzentgeltsystematik betreffen und Aspekten, die die Ausprägung und Höhe von Entgeltkomponenten betreffen, wobei letztere nach Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) und nach Kunden mit Standardlastprofil (SLP) differenziert werden.

Folgende Varianten wurden qualitativ und/oder quantitativ analysiert und bewertet:

- Strukturelle Vereinfachung der vertikalen Kostenwälzung
 - ⇒ Reduktion von sieben auf vier tarifliche Netzebenen
 - ⇒ Ebenenunabhängiges Tarifmodell
- Gestaltungsoptionen für lastganggemessene Endverbraucher
 - ⇒ Bruttokomponente
 - ⇒ Erhöhung des Leistungspreises
 - ⇒ Einführung eines Grundpreises
 - ⇒ Einführung eines Kapazitätselements
- Gestaltungsoptionen für SLP-Letzterverbraucher
 - ⇒ Erhöhung des Grundpreisanteils
 - ⇒ Differenzierung des Grundpreises
 - ⇒ Tarifierung des Netzanschlusses

Die folgende Grafik veranschaulicht die betrachteten Anpassungsoptionen:

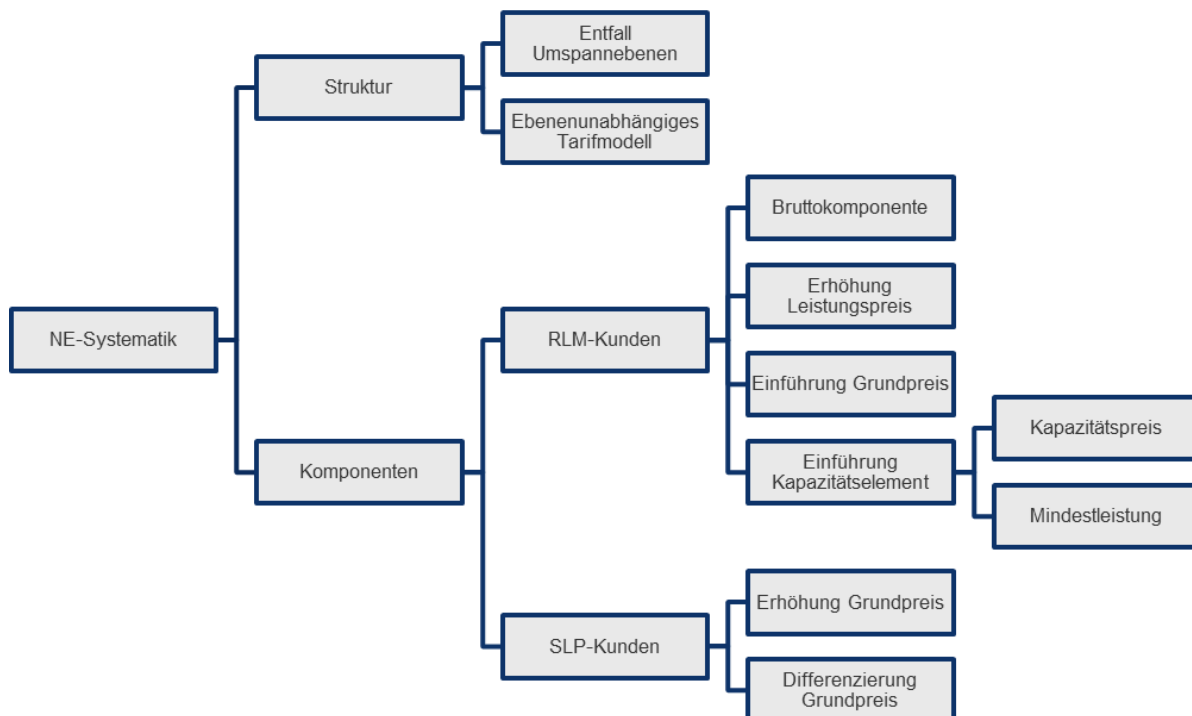


Abbildung: Übersicht der betrachteten Anpassungsoptionen

Der Untersuchungsgegenstand wurde eingegrenzt auf die durch Verbraucher mit und ohne Eigenerzeugung zu tragenden regulären Netzentgelte. Schwerpunkte waren dabei einerseits die Art der erhobenen Entgeltkomponenten (Leistungspreis, Arbeitspreis, Grundpreis, evtl. kapazitätsbezogene Elemente) und deren zahlenmäßige Relationen zueinander sowie andererseits die Ausgestaltung der vertikalen Kostenwälzung und damit die Differenzierung der Entgelte nach Netz- und Umspannebenen. Darüber hinaus gehende Aspekte der Netzentgeltsystematik (vgl. Abschnitte 3.2 ff) wurden in anderen Gremien des BDEW erörtert und waren nicht Gegenstand der Consentec-Analysen.

Ziel der Untersuchung war es, die Struktur der aktuellen Netzentgeltsystematik zu hinterfragen und zu analysieren, welche denkbaren Anpassungen in welchem Umfang zu einer Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit beitragen würden, wobei weiterhin eine ausgewogene Erfüllung der sonstigen Anforderungen an das Entgeltsystem zu fordern ist. Dabei wurden als weitere mögliche Anpassungen auch Maßnahmen zur Vereinfachung der Systematik geprüft.

Ausgehend von der heutigen Systematik wurden Gestaltungsvarianten entwickelt, die zunächst qualitativ auf ihre Wirkungen hinsichtlich verschiedener Beurteilungskriterien hin untersucht wurden. Unterstützend wurden bestimmte Gestaltungsaspekte zudem anhand einer quantitativen Modellierung näher analysiert.

3.1.2 Bewertungskriterien

Bei der Beurteilung der betrachteten Gestaltungsvarianten wurden die nachfolgend aufgeführten Kriterien berücksichtigt, wobei keine Gewichtung von Kriterien erfolgt:

- **Verursachungsgerechtigkeit** der Kostenallokation,
- **Anreizwirkungen** für die Netznutzer,
- Berücksichtigung **neuer Anforderungen** (Ermöglichung innovativer Vertriebsprodukte, Demand-Side-Management, Energieeffizienz, Elektromobilität)
- **Verteilungswirkungen** (Kostenallokation; Diskriminierungsfreiheit; Akzeptanz)
- **Umsetzbarkeit** und **Praktikabilität** (Datenbedarf, Komplexität, Umsetzungsaufwand)
- **Nachvollziehbarkeit** und **Transparenz**.

