

CLIMATE CHANGE

34/2016

Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Diskussion ausgewählter Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems

Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger

CLIMATE CHANGE 34/2016

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3713 44 103
UBA-FB 002410/ZUS

Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Diskussion ausgewählter Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems

Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger

von

Nele Friedrichsen
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Johannes Hilpert
Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Marian Klobasa
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Frank Sailer
Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Abschlussdatum:

Oktober 2015

Redaktion:

Fachgebiet I 1.3 Rechtswissenschaftliche Umweltfragen, Ralf Becker
Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und –szenarien, David Pfeiffer

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, November 2016

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Forschungskennzahl 3713 44 103 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
2	Ausgangssituation: Status-Quo in Deutschland.....	5
2.1	Das deutsche Stromnetz und typische Anschlussnehmer	5
2.2	Systematisierung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems.....	6
3	Diskussion ausgewählter Weiterentwicklungsvorschläge.....	8
3.1	Reform der Ausnahmeregelungen für die Industrie.....	8
3.2	Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte.....	10
3.3	Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene	12
3.4	Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung.....	15
3.5	Beteiligung der Einspeiser an Netzentgelten oder ausgewählten Systemkosten	18
3.6	(Individuelle) Netzentgelte für Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen.....	20
4	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	21

1 Einleitung

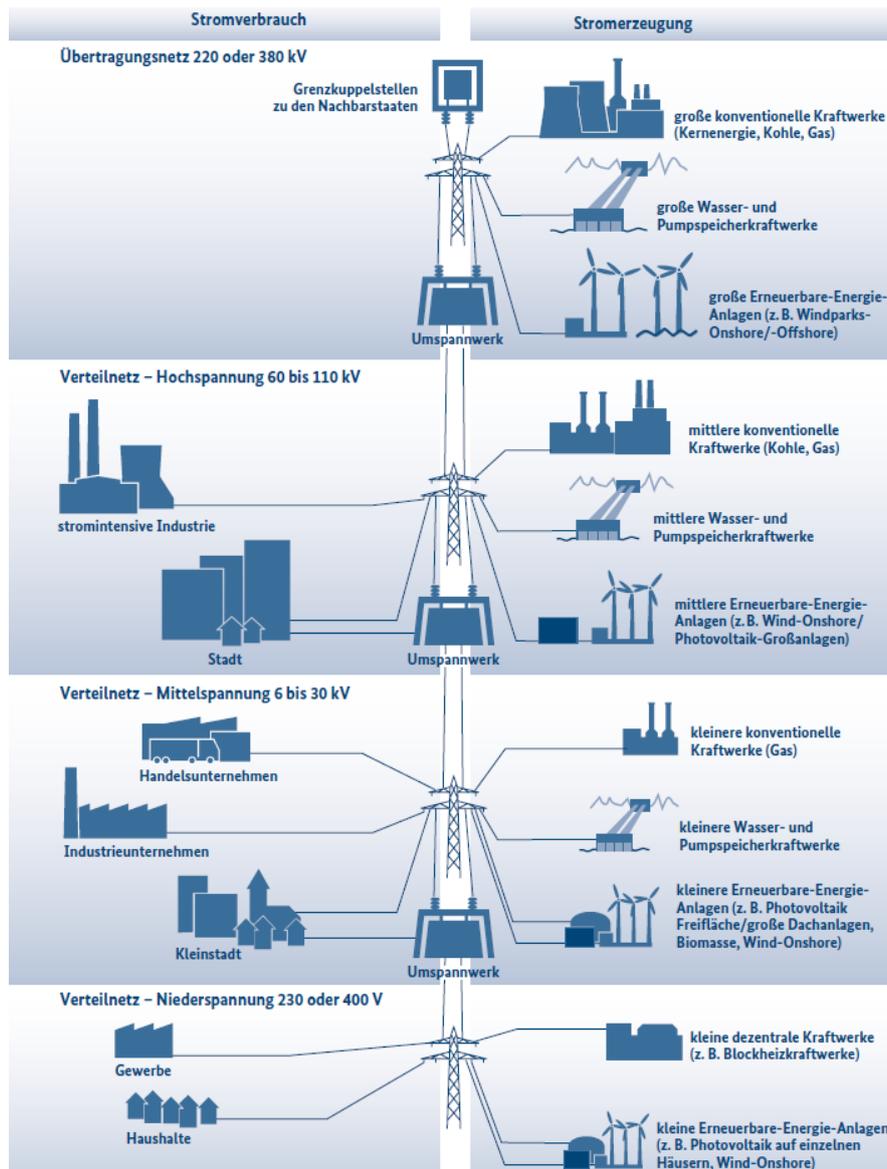
- ▶ Die deutsche Stromversorgung wird zunehmend von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geprägt. Das Ziel ist den Anteil bis 2050 auf mindestens 80 Prozent zu steigern.
- ▶ Da die Erzeugung aus Wind und Sonne dargebotsabhängig ist und fluktuiert, erhöht diese Änderung der Erzeugungsstruktur den Bedarf an Flexibilität im System, um jederzeit einen Ausgleich zwischen Nachfrage und Erzeugung zu erreichen.
- ▶ Es gibt verschiedene Optionen Flexibilität bereitzustellen: auf der Nachfrage oder Erzeugungsseite, durch Speicher oder die Kopplung des Stromsektors zum Mobilitäts- oder Wärme-sektor. Diese Flexibilität kann im Strommarkt eingesetzt werden, um Erzeugungsüberschüsse oder die Nachfrage in Zeiten knappen Angebots zu reduzieren. Dabei sind allerdings die Rückwirkungen auf den Netzbetrieb zu berücksichtigen.
- ▶ Der Ausbau bedingt zudem einen Aus- und Umbaubedarf in den Stromübertragungs- und Verteilungsnetzen, der möglichst effizient erfolgen sollte. Auch hier spielt Flexibilität eine Rolle und das Verbrauchsverhalten sowie Einspeisung können netzentlastend wirken oder im ungünstigen Fall Engpässe verstärken.
- ▶ Vor dem Hintergrund der oben genannten Entwicklungen, wurde im Rahmen einer Studie für das Umweltbundesamt untersucht, wie das Netzentgelt- und Netznutzungssystem weiterentwickelt werden sollte, um passfähig für eine zukünftig von erneuerbaren Energien dominierte Stromversorgung zu sein.
- ▶ Ein solches System sollte Anreize für Flexibilität erhalten oder unterstützen, dabei aber auch die Wechselwirkungen zwischen Strommarkt und Netz berücksichtigen. Zudem sollte es die Kosten der Infrastruktur und des Netzbetriebs angemessen auf die Netznutzer verteilen. Dabei stellt sich insbesondere auch die Frage der Behandlung von Eigenversorgung und von (dezentralen) Erzeugern.
- ▶ Im folgenden werden zunächst die Ausgangssituation des deutschen Stromnetzes und des Netzentgelt- und Netznutzungssystemskizziert. Anschließend werden ausgewählte Weiterentwicklungsvorschläge vorgestellt und Handlungsempfehlungen zur Umsetzung gegeben.

2 Ausgangssituation: Status-Quo in Deutschland

2.1 Das deutsche Stromnetz und typische Anschlussnehmer

- ▶ Das Netz ist das Bindeglied zwischen Stromerzeugern und -verbrauchern.
- ▶ Hinsichtlich der Verbraucher werden Industrie- und Gewerbekunden sowie Haushaltskunden unterschieden. Weitere Netznutzer sind Speicherbetreiber sowie Stromhändler, Vertriebe und Dienstleister. Diese können in verschiedenen Spannungsebenen angeschlossen sein.
- ▶ In Deutschland unterscheidet man das Übertragungsnetz mit 220 oder 380 kV und die Verteilnetze mit 0,23 kV bis 110 kV. Die Verteilnetze werden weiter in Hoch-, Mittel- und Niederspannung unterschieden (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: das deutsche Stromnetz - Netzebenen und typische Anschlussnehmer



Quelle: BMWi¹

2.2 Systematisierung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems

Netznutzung: privatrechtliche Leistungsbeziehung unter staatlicher Regulierung

- ▶ Die Netznutzer zahlen Netzentgelte als privatrechtliche Gegenleistung für die Netznutzung, also die Nutzung der Netzinfrastruktur (Leitungen, Transformatoren etc.), die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und die Deckung von Transportverlusten.
- ▶ Soweit keine elektrische Arbeit bezogen wird (z.B. bei der Eigenversorgung), fallen auch – bis auf einen möglichen Grundpreis – keine Netzentgelte an.
- ▶ Im Kern handelt es sich beim Netzentgeltsystem um ein privatrechtliches Leistungs- und Gegenleistungsverhältnis, wenngleich dies aufgrund der Monopolstellung der Netzbetreiber einer umfangreichen staatlichen Regulierung unterworfen ist.

