

CLIMATE CHANGE

34/2016

Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung

Endbericht – Vorschläge zur Weiterentwicklung des
Netzentgeltsystems

CLIMATE CHANGE 34/2016

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3713 44 103
UBA-FB 002410

Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems

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

Simon Marwitz
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

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22
97070 Würzburg

Abschlussdatum:

November 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.

Kurzbeschreibung

Im Rahmen des Projektes wurde untersucht, an welchen Stellen eine Weiterentwicklung der Netzentgelte sinnvoll wäre, um die Energiewende zu unterstützen. In einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung steigt ggü. der früheren Stromversorgung auf Basis großer, fossiler Kraftwerke der Bedarf an Flexibilität von Einspeisung und Nachfrage. Zudem müssen die Stromnetze aus- und umgebaut werden. Dabei sollte die Gesamtsystemeffizienz, also die Stromerzeugung und der Transport über die Netze, in den Blick genommen werden. Die Netzentgelte verteilen die Kosten des Netzausbaus und –betriebs auf die Netznutzer. Sie setzen zudem Anreize, bspw. zur Spitzenlastreduktion in Zeiten von Netzengpässen. Ungünstig gestaltete Netzentgelte können die Bereitstellung von Flexibilität hemmen und damit die Systemintegration erneuerbarer Energien behindern. Im vorliegenden Bericht werden vor diesem Hintergrund das deutsche Netzentgeltsystem systematisiert und verschiedene Optionen diskutiert, um das Netzentgeltsystems den Anforderungen der Energiewende anzupassen. Die untersuchten Aspekte sind:

- Eine Anpassung der Ausnahmeregelungen für die Industrie, um die netzdienlichen Effekte zu erhöhen und Hemmnisse für marktdienliches Verhalten abzubauen.
- Die vermiedenen Netznutzungsentgelte, die aufgrund zunehmender Rückspeisung nicht mehr sachgerecht sind.
- Bundesweit einheitliche Übertragungsnetzentgelte, als Option die energiewendebedingten Kosten im Netz sachgerechter zu verteilen.
- höhere Grundpreise in der Niederspannung, als Möglichkeit die Netzkosten bei hohem Eigenverbrauch verursachungsgerechter auf die Nutzer zu verteilen.
- Einspeiseentgelte, zur Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten und Schaffung von Anreizen für netzdienliches Verhalten.

Abstract

In this project we analyzed options to advance the network tariff system to support the German energy transition. A power system with high shares of renewables, requires more flexibility of supply and demand than the traditional system based on centralized, fossil power plants. Further, the power networks need to be adjusted and expanded. The transformation should aim at system efficiency i.e. look at both generation and network development. Network tariffs allocate the network cost towards network users. They also should provide incentives, e.g. to reduce peak load in periods of network congestion. Inappropriate network tariffs can hinder the provision of flexibility and thereby become a barrier towards system integration of renewable. Against this background, this report presents a systematic review of the German network tariff system and a discussion of several options to adapt the network tariff system in order to support the energy transition. The following aspects are analyzed:

- An adjustment of the privileges for industrial users to increase potential network benefits and reduce barriers towards a more market oriented behaviour.
- The payments for avoided network charges to distributed generation, that do not reflect cost reality in distribution networks anymore.
- Uniform transmission network tariffs as an option for a more appropriate allocation of cost associated with the energy transition.
- Increased standing fees in low voltage networks as an option to increase the cost-contribution of users with self-generation to network financing.
- Generator tariffs, to allocate a share of network cost to generators and provide incentives for network oriented location choice and/or feed-in.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	13
Zusammenfassung	15
Summary	33
1 Einleitung	49
2 Bewertungskriterien.....	51
2.1 Infrastrukturfinanzierung und Verursachungsgerechtigkeit	51
2.2 Anreizwirkung	54
2.2.1 Netzdienlichkeit.....	55
2.2.2 Marktdienlichkeit	55
2.3 Umsetzbarkeit	56
2.3.1 Administrativer Aufwand.....	56
2.3.2 Kompatibilität mit bestehenden Regelungen	56
2.3.3 Rechtliche Umsetzbarkeit.....	56
2.4 Verteilungswirkungen	57
3 Status Quo in Deutschland.....	57
3.1 Rechtliche Systematisierung des Netzentgeltsystems.....	57
3.1.1 Grundlagen des Netzentgelts „im engeren Sinne“	57
3.1.2 Zusammensetzung des Netzentgelts „im engeren Sinne“	60
3.1.3 Die weiteren netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile	61
3.2 Systematisierung der Netznutzer und Kundengruppen.....	63
3.3 Netzkosten und Zusammensetzung der Netzentgelte	65
4 Ausgewählte Herausforderungen und Defizite für ein von erneuerbaren Energien geprägtes System	67
5 Weiterentwicklung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems: Vertiefende Analysen und Vorschläge.....	69
5.1 Reform der Ausnahmeregelungen für die Industrie	69
5.1.1 Technisch-ökonomische Analysen	69
5.1.1.1 Markt- und netzdienliche Anreizwirkung	74
5.1.1.2 Verursachungsgerechte Kostentragung	78
5.1.2 Anpassungsvorschläge	78
5.2 Modifikation oder Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE)	80

5.2.1	technisch-ökonomische Betrachtungen.....	80
5.2.1.1	Verursachungsgerechte Kostentragung und Anreize	81
5.2.1.2	Verteilungswirkungen	83
5.2.2	Anpassungsvorschlag	86
5.3	Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene oder auf Verteilnetzebene	87
5.3.1	Technisch-ökonomische Analysen	88
5.3.1.1	Kostenpositionen ohne regionalen Ausgleich	88
5.3.1.2	Alternative Wälzungsmechanismen	90
5.3.1.3	Verteilungseffekte	90
5.3.1.4	Anpassungsvorschlag	92
5.3.2	Rechtliche Bewertung der Einführung bundesweit einheitlicher Netzentgelte	94
5.3.2.1	Rechtlicher Status quo des Netzentgeltsystems: individuelle Entgelthöhe	94
5.3.2.2	Gewälzte Bestandteile des Strompreises	94
5.3.2.3	Rechtliche Umsetzbarkeit eines bundesweiten Netzentgeltausgleichs	98
5.4	Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung aber kein Kapazitätstarif	101
5.4.1	Technisch-ökonomische Analysen zum Kapazitätstarif	102
5.4.1.1	Ausgestaltung eines Kapazitätstarifs in der Niederspannung	102
5.4.1.2	Beispiele für Kapazitätstarife für die Stromnetznutzung	104
5.4.1.3	Verursachungsgerechte Kostenverteilung	106
5.4.1.4	Anreizwirkung von Kapazitätstarifen	107
5.4.1.5	Verteilungseffekte einer Grundpreiserhöhung und eines Kapazitätstarifs	109
5.4.1.6	Konzessionsabgabe mit Leistungsbezug	112
5.4.2	Anpassungsvorschlag	113
5.4.3	Rechtliche Bewertung der Einführung eines Kapazitätstarifs.....	113
5.4.3.1	Rechtlicher Status quo des Netzentgeltsystems: insbesondere in Niederspannung starke Verbrauchsabhängigkeit	113
5.4.3.2	Rechtliche Umsetzbarkeit einer Systemumstellung auf einen Kapazitätstarif	114
5.5	Einbeziehung der Eigenversorgung in das Netzentgelt- und Netznutzungssystem.....	120
5.5.1	Eigenverbrauch und Eigenstromerzeugung in der Industrie aus technischer Sicht	120
5.5.1.1	Eigenstromerzeugung in der Industrie	120

5.5.1.2	Industrielle Eigenerzeugung und Eigenverbrauch	128
5.5.1.3	Auswirkungen von industrieller Eigenerzeugung auf Netzentgelte	129
5.5.1.4	Anpassungsvorschläge	136
5.5.2	Rechtliche Möglichkeiten der stärkeren Einbeziehung der Eigenversorgung in das System der Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer	137
5.5.2.1	Stärkere Einbeziehung der Eigenversorger in das Netzentgeltsystem	138
5.5.2.2	EEG-Umlage für Eigenversorgung	142
5.5.2.3	Stromsteuer für Eigenerzeuger	149
5.6	Beteiligung von Einspeisern an Netzentgelten oder ausgewählten Systemkosten	151
5.6.1	Zielsetzung von Netznutzungsentgelten für Einspeiser	152
5.6.2	Ausgestaltung von Einspeiseentgelten	153
5.6.3	Ökonomische Analyse von Einspeiseentgelten	155
5.6.3.1	Energiebasierte Einspeiseentgelte	155
5.6.3.2	Kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte	157
5.6.3.3	Pauschale Einspeiseentgelte	157
5.6.3.4	Örtliche und zeitliche Differenzierung von Einspeiseentgelten	157
5.6.3.5	Anreize hinsichtlich grenzüberschreitender Stromflüsse	160
5.6.4	Anpassungsvorschlag	161
5.6.5	Rechtliche Bewertung der Einführung von Netzentgelten für die Stromeinspeisung	162
5.6.5.1	Rechtlicher Status quo des Netzentgeltsystems: keine Entgelte für die Stromeinspeisung	162
5.6.5.2	Rechtliche Umsetzbarkeit von Netzentgelten für die Stromeinspeisung	164
5.7	(Individuelle) Netzentgelte für (Pump-)Speicher	168
5.7.1	Beschreibung der Ausgangssituation für (Pump-)Speicher	168
5.7.2	Anpassungsvorschlag	170
6	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	171
7	Anhang zur Netzentgeltsystematik	175
7.1	Netzentgelte „im engeren Sinn“ (Netznutzung)	175
7.2	Weitere wichtige netzentgeltbezogene Strompreisbestandteile	186
7.2.1	KWK-Umlage	186
7.2.2	Offshore-Haftungsumlage	186
7.2.3	StromNEV-Umlage	187
7.2.4	Umlage nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV-Umlage)	187
7.2.5	Konzessionsabgaben	188

7.2.6	Einspeisemanagement-Kosten nach § 15 Abs. 2 EEG 2014.....	189
7.2.7	Nachrüst-Kosten nach §§ 10 Abs. 1, 22 Abs. 1 SysStabV.....	190
7.3	EEG-Umlage und Stromsteuer.....	191
7.3.1	EEG-Umlage.....	191
7.3.2	Stromsteuer	191
7.4	Weiterer Rechtsrahmen: Netzanschluss und Netzausbau.....	192
7.4.1	Netzanschluss.....	192
7.4.2	Netzausbau.....	194
8	Quellenverzeichnis	196

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Strompreiszusammensetzung nach Kundentyp im Jahr 2013.	54
Abbildung 2:	Anteilige Strompreisbestandteile für Haushaltskunden	58
Abbildung 3:	Das deutsche Stromnetz - Netzebenen und typische Anschlussnehmer	64
Abbildung 4:	Zusammensetzung der Netzkosten	66
Abbildung 5:	Kostenwälzung und Bestimmung der Netzentgelte	67
Abbildung 6:	Entlastungsvolumen und Anzahl Anträge bei der BNetzA für atypische Netznutzung nach § 19 Abs 2 Satz 1 für 2013	71
Abbildung 7:	Entlastungsvolumen und privilegierte Strommenge nach Branchen für 2013 nach §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV	72
Abbildung 8:	Anzahl Redispatchmaßnahmen nach Regelzonen und Grund der Maßnahme	75
Abbildung 9:	Korrelation zwischen mittlerer Redispatchleistung und EPEX-Spotpreis (Day-ahead und Intra-day)	76
Abbildung 10:	Korrelation zwischen mittlerer Redispatchleistung (Wirkleistungsreduzierend) und EPEX-Spotpreis	77
Abbildung 11:	Korrelation zwischen mittlerer Redispatchleistung (Wirkleistungserhöhend) und EPEX-Spotpreis	77
Abbildung 12:	vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen und Einspeisung aus EEG-Anlagen	84
Abbildung 13:	Vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen nach Regelzonen 2010-2013	89
Abbildung 14:	Eigenstromerzeugung in der Industrie von 2009 bis 2013.....	121
Abbildung 15:	Installierte elektrische Brutto-Engpassleistung in der Industrie nach Erzeugungstechnologien von 1995 bis 2013	122
Abbildung 16:	Bruttoengpassleistung in der Industrie nach Leistungsklasse und Anlagenart in 2013	123
Abbildung 17:	Entwicklung der installierten Brutto-Engpassleistung nach Leistungsklassen in der Industrie (inkl. Bergbau) von 2009 bis 2013	124
Abbildung 18:	Industrielle Eigenstromerzeugung nach Branchen von 2009 bis 2013	125
Abbildung 19:	Installierte Brutto-Engpassleistung nach Branchen und Anlagenarten in 2013	125
Abbildung 20:	Statistische Volllaststunden der Anlagen zur Eigenstromerzeugung in der Industrie nach Branchen und Anlagenarten in 2013	126

Abbildung 21:	Leistung der jährlich neugebauten KWK-Kapazität nach dem KWK-G in Abhängigkeit der Leistungsklasse von 2009 bis 2014	127
Abbildung 22:	Verteilung der industriellen Eigenstromerzeugung nach Bundesländern in 2013	127
Abbildung 23:	Entwicklung der industriellen Eigenstromerzeugung nach Bundesländern von 2009 bis 2013	128
Abbildung 24:	Eigenerzeugung und Abgabe an EVU nach Industriebranchen in 2012	129
Abbildung 25:	Auf Energiebezug umgerechnete Preisbestandteile bei Fremdbezug für 6 Fallbeispiele in der Industrie	132
Abbildung 26:	Vergleich der Leistungspreise im Jahres- und Monatspreissystem sowie der Preise für Netzreservekapazitäten	133
Abbildung 27:	Anteil der Übertragungsnetzentgelte, der durch Einspeiser getragen wird	153

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Auswirkung von Wirk- und Blindleistung auf die Netzspannung und Netzfrequenz (siehe auch (Braun 2008; Schwab 2009) ...	53
Tabelle 2:	Auswirkung von elektrischer Leistungen auf die Netzkapazität für verschiedene Spannungen	53
Tabelle 3:	Wälzungsvermögen und privilegierte Strommenge nach §19 Abs. 2 Satz 1 und 2	70
Tabelle 4:	Befreite Strommengen und Entlastungsvolumen pro Bundesland	71
Tabelle 5:	Befreite Strommengen und Entlastungsvolumen pro Bundesland	73
Tabelle 6:	Letztverbrauch nach Regelzonen	85
Tabelle 7:	Rechnerische Kostensenkung (Netz) einer Abschaffung der vNNE für EEG-Erzeuger nach Regelzonen (eigene Berechnung)	85
Tabelle 8:	Ausgewählte Kostenpositionen und Verteilung nach Regelzonen	91
Tabelle 9:	Ausgewählte Kostenpositionen und Verteilung nach Regelzonen bei Verteilung anhand der Entnahmemenge	91
Tabelle 10:	Durchschnittsentgelte für Haushalte mit einem Strombezug von 3.500 kWh/a*	92
Tabelle 11:	Größe der Hausanschlussleistungen in Deutschland nach Wohneinheiten.....	103
Tabelle 12:	Beispiel Kapazitätstarif für Kleinverbraucher in den Niederlanden im Netzgebiet von Enexis laut Tarifbeschluss 2014	104
Tabelle 13:	Beispielbetrachtung Kapazitätstarife Italien	105
Tabelle 14:	Nachfrageelastizität und mögliche Änderung der Stromnachfrage bei einer Senkung des Arbeitspreises um - 100%	108
Tabelle 15:	Flatrate je Entnahmestelle für drei Netzgebiete	110
Tabelle 16:	Variationsrechnung mit erhöhten Grundpreise für zwei Netzgebiete	111
Tabelle 17:	Entwicklung des PV-Eigenverbrauchs nach Leistungsklassen von 2014 bis 2019.	112
Tabelle 18:	Netzentgelte der Netze BW in 2014 nach Spannungsebenen	130
Tabelle 19:	Netzkosten für Industrieunternehmen - Fallbeispiele	131

Tabelle 20:	Leistungsentgelte für Netzreservekapazitäten und Monatsleistungspreise der Netze BW in 2014.....	133
Tabelle 21:	Beispielbetrachtung Verteilungsgeffekte Netzentgeltreduktion Papierfabrik	135
Tabelle 22:	Überblick über Designaspekte von Einspeisentgelten (Übertragungsnetz) in Europa.....	154
Tabelle 23:	Individuelle Netzentgelte für Pumpspeicher	169

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
AReGV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BKartA	Bundeskartellamt
BKWK	Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung
BNetzA	Bundesnetzagentur
CDCM	Common distribution charging methodology (in Großbritannien)
CHP	combined heat and power
DRM	distribution reinforcement models
EDCM	extra high voltage distribution charging methodology (in Großbritannien)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EffizRL	EU-Energieeffizienz-Richtlinie
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	Netzwerks der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange (Europäische Strombörse)
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
FCP	forward cost pricing
GuD	Gas- und Dampf
GW	Gigawatt
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärmekopplung
KWKG	Kraft-Wärmekopplungs-Gesetz
LRIC	long-run incremental cost pricing
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NRW	Nordrhein-Westfalen
PV	Photovoltaik

RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
Strom- handelZVO	Stromhandelszugangsverordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SWM	Stadtwerke München
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
TWh	Terrawattstunde
UEBLL	Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBS	Vollbenutzungsstunden
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

Zusammenfassung

Einleitung

Die deutsche Energie- und Klimapolitik hat das Ziel, die Emissionen von Treibhausgasen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80-95 % gegenüber 1990 zu senken. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist eine zentrale Maßnahme zur Erreichung dieser Ziele (vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2014). Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung soll bis spätestens 2050 auf mindestens 80 % gesteigert werden. Schon heute zeichnet sich dadurch eine Transformation des Stromsystems ab, die durch zunehmende Anteile dezentraler und fluktuierender Erzeugung geprägt ist. Eine Umkehr der Lastflüsse von niedrigen in höhere Netzebenen sowie ein steigender Flexibilitätsbedarf sind die Folge. Dies bedingt sowohl einen Ausbau der Netzinfrastruktur auf Verteil- und Übertragungsebene als auch eine Veränderung des Netzbetriebes.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien findet oft nicht in den Lastzentren statt (bspw. Wind an den Küsten Deutschlands); die Erzeugung muss daher transportiert werden. Bei steigenden Mengen erfordert dies einen Ausbau der Netze. Dies ist (langfristig) die kostengünstigste Option.¹ Es wird erwartet, dass in den kommenden Jahren erhebliche Investitionen in die Stromnetze notwendig sind, die nach derzeitigen Rahmenbedingungen über die Netzentgelte refinanziert werden müssen. Eine Flexibilisierung von Lasten kann zukünftig dazu beitragen, den Verbrauch an die fluktuierende Erzeugung anzupassen (marktdienliches Verhalten) oder aber auch (regional) die Netze zu entlasten (netzdienlich), und so die Systemintegration erneuerbarer Energie unter Berücksichtigung der Netze verbessern. Dabei ist in einem von (fluktuierenden) erneuerbaren Energien dominierten System nicht mehr eine möglichst gleichmäßige Abnahme vorteilhaft, sondern eine flexible bedarfsgerechte Nachfrage, da Erzeugung und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein müssen. Auch lastnahe Ansiedlung von Erzeugung sowie nachfrageorientierte Einspeisung könnten einen Beitrag leisten. Damit verbunden stellt sich die Frage, wie Netzentgelte strukturiert sein sollten, um flexibles Abnahmeverhalten zu fördern, um mit dem Netz als knapper Ressource umzugehen und ggf. Einspeisemanagement zu vermeiden. Bisher gibt es im deutschen Netzentgelt- und Netznutzungssystem nur vereinzelt Anreize für markt- und netzdienliches Verhalten. Es lassen sich Ansatzpunkte für Verbesserungen identifizieren. Dies könnte dazu beitragen die Integration erneuerbarer Energie zu verbessern, sowie Netzausbau und -kosten (bspw. für die Entschädigung der Abregelung) zu optimieren.