3.1.3 Ergebnisse der Consentec-Analyse

- **Strukturelle Vereinfachung der vertikalen Kostenwälzung**

⇒ **Reduktion der Anzahl tariflicher Netzebenen**

Eine Reduktion von sieben auf vier tarifliche Netzebenen (z. B. durch Zusammenfassung jeder der drei Umspannebenen mit ihrer jeweils unterlagerten Netzebene) würde die Komplexität der Netzentgeltsystematik reduzieren und bestimmten, gesamtwirtschaftlich oft nicht sinnvollen Anreizen zum Wechsel der Netzebenen entgegenwirken. Allerdings würden auch neue, unerwünschte Anreize entstehen oder verstärkt. Darüber hinaus lässt der mit einer solchen Änderung verbundene zunehmende Pauschalierungsgrad des Entgeltsystems ihre

Akzeptanzfähigkeit und praktische Umsetzbarkeit fraglich erscheinen. Schließlich verspricht eine solche Maßnahme keinen systematischen Beitrag zur Verbesserung der Verursachungsgerechtigkeit mit Blick auf die derzeit vordringlichen Entwicklungstendenzen (insbesondere Eigenerzeugung). Die damit erreichbaren Vorteile hinsichtlich einer Reduktion der Komplexität und Eindämmung von Anreizen zur Abwanderung in überlagerte Ebenen scheinen daher zumindest aus derzeitiger Sicht den zu erwartenden Durchsetzungs- und Umstellungsaufwand nicht zu rechtfertigen.

⇒ **Ebenenunabhängiges Tarifmodell**

Eine noch weitergehende Vereinfachung der Prinzipien zur vertikalen Kostenwälzung könnte darin bestehen, die Differenzierung der Entgelte nach Ebenen gänzlich aufzuheben und durch ein ebenenunabhängiges Tarifmodell, also eine Staffelung allein nach Eigenschaften des Verbrauchs, zu ersetzen. Ein solches Modell wird unter der Bezeichnung „Netzpartizipationsmodell“ (NPM) im Bereich der deutschen Gasverteilungsnetze angewandt. Bei genauer Betrachtung erscheint es jedoch nicht zielführend, im Stromsektor auf ein daran angelehntes netzebenenunabhängiges Entgeltmodell überzugehen. Einzelne Aspekte des NPM wie die a-priori-Festlegung der über LP und AP zu generierenden Erlösanteile können grundsätzlich auch ohne Einführung des NPM übernommen werden; die Kernmerkmale der Nichtberücksichtigung der tatsächlichen Anschlussebene und der Ermittlung des LP ohne Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitseffekten wären dagegen u.a. aufgrund von Fehlanreizen bezüglich der Anschlussebene und erheblichen Umverteilungseffekten nicht als sachgerecht anzusehen.

▪ **Gestaltungsoptionen für lastganggemessene Endverbraucher**

Ausgehend von der derzeitigen Netzentgeltsystematik wurde untersucht, inwiefern eine Änderung der Art und/oder zahlenmäßigen Relation von Netzentgeltkomponenten zielführend ist. Hierzu wurden zum einen zusätzliche oder alternative Entgeltkomponenten in Betracht gezogen, wie Entgelte auf Brutto- statt Nettoverbrauch, ein Grundpreis für RLM-Netznutzer oder ein sog. Kapazitätselement, das auf die vertraglich vereinbarte vorzuhaltende Leistung abstellt. Zum anderen wurde die Wirkung unterschiedlich hoher Erlösanteile untersucht, also der Anteile, die die – bestehenden oder neuen – Entgeltkomponenten am gesamten Netzentgeltaufkommen aller Netznutzer einer Netzebene haben. Dies beinhaltet insbesondere die Erhöhung des auf den Grund- bzw. Leistungspreis entfallenden Erlösanteils.

Bei den meisten der untersuchten Anpassungsoptionen liegen bestimmte Vorteile zunächst scheinbar auf der Hand. Bei genauerer Betrachtung relativieren sich diese jedoch vielfach, oder es werden Umsetzungshemmnisse, Seiteneffekte und andere Nachteile erkennbar.

⇒ **Bruttokomponente**

In der derzeitigen Netzentgeltsystematik werden AP und LP auf die aus dem Netz bezogene Elektrizität erhoben. Diese wird auch als Netto Bezug bezeichnet, der sich bei Kunden, die über Eigenerzeugung verfügen, von der Höhe des Letztverbrauchs, dem sog. Bruttoverbrauch, unterscheidet. Bei gegebenem Bruttoverbrauch wird durch zunehmende Eigenerzeugung die Nettoarbeit reduziert, nämlich um die von der Eigenerzeugungsanlage gedeckte

Arbeitsmenge.¹ Sofern die Eigenerzeugungsanlage zu Zeiten des höchsten Leistungsbedarfs läuft, verringert sich auch die Nettoleistung gegenüber der Bruttoleistung.

Mit Bruttokomponente ist eine Netzentgeltkomponente gemeint, die auf die Arbeit und/oder Leistung des Bruttoverbrauchs, also vor dessen teilweiser Deckung durch Eigenerzeugung, bezogen ist.² Bei ausschließlicher Entgeltabrechnung auf Basis des Bruttoverbrauchs, insbesondere auch der Bruttoleistung, würden die Netzentgelte allerdings keinen Anreiz setzen, die Eigenerzeugung zur Senkung der Netto-Bezugsspitze (zum richtigen Zeitpunkt aus Netz-sicht) zu nutzen. Darüber hinaus lassen Aspekte der Umsetzbarkeit und der Akzeptanz, die mit der heute fehlenden durchgängigen Messung der Eigenerzeugung zusammenhängen, die Einführung einer Bruttokomponente rechtlich mindestens fragwürdig erscheinen. Daher wird die Einführung einer Bruttokomponente als nicht zielführend angesehen.

⇒ **Erhöhung des Leistungspreises**

Das Verhältnis der Erlösanteile von LP und AP ergibt sich in der derzeitigen Entgeltsystematik aus der Parametrierung der sogenannten g-Kurve, die – im Rahmen der durch die Strom-NEV gesetzten Randbedingungen – aus den Eigenschaften des Kundenkollektivs folgt und mittels derer jeweils ein Paar von LP und AP für Kunden mit einer Benutzungsdauer von unterhalb bzw. oberhalb von 2.500 h/a berechnet wird.

Im Rahmen der bestehenden Systematik wäre eine geringfügige Erhöhung des LP durch Anpassung der Parametrierung bei der Berechnung der g-Kurve denkbar. Eine stärkere Erhöhung des auf den LP entfallenden Erlösanteils lässt sich erreichen, wenn man sich von der bisherigen Berechnungsvorschrift löst und einen als sachgerecht erachteten Erlösanteil für den LP explizit vorgibt. Dabei erscheint es stringenter, im Falle einer festen Vorgabe des LP-Erlösanteils auf einen einheitlichen LP je Netzebene überzugehen, also den Knickpunkt entfallen zu lassen.

Die durch Modellrechnungen unterstützte Untersuchung ergibt, dass in den Netzebenen HöS bis MS/NS die Einführung eines einheitlichen LP je Netzebene und eine Erhöhung des auf den LP entfallenden Erlösanteils grundsätzlich möglich erscheint. Beim Abwägen wünschenswerter und unerwünschter Effekte ist zu bedenken, dass der LP-Erlösanteil gerade in den Netzebenen HöS-MS/NS auch heute bereits recht hoch ist.