¹ www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/abbildung-das-deutsche-stromnetz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf

Grundlagen der Entgeltbildung

- ▶ Die rechtlichen Grundlagen des deutschen Netzentgeltsystems finden sich vor allem im
 1. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
 2. und den auf das EnWG gestützten Rechtsverordnungen
 - Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)
 - Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
 - Anreizregulierungsverordnung (ARegV).
- ▶ Für die Aufteilung der Kosten auf die Netznutzer sind für jede Netz- oder Umspannebene spezifische Jahreskosten zu bilden (§ 16 Abs. 1 S. 2, 3 StromNEV). Sie stellen die „Briefmarke“ der jeweiligen Netzebene dar, wobei für die verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten auf die Netzkunden deren Anteil an der zeitgleichen Jahreshöchstlast (sog. Gleichzeitigkeitsgrad) maßgeblich ist (§ 16 Abs. 2 StromNEV, Anlage 4).
- ▶ Für jeden Netzbetreiber wird im Rahmen der Anreizregulierung zudem eine Obergrenze der Gesamterlöse festgelegt (§ 4 Abs. 1 ARegV). Die durch die Regulierungsbehörde festgelegten Erlösobergrenzen werden schließlich in Netzentgelte umgesetzt (§ 17 Abs. 1 S. 1 ARegV)
- ▶ Die Deckung der ermittelten Netzkosten erfolgt über ein jährliches Netzentgelt (§ 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV). Das Netzentgelt pro Entnahmestelle besteht aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis (§ 17 Abs. 2 S. 1 StromNEV) bzw. bei sog. Standardlastprofil-(SLP)-Kunden ohne Leistungsmessung nur aus einem Arbeitspreis und ggf. zusätzlich einem monatlichen Grundpreis (§ 17 Abs. 6 StromNEV).
- ▶ Die Netzentgelte sind entfernungsunabhängig (§ 17 Abs. 1, S. 1 StromNEV). Es gilt insofern ein „transaktionsunabhängiges Punktmodell“ (§ 15 Abs. 1, S. 1 StromNEV). Netzentgelte richten sich nach der jeweiligen Entnahmestelle und schließen die Kosten der übergeordneten Ebenen bis zum Höchstspannungsnetz mit ein. Maßgeblich für das Entgelt sind vor allem die Anschlussnetzebene und die jeweilige Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle (§ 17 Abs. 1 S. 2 StromNEV).

Weitere Netzentgeltbestandteile

- ▶ Neben dem Netzentgelt im Sinne der StromNEV – also „im engeren Sinne“ – hat der Netznutzer noch diverse weitere über das Netzentgelt gewälzte Umlagen und Kosten zu zahlen.
- ▶ Bestimmte Umlagen und Kosten unterliegen jeweils einem bundesweiten Ausgleich. Sie fallen damit in der Höhe – anders als die Netzentgelte selbst – im ganzen Bundesgebiet für jeden Netznutzer gleich aus. Dies betrifft:
 - KWK-Umlage (§ 9 Abs. 7 KWKG),
 - Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG),
 - StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV)
 - AbLaV-Umlage (§ 18 Abs. 1 AbLaV)
- ▶ Folgende weitere Komponenten gehen in die Netzentgelte ein. Sie zählen nach § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen des jeweiligen Netzbetreibers im Sinne der Anreizregulierung und weisen damit auch je nach Netzbetreiber eine unterschiedliche Höhe auf:
 - Konzessionsabgabe
 - Einspeisemanagement-Kosten nach § 15 Abs. 2 EEG 2014
 - Nachrüst-Kosten nach §§ 10, 22 SysStabV (zur Hälfte aber über die EEG-Umlage)
 - Kosten für die Zahlung vermiedener Netzentgelte nach § 18 StromNEV
- ▶ Die Kosten für Erdkabel (§ 2 IV EnLAG) sowie die Offshore-Kosten (§ 17d VII EnWG) werden unter den ÜNB gewälzt, zählen jedoch nach § 11 II 1 ARegV auch zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen.

Privilegien

- ▶ Die Netzentgelte müssen u.a. angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein (§ 21 EnWG). Das Recht sieht jedoch zahlreiche Ausnahmen und Privilegien bei den Netzentgelten vor, z.B.:
 - für stromintensive Verbraucher. Reduktion um bis zu 90 Prozent (§ 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV).
 - für sog. „atypische“ Netznutzer zur Anreizung von netzdienlicher Flexibilität. Reduktion um bis zu 80 Prozent (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)
 - für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zum Zweck der Netzentlastung (§ 14a EnWG)
 - für neue Stromspeicher zur Anschubfinanzierung (§ 118 Abs. 6 EnWG)
 - Befreiung der *Netzeinspeisung* von den Netzentgelten (§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV)
 - Entgelt für vermiedene Netzentgelte für Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen (§ 18 StromNEV)
- ▶ Auch bei den übrigen Umlagen und Kosten sind zum Teil Ausnahmen und Privilegien etwa für stromintensive Verbraucher, aber auch für das produzierende Gewerbe oder Schienenbahnen vorgesehen.

3 Diskussion ausgewählter Weiterentwicklungsvorschläge

3.1 Reform der Ausnahmeregelungen für die Industrie

Die derzeitige Ausgestaltung des Netzentgeltes für Industriekunden erscheint grundsätzlich sachgerecht. Dies gilt allerdings nicht für die Ausnahmeregelungen der Industrie. Die geltenden Regelungen zu individuellen Netzentgelten für stromintensive Letztverbraucher nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV können ein Hemmnis für flexibles (markt- und/oder netzdienliches) Abnahmeverhalten sein. Die Privilegierungs Voraussetzungen sind nicht darauf ausgerichtet, netzdienliches Verhalten bei Kapazitätsengpässen zu bestimmten Zeiten und/ oder an bestimmten Orten zu fördern. Daher wird empfohlen, die Regelungen kurzfristig anzupassen. Zum Abbau der Hindernisse sollten die Privilegierungsbedingungen insbesondere für § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV angepasst werden, so dass sich eine Privilegierung stärker an der Markt- und Netzdienlichkeit der Nachfrage orientiert. Dazu könnte die Beteiligung an Systemdienstleistungen verpflichtend gemacht werden (Netzdienlichkeit). Um marktdienliche Flexibilität besser zu ermöglichen, ohne dem Netz zu schaden, könnten bei der Bestimmung der relevanten Leistungsspitze definierte und aus Netzsicht unkritische Zeitfenster ausgenommen werden, die mittelfristig dynamisch festgelegt werden sollten. Eine solche „Dynamisierung“ könnte sich auch für atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV anbieten. Ansätze in dieser Richtung finden sich auch im Weißbuch Strommarktdesign aus dem Sommer 2015 unter Maßnahme 8 wieder, die fordert „Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen“ (BMWi 2015a).

- ▶ Grundsätzlich erscheint die derzeitige Ausgestaltung des Netzentgeltes für Industriekunden sachgerecht, da maßgeblich auf den maximalen Leistungsbezug zur Jahreshöchstlast abgestellt wird. Damit wird anteilig der Beitrag zum Kapazitätsbedarf als zentralem Kostentreiber abgebildet.
- ▶ Derzeit gibt es Ausnahmeregelungen in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) für die Industrie, die eine erhebliche Reduktion bei den Netzentgelten ermöglichen. Dies sind die Regelungen für atypische Netznutzung bzw. Vermeidung von Netzbezug in Hochlastzeitfenstern (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) sowie für kontinuierlichen Betrieb mit min. 7000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV).

- ▶ Die Regelung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV kann ein Abschalten von energieintensiven Verbrauchern in Zeiten hoher Netzlasten konterkarieren, da in diesem Fall für die Unternehmen das Erreichen der Privilegierungsbedingungen gefährdet wäre. Ein netzdienliches Verhalten wird dadurch nicht angereizt. Auch die Zuschaltung von zusätzlicher Leistung über die bisherige Spitzenlast hinaus wirkt sich unter den derzeitigen Privilegierungsbedingungen negativ aus. Damit kann die Privilegierung auch ein marktdienliches Verhalten verhindern, ohne dass Netzrestriktionen dies erfordern.
- ▶ Die Regelung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV setzt über die Definition von Hochlastzeitfenstern bereits einen Anreiz für netzdienliches Verhalten. Um gleichzeitig marktdienliches Verhalten nicht unnötig einzuschränken, sollten die Zeitfenster nicht unnötig lange definiert werden und gleichzeitig auch die tatsächliche Netzsituation berücksichtigen. Wechselwirkungen zwischen § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV sollten berücksichtigt werden. Die höhere maximale Reduktion nach Satz 2 kann unerwünschte Anreize zur Vergleichmäßigung setzen (siehe Abschnitt 3.6).
- ▶ Da viele Industriekunden prinzipiell Flexibilität bereitstellen können, aber derzeit keine Anreize dafür haben bzw. dies auch durch § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV verhindert wird, wird empfohlen, die Privilegierungsbedingungen für Netzentgeltreduktionen so anzupassen, dass Anreize für markt- und/oder netzdienliches Verhalten gesetzt werden. Folgende Anpassungsoptionen wurden identifiziert.