Gleichzeitig nimmt die mengenmäßige Netznutzung unter Umständen ab, wenn Strom lokal erzeugt und verbraucht wird. Insbesondere in der Industrie (KWK-Stromerzeugung) sowie bei der Nutzung von Photovoltaik-Anlagen bestehen Anreize zum Selbstverbrauch, wobei jedoch weiterhin das Netz als Back-up genutzt wird. Da die Netzentgelte in der Niederspannung weitgehend mengenbasiert sind, stellt sich die Frage, ob die Verteilung der Netzkosten zukünftig angepasst werden sollte. Eine weitere Verteilungsfrage stellt sich aufgrund der regionalen Spreizung der Netzentgelte, die zu einem Teil durch den Ausbau der erneuerbaren Energien entsteht.

An folgenden Punkten sollte eine Weiterentwicklung ansetzen:

¹ vgl. bspw. Agora Energiewende, Consentec, Fraunhofer IWES 2013: bis 2033 führt einvollständiger und rechtzeitiger Netzausbau zu Kosteneinsparungen.

- ▶ Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität und zur flexiblen Nachfrage: die Regelungen zu individuellen Netzentgelten für stromintensive Letztverbraucher nach § 19 Abs. 2 S. 2 Strom-NEV können ein Hemmnis für (markt- und/oder netzdienliches) flexibles Abnahmeverhalten sein, da sie Anreize zur Verstetigung der Abnahme setzen. Die Privilegierungsvoraussetzungen sind nicht darauf ausgerichtet, netzdienliches Verhalten bei Kapazitätsengpässen, d.h. Knappheiten zu bestimmten Zeiten und/ oder an bestimmten Orten in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu fördern.
- ▶ Behandlung von dezentralen Erzeugern: das derzeitige System der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) 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 zu steigenden Kosten. Die pauschalen Vergütungen setzen keine systematischen Anreize für netzdienliche Ansiedlung oder Einspeisung.
- ▶ regionale Spreizung der Netzentgelte: die Netzentgelte im Bundesgebiet sind sehr unterschiedlich. Die Kosten der Integration von erneuerbaren Energien sind ein Faktor, jedoch nicht der einzige, der regionale Differenzen und entsprechende Verteilungseffekte verursacht. Daher ist zu diskutieren, welche Netzkosten regional und welche durch alle Netznutzer zu tragen sind.
- ▶ Bepreisung der Vorhaltefunktion des Netzes: Die mengenbasierte Netzentgeltstruktur macht Eigenverbrauch attraktiv. Dieser Effekt wird noch verstärkt durch über das Netzentgeltsystem gewälzte Umlagen und Abgaben. Durch eine Zunahme des PV-Eigenverbrauchs findet eine zunehmende Entsolidarisierung hinsichtlich der Finanzierung des Netzes statt – Kunden mit Eigenerzeugung und Selbstverbrauch tragen weniger zur Netzfinanzierung bei, als solche ohne Eigenerzeugung. Beide Kundengruppen profitieren jedoch gleichermaßen vom Netzan-schluss und der dadurch gebotenen Sicherheit in der Stromversorgung. Die Spitzenlast bleibt u.U. gleich und die Netzkosten sinken nicht. Die mengenbasierte Erhebung der Netzentgelte (kWh-Bezug) im Haushaltskundenbereich in der Niederspannung erscheint daher, insbesondere bei Vorhandensein von Eigenerzeugung und Selbstverbrauch, als nicht verursachungs-gerecht.
- ▶ Beteiligung von Einspeisern an den Netzentgelten oder Systemkosten: Für die Einspeisung werden in Deutschland keine Netzentgelte erhoben oder die Erzeuger an den Systemkosten beteiligt, obwohl sie teilweise Kosten verursachen oder helfen könnten Netzkosten in Fällen, in denen Netzengpässe bestehen zu optimieren. Zukünftig nehmen Engpässe gerade in Ver-teilnetzen eher zu. Über die vermiedenen Netznutzungsentgelte werden keine Anreize für lastnahe Erzeugungsansiedlung und netzdienliche Einspeisung gesetzt.

Im Sommer 2015 veröffentlichte die Bundesregierung das Weißbuch Strommarktdesign (Ein Strommarkt für die Energiewende, BMWi 2015a), das auch Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik beinhaltet. So wird dort eine Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte vorgeschlagen, um Flexibilität besser zu ermöglichen (Maßnahme 8). Weiterhin werden einheitliche Übertragungsnetzentgelte sowie eine Abschaffung der vNNE vorgeschlagen (Maßnahme 9). Die Abschaffung der vNNE für Neuanlagen ab 2021 soll im Strommarktgesetz umgesetzt werden, dessen Entwurf im November 2015 vom Bundeskabinett beschlossen wurde.²

² Weitere Maßnahmen des Strommarktgesetz haben Rückwirkungen auf die Netzentgelte: so wirken netzerhöhend bspw. die Regelungen zur Netzreserve, die Einführung einer Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke sowie neue Transparenzvorgaben im Strommarkt. Kostensenkende Effekte ergeben sich ggf. durch die Spitzenkappung fluktuierender

Bewertungskriterien für Weiterentwicklungsoptionen der Netzentgelte

Grundlage für die Bewertung der Weiterentwicklungsoptionen der Netzentgelte sind die nachfolgenden Kriterien.

1. Infrastrukturfinanzierung und Verursachungsgerechtigkeit

Netzentgelte dienen der Finanzierung von Netzinfrastuktur und Netzbetrieb. Diese Kosten sollten anhand transparenter und nachvollziehbarer Kriterien verteilt werden.

Das Verhalten der Netznutzer kann den Netzausbaubedarf erhöhen oder verringern. Diese Effekte könnten in den Netzentgelten für die entsprechenden Netznutzer, d.h. die Verursacher widerspiegelt werden (Kostenreflektivität) und dazu beitragen, dass die Kosten von den Verursachern getragen werden (verursachungsgerecht).

2. Anreizwirkung

Der Strompreis, der sich an der Börse zeitlich variabel bildet, setzt einen Anreiz für Abnehmer, Strom in Zeiten von Erzeugungsüberschuss zu verbrauchen (niedrige Preise) oder ihren Verbrauch bei Knappheit (hohe Preise) zu drosseln und fördert prinzipiell Flexibilität. Für die Effizienz des Gesamtsystems sind sowohl die Netze als auch das Geschehen am Markt relevant und sollten gemeinsam betrachtet und die Effekte gegeneinander abgewogen werden. Dabei ist sicherzustellen, dass der sichere Systembetrieb nicht gefährdet wird. Zudem soll ein effizienter Netzbetrieb und netzdienliches Verhalten unterstützt werden. Gleichzeitig soll marktdienliches Verhalten so weit wie möglich zugelassen werden.

Bei diesem Kriterium geht es also darum, ob Weiterentwicklungsoptionen durch stärker kostenreflektive Netzentgelte Anreize für die Netznutzer setzen, den Effekt ihres Verhaltens auf die Netzkosten zu berücksichtigen. Dabei geht es z. B. bei Endkunden um die Netznutzung zu Zeiten der Jahreshöchstlast oder die Kapazitätsanforderungen beim Netzanschluss, da diese zusätzlichen Ausbaubedarf verursachen können.

3. Umsetzbarkeit: administrativer Aufwand und Kompatibilität mit bestehenden Regelungen

Mit diesem Kriterium werden Änderungen der Regelungen zu den Netzentgelten z. B. hinsichtlich der Netzentgeltstruktur oder des Anwendungsbereichs bewertet, da diese einmaligen und ggf. laufenden Aufwand bei unterschiedlichen Akteuren verursachen. Folgende Akteure werden dabei betrachtet:

- ▶ *Netzbetreiber*: Höherer Aufwand bei steigender Komplexität der Entgeltsystematik, z.B. zeitliche oder örtliche Differenzierung gegenüber uniformen Tarifen
- ▶ *Regulierer*: Zusätzlicher Aufwand durch Mißbrauchsaufsicht und Kontrolle der Diskriminierungsfreiheit der Tarife bei komplexen, stark ausdifferenzierten Netzentgelten oder Überprüfung von Anlagenstandorten/ Eigenerzeugungsanlagen.
- ▶ *Vertriebe*: ggf. zusätzliches Risiko wenn die Netzentgelte variabel sind, der Endkudentarif jedoch nicht. Kommunikationsaufwand ggü. den Kunden zur Begründung von Tarifschwankungen oder -änderungen, die durch Netzentgelte bedingt sind

- **Endkunden:** Verarbeitung von komplexeren Tarifen, die vom Vertrieb weitergegeben werden oder bei einigen Endkunden, direkt an den Netzbetreiber entrichtet werden.

Als Kriterium wird dabei bewertet, ob Handlungsoptionen durch Anpassungen des bestehenden Rechtsrahmens i.d.R. leicht und kurzfristig umsetzbar sind oder zu Strukturbrüche insbesondere zu Beginn der Umsetzung und damit zu hohen Transaktionskosten führen.

4. Verteilungswirkungen

Dieses Kriterium bewertet die Verteilungseffekte der vorgeschlagenen Handlungsoptionen und identifiziert Gewinner und Verlierer. Insbesondere von Verlierern ist mit Widerstand gegen Regelungsänderungen zu rechnen. Unter Umständen kann mit begleitenden Maßnahmen negativen Verteilungseffekten entgegengewirkt werden. Im Sinne einer erhöhten Verursachungsgerechtigkeit kann eine gewisse Umverteilung und damit einhergehende Mehrbelastung bestimmter Nutzer auch gewollt sein.

Status-Quo in Deutschland: Systematisierung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems

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 damit um ein privatrechtliches Leistungs- und Gegenleistungsverhältnis, das aufgrund der Monopolstellung der Netzbetreiber jedoch einer umfangreichen staatlichen Regulierung unterworfen ist.

Die Netzentgelte richten sich nach der Entnahmestelle und schließen alle vorgelagerten Ebenen bis zum Höchstspannungsnetz mit ein. Es sind daher keine separaten Entgelte für die jeweils in Anspruch genommenen Netzebenen zu zahlen. Maßgeblich sind dabei allein die Anschlussnetzebene und die Jahresbenutzungstundenzahl. Die ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzentgelt gedeckt (§ 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).

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 I ARegV). Die durch die Regulierungsbehörde festgelegten Erlösobergrenzen werden schließlich in Netzentgelte umgesetzt (§ 17 Abs. 1 S. 1 ARegV).

Die Netzentgelte müssen u.a. angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein (§ 21 EnWG). Dabei sieht das Recht zahlreiche Ausnahmen und Privilegien bei den Netzentgelten vor, allen voran für stromintensive Verbraucher. Unter bestimmten Bedingungen wird ihr Netzentgelt um bis zu 90 Prozent reduziert (§ 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV). Daneben finden sich auch Ausnahmen für sog. „atypische“ Netznutzer zur Anreizung von netzdienlicher Flexibilität (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV), für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zum Zweck der Netzentlastung (§ 14a EnWG) sowie für neue Stromspeicher zur Anschubfinanzierung (§ 118 Abs. 6 EnWG). Schließlich ist auch die Netzeinspeisung von den Netzentgelten befreit (§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV). Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten wiederum von ihrem Netzbetreiber ein Entgelt, welches den gegenüber den

vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung „vermiedenen Netzentgelten“ entspricht (§ 18 StromNEV).

Ein Netznutzer hat nicht nur das Netzentgelt im Sinne der StromNEV – also „im engeren Sinne“ – zu zahlen, sondern noch diverse weitere über das Netzentgelt gewälzte Umlagen und Kosten. Hierbei handelt es sich einerseits um

- ▶ die KWK-Umlage (§ 9 Abs. 7 KWKG),
- ▶ die Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG),
- ▶ die StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV)
- ▶ sowie die AbLaV-Umlage (§ 18 Abs. 1 AbLaV).

Diese Umlagen unterliegen jeweils einem bundesweiten Ausgleich. Sie fallen damit – anders als die Netzentgelte selbst – in der Höhe für jeden Netznutzer im ganzen Bundesgebiet gleich aus.³ Andererseits sind noch die Konzessionsabgabe sowie die Einspeisemanagement-Kosten nach § 15 Abs 2 EEG 2014 und die Nachrüst-Kosten nach §§ 10, 22 SysStabV zu nennen, die zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen des jeweiligen Netzbetreibers im Sinne der Anreizregulierung zählen (§ 11 Abs. 2 S. 1 ARegV) und damit auch je nach Netzbetreiber eine unterschiedliche Höhe aufweisen. Weitere dauerhaft nicht beeinflussbare „Kostenanteile“ nach der ARegV sind etwa die Kosten für die Zahlung vermiedener Netzentgelte nach § 18 StromNEV und die Kosten aus dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus unter den ÜNB nach § 2 Abs. 4 EnLAG (Erdkabel) sowie nach § 17d Abs. 7 EnWG (Offshore-Kosten⁴).

Weiterentwicklung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems: Diskussion ausgewählter Vorschläge

1. Reform der Ausnahmeregelungen für die Industrie

Eine stärkere Orientierung und Anpassung der Regelung nach § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV an Markt- und Netzdienlichkeit wird kurzfristig empfohlen, um die Behinderung flexibler Nachfragereaktionen zu verringern. Die derzeitige Ausgestaltung der Privilegierungsregelungen für die Industrie kann flexible Nachfragereaktionen behindern ohne dass eine Nachfrageanpassung aus netztechnischer Sicht nachteilig wäre. Zum Abbau der Hindernisse sollten die Privilegierungsbedingungen angepasst werden, so dass sich eine Privilegierung stärker an der Markt- und Netzdienlichkeit der Nachfrage orientiert. Dazu könnte die Beteiligung an Systemdienstleistungen für privilegierte Unternehmen verpflichtend gemacht werden (Netzdienlichkeit). Um marktdienliche Flexibilität besser zu ermöglichen, ohne dem Netz zu schaden, könnten bei der Bestimmung der Leistungsspitze durch den Netzbetreiber definierte Zeitfenster bei der Ermittlung ausgenommen werden, in denen eine hohe Lastspitze unkritisch ist. Mittelfristig sollten diese Zeitfenster dynamisch festgelegt werden. Eine solche „Dynamisierung“ könnte sich auch für atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV anbieten.

Die derzeitige Ausgestaltung des Netzentgeltes für Industriekunden, dass maßgeblich auf den maximalen Leistungsbezug abstellt, erscheint grundsätzlich sachgerecht. Ausnahmeregelungen für die Industrie bei den Netzentgelten umfassen derzeit die Regelungen in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (Atypische Netznutzung, Vermeidung Netzbezug in

³ Auch bei diesen Umlagen sind zum Teil zahlreiche Ausnahmen und Privilegien für stromintensive Verbraucher vorgesehen, aber auch für das produzierende Gewerbe oder Schienenbahnen.

⁴ Nicht zu verwechseln mit den bereits genannten Offshore-Haftungskosten.

Hochlastzeitfenstern) sowie § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (Intensive Netznutzung, Kontinuierlicher Betrieb mit min. 7000 Vollbenutzungsstunden und 10 GWh Stromverbrauch). Die derzeitige Ausgestaltung der Reduktion der Netzentgelte für die Industrie nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV führt zu starken Anreizen für einen kontinuierlichen Betrieb von Stromverbrauchern, da die Reduktion der Netzentgelte erst bei Überschreiten von 7000 Volllaststunden pro Jahr gewährt wird. In 2014 haben von dieser Regelung über 250 Unternehmen mit zusammen knapp 60 TWh bzw. ca. 25 % des industriellen Stromverbrauchs profitiert und ca. 440 Mio.€ Netzentgelte eingespart. In 2015 wird mit einem Volumen von 530 Mio. € gerechnet.