Für RLM-Kunden in der Niederspannungsebene, wo der auf den LP entfallende Erlösanteil heute deutlich geringer ist, tritt dagegen bei jeder nennenswerten Erhöhung des LP-Erlösanteils eine Tarifanomalie in der Form auf, dass die spezifischen Netzentgelte in NS für relevante Teile der Netznutzer geringer würden als – bei gleichem Abnahmeverhalten – in höheren Netzebenen. Dies gilt selbst dann, wenn nur in den Netzebenen HöS-MS/NS ein einheitlicher LP eingeführt und in der Niederspannungsebene die heutige g-Kurven-Parametrierung beibehalten würde.

¹ Dies setzt voraus, dass keine Rückspeisung erfolgt.

² Bei Netznutzern ohne Eigenerzeugung würde sie mit den entsprechenden Nettogrößen zusammenfallen.

Die Ursache der Tarifanomalie liegt in der Kollektivkalkulation der Netzentgelte in Verbindung damit, dass die Abnahmeprofile der Netznutzer in NS eine deutlich stärkere Durchmischung aufweisen als auf höheren Netzebenen. Deshalb ist eine erhebliche Anhebung des LP-Anteils in NS auch sachlich nicht gerechtfertigt. Das diesem Phänomen zugrunde liegende Prinzip ist auch in anderen Wirtschaftssektoren bekannt und wird dort durch eine genaue Abgrenzung der Tarifkollektive berücksichtigt. Bei Stromnetzen ist ein Wechsel des Kollektivs durch Anschluss an niedrigere Spannungsebene allerdings nicht grundsätzlich zu verwehren. Eine Tarifanomalie ist somit in geringem Umfang vertretbar, sie sollte aber keinen signifikanten Anreiz zum Netzebenenwechsel vermitteln. Dies begrenzt somit den Umfang einer möglichen Anhebung des LP-Erlösanteils.

⇒ **Einführung eines Grundpreises für RLM-Netznutzer**

Bisher zahlen RLM-Kunden Netzentgelte in Form eines LP und eines AP. Die zusätzliche Einführung einer GP-Komponente würde dem Umstand Rechnung tragen, dass ein Teil der Netzkosten unabhängig vom Nutzerverhalten ist, also weder von der transportierten Arbeit noch der höchsten Abnahmeleistung abhängt.

Es ist allerdings offensichtlich, dass aufgrund der Heterogenität der Netznutzer nicht jeder denselben Anteil an diesen Kosten verursacht. Die Pauschalität eines für alle Nutzer einer Netzebene identischen GP trägt dieser Heterogenität nicht Rechnung, so dass ein GP insbesondere in höheren Netzebenen mit zunehmender Bandbreite von Kundeneigenschaften nicht vertretbar erscheint.

Modellrechnungen zeigen darüber hinaus, dass ein GP bereits bei nur geringem Erlösanteil zu einer Tarifanomalie in der NS-Ebene führt. Bei steigendem Erlösanteil des GP tritt die Anomalie auch in höheren Netzebenen auf. Aus diesen Gründen wäre die Einführung eines GP für RLM-Kunden nicht sachgerecht.

⇒ **Einführung eines Kapazitätselements**

Es wurde geprüft ob die vertraglich vereinbarte Maximalleistung (nachfolgend als „Netzanschlusskapazität“, kurz NAK, bezeichnet) als zusätzliche Eingangsgröße bei der Entgeltkalkulation berücksichtigt werden sollte.³ Dies würde im Vergleich zu einem reinen AP/LP-System zumindest in den höheren Netzebenen zur kostengerechteren Abbildung der individuellen Netzvorhaltung beitragen, wenn die Leistung nur in seltenen Jahren abgerufen wird. Die Netznutzer würden dann einen Teil der Netzentgelte unabhängig von der tatsächlichen Inanspruchnahme, insbesondere von der tatsächlichen maximalen Bezugsleistung, zahlen. Aber auch zur Umlage von weder leistungs- noch arbeitsabhängigen Kostenanteilen könnte die NAK ein geeigneter Schlüssel sein. Wie der – als ungeeignet erachtete – GP ist sie ebenfalls von der tatsächlichen Netzinanspruchnahme entkoppelt, berücksichtigt aber die individuelle Situation der Kunden. Neben der verursachungsgerechteren Kostenverteilung könnte ein Kapazitätselement den Anreiz zur bedarfsgerechten Wahl der NAK stärken.

³ Die in diesem Sinne definierte NAK ist dabei abzugrenzen von der technischen Kapazität des Netzanschlusses, die beispielsweise durch die Dimensionierung der Anschlusssicherung, des den Anschluss versorgenden Transformators oder der Zuleitung bestimmt sein kann. Die NAK kann also geringer sein als die technische Kapazität, nicht aber größer.

Hinsichtlich einer möglichen Umsetzung wurden zwei unterschiedliche Grundansätze untersucht. Die Ergebnisse lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Die Einführung eines **separaten Kapazitätspreises** als Ergänzung des bestehenden LP/AP-Systems weist abhängig von der Ausgestaltung unterschiedliche Einschränkungen hinsichtlich der Wirksamkeit und der Praktikabilität auf. Darüber hinaus würden sich die leistungsbezogenen vermiedenen Netzentgelte hierdurch verringern.
- Demgegenüber erweist es sich als vorzugswürdiger, durch **Einführung einer an die NAK gekoppelten Mindestleistung** dafür zu sorgen, dass bei der Abrechnung des LP die NAK eine Rolle spielt. Bei geringer Nutzung der NAK – nämlich dann, wenn die höchste im Jahresverlauf bezogene Leistung unter die Mindestleistung fällt – fallen zusätzliche Erlöse gegenüber dem Status Quo an, weil dann der LP nicht auf die tatsächliche Höchstleistung erhoben wird, sondern auf die (dann höhere) Mindestleistung.

Die weitere Untersuchung ergab allerdings, dass sich die untersuchten Modelle sowohl hinsichtlich des Grades der Zielerreichung (d. h. in welchem Umfang auf die NAK Entgelte anfallen) als auch des Ausmaßes unerwünschter Seiteneffekte (z. B. Mehrzahlungen bei Abweichungen von einem eng begrenzten Bezugsverhalten) unterscheiden, so dass die eventuelle Entscheidung für eine dieser Varianten eine letztlich subjektive Abwägung erfordern und eine allgemeine Akzeptanz damit erschwert würde.

- **Gestaltungsoptionen für Endverbraucher mit Standardlastprofil**

- ⇒ **Erhöhung des Grundpreis-Anteils**

Da die Bezugsleistung von Kunden mit Standardlastprofil (SLP) nicht gemessen wird, stellen GP und AP hier die einzigen praktikablen Entgeltkomponenten dar. Eine Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit der Entgelte für SLP-Kunden ist daher nur durch Erhöhung des GP-Erlösanteils möglich. Eine Erhöhung in moderatem Umfang (bis zu einer Größenordnung des Leistungspreises für eine durchschnittliche ungemessene Entnahme, bei 6-8 kW ca. 40-50 % der Entgelte) erscheint sowohl angemessen als auch im Hinblick auf Verteilungseffekte vertretbar, auch wenn weiterhin ein einheitlicher GP für alle SLP-Kunden eines Netzbetreibers erhoben wird. Durch Verteilung der Umstellung auf mehrere Jahre könnten starke Entgeltsprünge zudem gedämpft werden.