Option 1: Verpflichtende Beteiligung an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen

- ▶ Es wird empfohlen, eine Beteiligung bzw. Präqualifikation von Lasten für den Regelenergiemarkt als Bedingung für eine Privilegierung einzuführen. Dadurch wird die Einbindung der privilegierten Lasten in die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität sichergestellt. Bei einer Anpassung der Teilnahmebedingungen im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten und wenn diese Verordnung verlängert wird², wäre auch eine Beteiligung hier möglich.
- ▶ Aktuell ist auf Grund der Mindestleistung nur eine Passfähigkeit zum Regelenergiemarkt gegeben, wobei kleinere Anlagen unter 5 MW, die derzeit von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV profitieren, sich über ein pooling am Regelenergiemarkt beteiligen könnten. Bei den Ausschreibungen zu abschaltbaren Lasten ist derzeit nur eine Beteiligung von Stromnachfrage größer als 50 MW bzw. von maximal 5 Lasten an einem Höchstspannungsknoten mit zusammen 50 MW möglich.
- ▶ Ein Teil der netzentgeltbefreiten Stromnachfrage ist bereits im Regelenergiemarkt aktiv. Zu welchem Anteil dies der Fall ist, sollte geprüft werden.

² Laut § 19 AbLaV tritt die Verordnung zum 1. Januar 2016 außer Kraft.

Option 2: Alternative Bestimmung der netzentgeltrelevanten Leistungsspitze bzw. des Leistungspreises

- ▶ In definierten Zeitfenstern könnten Nachfragereaktionen bei hohen Preisen oder umgekehrt auch bei sehr niedrigen Preisen für die Ermittlung der netzentgeltrelevanten Leistungsspitze vernachlässigt werden, um so marktdienliches Verhalten unter Berücksichtigung des Netzes zu ermöglichen. Damit wäre ein Abschalten oder Zuschalten von Anlagen ohne Verlust der Privilegierung möglich.
- ▶ Dazu müssten Zeitfenster definiert werden, in denen eine Verbrauchsreduktion respektive Erhöhung jeweils aus Netzsicht wünschenswert oder zumindest unproblematisch ist. Über die Kopplung an Marktpreise wird die Marktdienlichkeit einer Verbrauchsreduktion (hohe Preise) oder Verbrauchserhöhung (niedrige Preise) abgebildet.
- ▶ In den definierten Zeitfenstern würden Verbrauchsreduktionen dann herausgerechnet und wirkten nicht negativ auf die Erreichung der notwendigen Volllaststunden. Dabei kann beispielweise der Leistungsbezug unmittelbar vor bzw. nach dem Zeitfenster als Basis herangezogen werden, sofern der Leistungsbezug in dem Zeitfenster reduziert worden ist.
- ▶ Umgekehrt würden für Verbrauchserhöhungen bei der Bestimmung der Leistungsspitze klar definierte Zeitfenster bei der Ermittlung ausgenommen, um so marktdienliches Verhalten bei niedrigen Preisen zu ermöglichen.
- ▶ Die Definition der Zeitfenster sollte durch die Netzbetreiber erfolgen, um den jeweils konkreten Netzzustand abzubilden. Um eine besser Synchronisierung mit dem Geschehen im Netz zu erreichen, sollte untersucht werden, inwiefern es sinnvoll ist, die Hochlastzeitfenster mit kürzerem Vorlauf oder später dynamisch festzulegen. Dabei ist ein Ausgleich zwischen Planbarkeit und Reaktionsfähigkeit für Abnehmer und Genauigkeit hinsichtlich der realen Netzsituation anzustreben.
- ▶ Reagieren Lasten auf Anforderung der Netzbetreiber im Regelenergiemarkt oder im Rahmen der Verordnung abschaltbarer Lasten sollten diese Reaktionen bei der Ermittlung der Privilegierungsbedingungen ebenfalls herausgerechnet werden. Ein analoges Vorgehen wird bereits im Rahmen des Redispatch durchgeführt und kann als Beispiel dienen.

Beihilferechtliche Aspekte der Regelung in § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

- ▶ Bei einer Reform der Privilegierungsbedingungen wäre das laufende EU-Beihilfeverfahren gegen § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV a.F. zu berücksichtigen. Die EU-Kommission könnte die Netzentgeltreduzierung abschließend als staatliche Beihilfe einordnen und damit gänzlich in Frage stellen.
- ▶ Zumindest eine Weiterentwicklung in Richtung stärkere Flexibilität könnte aber mit dem Binnenmarkt vereinbar sein. Die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL) der Kommission sehen dies zwar nicht ausdrücklich vor, erwähnen aber beispielsweise die „Förderung der Nachfragesteuerung“ zumindest als vorzugswürdige Maßnahme gegenüber Kapazitätszahlungen (Rn. 220 UEBLL). Zudem könnte dies letztlich auch dem schrittweisen Übergang von „*einem System mit relativ stabiler und ununterbrochener Versorgung zu einem System, das mehr Energiequellen und kleinere Versorgungsmengen aus variablen Energiequellen umfasst*“ dienen (Rn. 216 UEBLL).

3.2 Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte

Das derzeitige System der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Erzeuger belohnt dezentrale Einspeisung generell, ist aber nicht an der jeweiligen Situation im Netz oder an tatsächlich auf Systemebene vermiedenen Kosten orientiert. Dezentrale Einspeisung führt zunehmend zu Rückspeisung in höhere

Netzebenen und damit zu steigenden Kosten. Die pauschalen Vergütungen bilden die tatsächlichen Kostenwirkungen im Netz nicht geeignet ab und setzen dadurch keine systematischen Anreize für netzdienliche Einspeisung oder sogar Fehlanreize. Eine Anpassung zur Verbesserung der Anreizwirkung erscheint aufgrund von Abgrenzungs- und Transparenzproblemen problematisch. Es wird daher empfohlen, die vermiedenen Netzentgelte abzuschaffen. Dabei sind Wechselwirkungen mit der KWK-Förderung und einer möglichen Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte zu berücksichtigen sowie Vorgaben aus dem EU-Recht weiter zu prüfen.

- ▶ Erzeugungsanlagen in den Spannungsebenen unterhalb der Höchstspannung erhalten derzeit vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE), die vermiedene Kosten aus den vorgelagerten Netzen widerspiegeln sollen.
- ▶ Die Höhe der vNNE ist abhängig von den Netzentgelten der vorgelagerten Netzebene. Unterschiede in den Übertragungsnetzentgelten gehen daher in die vNNE ein, so dass bspw. die vNNE steigen, wenn die Systemdienstleistungskosten in der Regelzone steigen.
- ▶ Die Aufwendungen für vNNE werden als Kostenposition in der Netzentgeltkalkulation des jeweiligen Verteilnetzbetreibers angesetzt.
- ▶ Bei EEG-geförderten Anlagen fließen die vermiedenen Netzentgelte als Erlösbeitrag auf das EEG-Konto und reduzieren die EEG-Umlage. Im Jahr 2013 betrugen die vermiedenen Netzentgelte für EEG-geförderte Anlagen mehr als 600 Mio. €. Insgesamt erreichten die vermiedenen Netzentgelte 2013 ein Volumen von über 1,2 Mrd. €.
- ▶ Den Vergütungen für vermiedene Netznutzungsentgelte liegt die Basisannahme eines zentralen Systems mit eindeutigem top-down Lastfluss zugrunde. Diese Annahme ist überholt angesichts zunehmender dezentraler Erzeugung und Lastflüssen, die in bestimmten Zeiten und Regionen bereits umgekehrt fließen, d.h. von niedriger zu höherer Spannungsebene. In vielen Netzgebieten führt dezentrale Einspeisung zu keiner realen Kosteneinsparung und bedingt insbesondere in ländlichen Gebieten zum Teil zusätzliche Investitionen in die Verteilnetze.
- ▶ Die derzeitige, pauschale Berechnungssystematik der vNNE bezieht sich auf die vermiedenen Entgeltzahlungen an die vorgelagerte Netzebene. Die vNNE sind erlösneutral für den Verteilnetzbetreiber, haben aber keinen Bezug zu real vermiedenen Netzkosten - bspw. vermiedenen Ausbau - in der Einspeiseebene oder in vorgelagerten Ebenen.

Option 1: Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte

- ▶ Die vermiedenen Netzentgelte sollten abgeschafft werden, da dezentrale Erzeugung häufig keine entsprechenden Einsparungen in den Netzkosten zur Folge hat.
- ▶ Dabei sind europarechtliche Vorgaben zu beachten, die fordern, dass für Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien die „erhobenen Tarife die zu erzielenden Kostenvorteile aus dem Anschluss der Anlage an das Netz widerspiegeln“ (Art. 16 Abs. 8 RL 2009/28/EG), die sich nach der Richtlinie insbesondere „aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes ergeben“ könnten.
- ▶ Eine Anpassung des bestehenden Systems kommt nach jetziger Rechtslage daher wohl nur in dem Umfang in Betracht, wie solche Kostenvorteile in tatsächlicher Hinsicht nicht bestehen. Daher sollte bei Abschaffung der vNNE näher geprüft werden, ob und wann tatsächlich Kostenvorteile durch erneuerbare Energien-Anlagen auftreten und wie die entsprechenden Effekte kompensiert werden könnten.
- ▶ Die Abschaffung der vNNE trüge dazu bei, die Netzentgelte in Netzgebieten mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung zu senken, sofern die gezahlten vNNE dort ein relevanter Kostenfaktor sind.