Diese Regelung kann ein Abschalten von energieintensiven Verbrauchern in Zeiten hoher Strompreise verhindern, da in diesem Fall das Erreichen der Privilegierungsbedingungen gefährdet wäre. Ein marktdienliches Verhalten wird damit verhindert, ohne dass Netzrestriktionen dies erfordern würden. Auch die Zuschaltung von zusätzlicher Leistung über die bisherige Spitzenlast hinaus wirkt sich unter den derzeitigen Privilegierungsbedingungen negativ aus. Daher wird empfohlen, wenn die Netzentgeltreduktionen für energieintensive Verbraucher aus industriepolitischen Gründen weiterhin beibehalten werden sollen, diese an andere Privilegierungsbedingungen zu koppeln bzw. die Bestimmung anzupassen. 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 sind folgende Optionen identifiziert worden, die als Grundlage für Privilegierungsbedingungen dienen können:

Anreize für Abschaltung bei hohen Marktpreisen für privilegierte Unternehmen schaffen

Die Nichtanrechnung von Reaktionen bei hohen Preisen in definierten Zeitfenstern ist eine Option, um ein Abschalten von Anlagen ohne Verlust der Privilegierung nach § 19 Abs. 2 S. 2 zu ermöglichen. Vergleichbar ist dies bislang nur bei abschaltbaren Lasten vorgesehen, wonach die Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV nicht aufgrund von Abschaltungen nach der AbLaV versagt werden dürfen und daher die für die Privilegierung maßgebliche Benutzungsstundenzahl und der Stromverbrauch durch Abruf der Abschaltleistung nicht reduziert werden (§ 15 Abs. 3 AbLaV). In bestimmten Zeitfenstern, die zusätzlich auch an die Höhe der Marktpreise gekoppelt sein können, wirken Verbrauchsreduktionen nicht negativ auf die Erreichung der notwendigen Volllaststunden, sondern werden herausgerechnet. Dabei kann beispielsweise der Leistungsbezug unmittelbar vor bzw. nach dem Zeitfenster als Basis herangezogen werden, sofern der Leistungsbezug in dem Zeitfenster reduziert worden ist.

Alternative Bestimmung der netzentgeltrelevanten Leistungsspitze bzw. des Leistungspreises

Marktdienliches Verhalten bei niedrigen Preisen kann ermöglicht werden, in dem für die Bestimmung der Leistungsspitze klar definierte Zeitfenster bei der Ermittlung ausgenommen werden. Die Definition dieser Zeitfenster, die netztechnisch unkritisch sind bzw. durch keine hohe Netzbelastung charakterisiert sind, sollte mittelfristig stärker dynamisch erfolgen. Auf diese Weise wird ein stärker an Marktpreisen orientiertes Verhalten unterstützt, in dem das Auftreten der Leistungsspitze in Zeiten, die netztechnisch unkritisch sind, nicht zu zusätzlichen Netzkosten führt. Die Definition der Zeitfenster sollte durch die Netzbetreiber erfolgen, um den jeweils konkreten Netzzustand mit zu berücksichtigen. Im Rahmen der Privilegierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV kann dies realisiert werden, in dem die jetzige Ausgestaltung der Hochlastzeitfenster so definiert wird, dass sie nur so lang ausfallen, wie es aus Sicht der Netzdienlichkeit erforderlich ist.

Im Zusammenhang mit § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV wird die Lastspitze derzeit auf Basis der jährlichen Spitzenlast gebildet. Auch hier könnten Zeitfenster, die aus netztechnischer Sicht unkritisch sind, bei der Bestimmung der Lastspitze nicht berücksichtigt werden.

Reagieren Lasten auf Anforderung der Netzbetreiber im Regelenenergiemarkt oder im Rahmen der Verordnung abschaltbarer Lasten, sollten diese Reaktionen bei der Ermittlung der Privilegierungsbedingungen ebenfalls herausgerechnet werden.

Beachtung von Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Privilegierungsregeln

Unter den derzeitigen Regelungen ist eine maximale Reduktion um 80% im Rahmen von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV möglich, während nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV eine Reduktion um bis zu 90% möglich ist. Dies könnte einen Anreiz für Industriekunden setzen anstelle einer flexiblen Fahrweise zur Nutzung der Regelungen zur atpischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) auf Bandbezug umzustellen, um die Privilegierungsbedingungen für stromintensive Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zu erreichen, da dort die maximale Reduktion höher ist. Daher sollte erwogen werden, die maximale Reduktion so zu gestalten, dass dieser Anreiz zur Vergleichmäßigung nicht besteht.

Verpflichtende Beteiligung an Systemdienstleistung

Als weitere Maßnahme wird empfohlen als Bedingung für die Privilegierung eine Beteiligung bzw. Präqualifikation von Lasten für den Regelenenergiemarkt einzuführen. Hier ist zu prüfen, in welchem Umfang netzentgeltbefreite Stromnachfrage bereits im Regelenenergiemarkt aktiv ist. Bei einer Anpassung der Teilnahmebedingungen im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten und wenn diese Verordnung verlängert wird⁵, wäre auch eine Beteiligung hier möglich. Derzeit ist hier nur eine Beteiligung von Stromnachfrage größer als 50 MW möglich. Ob eine Beteiligung eher am Regelenenergiemarkt oder an den Ausschreibungen zu abschaltbaren Lasten sinnvoll ist, hängt in erster Linie von den zu erfüllenden technischen und organisatorischen Bedingungen ab. Aktuell ist auf Grund der Mindestleistung nur eine Passfähigkeit zum Regelenenergiemarkt gegeben, wobei kleinere Anlagen unter 5 MW, die derzeit von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV profitieren, sich über ein pooling am Regelenenergiemarkt beteiligen könnten.

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

Bei einer Reform wäre jedenfalls auch 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“ als vorzugswürdige Maßnahme gegenüber Kapazitätzahlungen (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).

2. Modifikation oder Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte

Aus energiewirtschaftlicher Sicht sollten die vermiedenen Netzentgelte abgeschafft werden, da sie die tatsächliche Kostenwirkung im Netz nicht geeignet abbilden und dadurch Fehlanreize setzen. Gleichzeitig sollte eine Anpassung der KWK-Förderung stattfinden, um die negativen Effekte für KWK-Anlagen abzumildern. Da eine Abschaffung der vNNE für erneuerbare Erzeuger möglicherweise im Widerspruch zu EU-rechtlichen Vorgaben steht, die vorschreiben, dass ggf. auftretende positive Effekte weitergege-

⁵ Laut § 19 AbLaV tritt die Verordnung zum 1. Januar 2016 außer Kraft.

ben werden müssen, sollte näher geprüft werden, ob und wann solche Fälle auftreten und wie die entsprechenden Effekte kompensiert werden könnten. Bei der Reform der vermiedenen Netzentgelte sind die Wechselwirkungen mit Maßnahmen bei einer Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte zu berücksichtigen. Hier können sich sonst unerwünschte Effekte ergeben, wenn durch steigende Netzentgelte im Gebiet eines Übertragungsnetzbetreibers gleichzeitig auch die vermiedenen Netzentgelte in den diesem Netz nachgelagerten Verteilnetzen ansteigen. Der Entwurf des Strommarktgesetzes beinhaltet eine Abschaffung der vNNE für Neuanlagen ab 2021.

Die den vermiedenen Netznutzungsentgelten zugrundeliegende Basisannahme eines zentralen Systems mit eindeutigem top-down Lastflusses erscheint in einer zunehmend dezentraleren Energiewelt, in der sich die Lastflüsse in bestimmten Zeiten und Regionen bereits umdrehen, nicht mehr passfähig. Dezentrale Einspeisung führt in vielen Netzgebieten zu keiner realen Kosteneinsparung und bedingt insbesondere in ländlichen Gebieten zum Teil zusätzliche Investitionen in die Verteilnetze.

Erzeugungsanlagen in den Spannungsebenen unterhalb der Höchstspannung erhalten derzeit vermiedene Netznutzungsentgelte, die vermiedene Kosten aus den vorgelagerten Netzen widerspiegeln sollen. Die Höhe ist abhängig von den Netzentgelten der vorgelagerten Netzebene. Unterschiedlich hohe Übertragungsnetzentgelte bspw. verursacht durch unterschiedliche hohen Systemdienstleistungskosten beeinflussen daher die vNNE. Bei EEG-geförderten Anlagen erhalten nicht die Anlagenbetreiber die vermiedenen Netzentgelte, sondern sie fließen als Erlösbeitrag auf das EEG-Konto und reduzieren die EEG-Umlage. In 2013 lag die Höhe der vermiedenen Netzentgelte für EEG-geförderte Anlagen bei über 600 Mio. €. Insgesamt erreichten die vermiedenen Netzentgelte in 2013 ein Volumen über 1,2 Mrd. €. Die Aufwendungen für vNNE werden als Kostenposition in der Netzentgeltkalkulation des jeweiligen Verteilnetzbetreibers angesetzt.

Abbildung der tatsächlich vermiedenen Netzkosten nicht zielführend

Eine realistischere Abbildung der tatsächlichen vermiedenen Kosten ist auf Basis von Einzelfallbetrachtungen möglich, aber wird auf Grund der Komplexität und Vielzahl an Anlagen als nicht sinnvoll eingeschätzt. Eine solche Einzelfallbetrachtung müsste transparent und nachvollziehbar durchgeführt werden ohne anfällig für Diskriminierung zu sein.

Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für alle Erzeuger

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. Vor dem Hintergrund, dass eine Dezentralisierung der Erzeugung häufig keine entsprechenden Einsparungen in den Netzkosten zur Folge hat, sollten auch die vermiedenen Netzentgelte abgeschafft werden. Dadurch würden die Netzentgelte in Netzgebieten mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung sinken, sofern sie jetzt auf Grund der gezahlten vermiedenen Netzentgelte hoch sind. Dabei sind jedoch Rückwirkungen auf die Erlöse bei den dezentralen Erzeugungsanlagen, die nicht im EEG gefördert werden, zu beachten. Für EEG-geförderte Anlagen ändert sich durch die Abschaffung nichts, da die Vergütungshöhe nur von den Fördersätzen des EEGs abhängt. Auswirkungen hätte die Abschaffung auf die EEG-Umlage durch eine Umverteilung von Kosten, die bisher durch die Netzentgelte getragen werden.

Anpassung der KWK-Vergütung bei Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte notwendig

Durch eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelt würden für KWK-Anlagen die Erlöse reduziert werden. Da in den bisherigen KWK-Vergütungssätzen die vermiedenen Netzentgelte berücksichtigt wurden, sollten diese entsprechend angepasst werden, um die Erreichung der KWK-Ausbauziele nicht zu gefährden.

Im Falle einer Beibehaltung von vermiedenen Netzentgelten: Anpassung der Berechnungsgrundlage

Bei einer Beibehaltung der vermiedenen Netzentgelte, die ggf. nur für nicht volatil-einspeisende Anlagen gezahlt wird, sollte eine Anpassung der Berechnungsgrundlage erfolgen. Da dezentrale Anlagen keinen wesentlichen Beitrag zur Verringerung des Bedarfs an Systemdienstleistung wie etwa Redispatch leisten, sollten sie bei der Berechnung der vermiedenen Netzentgelten nicht berücksichtigt werden. Auf diese Weise wird auch vermieden, dass in Netzgebieten mit hohen Netzentgelten auf Grund von Systemdienstleistungen gleichzeitig auch hohe vermiedene Netzentgelte auftreten.

Sachgerechte Berücksichtigung von Kostenvorteilen für dezentrale Anlagen basierend auf europarechtlichen Vorgaben

Aus rechtlicher Sicht wäre bei einer Modifikation oder gar Abschaffung jedoch zu beachten, dass das Europarecht diesbezügliche Vorgaben macht. So ist in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie ausdrücklich geregelt, dass die Mitgliedstaaten sicherzustellen haben, „dass die von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energiequellen einsetzen, erhobenen Tarife die zu erzielenden Kostenvorteilen aus dem Anschluss der Anlage an das Netz widerspiegeln“ (Art. 16 VIII RL 2009/28/EG). Solche Kostenvorteile könnten sich nach der Richtlinie insbesondere „aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes ergeben“. Sofern hier – trotz des etwas missverständlichen Wortlauts – (auch) Entnahmeentgelte gemeint sind,⁶ käme eine Anpassung des bestehenden Systems nach jetziger Rechtslage daher wohl nur in dem Umfang in Betracht, wie dieser Kostenvorteil in tatsächlicher Hinsicht nicht besteht. Anders gesagt: nur soweit durch dezentrale Einspeisung tatsächliche Kostenvorteile entstehen, verlangt das EU-Recht auch eine entgeltliche Berücksichtigung.

Das bestehende Recht knüpft zwar bereits jetzt vom Wortlaut her an die „tatsächliche Vermeidungsarbeit“ bzw. die „tatsächliche Vermeidungsleistung“ an (§ 18 II 2-4 StromNEV). Die vNNE berechnen sich jedoch auf Basis der Netzentgelte der vorgelagerten Ebene. Es besteht kein Bezug zu den physikalischen Effekten in der Anschlussebene und ggf. resultierenden Kostenwirkungen, die auch eine Kostenerhöhung bedeuten können. Soweit in der Praxis daher nach der derzeitigen Konzeption der Vorschrift keine Kostenvorteile bestehen, stünde eine Abschaffung jedenfalls nicht im Widerspruch zu den europarechtlichen Vorgaben.

3. Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene

Für die Übertragungsnetze erscheint eine komplette Vereinheitlichung der Entgelte empfehlenswert, da die Übertragungsnetze für alle Netznutzer gleichermaßen notwendig sind und daher auch die regional unterschiedlich anfallenden Kosten für Systemdienstleistungen, Redispatch und Ausbau solidarisch getragen werden sollten. Für die Verteilnetze wird eine Vereinheitlichung zunächst nicht empfohlen. Es sollte geprüft werden, ob eine Abgrenzung und Wälzung der energiewendebedingten Kosten möglich ist, um hier soweit möglich einen Belastungsausgleich einzuführen. Es sollte näher untersucht werden, wie sich die Verteilungseffekte bundesweit einheitlicher Verteilnetzentgelte im Zeitverlauf darstellen würden, bspw. wenn Netzerneuerungen stattfinden. Eine mögliche Vereinheitlichung sollte lediglich die Netzentgelte, also die Ebene der Verbraucher, betreffen. Die Regulierung und netzspezifische Erlösobergrenzen, die steuernd auf den Ausbau und den Netzbetrieb wirken, bleiben so erhalten. Das Weißbuch

⁶ In diese Richtung auch D. Fouquet u.a., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 285, 287.

Strommarktdesign beinhaltet unter Maßnahme 9 (Netzentgeltsystematik weiterentwickeln), die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte (BMWi 2015a).

Regionale Differenzen in den Netzentgelten sorgen zunehmend für Diskussionen, ob inakzeptable Verteilungseffekte hinsichtlich der Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien bestehen. 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.

Ein Faktor für Unterschiede in den Netzentgelten sind die Kosten für die Integration erneuerbarer Energien bspw. PV und Wind. Da auch die Kosten vorgelagerte Netze gewälzt werden, tragen bereits Unterschiede in den Übertragungsnetzentgelten der vier deutschen Regelzonen bspw. durch höhere Redispatchkosten zu der Entgeltspreizung bei. Aber auch der regionale Strombezug aus dem Netz als Verteilungsbasis beeinflusst die Entgelthöhe ebenso wie die Altersstruktur der Netze. Die geringere Abnahmedichte, also der flächenbezogene regionale Bezug von Strom aus dem Netz, und relative neue Infrastruktur führt in der Tendenz zu höheren Entgelten in Nordostdeutschland. Städtische Netze haben häufig günstigere Entgelte.

Es wird erwartet, dass sich die Differenzen zukünftig eher verstärken als reduzieren werden, da der Ausbau der erneuerbaren Energien regional sehr unterschiedlich erfolgt und insbesondere in ländlichen Gebieten stattfindet. Dem entgegen steht die unterschiedliche Altersstruktur der Netze. Die Netze im Osten sind im Durchschnitt jünger, als im Westen. Findet nun in den nächsten Jahre auch hier eine Erneuerung der Netze, steigen im Westen die Netzentgelte ebenfalls. Bei einer Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte würden diesen Zusatzkosten gleichmäßig im Bundesgebiet getragen, also auch (erneut) von den Netzkunden im Osten.

Ein möglicher Ansatz die Belastungen gleichmäßiger zu verteilen ist eine bundesweite Vereinheitlichung der Netzentgelte. Dazu gibt es verschiedene Ansätze:

- ▶ kostenseitiger Ausgleich zwischen den Netzbetreibern für Kosten, die „energiewendebedingt“ sind, wie bspw. Kosten für die Integration von PV-Anlagen durch Leistungserhöhung von Transformatoren. Problematisch ist, dass diese Kosten nicht trennscharf gegenüber ohnehin anfallenden Kosten für Netzausbau und -erneuerung abgegrenzt werden können. Entgeltunterschiede aufgrund des Netzalters und der Nachfragestruktur bleiben bestehen.
- ▶ entgeltseitige Vereinheitlichung: Hinz et al. (2014) skizzieren, wie eine Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte für die Netznutzer unter Beibehaltung der bisherigen Regulierung umgesetzt werden könnte. Lediglich die Kostenverteilung auf die Endkunden würde verändert, indem alle regulierten Erlöse zusammengeführt und bundesweit auf die gesamte Nachfrage verteilt würden. Dadurch ergeben sich bundesweit einheitliche Netzentgelte. Die Einnahmen fließen zusammen und werden auf Basis der Erlösobergrenzen auf die Netzbetreiber verteilt. Die Netzbetreiber 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 enthalten bleiben sollen. Kosten für Systemdienstleistungen beispielsweise könnten auch herausgerechnet und separat unter Einbeziehung der Erzeuger abgerechnet werden.

Einheitliche Übertragungsnetzentgelte werden empfohlen

Die Übertragungsnetze sind für alle Netznutzer gleichermaßen notwendig. Eine Abgrenzung energiewendebedingter Kosten ist nicht sinnvoll möglich, da das gesamte System zusammenwirkt. Auch die regional unterschiedlich anfallenden Kosten für Systemdienstleistungen, Redispatch und Ausbau

sollten daher solidarisch getragen werden. Im Prinzip wäre ein einheitlicher Netzbetreiber für Deutschland denkbar. Eine solche Option wurde in der Vergangenheit bereits diskutiert, jedoch nicht weiter verfolgt. Eine Vereinheitlichung der Entgelte erscheint sinnvoll. Als Startpunkt könnte zunächst ein Ausgleich der Belastungen kostenseitig erfolgen, d.h. die anfallenden Kosten würden summiert und auf Basis eines Verteilungsschlüssel z.B. der Entnahme durch Letzverbraucher im Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers, zwischen den ÜNB aufgeteilt.