- ⇒ **Differenzierung des Grundpreises**

Um bei noch höheren Erlösanteilen des GP Verteilungseffekte zu mildern, müsste eine Differenzierung des GP nach Kundenmerkmalen geprüft werden. Dies wäre jedoch mit erheblichem Umsetzungsaufwand verbunden, so dass zunächst die o. g. moderate Erhöhung im Vordergrund stehen sollte.

- ⇒ **Behandlung von Kunden mit intelligenten Zählern/Messsystemen**

Es wird davon ausgegangen, dass bei SLP-Kunden keine Messung der Jahreshöchstlast stattfindet und somit auch kein LP abgerechnet werden kann. Dies ändert sich aktuell und in Zukunft aber in dem Maße, in dem Kundenanschlüsse mit Intelligenten Messsystemen (IM) ausgestattet werden. Nach derzeitigem Stand wird ab einem Verbrauch von 6.000 kWh/a der Einbau von IM perspektivisch verpflichtend, so dass die Zahl der mit IM ausgestatteten An-

schlüsse kontinuierlich zunehmen wird. Es stellt sich daher die Frage, ob diese Kunden weiterhin bei der Netzentgeltermittlung wie Kunden ohne IM behandelt werden sollten oder ob sie auf den RLM-Tarif umgestellt werden sollten.

Die Untersuchung kommt zu dem Schluss, dass ein Übergang auf den RLM-Tarif für Kunden mit IM grundsätzlich die konsistentere und mit besseren Anreizwirkungen verbundene Lösung darstellt. Es müssen aber Regelungen – zumindest für eine Übergangszeit – gefunden werden, um die je nach Abnahmeprofil u. U. starken Entgeltänderungen abzumildern und Bedenken hinsichtlich der Gleichbehandlung von Kunden auszuräumen. Ggf. ist zu erwägen, ein Wahlrecht für Kunden einzuführen, auch wenn dies möglicherweise individuelle Optimierungsentscheidungen zu Lasten der sonstigen Kunden anreizt.

Darüber hinaus sei betont, dass eine Konkretisierung von Regelungen zur Netztarifierung der IM-Kunden grundsätzlich erst dann erfolgen kann, wenn auch die bislang noch offene Ausprägung des IM-Rollouts konkretisiert wurde.

3.1.4 Empfehlungen des BDEW

Auf Basis der Consentec-Analysen kommt der BDEW zu folgenden Empfehlungen:

- **Die bestehende Netzentgeltsystematik hat sich im Grundsatz bewährt und sollte im Kern auch im Hinblick auf die Herausforderungen der Energiewende beibehalten werden.**
- **Auf den höheren Netzebenen besteht kein Anpassungsbedarf der Systematik. Bereits jetzt wird über die Leistungspreise ein sehr hoher Erlösanteil erzielt. Aktuell wird die Einführung weiterer Preisbestandteile (Allgemeiner Grundpreis, kapazitätsbezogene Elemente) nicht empfohlen.**
- **In der Niederspannungsebene sollte für Kunden mit Standardlastprofilen (SLP) ein signifikanter Erlös-Anteil über den Grundpreis (zu Lasten des Arbeitspreises) erzielt werden. Damit könnte im bestehenden Rechtsrahmen eine verursachungsgerechtere Netzentgeltkostenverteilung von Anschlussnutzern mit und ohne Eigenerzeugung erzielt werden. Vor einer möglichen Einführung von intelligenten Messsystemen (IM) ist zu prüfen, unter welchen Bedingungen die Umstellung auf ein LP/AP-Netzentgeltsystem sachgerecht sein kann.**

3.2 Vermiedene Netzentgelte

Die dezentralen Einspeisungen in unterlagerten Netzebenen reduzieren bei entsprechender Einspeisecharakteristik die gegenüber den vorgelagerten Netzbetreibern zu zahlenden Netzentgelte. Die aus dem Sinken der vorgelagerten Netzentgelte resultierende Ersparnis wird den dezentralen Einspeisern in Form der vermiedenen Netzentgelte vergütet.

In den letzten Jahren ist erhebliche Erzeugungskapazität auf der Basis dezentraler, nicht steuerbarer und damit volatiler Einspeisung errichtet worden. Vorgelagerte Netzkosten werden durch den starken Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis von volatilen Erneuerbaren Energien daher nicht mehr grundsätzlich vermieden: Wind- und Photovoltaikanlagen speisen rein dargebotsabhängig ein. Die Netze müssen deshalb zum einen für den Transport dieses Stroms in Richtung vorgelagerte Netze ausgelegt werden, wenn die Einspeisung an windstarken bzw. sonnenreichen Tagen den lokalen oder regionalen Bedarf übertrifft. Zum anderen muss bei einer Windflaute bzw. bei starker Bewölkung oder Schneeabdeckung der Solarzellen sichergestellt sein, dass der lokale bzw. regionale Bedarf durch einen Stromtransport über die vorgelagerten Netzebenen auch längerfristig in Zeiten hoher Entnahmelast gedeckt werden kann. Dies führt dazu, dass durch volatile Einspeisungen trotz einer teilweisen Abdeckung des regionalen Bedarfs im lokalen Netz im vorgelagerten Netz keine Kosten eingespart werden. Insgesamt dreht sich die Situation sogar und es ist oftmals ein erheblicher Netzausbau erforderlich. Für diese Anlagen ist damit eine Berücksichtigung von vermiedenen Netzentgelten nicht (mehr) sachgerecht und sollte gestrichen werden.

Bei steuerbaren dezentralen Erzeugungsanlagen ist der Sachverhalt nach wie vor anders. Hier tritt insbesondere die notwendige Reservefunktion des vorgelagerten Netzes nicht in dem Maße auf, da diese Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen bedarfsorientiert einspeisen und zu einer verlässlichen Verringerung des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz beitragen. Dies gilt für konventionelle Anlagen ebenso wie für EEG-Anlagen auf Basis von z. B. Biomasse. Wenn diese Anlagen ausfallen, dann fallen sie darüber hinaus nicht alle gleichzeitig aus bzw. werden sogar gezielt in Schwachlastzeiten geplant revidiert, so dass ein ggf. noch stattfindender „Ersatztransport“ über die vorgelagerten Netze i.d.R. nicht zu einem notwendigen Ausbau des vorgelagerten Netzes führt. Zudem sind diese Anlagen aufgrund ihrer hohen Steuerbarkeit in der Lage, auf Preissignale zu reagieren, die von der Systematik der vermiedenen Netzentgelte ausgehen (Vermeidungsleistung). Sie können damit aktiv zur Entlastung der Netze beitragen. Dies wird in der bestehenden gesetzlichen Regelung sachgerecht abgebildet. Bei dem derzeitigen schwierigen Umfeld für konventionelle Erzeugungsanlagen müssen Änderungen vorab sorgfältig analysiert und zusätzliche Belastungen vermieden werden.