- ▶ Für EEG-geförderte Anlagen ändert sich durch die Abschaffung der vNNE nichts, da die Vergütungshöhe nur von den Fördersätzen des EEGs abhängt. Die Abschaffung würde jedoch zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen, da es zu einer Umverteilung von Kosten zwischen den Netzentgelten und den EEG-Differenzkosten kommt.
- ▶ Für dezentrale Erzeugungsanlagen, die nicht im EEG gefördert werden, ergeben sich negative Effekte, bspw. für KWK-Anlagen reduzieren sich die Erlöse. Da in den bisherigen KWK-Vergütungssätzen die vermiedenen Netzentgelte berücksichtigt werden, sollten diese entsprechend angepasst werden.
- ▶ Der Entwurf des Strommarktgesetzes beinhaltet eine Abschaffung der vNNE für Neuanlagen ab 2021.

Option 2: Abschaffung vNNE für fluktuierende Erzeuger und Anpassung der Berechnungsgrundlage

- ▶ Eine Abschaffung der vNNE – unter Beachtung der europäischen Vorgaben – erscheint die beste Lösung, da bereits die Grundannahme der Kostenvermeidung nicht mehr gilt.
- ▶ Eine sekundäre Option wäre die Abschaffung der vNNE nur für volatil-einspeisende Anlagen und Beibehaltung für planbare Erzeugung, die eher Netzkosten vermeiden könnte. In diesem Fall (oder auch bei genereller Beibehaltung der vNNE) sollte eine Anpassung der Berechnungsgrundlage erfolgen.
- ▶ Solange dezentrale Anlagen keinen wesentlichen Beitrag zur Verringerung des Bedarfs an Systemdienstleistungen wie etwa Redispatch leisten, sollten diese Kostenpositionen (die z.T. einen relevanten Einfluss auf die Höhe der Übertragungsnetzentgelte haben) bei der Berechnung der vermiedenen Netzentgelte nicht berücksichtigt werden.
- ▶ Durch die Bereinigung der Berechnungsgrundlage wird vermieden, dass in Netzgebieten mit hohen Netzentgelten auf Grund von Systemdienstleistungen gleichzeitig auch hohe vermiedene Netzentgelte gezahlt werden.
- ▶ Auch die bereinigte Berechnungsgrundlage ermöglicht noch nicht die tatsächliche Abbildung von Kostenvor- und nachteilen und ist daher eine weniger empfehlenswerte Variante.
- ▶ Prinzipiell wäre auch eine realistischere Abbildung der tatsächlichen vermiedenen Kosten auf Basis von Einzelfallbetrachtungen möglich.
- ▶ Eine solche Einzelfallbetrachtung müsste jedoch transparent und nachvollziehbar durchgeführt werden ohne anfällig für Diskriminierung zu sein. Dies wird auf Grund der Komplexität und Vielzahl an Anlagen jedoch als nicht sinnvoll umsetzbar eingeschätzt.

3.3 Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene

Für die Übertragungsnetze erscheint eine Vereinheitlichung der Entgelte empfehlenswert, da die Übertragungsnetze für alle Netznutzer gleichermaßen notwendig sind und daher auch die regional unterschiedlich anfallenden Kosten für Systemdienstleistungen und Ausbau solidarisch getragen werden sollten. Für die Verteilnetze wird eine Vereinheitlichung aufgrund problematischer Anreizwirkungen und Verteilungseffekte zunächst nicht empfohlen. Es sollte geprüft werden, ob eine Abgrenzung und Wälzung der „energiewendebedingten“ Kosten möglich ist, um hier soweit möglich einen Belastungsausgleich einzuführen. Eine mögliche Vereinheitlichung sollte lediglich die Netzentgelte, also die Ebene der Verbraucher, betreffen. Die Regulierung und netzspezifische Erlösbergrenzen, die steuernd auf den Ausbau und den Netzbetrieb wirken, bleiben so erhalten.

- ▶ Die Netzentgelte für Endkunden werden netzspezifisch berechnet und sind regional sehr unterschiedlich hoch. Insbesondere in den östlichen Bundesländern sind in den ländlichen Regionen die Netzentgelte höher als im Mittel, während sie in süd-westlichen Regionen eher niedriger liegen. Dies sorgt zunehmend für Diskussionen, ob der Ausbau der erneuerbaren Energien zu inakzeptablen Verteilungseffekten führt und löste Forderungen nach einer Vereinheitlichung aus.
- ▶ Die Höhe der Netzentgelte und damit auch die regionalen Unterschiede hängen von verschiedenen Faktoren ab. Die Kosten für die Integration erneuerbarer Energien bspw. von PV und Wind sind dabei lediglich ein Faktor. Unterschiede in den Übertragungsnetzentgelten bspw. durch höhere Redispatchkosten tragen auch zu der Entgeltspreizung in den Verteilnetzentgelten bei, da die Kosten gewälzt werden. Aber auch der regionale Strombezug aus dem Netz als Verteilungsbasis für die Netzkosten beeinflusst die Entgelthöhe ebenso wie die Altersstruktur der Netze. Die geringere Abnahmedichte und relative neue Infrastruktur führt in der Tendenz zu höheren Entgelten in Nordostdeutschland. Städtische Netze haben häufig günstigere Entgelte.
- ▶ Da der Ausbau der erneuerbaren Energien regional sehr unterschiedlich erfolgt und insbesondere in ländlichen Gebieten stattfindet, könnten sich die Netzentgeldifferenzen zukünftig eher verstärken als reduzieren. Dem entgegen steht die unterschiedliche Altersstruktur der Netze. Die Netze im Osten sind im Durchschnitt jünger, als im Westen. Findet nun in den nächsten Jahren auch im Westen eine Erneuerung der Netze statt, stiegen hier die Netzentgelte ebenfalls, so dass es zu einer Verringerung der Differenz kommen könnte. Bei einer Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte würden diese Zusatzkosten dann gleichmäßig im Bundesgebiet getragen, also auch (erneut) von den Netzkunden im Osten.

Option 1: Entgeltseitige Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte

- ▶ Die Übertragungsnetze sind für alle Netznutzer gleichermaßen notwendig.
- ▶ Eine Abgrenzung energiewendebedingter Kosten ist nicht sinnvoll möglich, da das gesamte System zusammenwirkt. Die regional unterschiedlich anfallenden Kosten für Systemdienstleistungen und Ausbau sollten daher solidarisch getragen werden, so dass eine Vereinheitlichung der Entgelte sinnvoll erscheint.
- ▶ Die Vereinheitlichung sollte entgeltseitig erfolgen. Dabei würde lediglich die Kostenverteilung auf die nachgelagerten Netzbetreiber/Kunden verändert, indem alle regulierten Erlöse zusammengeführt und bundesweit auf die gesamte Nachfrage verteilt würden.
- ▶ Dadurch ergeben sich bundesweit einheitliche ÜNB-Netzentgelte. Die Einnahmen fließen zusammen und werden auf Basis der Erlösobergrenzen auf die ÜNB verteilt.
- ▶ Die ÜNB blieben reguliert, wie bisher, d.h. Kostenprüfung, Effizienz- und Qualitätsanreize blieben erhalten.
- ▶ Vor einer Vereinheitlichung ist zu prüfen, ob alle derzeit enthaltenen Kostenpositionen in den Übertragungsnetzentgelten vereinheitlicht werden sollen. Kosten für Systemdienstleistungen beispielsweise könnten auch herausgerechnet und separat unter Einbeziehung der Erzeuger abgerechnet werden.

Kostenseitige Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte als erster Schritt

- ▶ Als Startpunkt für eine Vereinheitlichung könnte ein Ausgleich der Belastungen kostenseitig erfolgen, d.h. die anfallenden Kosten würden summiert und auf Basis eines Verteilungs-

schlüssels, z.B. der Entnahme durch Letztverbraucher im Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers, zwischen den ÜNB aufgeteilt. Unterschiedliche Netzentgelte für einzelne ÜNBs blieben hier erhalten.