Abgrenzung energiewendebedingter Kosten in Verteilnetzen sollte geprüft werden

Auf Ebene der Verteilnetze kann u.U. ein Teil der energiewendebedingten Kosten abgegrenzt werden, da im Antrag für Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktor detaillierte Begründungen für die Notwendigkeit angegeben werden müssen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es jedoch nicht möglich aus diesen Angaben abzuleiten, welche Kosten energiewendebedingt sind und welche nicht. Dies liegt daran, dass Investitionsmaßnahmen häufig als Pakete realisiert werden. Der Erweiterungsfaktor stellt auf Strukturparameter ab und ist nicht geeignet, um die tatsächlichen Kosten abzugrenzen.

Dennoch sollte weiter geprüft werden, ob für einzelne Kostenpositionen, die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt sind, eine Abgrenzung stattfinden kann. Die entsprechenden Kosten sollten dann auf alle Endkunden gewälzt werden. Dies ist einem Belastungsausgleich zwischen den Netzbetreibern vorzuziehen, da ein entsprechender Mechanismus bei >800 Netzbetreibern sehr komplex würde. Eine Umlage ist einfacher, transparenter und kann sich an zahlreichen Beispielen (bspw. der KWK-Umlage) orientieren. Es sollte überdacht werden, ob eine entsprechende Umlage mit anderen Umlagen bspw. Offshorehaftungsumlage zu einer „Energiewendeumlage“ zusammengefasst werden kann. Dies birgt auf der einen Seite die Gefahr die Transparenz zu verringern, da verschiedenen Aspekte in einer Umlage gebündelt werden. Auf der anderen Seite, könnte eine solche Umlage die Transparenz hinsichtlich der Kosten der „Energiewende“ aber auch erhöhen, wenn es gelingt die relevanten Positionen zu erfassen. Die Aufschlüsselung der Zusammensetzung könnte dann ergänzend zur Umlage dargestellt werden.

Bei einer Abgrenzung und Wälzung der energiewendebedingten Kosten würde das sonstige System der Verteilnetzentgelte unverändert bleiben. Ein Teil der Netzentgelte bleibt also verteilnetzspezifisch. Dies schafft einen Anreiz für Netzbetreiber, im eigenen Netzgebiet effizient zu sein und dadurch niedrigere Netzentgelte und möglicherweise eine höhere Kundenbindung zu erzielen. Dies betrifft voraussichtlich Stadtwerke, bei denen noch eine enge Verbindung zum Gebiet und den versorgten Kunden sowie ggf. dem angeschlossenen Versorger besteht. Dieser Anreiz verschwände bei der Vereinheitlichung der Entgelte, da es dann keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen dem Netzbetrieb im eigenen Gebiet und den Entgelten gäbe. Auch die Regulierung inklusive Kostenprüfung, Effizienz- sowie Qualitätsanreizen bliebe erhalten.

Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte endkundenseitig unter Beibehaltung der jetzigen Regulierung

Falls eine Abgrenzung nicht darstellbar ist oder eine Vereinheitlichung der gesamten Entgelte bevorzugt wird, sollten die Umsetzung wie oben beschrieben entgeltseitig erfolgen. Auch in diesem Fall würden die Netzbetreiber wie bisher reguliert, so dass Effizienz- und Qualitätsanreize erhalten bleiben. Allerdings senkt eine Vereinheitlichung möglicherweise den Anreiz der Netzbetreiber für niedrige Netzentgelte im eigenen Netzgebiet zu sorgen (s.o.). Weiterhin gibt es möglicherweise verstärkte free-riding Anreize der Landesregulierungsbehörden: über eine weniger strikte Kostenprüfung der Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit könnten sie diesen großzügigere Erlösobergrenzen zugestehen. 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 erscheint jedoch unrealistisch.

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). 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 II GG), um in verhältnismäßiger Weise auf der Basis eines legitimen Zwecks bundesweit einheitlich festgelegt zu werden.

Generell erscheint eine entgeltseitige Vereinheitlichung auf Netznutzerseite rechtlich vorzugswürdig gegenüber einer kostenseitigen Vereinheitlichung auf Netzbetreiberseite (d.h. ein direkter Ausgleich von Kostenpositionen unter den Netzbetreibern mit ggf. Folgewirkung für die Anreizregulierung), 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 auf Netzbetreiberseite 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.

4. Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung

Eine Erhöhung des Grundpreises ist im jetzigen Rahmen möglich und erscheint 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 oder eine generelle Beteiligung von Einspeisern an den Netzentgelten in der Niederspannung erfolgen.

Mengenbasierte Entgelte reflektieren Versicherungscharakter und hohen Fixkostenanteil des Netzes unzureichend

Die Kosten des Netzes sind zum größten Teil (95%) fixe Kosten. Die Kosten fallen relativ unabhängig davon an, welche Energiemenge aus dem Netz bezogen wird. Kostentreiber ist die Kapazität. Diese ist für Kunden mit und Kunden ohne Eigenerzeugung gleich, zumal die Infrastruktur schon gebaut ist.

Durch die mengenbasierten Netzentgelte tragen Kunden mit Eigenerzeugung jedoch weniger zur Netzfinanzierung bei. Die geringeren Zahlungen, noch verstärkt durch die Umlagen, machen Eigenverbrauch attraktiv. Beide Kundengruppen profitieren jedoch gleichermaßen von der Absicherung durch den Netzanschluss – bei Ausfall der Eigenerzeugung kann der Kunde seinen vollen Bedarf vom Netz decken. Die mengenbasierte Erhebung der Netzentgelte (kWh-Bezug) im Haushaltskundenbereich in der Niederspannung erscheint daher, insbesondere bei Vorhandensein von Eigenerzeugung, als nicht verursachungsgerecht.

Höherer Grundpreis beteiligt Kunden mit Eigenerzeugung stärker

Ein höherer Grundpreis in der Niederspannung könnte dazu beitragen, die Netzentgelte stärker an die Struktur der durch Fixkosten dominierten Netzkosten anzupassen und die Finanzierungsgerechtigkeit der für den Bedarfsfall vorgehaltenen Infrastruktur zu erhöhen (SRU 2013).⁷ Diese Entwicklung zeichnet sich auch bereits bei einigen Netzbetreibern ab. Gleichzeitig würde ein höherer Grundpreis dazu beitragen 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.

Mögliche negative Wirkung für den PV-Ausbau

Durch eine stärkere Beteiligung der Eigenerzeuger sinkt die Nettoförderwirkung für Eigenerzeugungsanlagen, da die indirekte Förderung durch verringerte Netzentgeltzahlung abnimmt. Heute zugebaute PV-Anlagen sind meist nur durch Nutzung von Eigenstrom rentabel. Ein Abschmelzen der Eigenverbrauchsprivilegien kann dazu führen, dass der PV-Ausbau gehemmt wird.

Differenzierung zwischen Netznutzern mit und ohne Selbstverbrauch

Eine Differenzierung der Netzentgelte für Netznutzer mit und ohne Selbstverbrauch erscheint 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 ist. Dies ist etwa – mit Ausnahmen – der Fall, wenn der Anlagenbetreiber das Eigenversorgungsprivileg im EEG in Anspruch nimmt (§ 74 S. 3 EEG 2014). Bestandsanlagen bis September 2014 und Kleinanlagen bis 10kW sind allerdings von der Meldepflicht ausgenommen, so dass die 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 bsp. 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 (siehe auch Abschnitt 5 zu Entgelten für Einspeiser).

⁷ SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten. Hg. v. Sachverständigenrat für Umweltfragen. In höheren Spannungsebenen, bei leistungsgemessenen Kunden, ist bereits jetzt durch die Erhebung eines Leistungspreises eine stärkere Fixkomponente im Entgelt enthalten.

Rechtliche Einschätzung einer stärkeren Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzentgelten

Aus juristischer Sicht ist die stärkere Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzentgelten möglich. Bisher enthält das Netzentgeltsystem zwar ausschließlich bestimmte Privilegierungstatbestände (§ 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), aber keine Belastungstatbestände. Die Einführung eines speziellen Belastungstatbestandes für Eigenversorger dürfte dennoch grundsätzlich rechtlich zulässig sein, denn generell stellt sich jede 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.

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).

Negative Effekte eines höheren Grundpreises für Geringverbraucher und Effizienzanreiz

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 können 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 davon auszugehen, dass der Effekt auf die Nachfrage wenn überhaupt nur gering ist.

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 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). Zudem gilt § 17 Abs. 6 S. 3 StromNEV: „Das sich aus Grundpreis und Arbeitspreis ergebende Entgelt hat 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.“

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.

5. Beteiligung der Einspeiser an Netzentgelten oder ausgewählten Systemkosten

Laufende Einspeiseentgelte erscheinen kurzfristig nicht empfehlenswert. Langfristig könnten laufende ggf. variable Netzentgelte sowohl für Einspeiser als auch Nachfrager eine sinnvolle Option sein, um Flexibilität zu fördern. Zur Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten sollte die Erhebung von Baukostenzuschüssen von Erzeugern – ggf. nur für Regionen mit erzeugungsgetriebenem Netzausbau – geprüft werden. Kunden mit PV-Eigenerzeugung in der Niederspannung könnten über einen erhöhten Grundpreis, ggf. spezifisch für Kunden mit Eigenerzeugung, stärker an der Netzfinanzierung beteiligt werden (siehe Abschnitt 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 sollten beachtet werden.

Laufende Einspeiseentgelte werden nicht empfohlen

Ökonomisch betrachtet ist zu erwarten, dass laufende energiebasierte Einspeiseentgelte direkt in die Erzeugungskosten eingepreist und an die Kunden weitergegeben werden, aber auch bei kapazitätsbasierten Entgelten ist zu erwarten, dass die Kosten zumindest langfristig eingepreist werden. Je nach konkreter Ausgestaltung entstehen Verteilungseffekte je nach Technologie, Alt- gegenüber Neuanlagen oder nach Standort. Die konkreten Effekte hängen auch davon ab, welches Kraftwerk preissetzend an der Börse ist.

Laufende Einspeiseentgelte erscheinen daher nur sinnvoll, wenn ein Mehrwert gegenüber einer direkten Zuordnung der Kosten auf die Endkunden realisiert werden könnte. Ein solcher Mehrwert könnte bspw. darin liegen einen Anreize für netzdienliche Einspeisung zu schaffen, in dem eher zu Spitzenzeiten oder an bedarfsnahen Standorten eingespeist wird. Die Effektivität solcher Anreize wird jedoch eher kritisch gesehen, da auch andere Faktoren einen Einfluss auf das Einspeiseverhalten und die Standortwahl haben wie bspw. Flächenverfügbarkeit und Energiedargebot (Wind, Sonne), die mgl. überwiegen.

Als weiterer Effekt kommt es zu einer veränderten Kostentragung, die zu einer höheren Verursachungsgerechtigkeit der zu zahlenden Netzkosten beitragen kann. Die Erzeuger überwälzen die Netzkosten (teilweise) in den Preis und damit an alle Endkunden. Die Netzkosten werden damit in die verbrauchte kWh eingepreist. In diesem Fall tragen dann nicht nur die jeweils regionalen Endkunden die Netzkosten, die Strom in einem regionalen Netzgebiet beziehen, sondern alle Endkunden. Damit verändert sich die Kostenzuteilung, die sich bisher auf Basis der derzeit rein nachfrageseitigen Netzentgeltsystematik ergibt. Langfristig könnte dies zu einer höheren Verursachungsgerechtigkeit beitragen, in dem Endkunden bei gleichem Bezug und Verhalten auch vergleichbare Netzentgelte bezahlen.

Baukostenzuschüsse für Einspeiser als Finanzierungsbeitrag und Standortanreiz

Ein Standortanreiz könnte einfacher über einen Baukostenzuschuss gesetzt werden, der örtlich differenziert ist. So könnten Erzeuger bei einem Anschluss in bereits erzeugungsdominierten Gebieten an den resultierenden Netzausbaukosten beteiligt werden. In nachfragedominierten Gebieten wäre das Entgelt geringer bzw. u.U. könnte auch ein Bonus ausgezahlt werden, um Beiträge zur Ausbaupreimung zu honorieren. Die Beteiligung der Einspeiser an den Ausbaukosten hätte zudem einen dämpfenden Effekt auf ausbaubedingte Entgeltsteigerungen im jeweiligen Netzgebiet.

In der langfristigen Perspektive sollte über die Entwicklung von variablen Netzentgelten sowohl auf Verbrauchs- als auch Erzeugungsseite nachgedacht werden, um Flexibilität auf beiden Seiten zu fördern. Alternativ zu generell zeitlich variablen Entgelten könnten auch situationsabhängige Entgelte oder Bonus-Malus-Zahlungen eingeführt werden. Situationsabhängige Entgelte bezeichnen eine Entgeltstruktur, bei der in Abhängigkeit von bestimmten Gegebenheiten üblicherweise mit einer Vorwarnzeit Sonderentgelte erhoben werden. Dies könnte z.B. für vorhersehbare Netzengpässe, bei einer Windflaute oder in Starkwindzeiten sinnvoll sein.

Eine Differenzierung der Entgelte führt tendenziell zu Nachteilen für Kraftwerke in den „teureren“ Regionen. Wenn die Kosten erzeugungsgetrieben sind, kann das sinnvoll sein. Eine Beteiligung der Einspeiser hätte jedoch tendenziell eine negative Wirkung für den Erzeugungszubau auch von erneuerbaren Energien, sodass ggf. die Förderhöhe angepasst werden müsste.

Beteiligung von Einspeisern an einzelnen Kostenkomponenten prüfen

Alternativ zu generellen Einspeiseentgelten könnten Erzeuger 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 Systemdienstleistungen bereitstellen. Die entsprechenden Kostenpositionen fielen dann im regulären Netzentgelt nicht mehr an und würden somit dort zu einer Minderung beitragen.

Bei Industriekunden mit Eigenerzeugung sollte Leistungsbezug zu Zeiten der Netzhöchstlast maßgeblich für Netzentgelte sein

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. Laufen sie in Zeiten hoher Netzbelastung, reduziert die Eigenerzeugung den Bezug aus dem öffentlichen Netz und führt damit auch zu einer Netzentlastung. Bei einer Wartung der Erzeugungsanlage kann in der derzeitigen Netzentgeltsystematik für eine begrenzte Dauer kostengünstigere Netzreservekapazitäten genutzt werden, Grundlage für die Bestimmung des Leistungspreises des Netznutzers mit Eigenerzeugungsanlagen ist dann nicht mehr die tatsächlich aufgetretene Spitzenlast sondern eine um die Netzreservekapazität reduzierte Spitzenlast. Für die Nutzung der Netzreservekapazität fällt ebenfalls ein Leistungspreis an, der jedoch deutlich unterhalb des regulären Leistungspreises liegt. Die Inanspruchnahme dieses vergünstigten Leistungsbezuges sollte jedoch auch mit einer tatsächlichen Netzentlastung verknüpft sein. Eine rein zeitliche Begrenzung auf bis zu 600h pro Jahr stellt dies nur in sehr begrenztem Maße sicher. Die Nutzung der Netzreservekapazitäten sollte daher in bestimmten Netzsituationen wie beispielsweise Hochlastzeitfenster ausgeschlossen werden und nur in Zeiten, in denen keine hohen Netzbelastungen vorliegen, zur Verfügung stehen. Damit würde die Höhe des Netzentgeltes auch wenn Netzreservekapazität genutzt wird, den tatsächlichen Beitrag von Netznutzern mit Eigenerzeugungsanlagen an der Netzhöchstlast passfähig abbilden.

Rechtliche Einschätzung von Einspeiseentgelten

Eine Beteiligung der Einspeiser am Netzentgelt könnte rechtstechnisch über eine Anpassung/Ab-schaffung der Befreiungsregelung in § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV erfolgen bzw. über die Nutzung der Verordnungsermächtigung in § 24 S. 5 EnWG. 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. Dies folgt wohl auch aus dem EU-Recht (Art. 16 VIII RL 2009/28/EG). Zudem dürften – über die Streichung von § 15 I 3 StromNEV hinaus – Folgeänderungen (etwa in der StromNEV) erforderlich werden.

Der Einführung von Einspeiseentgelten dürften keine verfassungsrechtlichen Bedenken entgegenstehen, insbesondere dürften sich die Einspeiser hier mangels Vertrauensstatbestand nicht auf einen 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 müssen die Einspeiser mit der Einführung von Netzentgelten rechnen. Das EU-Recht sieht aber unter bestimmten Umständen eine Höchstgrenze von 0,5 EUR/MWh für die jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte vor (VO (EU) Nr. 838/2010).

6. (Individuelle) Netzentgelte für Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen

Technologiespezifische Netzentgelte werden nicht empfohlen. Berücksichtigung im Rahmen atypischer Netznutzung ist jedoch sinnvoll. Zukünftig sollte eine kurzfristigere 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.

Pumpspeicher werden im Netznutzungssystem zunächst als Netznutzer behandelt für die jedoch keine Stromsteuer und auch keine Zahlung der EEG-Umlage anfällt. Allerdings zahlen Pumpspeicher prinzipiell Netznutzungsentgelte für die aus dem Netz entnommene Energie, mit der Ausnahme von neu errichteten Anlagen, die nach § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit sind (Satz 1). Für Anlagen mit Leistungs- oder Kapazitätserweiterung gilt eine befristete Befreiung von 10 Jahren (Satz 2).

Zudem erhalten ein Großteil der Pumpspeicher individuelle Netzentgelte im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV aufgrund atypischer Netznutzung. Diese Regelung 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 gem. § 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. Die Regelung legt Hochlastzeitfenster auf Basis von Daten zur Netzbelastung zugrunde, die bis zu zwei Jahre in der Vergangenheit liegen können, und zunehmend von der Einspeisesituation der fluktuierenden erneuerbaren Energien abhängen. Auf diese Weise kann das Hochlastzeitfenster unnötig lang sein bzw. auch an Tagen in Kraft sein, in der die Netzsituation auf Grund von erneuerbarer Einspeisung keine hohe Belastung ausweist.

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 Speichern auf Grund der hohen Kosten derzeit sehr stark ein, so dass eine weitere Technologieförderung für Speicher notwendig erscheint. Diese sollte jedoch nicht über die Netzentgelte realisiert werden. Eine technologiespezifische Erhebung von Netzentgelten wird daher nicht empfohlen.