Im Hinblick auf die stark steigende dezentrale Erzeugungsleistung sollten vermiedene Netzentgelte die Entlastung des vorgelagerten Netzes angemessen reflektieren und deshalb nur für solche Erzeugungseinheiten gewährt werden, die aus der Sicht des Netzbetreibers steuerbar einspeisen und bei denen deshalb eine netzentlastende Wirkung vermutet werden kann. Entsprechend müssten die vermiedenen Netzentgelte für volatile Wind- und Photovoltaikeinspeisungen entfallen, um dem ursprünglichen Sinn der vermiedenen Netzentgelte besser zu entsprechen.

3.3 Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten

Vor dem Hintergrund der nicht immer einheitlichen Definition der G-Komponente in der öffentlichen Diskussion müssen folgende Ausprägungen der G-Komponente differenziert werden:

- G-Komponente als Finanzierungsinstrument („G1“): Dauerhafte Beteiligung aller Einspeiser an den Kosten der Netzinfrastruktur analog zum bestehenden System der Netzentgelte (Leistungspreis/Arbeitspreis).
- G-Komponente mit allokativer Wirkung („G2“): Ein Bonus-/Malus-System sorgt dafür, dass an aus Netzsicht günstigen Standorten für die Einspeisung ein Entgelt (Bonus) gezahlt würde, an ungünstigen Standorten dagegen für die Einspeisung ein Entgelt (Malus) zu zahlen wäre.

Davon zu unterscheiden sind - bzw. nicht unter den Begriff der G-Komponente fallen - u.a. der „Anschlusskostenbeitrag“ sowie der „Baukostenzuschuss“. Diese sind vom Einspeiser bei Anschluss seiner Erzeugungsanlage einmalig für den Anschluss bzw. für das vorgelagerte Netz zu zahlen.

Die Einführung der G-Komponente („G1“ und „G2“) in Deutschland und die damit verbundenen erheblichen Eingriffe in den Markt werden seitens des BDEW abgelehnt, da sie einseitig die deutschen Kraftwerke im europäischen Wettbewerb benachteiligen und so deren ohnehin prekäre wirtschaftliche Lage weiter verschärfen würde. Eine Grundvoraussetzung für eine Einführung der G-Komponente wäre daher ihre europaweite Implementierung. Bereits diese Grundvoraussetzung ist jedoch auf absehbare Zeit nicht gegeben.

Aber auch eine europaweite, wettbewerbsneutrale Umstellung der Finanzierung der Netzentgelte hin zu einer Beteiligung der Einspeiser („G1“) würde keinen entlastenden Effekt für den Endkunden entwickeln. Die Netzkosten werden derzeit für die Entnahme von Leistung und Arbeit gezahlt, eine Beteiligung der Einspeiser würde die Höhe dieser Kosten nicht dämpfen, da diese letztlich infolge der Wirkung auf den Großhandelsstrompreis insgesamt wieder über andere Wege (Vertrieb/Handel/Erzeugung) unverändert vom Endkunden aufzubringen sind. Des Weiteren verschlechtert sich die Position der deutschen Kraftwerke, so dass diese weniger Strom erzeugen und dieser dann aus dem Ausland importiert wird.

Die auf Allokationssteuerung zielende aufkommensneutrale G-Komponente („G2“) könnte Investitionen an gewünschten Standorten durch einen Bonus voraussichtlich nicht stark genug anreizen, da bei den derzeitigen Rahmenbedingungen bereits Bestandskraftwerke ihre variablen Kosten nicht erwirtschaften können. Darüber hinaus werden viele Einspeiser insbesondere bei Photovoltaik, Windenergie aber auch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) durch eine G-Komponente nicht beeinflusst, da sie auf den Standort angewiesen sind. Da in einer aufkommensneutralen Ausgestaltung die Boni durch korrespondierende Mali refinanziert werden müssten, würde das zudem die Errichtung von Kraftwerken an weniger geeigneten Standorten verhindern – beispielsweise Ersatzinvestitionen in KWK-Anlagen, die aufgrund der Notwendigkeit zur Wärmeauskopplung nicht an beliebigen Standorten errichtet werden könnten.

Grundsätzlich wird eine Standortwahl, die sich primär nach den vielfältigen wirtschaftlichen Kriterien des Kraftwerksbetriebes und der Genehmigungsfähigkeit richtet, durch Einführung einer G-Komponente noch weiter kompliziert und mit zusätzlichen Risiken verbunden.

Um überhaupt Standortentscheidungen von Investoren lenken zu können, müsste der an verschiedenen potentiellen Standorten zu erwartende Netto-Stromerlös einschließlich G-Komponente über die Amortisationsdauer der Erzeugungsanlage hinreichend prognostizierbar sein. Das ist in Bezug auf die G-Komponente in Deutschland aber praktisch ausgeschlossen: Die Höhe hängt ab von den Entscheidungen anderer Akteure: Netzausbau, In-/Außerbetriebnahme von Erzeugungsanlagen, Veränderung von Verbrauchsschwerpunkten, Wetter. Die komplexe Dynamik kann kein Investor verlässlich über einen adäquaten Zeitraum vorhersehen. Damit würde eine aufkommensneutrale G-Komponente im derzeitigen Marktumfeld für Kraftwerks-Investoren (bzw. für Neuanlagen) die Risiken weiter erhöhen, damit keine kostendämpfende Wirkung entfalten, sondern das Gegenteil bewirken.

Aufgrund eines sachgerechten Bestandsschutzes ist zudem eine Einbeziehung von bereits bestehenden Erzeugungsanlagen in beide Varianten der G-Komponente nicht vertretbar.

Der BDEW lehnt die Einführung einer G-Komponente in Deutschland weiterhin ab. Einerseits ist die von Befürwortern angeführte allokatonssteuernde Wirkung nicht in dem Maße gegeben wie oftmals angeführt. Andererseits kann eine G-Komponente auch nicht im Sinne einer „fairen Lastenverteilung“ entlastend für die Endkunden wirken, da zusätzliche Kosten für die Einspeiser über die Strombeschaffungskosten lediglich auf einem anderen Weg von den Endkunden getragen werden würden.

3.4 Energiespeicher

Aktuell gelten Stromspeicher bei der Stromspeicherung für den Bezug von elektrischer Energie als letztverbrauchender Netznutzer und bei der Wiedereinspeisung als Erzeugungsanlage. Für die Stromspeicherung fallen somit Netzentgelte an.

Da es sich bei der Energiespeicherung physikalisch nicht um einen Letztverbrauch von Strom handelt und Speicher zudem einen erheblichen Beitrag zur Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien leisten können, schlägt der BDEW vor, „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“⁴, sofern sie Strom beziehen und diesen wieder in das Netz einspeisen, von der Pflicht zur Zahlung von den Entgelten für den Netzzugang, einschließlich aller im Zusammenhang damit erhobenen gesetzlichen Zuschläge und Umlagen (z.B. KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage etc.) zu befreien (vgl. BDEW-Vorschläge zur „Definition des Begriffes Energiespeicher“ vom 6. Juni 2014).