Option 2: Abgrenzung und Wälzung energiewendebedingter Kosten in Verteilnetzen

- ▶ Unabhängig von ohnehin bestehenden Definitionsschwierigkeiten ist es nach erster Einschätzung der Bundesnetzagentur nicht möglich, aus den Angaben in den Anträgen für Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktor abzuleiten, welche Kosten energiewendebedingt sind, da Investitionsmaßnahmen häufig als Pakete realisiert werden und der Erweiterungsfaktor auf Strukturparameter abstellt. Dennoch sollte weiter geprüft werden, ob für einzelne Kostenpositionen, die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verursacht werden eine solche Abgrenzung stattfinden kann.
- ▶ Sollten abgrenzbare Kostenpositionen gefunden werden, wird empfohlen, die entsprechenden Kosten auf alle Endkunden einheitlich zu wälzen.
- ▶ Eine Umlage ist einfacher, transparenter und kann sich an zahlreichen Beispielen (bspw. der KWK-Umlage) orientieren. Es könnte überdacht werden, ob eine entsprechende Umlage mit anderen Umlagen bspw. Offshorehaftungsumlage zu einer „Energiewendeumlage“ integriert wird. Dem stünde jedoch der mögliche Transparenzverlust entgegen.
- ▶ Das sonstige System der Verteilnetzentgelte bliebe unverändert. Ein Teil der Netzentgelte bleibt also verteilnetzspezifisch. Der Anreiz für Netzbetreiber, im eigenen Netzgebiet effizient zu sein, bleibt erhalten, während dieser Anreiz bei der kompletten Vereinheitlichung der Entgelte verschwände, da es dann keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen dem Netzbetrieb im eigenen Gebiet und den Entgelten mehr gäbe.
- ▶ Die Regulierung inklusive Kostenprüfung, Effizienz- sowie Qualitätsanreizen bliebe erhalten.

Entgeltseitige Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte nicht empfohlen

- ▶ Falls eine Abgrenzung energiewendebedingter Kosten in den Verteilnetzen nicht möglich ist oder eine Vereinheitlichung der gesamten Entgelte bevorzugt wird, sollte eine sorgfältige Prüfung der entgeltseitigen Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte erfolgen. Damit ist gemeint, dass die Entgelte einheitlich erhoben werden und die Einnahmen dann auf Basis der festgesetzten Erlösobergrenzen durchaus unterschiedlich auf die Netzbetreiber verteilt werden.
- ▶ Die entgeltseitige Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte wird nicht empfohlen, da sie mit problematischen Effekten verbunden ist.
- ▶ - Möglicherweise sinkt der Anreiz der Netzbetreiber, für niedrige Netzentgelte im eigenen Netzgebiet zu sorgen.
- ▶ - Möglicherweise verstärkte free-riding Anreize der Landesregulierungsbehörden: es wird befürchtet, dass diese über eine weniger strikte Kostenprüfung der Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit diesen großzügigere Erlösobergrenzen zugestehen könnten. Der entgelterhöhende Effekt würde sich bundesweit verteilen und nicht zu vergleichsweise höheren Entgelten im betroffenen Gebiet führen. Eine Lösung wäre eine Zentralisierung der Verantwortlichkeit bei der Bundesnetzagentur. Die Umsetzung dieser Option könnte jedoch schwierig sein.

- ▶ Da Netzbetreiber wie bisher reguliert blieben, bleiben Effizienz- und Qualitätsanreize abseits der genannten Effekte prinzipiell erhalten.

Rechtliche Einschätzung einer stärkeren Vereinheitlichung

- ▶ Aus rechtlicher Sicht erscheint eine stärkere Vereinheitlichung von Netzentgelt-Bestandteilen vor allem dort möglich, wo es sich um „energiewendebedingte“ Kostenbestandteile handelt, auf die der einzelne Netzbetreiber im Grunde genommen keinen individuellen Einfluss hat (insbesondere für Maßnahmen der Netzverstärkung, der Netzertüchtigung und des Netzausbaus, die aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien erforderlich sind, vgl. § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG).
- ▶ Allerdings können damit zum Teil erhebliche Abgrenzungsschwierigkeiten verbunden sein.
- ▶ Auch die Einführung eines gänzlich einheitlichen Netzentgelts erscheint zwar rechtlich nicht unmöglich, hinge jedoch letztlich noch von vielen Einzelfragen und der konkreten Ausgestaltung ab (z.B. Vereinheitlichung netzbetreiber-/netznutzerseitig, Verlagerung von fremden Refinanzierungsrisiken, Umsetzung über Fonds-Modelle). Insbesondere bräuchte es bei „nicht-energiewendebedingten“ Kosten einer anders gelagerten Begründung (etwa „gleichwertige Lebensverhältnisse im Bundesgebiet“, Art. 72 Abs. 2 GG), um in verhältnismäßiger Weise auf der Basis eines legitimen Zwecks bundesweit einheitlich festgelegt zu werden.
- ▶ Generell erscheint eine entgeltseitige Vereinheitlichung rechtlich vorzugswürdig gegenüber einer kostenseitigen Vereinheitlichung, da hiermit ein geringerer Eingriff in die Preisbildungsfreiheit der Netzbetreiber verbunden ist. Soweit hierbei jedoch die Einführung eines Fonds-Modells gewählt wird, ist die Vereinbarkeit mit dem europäischen Beihilferecht (Art. 107 ff. AEUV) besonders in den Blick zu nehmen. Eine kostenseitige Vereinheitlichung kommt in Betracht, soweit sich ein bundesweiter Ausgleich bestimmter Kostenbestandteile sachlich begründen lässt (etwa: „energiewendebedingt“, vgl.o.).
- ▶ Soll die Vereinheitlichung alleine die Übertragungsnetzebene betreffen, so gelten im Grundsatz die gleichen Anforderungen. Insbesondere erscheint es auch insoweit vorzugswürdig, nur solche Kostenbestandteile einer Wälzung zu unterziehen, die für die ÜNB grundsätzlich unbeeinflussbar sind. Die rechtliche Zulässigkeit einer sogar vollständigen Wälzung hängt davon ab, ob insoweit eine sachliche Begründung geliefert werden kann, die gerade an den Besonderheiten der Übertragungsnetze festmacht.

3.4 Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung

Eine Erhöhung des Grundpreises ist im jetzigen Rahmen möglich und erscheint als eine einfache, schnell realisierbare Möglichkeit, um bei zunehmendem Selbstverbrauch Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen stärker an der Netzfinanzierung zu beteiligen. Die Erhöhung des Grundpreises für Standardlastprofilkunden in der Niederspannung kann zudem dazu beitragen, einen höheren Teil der Netzkosten unabhängig von der Entnahmemenge zu decken. Dadurch würde besser reflektiert, dass das Netz eine Vorhaltefunktion für den Bedarf hat und von Fixkosten dominiert ist. Es werden dadurch jedoch auch Kunden mit einem geringen Verbrauch ohne Eigenerzeugung stärker belastet. Daher sollte über eine Differenzierung zwischen Kunden mit und ohne Eigenerzeugung nachgedacht werden.

- ▶ Mengenbasierte Entgelte reflektieren Versicherungscharakter und hohen Fixkostenanteil des Netzes (95%) unzureichend

- ▶ Die Kapazität ist ein zentraler Kostentreiber. Sie ist für Kunden mit und ohne Eigenerzeugung gleich, zumal die Infrastruktur schon gebaut ist.
- ▶ Kunden mit und ohne Eigenerzeugung profitieren gleichermaßen von der Absicherung durch den Netzanschluss – bei Ausfall der Eigenerzeugung kann der Kunde seinen vollen Bedarf vom Netz decken, was der Netzbetreiber jederzeit infrastrukturmäßig vorhalten muss.
- ▶ Durch die stark mengenbasierten Netzentgelte tragen Kunden mit Eigenerzeugung weniger zur Netzfinanzierung bei. Die geringeren Zahlungen, noch verstärkt durch die insoweit nicht anfallenden netzentgeltbezogenen Preisbestandteile (KWK-Umlage usw.) sowie bestimmte gesetzliche Privilegien (etwa bei der EEG-Umlage) machen Eigenverbrauch attraktiv.
- ▶ Die allein mengenbasierte Erhebung der Netzentgelte (kWh-Bezug) im Haushaltskundenbereich in der Niederspannung erscheint daher, insbesondere bei Vorhandensein von Eigenerzeugung, als nicht mehr verursachungsgerecht.