Sonderregelungen für atypische Netznutzung beibehalten und Hochlastzeitfenster dynamischer festlegen

Die Beibehaltung der Sonderregelungen für atypische Netznutzung erscheint für Pumpspeicher sinnvoll. Die bisher starr festgelegten Hochlastzeitfenster sollten jedoch zukünftig mit einer kürzeren Vorlaufzeit bzw. auch dynamisch festgelegt werden, um ein tatsächlich netz- und marktdienliches Verhalten zu ermöglichen. Dabei ist die Regelung der atypischen Netznutzung grundsätzlich geeignet, speziell Pumpspeicher aber auch andere Flexibilitätsoptionen zu fördern. Eine Technologieneutralität ist damit gewährleistet. Ähnliche Überlegungen finden sich unter Maßnahme 8 im Weißbuch Strommarktdesign. Dort wird eine Öffnung der individuellen Netzentgelte für mehr Lastflexibilität gefordert und eine Weiterentwicklung von § 19 Abs. 2 StromNEV vorgeschlagen (BMWi 2015a). Konkrete Umsetzungsvorschläge werden dort nicht diskutiert. Hervorzuheben ist der Bezug auf Flexibilitätsoptionen insgesamt, d.h. auch hier ist Technologieneutralität angelegt.

Negative Anreize für Flexibilitätsoptionen, in einen noch stärker begünstigten Bandbezug nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zu wechseln, sollten abgeschafft werden, z.B. durch eine Anhebung der Netzentgeltreduktion auf 95-100 Prozent in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

Summary

Introduction

German energy and climate policies aim at reducing greenhouse gas emissions by 40% in 2020 and by 80-95% in 2050 compared to 1990 levels. A central measure to achieve these goals is the expansion of renewable power generation (cf. § 1 II EEG 2014). The share of renewables in power generation should reach at least 80% by 2050 or earlier. Even today we are observing a transformation of the power system. In some regions increasing shares of decentralized and fluctuating generation lead to a reversal of power flows from lower voltage networks to higher voltage networks and the need for flexibility is increasing. These changes have knock-on effects on the network infrastructure that needs to be expanded at the transmission and the distribution level. And also requires adaptations in network operation.

The expansion of renewables often does not correlate with the location of demand centres. Wind turbines e.g. are primarily located on the coast in the North of Germany, while demand centres are rather in the middle west and southern regions. Hence, power needs to be transported which requires network expansion when quantities grow. This is (in the long term) the cheapest option.⁸ Over the coming years significant network investment is projected which has to be recovered via network tariffs.

In future more flexible demand could contribute to adjusting demand to fluctuating generation (market-oriented flexibility), but also to helping to relieve (regional) network constraints (network oriented flexibility). Importantly, a system dominated by (intermittent) renewable power generation, does not much benefit from stable demand but from flexible demand that can be adjusted to the current feed-in from fluctuating renewables. The system moves from being one in which generation followed demand to being one in which demand adjusts to generation that in part depends on resource availability (such as wind and solar). Network capacity becomes a scarce resource in certain regions and times. Apart from flexible demand, also the co-location of generation and demand as well as flexibility in generation can contribute to managing power system and network efficiently. The question is then which network tariff structure do we need to foster flexible demand, manage network capacity efficiently and avoid generation management unless it is unavoidable? So far, the German network tariff system only sets scattered incentives for market or network-oriented flexibility. Several options for improvement can be identified. This could help to improve the system integration of renewable generation and optimize network expansion and operation costs (including e.g. compensation payments for generation curtailment).

Parallel to increasing feed-in from renewables, network usage in terms of kWh may decrease if electricity is produced and consumed locally. Both industry and households face incentives for self-generation and consumption. The network is typically still used as a back-up. Most household self-generation is from photovoltaics and feeds into distribution networks where networks tariffs are based on the kWh. This means self-generation reduces the user's contribution towards network costs and raises the question whether the network tariff system needs to be adjusted.

Further distributional concerns are caused by regional differences in German network tariffs which may in part be driven by renewables integration.

⁸ see e.g. the study of Agora Energiewende, Consentec, Fraunhofer IWES (2013) that finds that until 2033 a complete and timely expansion of the network leads to cost savings compared to alternative scenarios.

Adjustments to the network tariff system should address the following aspects:

- ▶ Incentives for the provision of demand side flexibility: the current regulations on individual network tariffs for electricity-intensive consumers (§ 19 II 2 StromNEV) can present a barrier for flexible demand (market or network oriented) because they incentivize steady demand. The criteria for the reduction are not targeted towards supporting network-oriented flexibility in periods of (local) network congestion.
- ▶ Treatment of decentralized generation: Decentralized generation leads more and more to power feeding back from lower to higher voltage levels and cost increases. The current system of avoided network tariffs rewards decentralized generation no matter whether it benefits the system or causes extra costs. The rewards are calculated based on network tariffs from the next higher network voltage level and do not reflect real cost effects in the network. The standardized calculation does not set systematic incentives for network-oriented feed-in or choice of location.
- ▶ Regional differences in network tariffs: network tariffs across Germany vary widely. Integration costs of renewables are but one factor driving those differences and the resulting distributional effects. It needs to be discussed which costs should remain regional and which should be borne jointly by all network users.
- ▶ Pricing of the security function of the network: The volume based structure of distribution network tariffs incentivizes self-generation and consumption. This effect is strengthened by price components that add to the core network tariff. Growing PV-self-generation causes a divide in contributions to network financing across network users: customers with self-generation pay less even though they equally benefit from network connection and the opportunity to draw power from it in case the sun is not shining. Despite self-generation peak demand from users may remain the same. Also network capacity is not reduced and costs do not decrease. Hence volume-based pricing indifferent of the presence of self-generation installations needs to be questioned.
- ▶ Contribution of generators towards network and system costs: In Germany generation feed in is free of charge. However, generators do cause costs or could contribute to optimizing network costs in particular in case of network congestion. In future, congestion is expected to increase in distribution networks. Existing rewards for avoided network charges do not incentivize generators to locate close to load or avoid network congestion. It needs to be questioned whether (and if so, how) generators should in future be rewarded or charged for network feed-in.

In summer 2015 the federal government published a white book on the future electricity market design (BMW i 2015a) that also contains measures for the adaptation of the network tariff system. The proposed measures aim for an adjustment of individual network tariffs to enable more flexibility (measure 8). Furthermore, measure 9 proposes to introduce uniform transmission network charges and to abolish avoided network charges for decentralized generators. The avoided network charges are planned to be abolished for installations starting operation in 2021 or later, as contained in the draft for the power market law of November 2015.⁹

⁹ The draft power market law contains further measures that have an impact on the network tariff level. The rules concerning the network reserve as well as new transparency requirements e.g. have a cost increasing effect. Potentially cost decreasing are the rules for renewables curtailment to reduce network expansion or changes to the balancing system and reduced redispatch because of shut-down of lignite plants.

Assessment criteria for network tariff options

The following criteria are the basis for evaluating the different options for advancing the German network tariff system.

1. Infrastructure financing and adequate cost allocation

Network tariffs shall recover costs for network infrastructure investment and operation. The costs shall be allocated towards network users in a transparent way based on comprehensible criteria.

Behaviour of network users can contribute to increasing or decreasing the need to expand the network. If these effects are reflected within the network tariffs for the respective user (cost-reflectivity) this could contribute to a fair cost allocation targeted towards those who cause the costs.

2. Incentives

The electricity formed at the spot market is time variable and sets incentives for consumers to use power in times of excess generation when prices are low or reduce their demand in times of scarce supply (when prices are high). This in principle incentivizes flexibility. Yet, for the efficiency of the entire system also the networks are relevant. Cost-reflective network tariffs could set incentives for network users to take the impact of their behaviour on the network into account. One example is the utilization of the network at times of peak demand or capacity demand for a network connection. Both can increase expansion needs while the aim should rather be to reduce expansion needs where possible. It needs to be guaranteed that system security is not compromised. Efficient network operation and network oriented demand should be incentivized while at the same time allowing market-oriented flexibility where possible.

3. Feasibility: administrative effort and compatibility with existing legislation

This criterion covers to which degree suggested changes to the network tariff system lead to an additional effort for different actors:

- ▶ *network operators*: more complex network tariffs e.g. with temporal or locational differentiation increase administrative effort compared to uniform tariffs.
- ▶ *regulator*: more differentiated and complex tariffs increase the effort for control of non-discrimination and abuse of market power, e.g. the control of generator location if these were charged
- ▶ *retailer*: variable network tariffs may cause additional risks if tariffs for final consumers have to be fixed ex-ante for e.g. a year. Alternatively, network tariff changes could be priced through a variable component. This may increase the communication effort towards customers to explain this tariff variability.
- ▶ *final customers*: Dealing with more differentiated tariffs requires adjustments on the customer's side to optimize the behavior according to the tariff(s) offered.

Additionally, it is relevant whether the suggested options are feasible with moderate changes towards the existing legal framework and hence can be realized quickly or whether they would imply a structural change that would, in particular at the beginning, lead to high transaction costs.

4. Distributional effects

This criterion assesses distributional effects of the suggested options to change the network tariff system. In particular parties that loose may oppose to change. Accompanying measures can sometimes be used to mitigate distributional effects. In other cases redistribution may be desired because a higher contribution of certain users may increase fairness in cost allocation.

Status-Quo in Germany: Systematic description of the network tariff system

Network users pay network tariffs in return for network utilization i.e. services they receive such as using the network infrastructure (cables, transformers, etc), the provision of ancillary services and coverage of transport losses. If electrical energy is not in demand (e.g. in the cases of self-generation and consumption), no network tariffs apply apart from a potential standing fee. Essentially, the network tariff system is hence a quid pro quo relation governed by private law and – because of the monopoly position of the network operators – subject to extensive state regulation.

Network tariffs are charged by extraction point and include all levels up to the transmission system. Uniquely relevant for the tariff are the voltage level of connection and the annual utilization hours. The network costs of each network are recovered via an annual network charge (§ 15 I 2 StromNEV). This network charge is calculated per extraction point and is composed of an annual capacity charge and an energy charge (§ 17 II 1 StromNEV) respectively an energy charge plus an optional monthly basic charge for a so-called standardized load profile-(SLP)customers without power measurement (§ 17 VI StromNEV).

Network tariff regulation requires that for cost allocation towards network users specific annual costs have to be calculated for each network level (and transformation level; § 16 I 2, 3 StromNEV). Those costs represent the “postage stamp” of the respective network level. To achieve a cost allocation oriented towards cost causation, costs are distributed according to their contribution towards simultaneous annual peak load which is approximated via a coincidence factor (German: Gleichzeitigkeitsgrad; § 16 II StromNEV, Annex 4). Network operators are subject to incentive regulation under which a revenue cap for each network operator is determined (§ 4 I ARegV). The revenue caps that are determined by the regulator are finally transposed into network tariffs (§ 17 I 1 ARegV).

Network tariffs have to be appropriate, non-discriminatory and transparent (§ 21 EnWG). The law foresees numerous exemptions and privileges concerning the network tariffs, in particular for electricity-intensive consumers. Subject to certain conditions their network charge can be reduced by up to 90% (§ 19 II 2-4 StromNEV). Further exemptions exist for so-called “atypical” network users to incentivize network-oriented flexibility (§ 19 II 1 StromNEV), for interruptible demand installations, for the purpose of network relief or system services (§ 14a EnWG) as well as for new electricity storage installations as initial funding (§ 118 VI EnWG). Finally, electricity feed-in is exempt from network tariffs (§ 15 I 3 StromNEV). Operators of decentralized generation installations on the other hand receive a reward from their network operator which is equivalent to the avoided network charges with respect to upstream network levels (§ 18 StromNEV).

Additionally to the core network charge in the sense of the StromNEV, a network user has to pay several other components that are levied in relation to the network utilization. This is

- ▶ the CHP surcharge (§ 9 VII KWKG),
- ▶ the offshore-liability surcharge (§ 17f EnWG),
- ▶ the StromNEV-surcharge (§ 19 II 13-15 StromNEV)
- ▶ as well as the surcharge for curtailable load (§ 18 I AbLaV).

They are all subject to a nationwide equalization system. Hence, in contrast to the core network tariffs, they are equal in height for network users throughout Germany. Further, it is worth mentioning the concession levy as well as the costs for generation management according to § 15 II EEG 2014 and the retrofitting costs according to §§ 10, 22 SysStabV that are classified as permanently non-controllable costs (§ 11 II 1 ARegV) of the respective network operator and hence differ between network operators. Other permanently non-controllable cost components are e.g. the costs for payments of

avoided network charges (§ 18 StromNEV) as well as for the national equalization system of transmission network operators with respect to the costs of underground cables according to § 2 IV EnLAG and offshore costs according to § 17d VII EnWG. Also with respect to these levies and cost components numerous exemptions and privileges for electricity-intensive consumers as well as for the manufacturing sector or railway bound traffic exist.

Advancing the network tariff system in Germany: discussion of selected options

1. Reforming industrial privileges

The rules for reduced network tariffs for industrial consumers according to § 19 II 2-4 StromNEV should be reformed. They should be targeted towards fostering flexible demand that is oriented towards market and/or network and thereby remove a current barrier towards flexible demand. In the current definition the privileges can hinder flexible demand reaction even though an increase of demand would not have negative effects on the network. To remove this barrier for flexible demand, the criteria for network tariff reduction should be reformed in a way that the privilege is more strongly oriented towards market and network-oriented demand. One option to achieve this could be the requirement for privileged companies to offer system services. This would address network-oriented behavior. To support market-oriented flexibility with adverse effects on the network, certain time periods could be defined in which an increase in demand is uncritical and hence would not be counted when determining the relevant peak load. Since the system is becoming more flexible over time, in the medium term those time periods should be established on a dynamic basis. Such a reform towards dynamics seems also appropriate for atypical network utilization according to § 19 II 1 StromNEV.

Currently, the network tariff for industrial customers is dominated by the maximum capacity demand which seems appropriate. However, certain exemptions for industrial customers exist concerning the network tariffs: § 19 II 1 StromNEV (atypical network utilization, avoidance of peak demand in defined periods of network peak; German: Hochlastzeitfenster) as well as § 19 II 2 StromNEV (continuous demand with a minimum of 7000 full utilization hours).¹⁰ The current criteria for the reduction of network tariffs according to § 19 II 2 StromNEV (intensive network utilization) set strong incentives for continuous operation of demand customers since the reduction is only granted when a minimum of 7000 full utilization hours per year and a consumption of 10GWh are reached. In 2014 more than 250 enterprises with a combined demand of nearly 60 TWh (which is 25% of total industrial electricity demand) benefitted from the reductions and saved a total of approximately 440 million € in network tariff payments. In 2015 the volume is expected to rise to € 530 million.

The rule can prevent electricity-intensive customers from cutting their demand in times of high power prices because this makes it more difficult to reach the minimum criterion for the reduction (7000 full utilization hours). Hence market-oriented behavior is hindered without relating this to network constraints. Also demand increases (beyond the previous peak demand) have a negative effect under current criteria for the reductions. Therefore, if industrial privileges in the network tariffs should be retained for industrial-policy reasons, the criteria for the tariff reduction should be adjusted. This is included in the German Whitebook on Power Market Design from summer 2015 as measure 8 that proposes an opening of the individual network tariffs for more load flexibility (BMWi 2015a). The following options have been identified for the adjustment of the reductions:

¹⁰ Defined as annual electricity demand divided by peak capacity demanded.

Incentives for demand reduction in times of high prices for privileged enterprises

Demand reactions to high prices could be omitted during defined time periods in order to make sure that the enterprises don't lose the network tariff reduction according to § 19 II 2 StromNEV. A comparable solution is, so far, only provided for curtailable load for which the network tariff reduction according to § 19 II 2 StromNEV must not be denied on the cause of curtailment under the AbLaV and hence, the necessary utilization hours and electricity demand must not be reduced by the call of the curtailable load (§ 15 III AbLaV). . In defined time periods, that could additionally be coupled to market prices, demand reactions would not have a negative effect on the calculation of full utilization hours. For the counterfactual calculation the peak demand immediately before or after the defined time periods could be used.

Alternative determination of the tariff relevant peak demand

To allow market-oriented demand in times of low prices, defined time periods can be omitted from the calculation of the relevant peak demand. In the medium term, the definition of these time periods should be realized dynamically and be coupled to market prices. This supports market-oriented behaviour since an associated peak, if it occurs in times that are uncritical to the network, does not lead to higher network tariffs. The network operator needs to be responsible for the definition of the time periods to ensure that the relevant network condition is adequately reflected in the establishment of the periods. In the context of § 19 II 1 StromNEV, e.g. the periods of peak demand could be defined as short as possible, i.e. only as long as necessary from the network point of view.

If demand is reduced or increased on request of the network operator in the market for ancillary services or in the context of the regulation on curtailable demand (Verordnung abschaltbarer Lasten-AbLaV) the demand reactions should be omitted when establishing whether criteria for the privilege are fulfilled.

Accounting for interactions among different industrial privileges

The current rules allow for a maximum network tariff reduction by 80% according to § 19 II 1 StromNEV while according to § 19 II 2 StromNEV a maximum reduction of up to 90% is possible. This could incentivize industrial consumers to aim to even out their demand during the day (to benefit from the privilege for energy intensive steady consumption, § 19 II 1 StromNEV) instead of a flexible operation to benefit from the rules for atypical network utilization (§ 19 II 1 StromNEV) because maximum reduction there is higher. The reform of the privileges and the allowed reductions should be structured so as to account for this effect.

Mandatory participation in the provision of ancillary services

It is further recommended to couple the privilege to the participation or prequalification of load for the ancillary services market. It has to be checked to which degree the electricity demand that currently receives reduced network tariffs according to § 19 StromNEV is already active in the ancillary services market.

If the participation requirements in the context of the regulation on curtailable demand were adjusted and the regulations were extended¹¹, reduction could also be conditioned on participation here. Today, only loads with more than 50 MW can participate. Whether participation is reasonable in the ancillary services market or under curtailable demand is in the first place determined by tech-

¹¹ According to § 19 AbLaV the regulation expires by 1 January/Januar 2016.

nical and organizational requirements. Currently, the ancillary services market is better suited because of the minimum capacity requirements. Small installations (below 5 MW) that currently benefit from § 19 II 2 StromNEV could participate in the ancillary services market via pooling.