Grundsätzlich sollte beachtet werden, dass es sich bei der Stromspeicherung nicht um einen Letztverbrauch der transportierten elektrischen Energie handelt. Eine Befreiung der „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ von den Netzentgelten ist auch mit Blick auf den von Stromspeichern bereitgestellten systemtechnischen Nutzen zu begründen: So ermöglichen Stromspeicher, das Stromnetz bei Systemstörungen zu stabilisieren und dieses im Falle eines Ausfalls wieder aufzubauen (Schwarzstartfähigkeit).

Der BDEW schlägt vor, Stromspeicher im Stromversorgungssystem, sofern sie Strom beziehen und diesen wieder in das Netz einspeisen, von der Pflicht zur Zahlung von den Entgelten für den Netzzugang, einschließlich aller im Zusammenhang damit erhobenen gesetzlichen Zuschläge und Umlagen (z.B. KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Strom-NEV-Umlage, AbLaV-Umlage etc.) zu befreien.

⁴ BDEW-Vorschlag für eine Begriffsdefinition „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“: Energiespeicher, die elektrische Energie aus einem Netz für die allgemeine Versorgung aufnehmen, diese zwischenspeichern und die ausgespeicherte elektrische Energie wieder in ein Netz für die allgemeine Versorgung einspeisen. Der Bezug von elektrischer Energie zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem Stromspeicher gilt nicht als Letztverbrauch.

4 Sondernetzentgelte

Aktuell werden reduzierte Sondernetzentgelte gemäß den gesetzlichen Vorgaben (§ 14a EnWG, § 40 Abs. 5 EnWG, §14 Abs. 2 StromNEV, § 19 StromNEV, § 30 Abs. 2 Satz 1 Nr. 6 StromNEV) gewährt.⁵ Künftig wird angestrebt, ein intelligentes (flexibles) netzdienliches Verhalten über entsprechende gesonderte Netzentgelte abzubilden („Geld gegen netzdienliche Flexibilität“). Mit der Realisierung von intelligenten Verteilnetzen wird das Ziel verfolgt, dargebotsabhängige Erzeugung mit der Nachfrage lokal aufeinander abzustimmen und einen effizienten Netzaus- und -umbau sowie eine hohe Versorgungsqualität zu erreichen. Die Akteure tragen durch Flexibilisierung zur Optimierung des Energiesystems bei.

Der BDEW hat mit dem sogenannten Ampelkonzept ein Modell zur Diskussion gestellt, wie Marktteilnehmer und Netzbetreiber in Zukunft miteinander interagieren. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz ohne Einschränkungen für den Markt funktioniert, und der roten Netzphase, in der die Systemstabilität gefährdet ist, eine gelbe Übergangsphase beschrieben. Die gelbe Phase tritt ein, wenn ein potenzieller Netzengpass in einem definierten Netzsegment vorliegt. In der gelben Phase rufen Verteilnetzbetreiber die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment ab. Eine der wesentlichen Zielsetzungen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten ist die Reduzierung des Netzausbaubedarfs. Ein Netzausbau wird durchgeführt, wenn er günstiger ist als die Beschaffung von Flexibilitäten, nur so ist sichergestellt dass der Netzausbau tatsächlich durchgeführt wird. Durch Sondernetzentgelte soll dies angereizt werden.

Der Begriff „Sondernetzentgelt“ wird wie folgt definiert:

Im Vergleich zum Netzentgelt nach §§ 17 Abs. 2 und Abs. 6 StromNEV reduziertes Entgelt für Kunden mit einem bestimmten, netzdienlichen Netznutzungsverhalten, das eine besondere Entgeltberechnung rechtfertigt.

Es gibt unterschiedliche Formen und Ausprägungen von Sondernetzentgelten, die nachfolgend definiert und bewertet werden:

- Zeitvariables (Sonder-)Netzentgelt:

Der Preis für die Netznutzung ist von einer Variablen abhängig (z. B. Tageszeit); die Variable und der Zusammenhang zwischen der Variablen und dem Preis ist langfristig bekannt, d. h. von statischer Natur (Bsp: HT-Entgelt / NT-Entgelt).

Derzeit sind nur feste Zeiten für eine Variation der Preishöhe (HT/NT) in Abhängigkeit von der wahrscheinlichen Netzauslastung technisch sinnvoll umsetzbar. Zukünftig ist eine flexible Zuordnung von Zeiten in Abhängigkeit von der tatsächlichen Netzlast denkbar.

- Leistungsvariables (Sonder-)Netzentgelt:

Der Preis der Netznutzung ist gestaffelt nach der entnommenen Leistung. Diese Variante kann zeitlich unabhängig, d. h. statisch, sein oder auch zeitvariabel. Für den Netzbetrei-

⁵ Ergänzung: § 118 Abs. 6 EnWG ermöglicht eine temporäre Netzentgeltbefreiung für nach 2008 errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie

ber ist die maßgebliche Größe nicht die entnommene Leistung an einzelnen Ausspeisepunkten, sondern die aggregierte Netzlast. Eine differenzierte Bepreisung von entnommener Leistung ist netzwirtschaftlich nicht zu begründen.

- Reduziertes Netzentgelt als Prämie für Steuerungsrecht des Netzbetreibers:

Der Kunde erhält einen Nachlass auf das Netzentgelt und ist im Gegenzug damit einverstanden, dass die Netznutzung auf Initiative des Netzbetreibers netzdienlich unterbrochen bzw. gesteuert wird (Bsp. Wärmestromanwendung mit starren Zeiten heute).

- Dynamisches (Sonder-)Netzentgelt:

Der Preis für die Netznutzung schwankt im Zeitablauf z. B. in Abhängigkeit von der jeweiligen Netzauslastung; die Preise sind nur mit kurzfristigem Vorlauf (z. B. 15 Min.) bekannt und werden solange erhöht, bis der Engpass beseitigt ist. Dynamische Netzentgelte sind kein geeigneter Lösungsansatz, da sie einen unverhältnismäßig hohen Abwicklungs- und Abrechnungsaufwand verursachen, die Wirkung (auf die Netzauslastung) dennoch für die Netzbetreiber nicht ausreichend verlässlich ist.