Option 1: Erhöhung des Grundpreises

- ▶ Ein höherer Grundpreis in der Niederspannung trüge dazu bei, die Netzentgelte stärker an die Struktur der durch Fixkosten dominierten Netzkosten anzupassen und die Finanzierungsgerechtigkeit der für den Bedarfsfall vorgehaltenen Infrastruktur zu erhöhen.
- ▶ Gleichzeitig trüge ein höherer Grundpreis in der Niederspannung dazu bei, Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen auch bei hohem Selbstverbrauch stärker als bisher an den Netzkosten zu beteiligen. Die Ungleichverteilung zwischen Abnehmern mit und ohne Eigenverbrauch verringerte sich.
- ▶ Durch eine stärkere Beteiligung der Eigenerzeuger sänke die Nettoförderwirkung für Eigenerzeugungsanlagen, da die indirekte Förderung durch verringerte Netzentgeltzahlung abnimmt. Heutige PV-Anlagen sind meist nur durch Nutzung von Eigenstrom rentabel. Ein Abschmelzen der Eigenverbrauchsprivilegien könnte daher Auswirkungen auf den PV-Ausbau haben.
- ▶ Ein erhöhter Grundpreis wirkt degressiv, wodurch Kunden mit geringem Verbrauch benachteiligt werden, da sie (im Durchschnitt) einen höheren Preis pro verbrauchter kWh zahlen. Die Verteilungseffekte zwischen den Kunden könnten aber abgemildert werden, indem unterschiedliche Grundpreise für verschiedene Kundengruppen je nach Jahresenergieverbrauch erhoben werden.
- ▶ Durch einen erhöhten Grundpreis verringert sich zudem der Anreiz, Energie zu sparen, da die Grenzkosten jeder zusätzlich verbrauchten kWh sinken. Da das Netzentgelt nur etwa 25% des Strompreises ausmacht und i.d.R. nur einmal jährlich abgerechnet wird, ist jedoch davon auszugehen, dass der Effekt auf die Nachfrage – wenn überhaupt – eher gering sein dürfte.

Juristische Einschätzung einer Erhöhung des Grundpreises

- ▶ Eine Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung ist im aktuellen rechtlichen Rahmen möglich, solange ein angemessenes Verhältnis von Grund- und Arbeitspreis gewahrt bleibt (§ 17 Abs. 6 S. 2 StromNEV). Das sich aus Grundpreis und Arbeitspreis ergebende Entgelt hat zudem in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt zu stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz auf der Grundlage der Arbeits- und Leistungswerte nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde (§ 17 Abs. 6 S. 3 StromNEV).
- ▶ Eine Anpassung des geltenden Rechts ist also nicht zwangsläufig erforderlich, da bereits jetzt eine Erhöhung des Grundpreises – unter Einhaltung der Voraussetzungen von § 17 Abs. 6 StromNEV – zulässig ist.

Alternative Überlegungen zur Grundpreiserhöhung: ein Kapazitätstarif

- ▶ Eine häufig diskutierte Alternative könnte ein Kapazitätstarif sein, der die Netzkosten in der Niederspannung für Standardlastprofilkunden einheitlich je Anschluss und Kundengruppe verteilt. Dies wäre eine deutliche Änderung gegenüber der jetzigen Situation, hat jedoch Potenzial, das Netzentgeltsystem transparenter zu machen.
- ▶ Die Orientierung eines Kapazitätstarifs an der Spitzenlast, der Kapazität des Anschlusses oder der Größe der Anschlusssicherung, erscheint im Vergleich deutlich aufwändiger, zumal viele Anschlüsse erst mit der notwendigen Messtechnik ausgestattet werden müssten. Der Zusatznutzen ist unklar, da nach Information der Autoren kein eindeutiger Zusammenhang zur Kostenverursachung hergestellt werden kann.

Option 2: Differenzierung zwischen Netznutzern mit und ohne Selbstverbrauch

- ▶ Eine pauschale Erhöhung des Grundpreises führt neben dem erwünschten Effekt, dass Netznutzer mit Selbstverbrauch sich stärker an der Finanzierung beteiligen, auch dazu, dass Abnehmer mit geringem Verbrauch ohne Selbstverbrauch ebenfalls stärker belastet werden. Dieser Effekt kann über eine Differenzierung in Kunden mit und ohne Eigenerzeugung adressiert werden.
- ▶ Eine Differenzierung der Netzentgelte für Netznutzer mit und ohne Selbstverbrauch erscheint auch deshalb gerechtfertigt, da Netznutzer mit Eigenerzeugung den Netzanschluss auch für eine Netzeinspeisung nutzen.
- ▶ Voraussetzung für eine Differenzierung der Netzentgelte wäre, dass dem Netzbetreiber der Selbstverbrauch und das Vorhandensein einer Eigenerzeugungsanlage bekannt sind. Dies ist etwa – mit Ausnahmen – der Fall, wenn der Anlagenbetreiber das Eigenversorgungsprivileg im EEG in Anspruch nimmt (§ 74 S. 3 EEG). Bestandsanlagen bis September 2014 und Kleinanlagen bis 10kW sind von der Meldepflicht ausgenommen, so dass Datenverfügbarkeit ein Problem darstellen könnte.
- ▶ Grundsätzlich ist zu beachten, dass eine stärkere Beteiligung von PV-Eigenerzeugung an den Netzentgelten die Erlöse der Anlage reduziert und sich dadurch ggf. höhere Förderkosten ergeben können. Eine Umsetzung könnte erfolgen, in dem als Beitrag zu den Netzkosten in Abhängigkeit der Anlagengröße ein pauschaler Betrag festgelegt wird, der die entgangenen Netzentgelte über bspw. 10 Jahre abbildet.
- ▶ Eine stärkere Beteiligung von Eigenerzeugern mit Selbstverbrauch ist auch mit einer generellen Beteiligung von Einspeisern in der Niederspannung an den Netzentgelten möglich – zumindest in dem Umfang, wie sie ihren Strom nicht selbst verbrauchen (siehe auch Abschnitt 3.5 zu Entgelten für Einspeiser).

Juristische Einschätzung einer stärkeren Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzentgelten

- ▶ Aus juristischer Sicht ist die stärkere Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzentgelten möglich.
- ▶ Selbst die Einführung eines speziellen Belastungstatbestandes für Eigenversorger dürfte grundsätzlich rechtlich zulässig sein, wenngleich das Netzentgeltsystem bisher ausschließlich bestimmte Privilegierungstatbestände enthält (§ 19 Abs. 2 S. 1 und 2-4 StromNEV, §§ 14a und 118 Abs. 6 EnWG, Einspeiser zahlen zudem gem. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV keine Netzentgelte). Generell stellt sich jedoch die Begünstigung des einen gleichsam als Belastung des anderen dar, so dass eine unterschiedliche rechtliche Behandlung nicht geboten erscheint.

- ▶ Die stärkere Abgeltung der Versicherungsfunktion des Netzes stellt einen sachlichen Grund im Sinne des Gleichheitsgrundsatzes (Art. 3 Abs. 1 GG) dar, so dass keine Grundrechtsverletzung vorliegt, sondern vielmehr dem Gleichheitsgrundsatz zusätzlich Rechnung getragen würde.
- ▶ Denkbar sind auch Varianten, die darauf abzielen, nur bestimmte Eigenversorger stärker zu belasten, soweit es für die Unterscheidung innerhalb der Gruppe der Eigenversorger eine sachliche Begründung gibt. So könnte man etwa erwägen, gerade nicht-leistungsgemessene Eigenversorger in der Niederspannung stärker zu adressieren (beispielsweise über eine Differenzierung des Grundpreises).

3.5 Beteiligung der Einspeiser an Netzentgelten oder ausgewählten Systemkosten

Laufende Einspeiseentgelte erscheinen kurzfristig nicht empfehlenswert, da sie einen deutlichen Systemwechsel bedeuten. Langfristig könnten laufende, ggf. variable Netzentgelte aber sowohl für Einspeiser als auch Nachfrager eine sinnvolle Option zu sein, um Flexibilität zu fördern. Zur Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten sollten Baukostenzuschüsse für Erzeuger ggf. nur für Regionen mit erzeugungsgetriebenem Netzausbau geprüft werden. Kunden mit PV-Eigenerzeugung in der Niederspannung könnten auch über einen erhöhten Grundpreis, ggf. spezifisch für Kunden mit Eigenerzeugung, stärker an der Netzfinanzierung beteiligt werden (siehe Abschnitt 3.4). In der Industrie ist der Anpassungsbedarf auf Grund hoher Leistungspreise der industriellen Netznutzer geringer als in der Niederspannung. Bei Sonderformen des Netzentgeltes wie der Netzreservekapazität oder dem Monatsleistungspreis (vgl. § 19 Abs. 1 StromNEV) sollte ein stärkerer Bezug zur tatsächlichen Netzsituation hergestellt werden. Eine Reduktion der Netzentgelte sollte stärker an die tatsächliche Entlastung zu Zeiten der Netzhöchstlast gekoppelt sein und Wechselwirkungen mit Privilegierungsbedingungen (siehe Abschnitt 3.1) sollten beachtet werden.