State-aid aspects of the regulation in § 19 II 2 StromNEV

A reform needs to take into consideration the ongoing EU state-aid procedure concerning § 19 II 2 StromNEV a.F. The EU commission could conclude by classifying the network tariff reduction as state-aid which would call the reduction entirely into question. At least a reform towards flexibility could be compatible with the internal market. The new “Guidelines on State aid for environmental protection and energy” of the European commission do not explicitly provide for that, but they mention e.g. “facilitating demand side management“ as a measure which is preferable over aid for generation adequacy (no. 220 2014/C 200/01). Furthermore, the change could be seen in the context of a stepwise transition from a system of relatively stable and continuous supply towards a system with more numerous and small-scale supply installations of variable sources (no. 216 (2014/C 200/01)).

2. Modification or abolishment of the system of “avoided network tariffs“

The system of avoided network tariffs should be discontinued. The paid benefits do not reflect the real cost effect that decentralized generation has in the network. Hence, the charges can set perverse incentives. Abolishing avoided network charges is negative for those CHP plants that currently benefit from the scheme. A reform of benefits for CHP plants should be discussed to mitigate negative effects. EU law requires potential positive effects to be rewarded towards renewable generators which may conflict with an abolishment of avoided network charges for renewable generators. Hence, further analysis is needed on the cases in which decentralized generation really has positive effects on the grid and how these could be compensated. A reform of avoided network tariffs should consider interactions with moves towards more similar or uniform transmission network tariffs. Otherwise the unintended effect may occur that avoided network charges in one distribution network area rise just because transmission network charges in that area increase. The draft for a power market law contains the abolishment of avoided network charges for new installations as of 2021.

The system of avoided network charges assumes a centralized system with unidirectional top-down load flow. With more and more decentralized generation, this assumption is not valid anymore. Load flow reverses in certain times and regions when local power generation exceeds demand. In many network areas, in particular rural regions, decentralized generation does not cause real cost savings but in part even additional investment.

Generators that are connected to networks below transmission receive a compensation that reflects avoided network charges in higher voltage networks. The height depends on the network charges in the upstream network to which the distribution network is connected.

Hence different transmission network charges e.g. driven by a difference in ancillary services costs have an impact on the height of avoided network charges. For installations that are supported under the German feed-in tariff the avoided network charges are not paid to the operator of the installation but flow onto the account of the costs for the feed-in tariff where they ultimately have a decreasing impact on the renewable energy surcharge.

In 2013 avoided network charges paid for renewable energy installations supported under the feed-in tariff added up to more than 600 million €. The total volume in 2013 was more than 1.2 billion €. Payments for avoided network charges enter the network tariff calculation of the respective distribution network operators as a cost position.

Reform to reflect actual avoided network costs is not constructive

In principle, it would be possible to calculate avoided network charges more realistically based on actual avoided costs. This would require a case-by-case calculation which would be complex, but would be required to guarantee transparency. Because of the number of installations this seems to be difficult, would likely be vulnerable to discrimination and is not recommended.

Abolishing avoided network charges for all generators

The current, standardized calculation scheme for avoided network charges relates to network tariff payments towards the upstream network that are avoided. The system is revenue neutral for the distribution network operator, but does not relate to real avoided network costs e.g. avoided or deferred network expansion, in neither the network in which the generators feed in nor in upstream networks. Taking into account that with rising penetration decentralized generation often does not lead to network cost savings, the system of avoided network charges should be discontinued. This would decrease network charges in those areas where network tariffs are high because of high shares of decentralized generation and payments for avoided network charges.

A discontinuation of the avoided network charges reduces income for decentralized generators not supported under the feed-in tariff. This should be taken into account. For feed-in tariff installations, revenue does not change. However, the discontinuation of the scheme would redistribute costs: while network tariffs would decrease in areas where avoided network charges are a cost driver, there would be an upwards effect on the renewable energy surcharge.

Adjustment of CHP-support when avoided network charges are eliminated

The discontinuation of avoided network charges reduces revenue for CHP installations. Since current CHP support takes into account those additional revenues, the support should be adjusted to avoid missing the German CHP goals.

In case avoided network charges are continued – Adjusting the calculation base

When avoided network charges are to be retained, the basis for their calculation should be adjusted. Since decentralized generation does not contribute to reducing the need for system services e.g. re-dispatch, then such components should not be included when calculating the avoided network charges. This would avoid that in areas with high network charges driven by costs for system services, the avoided network charges are also high.

Appropriate reflection of cost-advantages from decentralized generators based on EU legal requirements

From a legal perspective, it is important to pay attention to the requirements of EU law. The renewable energy directive explicitly requires “that Member States shall ensure that tariffs charged by transmission system operators and distribution system operators for the transmission and distribution of electricity from plants using renewable energy sources reflect realizable cost benefits resulting from the plant’s connection to the network. Such cost benefits could arise from the direct use of the low-voltage grid (Art. 16 VIII Dir. 2009/28/EC). If here, also charges for take-off are meant,¹² an adjustment of the current system could potentially only be realized to the degree that cost-advantages indeed do not exist. In other words: only to the degree that decentralized generation causes real cost advantages, these have to be considered in network tariffs. The current law already refers to effective

¹² In this line also *D. Fouquet u.a.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 285, 287.

avoided energy (German: “tatsächliche Vermeidungsarbeit”) and the effective avoided capacity (German: „tatsächliche Vermeidungsleistung“; § 18 II 2-4 StromNEV). However, the avoided charges are calculated based on the network tariffs of the upstream network. There is no connection to physical effects in the network to which the generators connect and the potentially resulting cost effects in the respective network. The cost effect could also be an increase. Insofar as the current design of the provisions for avoided network charges no real cost advantages exist, the abolishment should not conflict with EU law. Whether a new rule for avoided network charges is necessary depends on whether effective cost advantages (that would need to be reflected) exist.

3. Introducing uniform network tariffs at transmission level or at distribution level

At transmission level uniform network charges are recommended because transmission networks are necessary for all network users. Hence the costs, also the costs for ancillary services, and expansion that are regionally different, should be allocated among all users. At distribution level, the situation is different and uniform tariffs are not recommended. It should be analyzed whether costs related to the expansion of renewables can be identified and whether it is possible to install balancing mechanisms for these costs. Additionally, the distributional effects of uniform distribution network tariffs over time should be analyzed e.g. in the case of network renewals. In case uniform distribution network tariffs are to be introduced, this should be done on the consumer side. Thereby network-specific revenue caps and regulation can be retained together with their impacts on network expansion and operation. The German Whitebook on power market design describes equal transmission charges under measure 9 (advancement of the network tariff system) (BMWi 2015a).

Regional differences in German network tariffs increasingly cause discussion. It is argued that distributional effects of the costs of renewable energy expansion are unacceptable. Network tariffs for final consumers are established per distribution network. Their height is regionally very different. In particular in eastern regions and rural areas, network tariffs are higher than the German average while they are lower in the South-West.

One factor behind the differences in network tariffs are the costs for the integration of renewable energies such as PV and Wind. Since costs from upstream networks are rolled over to distribution network differences in the transmission network tariffs of the four German control areas e.g. from redispatch carry over to the distribution networks. But also demand and age structure of the network assets have an impact on network tariff levels. The lower density of demand and the relatively new infrastructure contribute to higher network tariff levels in the North-East. City networks often have lower network tariff levels.

In future, differences could increase further because the expansion of renewables does not distribute equally across the country and takes place particularly in rural regions. The age structure may work into the opposite direction: networks in the East are on average younger than in the West. If renewal takes place in Western networks over the next few years this is likely to also increase Western network tariffs. Uniform network tariffs then would distribute these costs equally over the entire country such that network customers in the East would (again) pay for network renewal.

There are two options to establish uniform network tariffs:

- ▶ Balancing the costs on the operator side: a balancing mechanism for the costs driven by the energy transition (German: Energiewende) could equalize across network operators the costs that arise e.g. from the integration of PV-installations by the needed transformer capacity increase. The central problem with such balancing is that cost driven by the energy transition cannot be identified and distinguished clearly from other costs for network expansion and renewal that would occur in any case. Differences in the tariffs that result from the asset age structure or the demand structure remain.

- Equalizing the tariff on the consumer side: Hinz et al. (2014) describe how uniform (distribution) network tariffs could be implemented while retaining the regulation as it is. The change would only affect the allocation of costs towards consumers. All regulated revenues would be combined and distributed equally across the country over the entire demand. This would result in uniform distribution network tariffs. The revenues are collected and distributed towards the network operators based on the regulated revenue caps. Network operators stay regulated as before, i.e. cost audits as well as incentives for efficiency and quality would remain.

Before implementing uniform tariffs it should be checked whether all cost components that are currently included in the (transmission) network tariffs, should remain included. Costs for ancillary services for example could be excluded and allocated separately and include generators.

Uniform transmission network tariffs are recommended

Transmission networks are necessary for all network users. Since the system is interconnected, a demarcation of those costs that are driven by the energy transition is not reasonable. Therefore, also the costs for ancillary services, redispatch and expansion that are regionally different should be socialized. In principle, one uniform transmission network operator for Germany can be thought of, but this option was discussed and dismissed in the past.

Uniform tariffs seem appropriate. As a starting point costs can be balanced, i.e. the costs arising for the different transmission network operators need to be summed up. They would then be redistributed according to a uniform distribution key, e.g. the final demand in the area of each transmission network operator.

Assessing whether distribution network costs driven by the energy transition can be distinguished

In distribution networks potentially part of the costs driven by the energy transition can be demarcated on the basis of applications for investment measures and expansion factors that both require detailed reasoning for the necessity. However, the federal regulator argues that the demarcation is not feasible because investment measures are often realized as packages. Also the expansion factor relates to structural parameters only and is hence not suited to demarcate effective costs.

Nonetheless, it should be assessed whether for selected cost components that are driven by renewables expansion a demarcation can be realized. The respective costs should then be socialized to consumers. This is preferable to a cost balancing mechanism among distribution network operators because this would likely be complex due to the high (>800) number of distribution network operators. A surcharge would be easier, transparent and can be oriented towards numerous examples (e.g. the CHP surcharge). It should be considered combining such a surcharge with other surcharges (e.g. the offshore liability surcharge) towards an energy transition surcharge. This bears the danger of a transparency loss since several components are bundled into one surcharge. On the other hand, it could increase transparency on the cost of the energy transmission if relevant components are combined. The composition of the charge could be displayed in addition to the level of the surcharge.

With demarcation and socialization of those costs that are caused by the energy transition, the remaining system of the distribution network tariffs would remain untouched. Part of the tariffs would hence stay specific to each distribution network. This maintains the incentive for the network operator to be efficient in his own network area and thereby contribute to lower “domestic” network tariffs that potentially increase customer loyalty. However, this is likely to be only relevant for municipal utilities that have a close tie to their supply area and customers as well as the (bundled) supplier. This incentives would vanish where the tariffs are uniform since this would eliminate the connection

between network operation in the own service area and the network tariffs. Regulation and the associated incentives for efficiency and quality would remain as they are.

Uniform distribution network tariffs as a potential alternative

In case that a demarcation of costs is not feasible or in case uniform tariffs are wanted for other reasons, they should be realized based on the equalization of tariffs on the customer side as described above. Also in this case regulation and the associated incentives for distribution network operators are maintained. However, uniform tariffs potentially reduce the incentive for network operators to strive for efficiency in their own supply area since this does not translate into lower network tariffs directly (see above). Furthermore, there might be increased free-riding incentives for regional regulatory authorities: with a less stringent cost audit of network operators under their authority, they could grant these operators more generous revenue caps. The tariff increasing effect would distribute nationally and hence not translate into relatively higher tariffs in the local area. A solution to the problem would be centralizing responsibility to the federal regulator. This, however, seems unrealistic.

Legal assessment of moving towards more uniform tariffs

From a legal perspective a stronger uniformification of components within the network tariff is more feasible in those cases where the costs are driven by the energy transition and can hardly be influenced by the individual network operator. This concerns in particular measures for network upgrade or expansion that become necessary due to the expansion of renewable generation. However, this can be accompanied with significant problems in the demarcation of the relevant costs. The introduction of an entirely uniform network charge does not seem legally impossible. However, the assessment would depend on many questions of the details and the precise implementation (e.g. uniformification on the network operator side vs. the consumer side, shifting of foreign refinancing risk, implementation via a fund-model). More precisely the uniformification of non-energy transition-related costs would also require a different reasoning to be considered a proportionate measure. One reason could be e.g. the aim to achieve equal living conditions within the federal territory (German: „gleichwertige Lebensverhältnisse im Bundesgebiet“, Art. 72 II GG).

Generally, an equalization on the consumer side seems preferable from a legal point of view compared to a cost-based equalization at the operator side (i.e. a direct equalization of cost positions among network operators) since it interferes less with the freedom of price setting of the network operator. In case that the funds model is chosen, special attention needs to be paid to compatibility with EU law towards state aid (Art. 107 ff. TFEU). Cost based equalization at the operator side is suitable if the federal equalization of certain cost components can be justified properly. (e.g.: „caused by the energy transition“, cf. above).

If the uniformification is pursued only for the transmission level, in principle the same considerations apply. In particular it seems preferable to only include those components into an equalization that cannot be influenced by transmission network operators. The legal acceptance of a (complete) equalization depends on whether this can be properly justified and linked to the special characteristics of transmission systems.

4. Increasing the standing charge in low voltage networks

An increase of the standing charge can be realized within the current legal framework. It can be considered an easy measure that can be rapidly realized to increase the financing contribution from customers with self-generation to the network. An increase of the standing charge for customers on standardized load profiles can furthermore contribute to increasing the share of network costs that are recovered independently of the electricity demand. This would better reflect the fact that the network has an insurance function for consumers and also that the network costs are dominated by fixed costs. However,

higher standing charges also burden customers with low demand but without self-generation more strongly. Hence, it should be considered to differentiate customers with and without self-generation or alternatively to generally include generators feeding into low-voltage networks into the network tariff system.

Volume-based tariffs do not reflect the insurance character and the high share of fixed costs in the network appropriately.

The costs of the network are dominated by fixed costs (95%). These costs are largely independent of the electricity taken from the network. A central cost driver is capacity or peak demand. For both customers with and without self-generation the same peak demand can occur. Furthermore, the infrastructure has already been built. Nonetheless, with volume-based network tariffs, customers with self-generation (and self-consumption) contribute less to network financing than comparable customers without self-generation. Significant savings in annual payments (the effect is strengthened by levies applied on top of the network charge) make self-generation highly attractive. But still, customers with self-generation benefit equally from the security of the network connection as other customers do – in case self-generation does not produce, customers can cover their full electricity demand from the grid. Therefore volume-based tariffs for household customers in low voltage networks do not seem to be adequate, in particular in the presence of self-generation.

A higher standing charges increases the contribution from customers with self-generation

A higher standing charge in low voltage networks could contribute to a better orientation of network tariffs towards the network cost structure that is dominated by fixed costs. This could increase fairness with respect to financing the network infrastructure that is there in case it is needed (SRU 2013).¹³ There seems to be a trend towards rising standing charges in some network areas already. A higher standing charge would also increase the contribution of customers with self-generation and self-consumption towards network financing. This mitigates the unequal treatment of consumers with and without self-consumption.

Potential negative impact on PV-expansion

An increase in the payments from consumers with self-generation reduces the net benefit of self-generation installations for the respective customers. Most of today's newly built PV installations are only economically viable because they use self-generated electricity. A reduction of the privileges towards self-generation installations could therefore hinder further PV expansion.

Differentiating network customers with and without self-generation/consumption

Since customers with self-generation also use the network connection for feed-in, it seems appropriate to offer them different network tariffs than customers without self-generation. A precondition for such a tariff differentiation is that network operators do know about self-generation installations and self-consumption. This is – with exemptions – the case if the installation operator uses the self-consumption privilege of the renewable energy law (§ 74 s. 3 EEG). Existing installations (until September 2014) as well as small installations up to 10kW are excluded from the obligation to register hence data availability could be a problem.

¹³ SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten. Hg. v. Sachverständigenrat für Umweltfragen. In higher voltage level for capacity metered clients the tariff already today has a higher capacity based (i.e. non-volumetric) component.

Generally it needs to be considered that higher annual network tariff payments for customers with PV installations reduce the installations' net revenues and may hence require higher support costs. The contribution of customers with self consumption to the grid cost could e.g. be realized by defining a yearly additional fee. This fee could be based on the expected network tariffs that would be avoided under the existing regime..

A higher contribution of self-generation customers can also be achieved by an inclusion of generators in low voltage networks into the network tariff system (see also section 5 network tariffs for generators).

From a legal perspective it is possible to increase the contribution of self-generation customers towards network tariffs. So far, the network tariff systems contain certain privileges (§ 19 II 1 and 2-4 StromNEV, §§ 14a and 118 VI EnWG, furthermore generators do not pay network tariffs according to § 15 I 3 StromNEV) but the network tariff system does not contain specified elements for burdening generators. However, the introduction of a special case for the liability of self-generators should in principle be legally valid since generally the privilege of the one is the burden of the other such that the different legal treatment does not seem warranted. The increased compensation for the insurance function of the network represents a realistic argument in the sense of the principle of equality (Art. 3 Abs. 1 GG) such that this would not be an infringement of constitutional law.

Options that aim to burden only certain subgroups of self-generators can also be thought of, as long as the differentiation within the group of self-generators can be properly reasoned. It could e.g. be thought of addressing in particular non-capacity metered self-generators in low voltage networks (e.g. via a differentiation of the basis charge).

Negative effects of higher standing charges for low demand consumers and incentives for efficiency

A higher standing charge is degressive which disadvantages customers with low demand since they pay a higher average price per kWh used. The distributional effect among consumers could be mitigated by establishing differentiated standing charges for different groups of customers depending on the annual electricity demand.

A higher standing charge also reduces the incentive to save electricity because the marginal costs per additional kWh used decrease. Since the network charge only makes up around a quarter of the final electricity price and is typically billed once a year, it can be assumed that the effect on the final demand would be small.

Apart from the intended effect of higher contributions from customers with self-generation, a general increase of the standing charge would have the undesired side-effect of low demand consumers paying more. This effect can be addressed with a differentiation of customers with and without self-generation.