Nachfolgend sind die wesentlichen Merkmale von Netzentgelten nach §§ 17 Abs. 2 und Abs. 6 StromNEV und Sonderentgelten gegenüber gestellt:

Normales Entgelt		Sondernetzentgelte	
	Preisdifferenzierung analog HT/NT	Reduziertes Netzentgelt für Steuerbarkeit analog Wärmestrom	Dynamische Preise
Ungehinderte Netznutzung	Ungehinderte Netznutzung	Eingeschränkte Netznutzung	Ungehinderte Netznutzung
Preis einheitlich	Preis variiert z.B. mit der Netzlast	Prämie/Rabatt für Eingriffsrecht des Netzbetreibers	Preis steigt mit Netzlast bis Engpass beseitigt ist (Preise im Vorfeld nicht bekannt)
	Leistungserbringung nicht sicher, da Abhängigkeit der Netznutzung vom Preis nicht bekannt	Leistungserbringung sicher, da Netzbetreiber steuert oder entsprechendes netzdienliches Verhalten anfordert	Leistungserbringung nicht sicher, da Verfügbarkeit auch zu hohen Preisen nicht bekannt.
	Differenzierungskriterium: langfristig nur Netzlast geeignet, in Übergangsphase auch Zeit (als Synonym). Leistung des Verbrauchers ungeeignet	Prämie/Rabatt auf GP bzw. LP für Flexibilitätsbereitstellung Rabatt auf AP	Dynamische Preise werden abgelehnt

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass es Ziel ist, dass ein reduzierter Netzbedarf zu einem reduzierten (Sonder-)Netzentgelt führen soll. Die Abweichung des Sondernetzentgelts gegenüber den normalen Netzentgelten kann dabei von der Zeit und zukünftig auch insbesondere von der Netzlast abhängig sein. Durch die Netzentgeltdifferenzierung soll Marktgeschehen nicht subventioniert werden, d. h. das Netzentgelt variiert z. B. nicht mit dem Strompreis oder dem Winddargebot. Der Beitrag zu Systemdienstleistungen wird hier nicht betrachtet, da diese einem anderen Finanzierungsmechanismus unterliegen.

Abweichung gegenüber Normalpreis

abhängig von

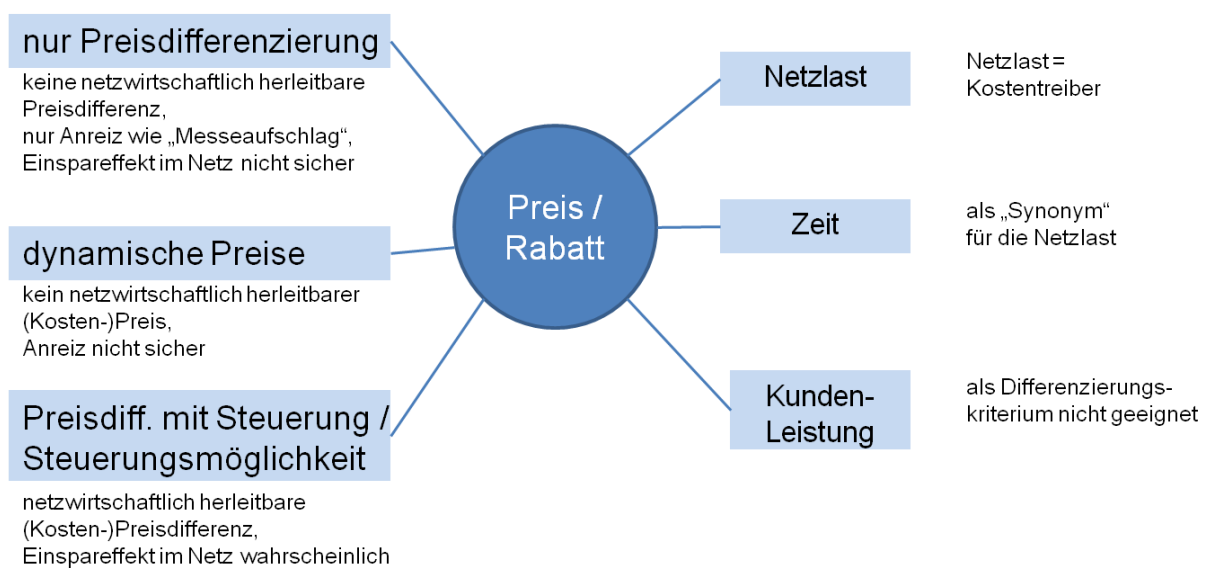


Abbildung: Abweichung Sondernetzentgelt gegenüber Normalpreis abhängig von

4.1 Rechtliche Grundlagen

§ 14a EnWG gibt vor, dass für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene reduzierte Netzentgelte anzuwenden sind. Näheres soll durch eine Verordnung ausgestaltet werden. Die Regelung schafft bei einer entsprechenden Ausgestaltung eine der Grundlagen für die Implementierung von Smart Grids (u.a. zur Erreichung von Flexibilität). Sie kann ggf. als Vorlage auch für andere Spannungsebenen der Verteilnetzbetreiber dienen.

§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV definiert die Voraussetzungen für die Anwendung von individuellen Netzentgelten bei Letztverbrauchern mit einem netzdienlichen Nutzungsverhalten in prognostizierten Höchstlastzeiten. Die Anwendungsbereiche von § 14a EnWG und § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV sind nicht klar voneinander abgegrenzt und könnten in bestimmten Konstellationen in Konkurrenz zu einander stehen. Während es zum § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV eine etablierte Praxis und Festlegungen der BNetzA gibt, bestehen zur Umsetzung des § 14a EnWG – nicht zuletzt wegen der noch fehlenden Verordnung – eine Reihe offener Fragen. Auf diese wird nachfolgend verstärkt eingegangen.