- ▶ In Deutschland werden derzeit keine Netznutzungsentgelte für die Einspeisung erhoben. Betreiber von dezentralen Erzeugern erhalten ein Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte.
- ▶ Kurzfristig erscheint die Einführung laufender Einspeiseentgelte jedoch nicht empfehlenswert. Aus der ökonomischen Analyse ergibt sich, dass insbesondere bei einer Einführung von energiebasierten Einspeiseentgelten damit zu rechnen wäre, dass diese direkt in die Erzeugungskosten eingepreist und somit an die Kunden weitergegeben werden. Da sie eine massive Änderung bedeuten, sollte daher zunächst geprüft werden, welche positiven Effekte (Anreizwirkung, Kostenverteilung) sich gegenüber einer direkten Allokation der Kosten auf die Kunden ergeben.
- ▶ Einspeiseentgelte böten jedoch die Chance a) der Beteiligung dezentraler Erzeugungsanlagen, auch mit Eigenverbrauch, an den Netzkosten, insbesondere bei kapazitätsbasierten Entgelten und b) eine je nach Netzkosten örtlich differenzierte Beteiligung der Einspeiser an den verursachten Kosten.
- ▶ Zur Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten sollten daher (einmalige) Baukostenzuschüsse für Erzeuger ggf. nur für Regionen mit erzeugungsgetriebenem Netzausbau geprüft werden. Diese würden nur auf neue Anlagen wirken.
- ▶ Einspeiser mit Eigenverbrauch könnte auch ohne Einspeiseentgelte stärker an den Netzkosten beteiligt werden: so könnten Kunden mit PV-Eigenerzeugung in der Niederspannung über einen erhöhten Grundpreis, ggf. spezifisch für Kunden mit Eigenerzeugung, stärker an der Netzfinanzierung beteiligt werden (siehe Abschnitt 3.4). Bei Einspeisern, die in der Industrie angesiedelt sind, ist der Anpassungsbedarf auf Grund hoher Leistungspreise der industriellen Netznutzer geringer als in der Niederspannung.

- ▶ Langfristig könnten laufende, ggf. variable Netzentgelte sowohl für Einspeiser als auch Nachfrager zudem eine sinnvolle Option sein, um Flexibilität zu fördern.

Option 1: Baukostenzuschüsse für Einspeiser als Finanzierungsbeitrag und Standortanreiz

- ▶ Baukostenzuschüsse können einen Standortanreiz setzen, sofern sie örtlich differenziert erhoben werden. So könnten Erzeuger bei einem Anschluss in bereits erzeugungsdominierten Gebieten an den resultierenden Netzausbaukosten beteiligt werden.
- ▶ In nachfragedominierten Gebieten wäre der Baukostenzuschuss geringer bzw. u.U. könnte auch ein Bonus ausgezahlt werden, um Beiträge zur Ausbauvermeidung zu honorieren. Die Beteiligung der Einspeiser an den Ausbaukosten hätte zudem einen dämpfenden Effekt auf ausbaubedingte Entgeltsteigerungen im jeweiligen Netzgebiet.
- ▶ Eine örtliche Differenzierung der Netzentgelte oder Baukostenzuschüsse führt tendenziell zu Nachteilen für Kraftwerke in den „teureren“ Regionen. Wenn die Kosten erzeugungsgetrieben sind, kann das sinnvoll sein.
- ▶ Eine Beteiligung der Einspeiser hätte tendenziell eine negative Wirkung für den Erzeugungszubau auch von erneuerbaren Energien, sodass ggf. die Förderhöhe angepasst werden müsste.

Option 2: Beteiligung von Einspeisern an einzelnen Netzentgeltkomponenten

- ▶ Alternativ zu generellen Einspeiseentgelten könnten Erzeuger nur an einzelnen Kostenkomponenten wie beispielsweise Verlusten, (örtlichen) Netzausbaukosten oder Systemdienstleistungen beteiligt werden. Sofern Erzeuger Systemdienstleistungen bereitstellen, werden sie dafür u.U. bereits vergütet bzw. es könnte umgekehrt ein Entgelt von jenen Einspeisern erhoben werden, die keine SDL bereitstellen.
- ▶ Die entsprechenden Kostenpositionen fallen derzeit im Netzentgelt an, könnte aber separat abgerechnet werden. Sie fielen dann im regulären Netzentgelt nicht mehr bzw. in verringerter Höhe an und würden somit dort zu einer Minderung beitragen.

Option 3: Anpassung der Regelungen zur Nutzung von Netzreservekapazität für Industriekunden mit Eigenerzeugung

- ▶ Eigenstromerzeugung kann im industriellen Bereich mit steuerbaren Anlagen und sehr hohen Auslastungen in gewissen Umfang zu einer Netzentlastung führen. Dies hängt davon ab, zu welchen Zeiten die Anlagen tatsächlich verfügbar sind.
- ▶ Bei einer Nichtverfügbarkeit der Eigenerzeugung z.B. durch Wartung können in der derzeitigen Netzentgeltssystematik für eine begrenzte Dauer kostengünstigere Netzreservekapazitäten oder der Monatsleistungspreis (vgl. § 19 Abs. 1 StromNEV) genutzt werden. Dadurch wird nicht die tatsächliche Leistungsspitze sondern eine um die Netzreservekapazität reduzierte Leistungsspitze bei der Bestimmung des Leistungspreises zu Grunde gelegt.
- ▶ Die Nutzung der Netzreservekapazitäten ist jedoch nicht in bestimmten Markt- oder Netzsituationen ausgeschlossen, sondern nur zeitlich (bis zu 600 h/a) begrenzt.
- ▶ Hier besteht zukünftig ggf. Handlungsbedarf, um die Höhe des Netzentgeltes an den tatsächlichen Beitrag von Netznutzern mit Eigenerzeugungsanlagen an der Netzhöchstlast passfähig abzubilden.

Rechtliche Einschätzung der Beteiligung von Einspeisern am Netzentgelt

- ▶ Eine Beteiligung der Einspeiser am Netzentgelt könnte rechtstechnisch über eine Anpassung/Abschaffung der Befreiungsregelung in § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV erfolgen. § 24 S. 5 EnWG enthält insoweit eine entsprechende Ermächtigung. Zu beachten ist, dass nach der letztgenannten Norm bei der Einführung von Einspeiseentgelten zusätzlich zu Auspeiseentgelten eine Regelung zur Erstattung vermiedener Netzentgelte enthalten sein muss.
- ▶ Über die Streichung von § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV hinaus, dürften – etwa in der StromNEV – Folgeänderungen erforderlich werden.
- ▶ Der Einführung von Einspeise-Entgelten dürften keine verfassungsrechtlichen Bedenken entgegenstehen, insbesondere dürften sich die Einspeiser hier mangels Vertrauenstatbestand nicht auf Vertrauensschutz berufen können. Ein Vertrauen in den Fortbestand von (begünstigenden) Gesetzen bzw. die allgemeine Erwartung des Bürgers, dass das geltende Recht unverändert fortbestehen werde, ist verfassungsrechtlich grundsätzlich nicht geschützt (BVerfGE 105, 17, 40). Insbesondere auch wegen der bestehenden Verordnungsermächtigung in § 24 S. 5 EnWG müssen die Einspeiser mit der Einführung von Netzentgelten rechnen.
- ▶ Das EU-Recht sieht allerdings unter bestimmten Umständen eine Höchstgrenze von 0,5 EUR/MWh für die jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte vor (VO (EU) Nr. 838/2010).

3.6 (Individuelle) Netzentgelte für Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen

Technologiespezifische Netzentgelte werden nicht empfohlen. Berücksichtigung im Rahmen atypischer Netznutzung ist jedoch sinnvoll. Zukünftig sollte eine kurzfristige und dynamische Festlegung der Hochlastzeitfenster erfolgen, um eine tatsächliche Netzdienlichkeit sicherzustellen. In mittel- bis langfristiger Perspektive würden auch Speicher und andere Flexibilitätsoptionen von einer stärkeren Differenzierung der Entgelte und sonstiger (technologieneutraler) Anreize für Flexibilität profitieren.

- ▶ Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen auf Verbrauchsseite werden im Netznutzungssystem zunächst als Netznutzer behandelt.
- ▶ Sie zahlen prinzipiell Netznutzungsentgelte für die aus dem Netz entnommene Energie, mit der Ausnahme von neu errichteten Speichereinrichtungen, die nach § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit sind (Satz 1). Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke mit Leistungs- oder Kapazitätserweiterung gilt eine befristete Befreiung von 10 Jahren (Satz 2).
- ▶ Abweichend von den übrigen Letztverbrauchern fallen für Stromspeicher auch keine EEG-Umlage (§ 60 Abs. 3 EEG) und für Pumpspeicherkraftwerke und Elektrolyseanlagen auch keine Stromsteuer (§§ 9 Abs. 1 Nr. 2, 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG) an.
- ▶ Zudem erhalten ein Großteil der bestehenden Stromspeicher (i.d.R. Pumpspeicher) ohnehin individuelle Netzentgelte im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV aufgrund atypischer Netznutzung.
- ▶ Die Regelung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ermöglicht die Reduktion des Netzentgeltes um bis zu 80% bei netzdienlichem Betrieb des Speichers, die insbesondere von den größeren Pumpspeichern auch erreicht werden.
- ▶ Die Reduzierung für atypische Netznutzer gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV setzt zwar Anreize für ein gewisses netzentlastendes Verhalten, ist jedoch im Hinblick auf ihre Tatbestandsvoraussetzungen auf Grund im Voraus festgelegter Hochlastzeitfenster nicht mehr zeitgemäß und sollte entsprechend modernisiert werden. Auf Grund der sehr langen Vorlaufzeit für die Definition der Hochlastzeitfenster sowie der fehlenden Berücksichtigung von dezentraler Einspeisung bei der Festlegung stellen die Hochlastzeitfenster nicht unbedingt die tatsächliche Netzbelastung dar. Eine Zuschaltung von Lasten in Hochlastzeitfenstern, in denen

keine tatsächlich hohe Netzbelastung vorliegt, bleibt im bestehenden Rahmen in der Regel aus.