A higher standing charge in low voltage networks is feasible within the current legal framework as long as a reasonable proportion of the standing charge towards energy charge is maintained (§ 17 VI 2 StromNEV). Furthermore § 17 VI 3 StromNEV applies: The charge that results from the combination of the standing charge and energy charge has to have a reasonable relation towards the charge that would result for capacity metered demand in low voltage networks based on energy and capacity values of the standardized load profile for the respective customer. An often discussed alternative is a capacity tariff that would distribute network costs in low voltage networks towards standard load profile customers uniformly via connection point and customer group. This would be a considerable change of the current situation, which, however, has the potential to make the network tariff system more transparent.

The orientation of a capacity tariff towards peak demand, the capacity of the connection or the fuse size of the connection seems to be much more complex and burdensome. Even more so because many connections would first have to be equipped with the necessary metering technology. The additional benefit is unclear since, according to the knowledge of the authors, no clear connection towards cost causation can be established.

5. Network tariffs for generators or contribution of generators to selected system costs

Generator network charges are not recommended in the short term. In the longer term generator network charges, in particular variable charges, could be a sensible option to provide incentives for flexibility. With respect to the inclusion of generators into recovering the costs for the network infrastructure, contributions of generators to construction costs (German: Baukostenzuschüsse) should be evaluated. These could, when indicated, only be levied in regions where network expansion is driven by generators. Customers with PV self-generation in low voltage networks could be incorporated into network financing via an increased standing charge (see section 4) that could, if indicated, be applied specifically to customers with self-generation only. Within the industrial sector, the need for adaptation of network charging is lower than in lower voltage networks because the capacity-based component already determines a high share of the payments. Special network tariffs such as network reserve capacity or monthly capacity pricing (cf. § 19 I StromNEV) should relate to the real network conditions. A reduction in network charges should be coupled more strongly towards the effective network relief in periods of network peak load. Interactions with the criteria for the privileges should be considered.

Ongoing generator network charges are not recommended

Economic analysis suggests that ongoing energy-based generator network charges would be incorporated into variable generation costs and passed on to consumers directly. But also capacity-based generator charges are likely to be priced into generation costs even though perhaps on a longer term basis. Depending on the precise design generator network charges could lead to distributional effects by technology, new vs. old installations or by location. The effect also depends on the price-setting power plant at the power exchange. Because of the above-mentioned effects, ongoing generator network charges seem only reasonable if they cause an added value above the direct allocation of network costs to final consumers. This could e.g. be incentives for network oriented generation i.e. a feed-in when demand peaks or at locations with excess demand. The effectiveness of such incentives is debated. Still, the cost allocation changes which could contribute to increased fairness and a stronger orientation of cost bearing towards cost causation.

Contribution to construction costs for generators – share in infrastructure financing and locational incentive

Locationally differentiated contributions to construction costs (German: Baukostenzuschüsse) could be a reasonable tool to provide locational incentives for generators. It would be an option to make generators in regions that are already dominated by generation pay a share of the resulting network expansion costs. In load dominated areas, the charge would either be lower or could also be negative, i.e. a bonus could be paid to reward contributions towards deferral or avoidance of network expansion. The contribution of generators towards network expansion costs would also dampen network tariff increases caused by network expansion in the respective network area.

In the long term, variable network tariffs for both demand and generation should be considered to incentivize flexibility on both sides. An alternative to generally variable tariffs could be event-based tariffs or a bonus-malus system.

Differentiated generator network tariffs would disadvantage power plants in the “more expensive” regions. This can be reasonable if costs are generator driven. However, introducing network charges

for generators has likely negative effects for capacity expansion, also the expansion of renewable generation. This implies that an adjustment towards renewable energy support may be needed.

Analyzing the involvement of generators into other system cost

As an alternative to generator network tariffs, generators could be charged only for selected network cost components such as losses, (regional) network expansion costs or ancillary services. In the case that generators already provide ancillary services, they may receive compensation for this or alternatively generators that do not provide ancillary services could be charged. The respective cost positions would then be excluded from the core network tariff and hence contribute to lower network tariffs.

Network charges for industrial consumers with self-generation should depend on peak demand during network peak load

In the industrial sector, self-generation installations are controllable and capacity utilization is high. The installations can contribute to network relief. The contribution depends on the time periods in which the installations are effectively available. Industrial self-generation reduces the demand from the public network and hence can relieve the network if it is running in times of high network load. In times of maintenance, the current network tariff system allows to use cheaper network reserve capacity for a limited amount of time. The basis for the establishment of the capacity charge of the network user with self-generation is then not the effectively realized peak load, but the peak load reduced by a network reserve capacity. For the utilization of the network reserve capacity, also a capacity price is charged, which is however, much lower than the regular capacity price. The utilization of this discounted capacity should be linked to the effective network relief provided. The plain relation to an upper limit of 600h per year can provide for this only to a limited degree. The utilization of network reserve should be prohibited under certain market or network conditions e.g. defined peak demand periods and only be allowed in time periods in which no network constraints exist. . Thereby the network tariff level would adequately reflect the contribution that network users with self-generation effectively make towards network peak load also when network reserve capacity is utilized.

Legal assessment of generator network charges

The inclusion of generators into the network tariffs could be realized via an adjustment or the abolishment of the exemption in § 15 I 3 StromNEV. § 24 s. 5 EnWG contains a corresponding authorization. It needs to be considered that when introducing generator tariffs in addition to demand tariffs a rule for the compensation for avoided network tariffs might be needed (Art. 16 VIII RL 2009/28/EC). Furthermore, in addition to the abolishment of § 15 I 3 StromNEV, subsequent changes (e.g. within the StromNEV) are likely required. There should be no concerns in terms of constitutional law, in particular generators cannot claim protection of a legitimate expectation since this does not constitute a base of trust. Trust in the continuation of (favourable) laws or the common expectation of citizens that the existing law would be continued without changes is not generally protected by institutional law (BVerfGE 105, 17, 40). In particular because of the existing power to issue statutory instruments (§ 24 s. 5 EnWG) generators have to face the introduction of network tariffs. EU law prescribes an upper limit of 0.5 EUR/MWh for annual average transmission network charges under certain conditions (Reg. (EU) Nr. 838/2010).

6. (Individual) network charges for electricity storage and other flexibility options

It is not recommended to implement technology specific network tariffs. The consideration of storage within the framework of atypical network utilization is reasonable. In the future, the definition of the periods of peak demand (German: Hochlastzeitfenster) should be done dynamically and with shorter no-

tice to guarantee a fit with real network needs. In the medium to long term storage as well as other flexibility options would benefit from a stronger differentiation in the network (and electricity) charges. Similarly, they would benefit from other incentives for flexibility that should be technology neutral.

Pumped storage installations are treated as network users in the German network tariff system. However, they are exempt from paying electricity tax and renewable energy surcharge. In principle pumped storage is required to pay network charges for the energy taken from the grid with the exemption of newly built installations that are exempt from paying network charges for 20 years according to § 118 VI EnWG (sentence 1). For installations with an expansion of power or capacity the exemption is limited to 20 years (sentence 2).

Furthermore, the majority of pumped storage receives individual network charges for atypical network utilization according to § 19 II 1 StromNEV. This regulation allows the reduction of the network charge by up to 80% when storage is operated network oriented. In particular bigger pumped storage installations do reach these reductions. Even though the reduction incentivizes utilization behaviour that can relieve the network, it is not fully appropriate anymore. Periods of peak demand (German: Hochlastzeitfenster) are defined based on data for network load that may lay up to two years in the past, but in reality depend more and more on the feed-in from renewables. Therefore, defined peak demand periods can be unnecessary long or refer to days on which the network situation does not suffer from high load because of the feed-in from renewables.

Technology specific network tariffs should be avoided

Different options to provide flexibility will play a crucial role in the future energy systems. In the long term, variable network tariffs for generation and demand can play a role in incentivizing flexibility. The incentives for network oriented behavior should be available for all flexibility options to enable a competition for the most efficient way to provide flexibility. The current market conditions limit the economic operation of storage because of its still high costs. For this reason, further support for technology development of storage seems reasonable. This, however, should not be implemented via network tariffs. Hence, a technology-specific differentiation of network tariffs is not recommended.

Privileges for atypical network utilization should be retained with a more dynamic definition of peak periods.

The special rules for atypical network utilization that often apply to pumped storage are reasonable. The periods of peak demand (German: Hochlastzeitfenster) that are the basis for defining atypical usage should be determined more dynamically and on shorter notice to enable behaviour that can be effectively oriented towards network and market. The rules are in principle suitable to foster pumped storage as well as other flexibility options. Hence, technology neutrality is guaranteed. Similar thoughts are included in measure 8 in the German Whitebook on power market design where an opening of individual network tariffs for more load flexibility is demanded. Specifically, the advancement of the privileges according to § 19 II StromNEV is proposed (BMWi 2015a). No concrete measures for reform are discussed. The discussion refers to flexibility options in general and hence, technology neutrality is recognized.

Reform should account for the interaction of § 19 II 1 and 2 StromNEV and ensure that incentives to adjust demand to move from atypical network utilization to steady consumption are eliminated. This could e.g. be realized with an increase of the maximum reduction according to § 19 II 1 StromNEV to 95-100%.

1 Einleitung

Die deutsche Energie- und Klimapolitik hat das Ziel, die Emissionen von Treibhausgasen bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80-95 % gegenüber 1990 zu senken. Der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist eine zentrale Maßnahme zur Erreichung dieser Ziele (vgl. § 1 Abs. 2 EEG). Der Anteil der erneuerbaren Energie an der Stromerzeugung soll bis spätestens 2050 auf mindestens 80 % gesteigert werden.

Dieses Ausbauziel verändert die zukünftigen Anforderungen an das Stromversorgungssystem. Erneuerbare Energien sind zum großen Teil dargebotsabhängig (Wind, Sonne). In Bezug auf die Nachfrage kann es zu Situationen kommen, in denen das Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien ausreichend ist, um die Nachfrage zu decken oder diese sogar übersteigt, während in anderen Zeiten die Nachfrage nicht komplett erneuerbar gedeckt werden kann. In diesen Fällen ist es notwendig Kapazität aus regelbaren Kraftwerken (fossil, Biomasse, Geothermie) oder Speichern bereit zustellen oder alternativ über Lastmanagement die Nachfrage zu verlagern oder abzusenken. Flexible Verbraucher und Erzeuger sind notwendig, um planmäßige, vorhersehbare Abweichung zwischen der Einspeisung aus erneuerbaren und der Nachfrage auszugleichen, also die Residuallast zu decken. Da die tatsächliche Einspeisung auch kurzfristig nicht exakt vorhergesagt werden kann, steigt zudem tendenziell, die Regelleistung, die im System vorgehalten werden muss, mit zunehmendem Anteil EE, um den Ausgleich zwischen Nachfrage und Einspeisung ins Netz sicherzustellen. Insgesamt erfordert die effiziente Systemintegration erneuerbarer Energien eine Flexibilisierung des Stromversorgungssystems. Dies betrifft den konventionellen Kraftwerkspark, die Nutzung von Speichern sowie das Abnahmeverhalten, aber auch die Netzinfrastruktur. Eine gut ausgebaute Netzinfrastruktur ist notwendig, um überregionale Ausgleichseffekte bei Last und Einspeisung zu nutzen. Dadurch verringern sich die Situationen, mit einem Überangebot an erneuerbaren Energien und der Bedarf an konventionellen Erzeugungskapazitäten sinkt.¹⁴

Zudem erfolgt der Zubau erneuerbarer Energien häufig nicht lastnah. So liegt ein Großteil der Stromeinspeisung aus Windenergie beispielsweise im Norden und Nordosten Deutschlands, während große Verbrauchszentren im Westen und Südwesten liegen. Dies trägt zum Um- und Ausbaubedarf in den Übertragungsnetzen bei. Auch in den Verteilnetzen sind Anpassungen erforderlich, da die Zunahme an dezentraler Erzeugung regional zu einer Lastflussumkehr führt, so dass Strom von unteren Spannungsebenen auf höhere Ebenen rückgespeist wird.

In Deutschland werden in den nächsten Jahren hohe Investitionen für Aus- und Umbau der Stromnetze in allen Spannungsebenen notwendig sein (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2012), um den Wandel der Stromversorgung zu einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Erzeugung zu unterstützen. Dies führt voraussichtlich dazu, dass die Netzentgelte in Zukunft steigen. Vor dem Hintergrund hoher Investitionsbedarfe werden Anpassungen der Anreizregulierung diskutiert. Die Änderungen sollen sicherzustellen, dass die notwendigen Investitionen nicht behindert oder verspätet ausgeführt werden. Eine weitere Schnittstelle zwischen Netzentgelten und Regulierung besteht hinsichtlich der Kostenanerkennung von Investitionen und Betriebskosten. So können beispielsweise Spannungsabfälle/-anstiege im Verteilnetz relativ einfach durch regelbare Ortsnetztransformatoren kompensiert werden und somit die Aufnahmefähigkeit für dezentrale Einspeisung im Netz stark gesteigert werden (Rohde et al. 2013). Alternativ kann aber auch die Einspeiseleistung begrenzt werden, so dass diese für alle Zeitpunkte niemals größer ist als der Leistungsbezug am Einspeiseort, so

¹⁴ siehe zu den Anforderungen eines Stromversorgungssystems basierend auf erneuerbaren Energien auch Peek & Diels 2015: Strommarktdesign der Zukunft.

dass durch die Einspeisung keine Spannungsverletzungen hervorgerufen werden. Diese Sicherung kann auch in Kombination mit einem (variablen) Leistungsabnehmer erfolgen. Ebenfalls könnte über gezielte Blindleistungsregelung die Netzkapazität gesteigert werden und somit der Netzausbau reduziert werden. Diese Regelung setzt allerdings voraus, dass die Spannung an den Netzknoten gemessen wird und ein Regelverfahren implementiert wird, welches auf die Netzspannung reagiert. Zudem müssen hier die Regelungsmechanismen der einzelnen Anlage, sowie der Anlagen untereinander, festgelegt werden, um beispielsweise Gleichzeitigkeitseffekte zu vermeiden.

Momentan wird das Verteilnetz bei absehbaren Grenzwertverletzungen häufig konventionell ausgebaut. Innovative Betriebsmittel oder eine veränderte Betriebsführung, die in der Regel den Investitionsbedarf stark senkt, allerdings mit höheren Betriebskosten behaftet ist, werden seltener eingesetzt, da variable Betriebskosten schwerer anrechenbar sind. Aus Systemsicht ist es erstrebenswert, dass der Netzbetreiber den effizienten Mix der Maßnahmen und Investitionen wählt. Dafür müssen allerdings im Regulierungsrahmen dem Netzbetreiber entsprechend Anreize gesetzt werden. So könnten beispielsweise Abnehmer (oder Einspeiser) für netzdienliches Verhalten durch Bonuszahlungen belohnt werden und damit in einzelnen Fällen Netzausbau vermindert werden. Damit ein Netzbetreiber eine solche Variante anstelle des klassischen Netzausbaus wählt, müsste er allerdings die Kosten für die Bonuszahlungen plus einer Marge vergütet bekommen. Im aktuellen Regulierungssystem ist nicht gesichert, dass Netzbetreiber auch Anreize haben, die bestehenden Potenziale zur Investitionsvermeidung zu nutzen (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2012, S. 367). Die Diskussion der Regulierung wird hier nicht vertieft. Für weitere Informationen siehe z.B. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012). Der Fokus dieses Berichtes liegt auf der Netzentgeltstruktur. Diese bestimmt sowohl die Kostenverteilung (zwischen Akteuren und regional) als auch die Anreize, die Netznutzer haben ihre Abnahme oder Einspeisung netzdienlich oder marktdienlich zu gestalten. Der regulatorische Rahmen bestimmt allerdings, welche Entgelte der Netzbetreiber anbieten darf (und von welchen Netznutzern Entgelte erhoben werden).

Bereits jetzt sind die Netzentgelte regional unterschiedlich hoch, mit höheren Entgelten in den nordostdeutschen Bundesländern. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird als ein möglicher Treiber für die Unterschiede oder eine zukünftig weitere Spreizung genannt und von manchen Akteuren eine Vereinheitlichung gefordert. Auf der anderen Seite gibt es auch Befürworter einer weiteren expliziten regionalen Differenzierung der Netzentgelte, um mit dem Netz als knapper Ressource umzugehen. Damit verbunden stellt sich die Frage, wie Netzentgelte strukturiert sein sollten, um flexibles Abnahmeverhalten zu fördern. Eine Anpassung der Lasten an die fluktuierende Erzeugung könnte dann (regional) die Netze zu entlasten und ggf. Einspeisemanagement zu vermeiden und so die Integration erneuerbarer Energie zu verbessern, sowie Netzausbau und –kosten (bspw. für die Entschädigung der Abregelung) optimieren.

Eine weitere Herausforderung ist die mengenmäßige Abnahme der Netznutzung durch Eigenerzeugung. Insbesondere in der Industrie (KWK-Stromerzeugung), sowie bei der Nutzung von Photovoltaik-Anlagen bestehen aufgrund der derzeitigen Regelungen starke Anreize für Erzeugung zum Eigenverbrauch. Da keine Netznutzung stattfindet, fallen keine Netzentgelte an und auch Umlagen werden nur teilweise erhoben. Der individuelle Anschlussnutzer hat bei Netzparität Anreize seinen Eigenverbrauch zu erhöhen und verringert damit auch seinen Beitrag zur Finanzierung der Netzkosten. Eigenverbrauch trägt jedoch nicht unbedingt zu reduzierten Netzkosten bei. Er verursacht dadurch Verteilungseffekte: die verbleibenden Netznutzer tragen höhere Kosten. Der Netzanschluss wird jedoch als Back-up immer noch genutzt. Daraus ergibt sich die Frage, ob mengenbasierte Netzentgelte noch verursachungsgerecht zur Allokation der Netzkosten auf die Nutzer sind.