4.2 Eckpunkte für Sondernetzentgelte

- **Keine Reduktion der Netzentgelte auf ≤ 0**
Reduktionen sollten immer begrenzt werden durch die allgemeinen, veröffentlichten Netzentgelte und dürfen nicht 100 % oder mehr (negative Netzentgelte) betragen. § 14a EnWG ermöglicht die Berechnung von reduzierten Netzentgelten, nicht jedoch eine vollständige Befreiung von Netzentgelten⁶.
- **Prozentuale Reduzierung der Netzentgelte**
Die Netzentgeltreduktion sollte als prozentualer Rabatt auf die regulären Arbeitspreise/Grundpreise bzw. Arbeitspreise/Leistungspreise ausgewiesen werden, nicht als feste Prämie. Nur so kann sichergestellt werden, dass in allen Konstellationen die Reduzierung kleiner als 100% bleibt.
- **Kontrahierung der Leistungsbegrenzung**
Der Netzbetreiber kontrahiert nach noch zu definierenden Regelungen vorab Abschaltungen/Leistungsbegrenzungen (z. B. höchstens y-mal maximal x Stunden). Die Kontrahierung muss diskriminierungsfrei erfolgen und darf nicht bestimmte Anbieter bevorzugen. Im Massenkundengeschäft werden deshalb nur standardisierte Produkte einheitlich je Netzgebiet kontrahiert, insbesondere ist noch zu klären, ob ein Kontrahierungszwang zu Lasten des Netzbetreibers sinnvoll ist.
- **Aggregation auf Zählpunkt**
In der Praxis werden nicht alle unterbrechbaren/regelbaren Verbrauchseinrichtungen die Anforderung des § 14a EnWG erfüllen, insbesondere nicht immer über einen separaten Zählpunkt verfügen. Stattdessen werden über einen Zählpunkt mehrere Verbrauchseinrichtungen versorgt, von denen nur einzelne unterbrechbar/regelbar sind, ggf. auch mit unterschiedlichen Eigenschaften (z. B. Elektromobil, Batteriespeicher, Speicherheizung). Deshalb ist die regelbare Leistung und damit die Flexibilität auf den Zählpunkt zu aggregieren. Eine Differenzierung nach Art und Einsetzbarkeit der Verbrauchseinrichtungen ist aufgrund der Variantenvielfalt nicht praktikabel.
- **Höhe der Netzentgeltreduzierung**
Der Umfang der Netzentgeltreduzierung sollte sich, je nach Ausgestaltung des Modells, nach dem Umfang oder der Nutzung der tatsächlich bereitgestellten Flexibilität richten. Hierzu ist eine pauschalisierte Berechnung auf Basis eines transparenten Verfahrens zu entwickeln. Dies bedingt unabhängig vom Netzbetreiber einheitliche prozentuale Entgeltreduzierungen, die in Abhängigkeit von der möglichen Dauer, der Häufigkeit und dem Umfang der Steuerung festgelegt sind.
- **Intelligente Messsysteme als Voraussetzung**
Um die Flexibilität nutzen zu können, ist perspektivisch die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem mit Steuerungs- bzw. Regelungsmöglichkeiten eine Voraussetzung.
- **Steuerung von unterbrechbaren und regelbaren Verbrauchseinrichtungen**
Neben den Lastreduzierungen können in Verteilernetzen zukünftig auch netzdienliche Lastzuschaltungen erforderlich sein. Anders als im Wortlaut des § 14a EnWG sollten auch

⁶ Vgl. Urteil OLG Düsseldorf vom 06.03.2013 (Az. VI-3 Kart 14/12)

regelbare Verbrauchseinrichtungen betrachtet werden. Dies umfasst dann neben den unterbrechbaren auch jene Verbrauchseinrichtungen, die vollständig oder teilweise zu- oder abschaltbar sind.

- **Dynamische und leistungsvariable Netzentgelte nicht geeignet.**

Dynamische Netzentgelte variieren mit der Auslastung der Netze. Bei kurzfristigen, nicht absehbaren Engpässen bestehen im Hinblick auf dynamische Netzentgelte erhebliche Herausforderungen, wenn ein Zugriff auf Flexibilität innerhalb weniger Minuten erforderlich ist. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass kurzfristige lokale Entgeltvariationen auf absehbare Zeit erhebliche Transaktionskosten verursachen und dem Gebot der Transparenz widersprechen. Besonders gravierend erscheint aber, dass dynamische Netzentgelte keinen sicher verfügbaren Zugriff auf vom VNB benötigte Flexibilität garantieren. So ist das Netzentgelt nur ein Teil des Strompreises; insbesondere in den künftig zu erwartenden volatilen Strommärkten wirken Strompreise und Netzentgelte zusammen. Aus diesem Grunde werden dynamische Netzentgelte als nicht zielführend abgelehnt. Vergleichbares gilt auch für leistungsvariable Netzentgelte, die ebenfalls abgelehnt werden.

- **Fokus auf Netzdienlichkeit**

Zweck des § 14a EnWG ist die Netzentlastung in dem jeweils betroffenen Netz zur Vermeidung/Reduzierung oder Verschiebung von Netzinvestitionen. Es darf keine zeitgleiche Vermengung von netzdienlicher und system-/marktdienlicher Nutzung von Flexibilitäten innerhalb eines Mechanismus geben.

- **Massengeschäftstaugliche, diskriminierungsfreie Anwendung**

Netzbetreiber müssen reduzierte Netzentgelte diskriminierungsfrei anwenden und umsetzen. Bei der Kontrahierung und der Nutzung von Flexibilitäten dürfen keine Anbieter bevorzugt werden. Auch wenn im Normalfall eine Aggregation und Portfoliobildung durch Vertriebe erfolgen wird, so muss das Modell auch bezogen auf einzelne Netznutzer und auch bei Lieferantenwechseln funktionieren.

- **Verlässliche regulatorische Umsetzung**

Der lokale Verteilnetzbetreiber und damit die lokalen Netznutzer profitieren von der Nutzung der Flexibilitäten, wenn z. B. Engpasssituationen vermieden werden oder Netzausbau gespart wird. Damit sind die Mindererlöse ebenfalls im jeweiligen Netzgebiet zu allozieren und werden durch die örtlichen Netznutzer getragen. Es erfolgen keine Wälzung und kein Ausgleich über alle Netzbetreiber. Die Regeln für die Ermittlung und Anwendung reduzierter Netzentgelte und deren regulatorische Berücksichtigung sind rechtssicher bundeseinheitlich zu fixieren. Die absolute Höhe der reduzierten Netzentgelte hängt ab von den veröffentlichten allgemeinen Netzentgelten und ist somit nicht einheitlich.

- **Bilanzierung**

Die Flexibilitätsnutzung erfolgt netzdienlich auf der Grundlage vertraglicher Vereinbarungen. Die in diesem Zusammenhang erforderlichen Fahrplan- und Bilanzkrisenanpassungen bei Einsatz erfolgen durch den Anbieter der Flexibilität, nicht durch den Netzbetreiber. Für Letztverbraucher mit kontrahierter Flexibilität kann die Stromlieferung damit nicht mehr nach standardisierten Lastprofilen (SLP) abgewickelt werden. In jedem Fall sind massengeschäftstaugliche Prozesse zur Bilanzierung zwischen Netzbetreibern und den Lieferanten festzulegen, soweit möglich in Anlehnung an bestehende Prozesse um den Aufwand in vertretbarem Umfang zu halten.

5 Bundeseinheitliche Netzentgelte

Mit Blick auf die großen regionalen Unterschiede bei Netzentgelten wird aktuell mit der Begründung der energiewendebedingt gestiegenen Netzkosten eine bundesweite Vereinheitlichung von Netzentgelten oder die bundesweite Wälzung von Kosten zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien diskutiert.

Ursachen für Netzentgeltunterschiede sind u.a. der unterschiedlich verteilte Ausbau der Erneuerbaren Energien, aber im Osten auch der Investitionsschub nach der Wiedervereinigung und die Absatzstruktur (Einwohnerdichte, weniger Industrie, steigende Eigenerzeugung).

Bundeseinheitliche Netzentgelte sind aus Sicht des BDEW derzeit keine zielführende Lösung. Einerseits sind die Ursachen regional unterschiedlicher Entgelte vielfältig, andererseits handelt es sich bei einer Vereinheitlichung der Netzentgelte auch um strukturpolitische Fragestellungen, die regional zu sehr unterschiedlichen Auswirkungen führen. Derzeit prüft der BDEW noch, ob es hierzu ggf. alternative Optionen gibt.

Ansprechpartner:

Jan Kiskemper

Telefon: +49 30 300199-1132

jan.kiskemper@bdew.de