- ▶ Daher wird empfohlen, die Regelungen für atypische Netznutzung zwar fortzuführen, aber anzupassen. Zudem sollten negative Anreize für Flexibilitätsoptionen, in einen noch stärker begünstigten Bandbezug nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zu wechseln, abgeschafft werden, z.B. durch eine Anhebung der Netzentgeltreduktion auf 95-100 Prozent in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.
- ▶ Technologiespezifische Netzentgelte werden nicht empfohlen. In einem zukünftigen Energiesystem spielen Flexibilitätsoptionen eine wichtige Rolle und können über variable Netzentgelte für Einspeisung und Verbrauch langfristig auch angereizt werden. Anreize für netzdienliches Verhalten sollten jedoch allen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, um einen Wettbewerb um die effizientesten Optionen zu ermöglichen. Aktuelle Marktbedingungen schränken den wirtschaftlichen Betrieb von vielen Flexibilitätsoptionen auf Grund der (noch) hohen Kosten derzeit stark ein, so dass eine weitere Technologieförderung sinnvoll sein könnte. Diese sollte jedoch nicht über die Netzentgelte realisiert werden.

Option 1: dynamische Festlegung der Hochlastzeitfenster für atypische Netznutzung

- ▶ Die Beibehaltung der Sonderregelungen für atypische Netznutzung erscheint grundsätzlich sinnvoll, jedoch modernisierungsbedürftig.
- ▶ Die bisher starr festgelegten Hochlastzeitfenster sollten zukünftig mit einer kürzeren Vorlaufzeit bzw. auch dynamisch festgelegt werden, um ein tatsächlich netz- und marktdienliches Verhalten zu ermöglichen (Siehe auch Abschnitt 3.1). Bisher basieren die Hochlastzeitfenster auf bis zu 2 Jahre zurückliegenden Lastdaten und berücksichtigen auch nicht die aktuelle Einspeisesituation
- ▶ Dabei ist die Regelung der atypischen Netznutzung grundsätzlich geeignet, speziell Stromspeicher aber auch andere Flexibilitätsoptionen zu fördern. Eine Technologieneutralität ist damit gewährleistet.

4 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

▶ Reform der Ausnahmeregelungen für die Industrie

Eine Anpassung der Regelungen in § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV wird kurzfristig empfohlen, um die Behinderung flexibler Nachfragereaktion zu verringern. Die Netzdienlichkeit eines kontinuierlichen Strombezugs erscheint in einem von Erneuerbaren Energien dominierten Netzbetrieb als Rechtfertigung für eine Privilegierung nicht mehr ausreichend zu sein. Ein erster Schritt wäre eine verpflichtende Beteiligung an der Bereitstellung von SDL. Um darüber hinaus eine Zuschaltung von Lasten bei niedrigen Strompreisen zu ermöglichen ist eine Kopplung an definierte Zeitfenster möglich, die nicht netzkritisch sind und in denen ein zusätzlicher Leistungsbezug sich nicht negativ auf die Privilegierungsbedingungen auswirkt. Die Definition dieser Zeitfenster sollte mittelfristig stärker dynamisch erfolgen und an Marktpreise gekoppelt sein. Dabei ist ein Ausgleich zwischen Planbarkeit und Reaktionsfähigkeit für Abnehmer und Genauigkeit hinsichtlich der realen Netzsituation anzustreben.

► **Modifikation der vNNE**

Eine Anpassung der Berechnungsmethodik der vNNE für mehr Reflektivität der Netzeffekte wird nicht empfohlen, da diese potenziell komplex und intransparent wäre. Es wird daher empfohlen, die vNNE für alle Erzeuger abzuschaffen. Dabei sind europarechtliche Vorgaben zu beachten und ggf. bestehende positive Effekte durch dezentrale erneuerbare Energien Anlagen auszugleichen. Da sich negative Effekte für KWK-Anlagen ergeben, sollte eine Anpassung des KWKG erwogen werden.

Die Abschaffung der vNNE nur für fluktuierende Einspeiser wäre eine sekundäre Option. In diesem Fall sollte die Berechnungsgrundlage der vNNE um Kostenpositionen bereinigt werden, zu deren Senkung dezentrale Erzeuger nicht beitragen, wie bspw. Systemdienstleistungen.

► **Einführung bundesweit einheitlicher Netzentgelte**

Eine Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte wird als sinnvoll angesehen und sollte gemeinsam mit einer Reform der vNNE erfolgen, da ansonsten mglw. die vNNE-Zahlungen insgesamt stark ansteigen würden, ohne dass dies sachgerecht wäre.

Für die Verteilnetze sollte zunächst geprüft werden, ob eine Abgrenzung und Wälzung der energiebedingten Kosten möglich ist. Eine Einführung bundesweit einheitlicher Verteilnetzentgelte hat problematische Effekte und wird nicht empfohlen: der Regionsbezug der Netzentgelte fällt weg, wodurch mglw. der Effizienzreiz für Stadtwerke sinkt, da die positiven Effekte nicht im eigenen Netzgebiet verbleiben. Zudem wird befürchtet, dass die Landesregulierungsbehörden Anreize haben könnten, weniger stringente Kostenprüfungen durchzuführen, da der Effekt höherer Erlösobergrenzen sich bundesweit verteilen würde (free-riding). Ein Teil der Entgeltdifferenz ergibt sich aus dem unterschiedlichen Alter der Netze; eine Vereinheitlichung hätte mittel- bis langfristig Verteilungseffekte zuungunsten von Kunden in Gebieten mit relativ neuen Netzen.

► **Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung**

Eine Erhöhung des Grundpreises für Standardlastprofilkunden in der Niederspannung beteiligt Kunden, unabhängig von ihrer Netzentnahme, stärker an den Netzkosten. Dadurch würde die Vorhaltefunktion des Netzes besser reflektiert und Eigenerzeuger mit Selbstverbrauch stärker an den Netzkosten beteiligt werden. Eine Erhöhung erscheint empfehlenswert und wäre bereits im derzeitigen Rahmen möglich.

► **Beteiligung von Eigenerzeugern /-verbrauchern an den Netzkosten**

PV-Eigenverbrauch ist insbesondere ein Problem der solidarischen Kostentragung mit Verteilungseffekten zwischen Haushaltskunden. Ein Beitrag zur Milderung kann durch eine Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung geleistet werden. Ebenso würden Regelungen zur Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten die Kosten breiter verteilen.

Hinsichtlich des Eigenverbrauchs in der Industrie erscheint der Handlungsbedarf eher gering, da Industriekunden über den hohen leistungsbezogenen Anteil der Entgelte auch bei Eigenerzeugung einen verursachungsgerechten Beitrag zur Netzfinanzierung leisten. Bei Sonderformen des Netzentgeltes wie der Netzreservekapazität oder dem Monatsleistungspreis (vgl. § 19 Abs. 1 StromNEV) sollte ein stärkerer Bezug zur tatsächlichen Netzsituation hergestellt werden. Zentral ist zudem die Anpassung der Privilegierungsregelungen (s.o.), so dass vorhandene Flexibilität ggf. auch unter Nutzung der Eigenerzeugung zur Modifikation des Netzbezugs markt- und netzdienlich eingesetzt wird.

► **Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten**

Variable Netznutzungsentgelte für Einspeiser erscheinen kurzfristig nicht sinnvoll. Langfristig sollten variable Entgelte in Abhängigkeit von der Netz- und Marktsituation sowohl für Nachfrager als auch Erzeuger geprüft werden. Kurz- bis mittelfristig könnte ein (örtlich differenzierter) Netzananschlusskostenbeitrag dazu dienen, Erzeuger in Gebieten mit hohem (erzeugungsgetriebenen) Ausbau stärker an den Netzkosten zu beteiligen. Zudem sollte eine Beteiligung von Einspeisern an ausgewählten Systemkosten wie bspw. Systemdienstleistungen erwogen werden.

► **Netzentgelte für Stromspeicher und sonstige Flexibilitätsoptionen**

Langfristig könnte über variable Netzentgelte für Einspeisung und Verbrauch auch der notwendige Anreiz für Flexibilitätsoptionen geschaffen werden. Bis dahin ist ggf. eine Technologieförderung für Flexibilitätsoptionen notwendig. Diese sollte jedoch nicht über die Netzentgelte realisiert werden. Eine technologiesspezifische Erhebung von Netzentgelten wird nicht empfohlen. Die Beibehaltung der Sonderregelungen für atypische Netznutzung erscheint sinnvoll. Generell empfehlen sich alle Regelungen, die Flexibilität unabhängig von der Technologie fördern bzw. diesbezügliche Hemmnisse abbauen.