Der vorliegende Bericht beginnt mit einer Vorstellung der Kriterien, mit denen das Netznutzungssystem und Weiterentwicklungsvorschläge bewertet werden (Abschnitt 2). Daran schließt eine systematische Aufstellung der Regelungen, die in Zusammenhang mit der Netznutzung in Deutschland bestehen, an (Abschnitt 3). Dabei spielen insbesondere die Regelungen zur Festlegung und Erhebung von Netznutzungsentgelten und weitere netzentgeltbezogene Strompreisbestandteile eine Rolle. Wir thematisieren zudem die EEG-Umlage und die Stromsteuer als Komponenten, die i.d.R. nur für vom Netz bezogenen Strom anfallen, und weitere Regelungen, unter die wir auch den Netzanschluss fassen. Abschnitt 5 behandelt ausgewählte Weiterentwicklungsvorschläge des Netzentgelt- und Netznutzungssystems. Der Bericht schließt mit Handlungsempfehlungen in Abschnitt 6.

Zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Berichtes liegt das Weißbuch zur Weiterentwicklung des Strommarktes für die Energiewende vor, das auch Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik insbesondere zur Ermöglichung von Flexibilität und zur Abmilderung energiewendebedingt unterschiedlicher Netzentgelte umfasst (Maßnahmen 8 und 9). Ebenso liegt der Entwurf eines Strommarktgesetzes vor, der vom Bundeskabinett im November 2015 beschlossen wurde. Auf diese Entwicklungen wird an den entsprechenden Stellen Bezug genommen.

2 Bewertungskriterien

Um die gegenwärtigen Regelungen für den Netzbetrieb und die Netznutzung, insbesondere die Netzentgelte, sowie Vorschläge zur Umgestaltung dieser Regelungen bewerten und miteinander vergleichen zu können, werden verschiedene Kriterien angelegt. Diese sollen es ermöglichen, die Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Regelungen oder Vorschläge transparenter darstellen zu können. Somit wird eine bessere Einschätzung der Vorschläge und eventueller trade-offs möglich, die der Entscheidungsunterstützung dient und auf deren Basis Handlungsempfehlungen abgeleitet werden können.

Die Kriterien gliedern sich in vier Bereiche: Infrastrukturfinanzierung und Verursachungsgerechtigkeit, Anreizwirkung, Umsetzbarkeit und Verteilungswirkungen. Unter Anreizwirkung werden Anreize für marktdienliches Verhalten, netzdienliches Verhalten sowie Anreize für rationelle Energieverwendung differenziert sowie die Stabilität der Anreize bewertet. Hinsichtlich der Umsetzbarkeit werden der administrative Aufwand und die Kompatibilität mit dem bestehenden rechtlichen Rahmen betrachtet.

2.1 Infrastrukturfinanzierung und Verursachungsgerechtigkeit

Eine wichtige Funktion der Netzentgelte ist die Finanzierung der Netzinfrastuktur und des Netzbetriebs. Da ein Großteil der Kosten investitionsabhängige Fixkosten sind, die durch den Aufbau der Netzinfrastuktur verursacht werden, ist eine zentrale Frage, an welchen Kriterien die Kostentragung orientiert sein sollte, um die Kosten angemessen zu verteilen. Die Kriterien für die Verteilung der Kosten unter den Nutzern sollten transparent und nachvollziehbar sein.

Ein Teil der Netzkosten wird durch die Netznutzer beeinflusst. Dieser Anteil könnte in den Netzentgelten für die entsprechenden Netznutzer, d.h. die Verursacher widerspiegelt werden. Dies wird als Kostenreflektivität bezeichnet. Bei einer hohen Kostenreflektivität würden die Kosten in großem Maße von den Verursachern getragen (verursachungsgerecht). Dies setzt auch Anreize für die Netznutzer, den Effekt ihres Verhaltens - z.B. die Netznutzung zu Zeiten der Netzhöchstlast, die Kapazitätsanforderung hinsichtlich des Netzanschlusses von Nachfragern oder den Netzanschluss von Erzeugern - auf die Netzkosten zu berücksichtigen. In Box 1 sind die technischen Abhängigkeiten im

Stromnetz dargestellt. Daraus ist abzuleiten, dass je nach Netzsituation die Einspeisung oder Entnahme von Strom aus dem Netz einen Einfluss auf die Netzkosten hat und ggf. zusätzlichen Ausbaubedarf hervorrufen oder aber vermeiden bzw. verzögern kann (siehe Box 1).

Box 1: technische Abhängigkeiten im Stromnetz

Das elektrische Netz ist zentraler Bestandteil des Elektroenergiesystems und dient dazu Leistung von den Kraftwerken zu den Abnehmern zu übertragen. Der Sollwert der Netzfrequenz beträgt im europäischen Netz 50 Hertz und wird über Regelleistung, in engen Grenzen, auf diesem Wert gehalten. Ähnlich verhält es sich mit der Netzspannung, diese darf je nach Netzebene maximal um einige Prozentpunkte vom Nennwert abweichen. Sobald kurzfristig eine der zulässigen Grenzen erreicht wird, befindet sich das Netz in einer kritischen Situation und es muss eingegriffen bzw. geregelt werden. Langfristig werden durch Investitionen in das Netz diese Situationen reduziert.

Die Netzfrequenz und Netzspannung werden von Erzeugern und Verbrauchern beeinflusst. Das Verhalten der Netznutzer kann somit kritische Situationen befördern oder vermeiden. Dadurch kann netzdienliches Verhalten Netzkosten reduzieren, während netzbelastendes Verhalten die Netzkosten erhöht, da hier entweder kurzfristig durch Andere aktiv eingegriffen oder langfristig das Netz ausgebaut werden muss. Die technischen Abhängigkeiten sind somit grundlegend für die Untersuchung der Verursachungsgerechtigkeit von Netznutzungsentgelten.

Im Folgenden wird der Einfluss von Wirkleistung und Blindleistung auf Spannung und Frequenz diskutiert. Hieraus ergibt sich, wie Leistungseinspeisung und -nachfrage am Netz wirken und es kann anschließend abgeleitet werden, in welchen Situationen Einspeisung bzw. Verbrauch netzdienlich sind und wann netzbelastend.

Spannung

Wird am elektrischen Verteilnetz Wirkleistung eingespeist, steigt gleichzeitig das Netzspannungsniveau am Einspeisepunkt. Dieser Effekt beeinflusst benachbarte Netzpunkte mit abnehmender Intensität, je weiter diese vom Einspeisepunkt entfernt, je größer elektrische Stromstärken und je höher Widerstandsbeläge von Kabel und Leitungen sind, die mit dem Einspeisepunkt verbunden sind.¹⁵ Umgekehrt sinkt die Netzspannung sobald elektrische Leistung in den unteren Netzebenen nachgefragt wird. Für die höheren Netzebenen wird die Netzspannung primär über die eingespeiste Blindleistung¹⁶ eingestellt, diese hat in den unteren Netzebenen ebenfalls einen, wenn auch geringen, Einfluss auf die Netzspannung (siehe auch (Braun 2008)). Induktiver Blindleistungsbedarf,¹⁷ also der Bezug von Blindleistung aus dem Netz (hier als Blindleistungsbezug definiert), führt zu einer Spannungssenkung. Das Einspeisen von induktiver Blindleistung, hier als Blindleistungseinspeisung definiert, führt zu einem Anstieg der Netzspannung.

Strom

Neben der Spannung verändern sich die Netzströme durch veränderte Leistungsauf- und Leistungsabgabe. Die Netzströme dürfen je nach Freileitungstyp oder verlegtem Kabeltyp gewisse Schwellwerte nicht überschreiten. Falls Energiebedarf und Energieerzeugung netztechnisch nahe

¹⁵ Dieser Mechanismus folgt dem Ohmschen Gesetz. Mehrere parallel betriebene Kabel und Leitungen erhöhen die Netzkapazität und verringern den Spannungsfall entlang der Leitung bzw. des Kabels.

¹⁶ Blindleistung wird in induktive und in kapazitive Blindleistung unterschieden. Induktive Blindleistungseinspeisung in das elektrische Netz entspricht kapazitiver Blindleistungsentnahme (und umgekehrt).

¹⁷ Zur vereinfachten Beschreibung hier als „Blindleistungsbezug“ definiert.

und zeitlich aufeinander treffen, sich Erzeugung und Verbrauch also lokal ausgleichen, müssen geringere Energiemengen über das Netz übertragen werden, wodurch die Übertragungsverluste gering gehalten werden. In welchem Maß dieser Effekt durch dezentrale Einspeisung realisiert wird, hängt vom System und den jeweiligen konkreten Gegebenheiten ab.

Frequenz

Durch Leistungsveränderung am Netz verändert sich ebenfalls die Netzfrequenz. Wie oben erwähnt ist diese, im Gegensatz zur Netzspannung, überall im Netz gleich. Leistungseinspeisung führt zu steigender Netzfrequenz, Leistungsbezug führt dazu, dass sich die Netzfrequenz verringert. Im europäischen Verbundnetz beeinflussen allerdings nur große Leistungen die Netzfrequenz signifikant (siehe auch Tabelle 1).

Tabelle 1: Auswirkung von Wirk- und Blindleistung auf die Netzspannung und Netzfrequenz (siehe auch (Braun 2008; Schwab 2009))

Auslöser		Verteilnetz		Übertragungsnetz	
		Netzspannung	Netzfrequenz	Netzspannung	Netzfrequenz
Wirkleistung	Einspeisung	steigt	vernachlässigbar	primär durch Blindleistung	steigt
	Bezug	sinkt			sinkt
Blindleistung	Einspeisung	steigt geringfügig	vernachlässigbar	steigt sinkt	primär durch Wirkleistung
	Bezug	sinkt geringfügig			

Hieraus folgt, dass in Situationen in denen im Verteilnetz die Netzspannung am Einspeisepunkt niedriger als die Nennspannung ist, Wirk- und induktive Blindleistungseinspeisung die Netzspannung stabilisieren und somit mehr Leistungsabnahme am selben Einspeisepunkt ermöglicht. In geringerem Maß gilt dies auch für benachbarte Netzpunkte. Allerdings wirkt sich diese Form der Einspeisung negativ in Zeiten aus, in denen die Netzspannung höher als die Nennspannung des Netzes ist, da in solchen Zeiten mehr Verbrauch netzdienlich ist anstelle von mehr Einspeisung. Diese Wirkungen von Einspeisung respektive Leistungsbezug auf die Netzkapazität sind in Tabelle 2 dargestellt. (U = Spannung, U_n = Nennspannung) Unter Netzkapazität wird dabei die zusätzliche Aufnahmefähigkeit des Netzes verstanden, d.h. eine steigende Kapazität ist gut, da mit der gleichen physischen Netzausstattung mehr Leistung übertragen werden kann.

Tabelle 2: Auswirkung von elektrischer Leistungen auf die Netzkapazität¹⁸ für verschiedene Spannungen

				Netzkapazität
falls:	$U > U_n$	und Wirkleistungsbezug	und/ oder Blindleistungsbezug	steigt
	$U < U_n$	und Wirkleistungsbezug	und/ oder Blindleistungsbezug	sinkt
	und vice versa			
falls:	$U > U_n$	und Wirkleistungseinspeisung	und/ oder Blindleistungseinspeisung	sinkt
	$U < U_n$	und Wirkleistungseinspeisung	und/ oder Blindleistungseinspeisung	steigt

¹⁸ Die zusätzliche Aufnahmefähigkeit des Netzes, zu einem Zeitpunkt, wird hier als gesteigerte Netzkapazität bezeichnet.

2.2 Anreizwirkung

Netznutzer beeinflussen durch ihr Verhalten am Netz die Netzkosten und den zusätzlichen Netzbedarf. Über die nächsten Jahre wird erheblicher Aus- und Umbaubedarf in den Stromnetzen erwartet (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) 2012), um die erneuerbaren Energien zu integrieren sowie die Netze zu modernisieren. Dies führt tendenziell zu höheren Netzentgelten. Sofern Netznutzer also dazu beitragen können, den Netzausbaubedarf zu erhöhen oder zu verringern, wäre es sinnvoll, entsprechende Anreize für eine Reduzierung des Ausbaubedarfs zu setzen. Dies wird aktuell nicht innerhalb der Netznutzungsentgelte berücksichtigt. Über den Strompreis, der sich an der Börse zeitlich variabel bildet, entsteht ein Anreiz für Abnehmer, Strom in Zeiten von Erzeugungsüberschuss zu verbrauchen (niedrige Preise) oder ihren Verbrauch bei Knappheit zu drosseln, da die Preise hoch sind. Die Preisdifferenzen setzen zudem prinzipiell einen Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilität, auch wenn dieser aufgrund der relativ geringen Differenzen und seltenem Auftreten extremer Werte relativ gering ist. Zudem erreichen die Preisdifferenzen der Börse nur jene Kunden, die selber an der Börse handeln oder auf Basis zeitvariabler Tarife abgerechnet werden. Ein Großteil der Kunden wird auf Basis von Standardlastprofilen ohne zeitliche Differenzierung der Preise versorgt. Allerdings machen leistungsgemessene Kunden einen Großteil des Absatzes (281 TWh gegenüber 168 TWh an SLP-Kunden (BNetzA/ BKartA 2014)) aus, so dass hier durchaus die Möglichkeit für eine Flexibilisierung besteht.

Für den Endkunden treten die Netzentgelte und ggf. weitere Preiskomponenten wie die EEG-Umlage oder Steuern neben den Erzeugungspreis und beeinflussen so, in welchem Maße das Preissignal des Strommarktes ankommt und können zudem Anreize für Energieeffizienz und die rationelle Energieverwendung setzen. Die Netzentgelte machen je nach Kundengruppe nur 4% (Industriekunde) bzw. 20-25% (Gewerbe- und Haushaltskunden) aus (siehe Abbildung 1).

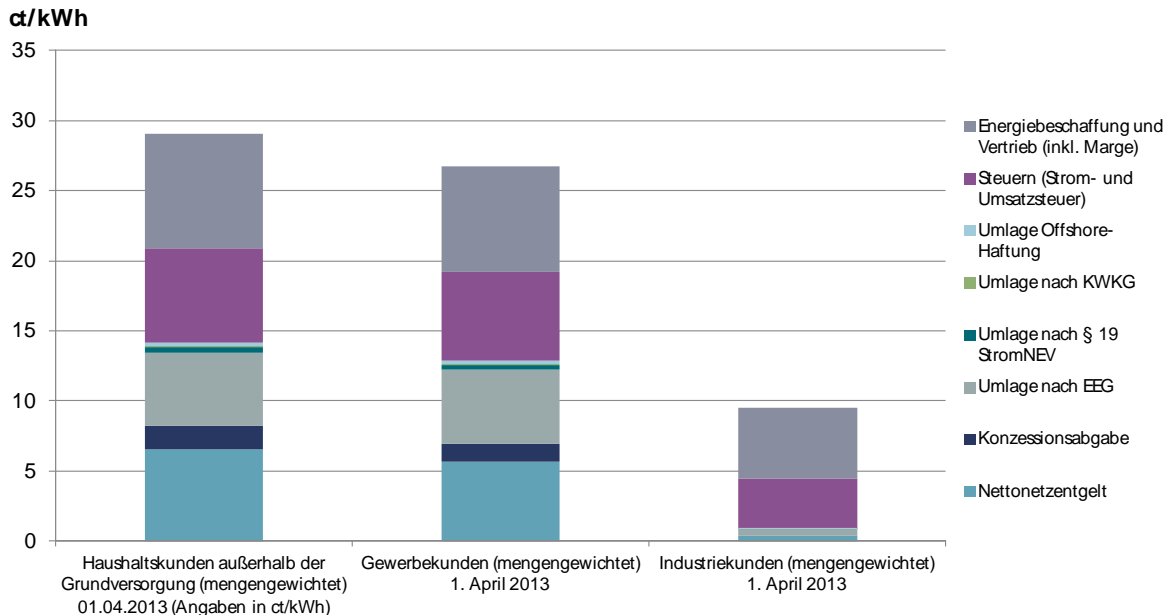


Abbildung 1: Strompreiszusammensetzung nach Kundentyp im Jahr 2013

Quelle: eigene Darstellung basierend auf (BNetzA/ BKartA 2013).

Netz- und marktdienliches Verhalten sind nicht immer deckungsgleich und die Anreize, die sich aus Marktpreisen ergeben und jene aus den Netzentgelten, können gegenläufig sein. Für den Markt wird

das Stromnetz zunächst als Kupferplatte betrachtet, d.h. es wird davon ausgegangen, dass es keinerlei Netzrestriktionen gibt, während aus Netzsicht genau diese Restriktionen ein Faktor sein könnten, der eingepreist werden sollte, um die Knappheiten explizit zu machen und zu bewirtschaften.

Für die Effizienz des Gesamtsystems sind sowohl die Netze als auch das Geschehen am Markt relevant und sollten gemeinsam betrachtet und die Effekte gegeneinander abgewogen werden. In der Bewertung werden Netzdienlichkeit und Marktdienlichkeit separat dargestellt, damit diese Abwägung transparent vorgenommen werden kann. Ergänzend werden Anreize für Energieeinsparung und -effizienz in die Bewertung aufgenommen, da diese neben den erneuerbaren Energien eine wichtige Säule einer nachhaltigen Energieversorgung bilden. Die Anreizwirkung von Netzentgelten hängt auch davon ab, wie langfristig der Anreiz bspw. durch ein reduziertes Entgelt bestehen bleibt. Die Anreizwirkung verschlechtert sich, wenn unkalkulierbare Änderungen zu erwarten sind oder die Entgelte stark schwanken, d.h. die Stabilität der Anreize ist wichtig.

2.2.1 Netzdienlichkeit

Die Regelungen der Netznutzung und die Netzentgeltsystematik können eine Anreizwirkung für Netznutzer (Einspeiser und Abnehmer, ggf. auch Vertriebe, Händler) entfalten und z.B. die Abnahme außerhalb der Netzspitzenlast fördern, um die Auslastung zu verbessern und Engpässe oder zukünftige Kapazitätserhöhungen zu vermeiden. Bei steigender Fluktuation in der Stromerzeugung gewinnt zukünftig der Wert von Flexibilität nicht nur im Markt sondern auch für die Netznutzung an Bedeutung und könnte potenziell in den Netzentgelten reflektiert werden. Derzeit ist ein reduziertes Entgelt bei atypischer Netznutzung möglich, vorstellbar wären auch zeitlich variierende Netzentgelte oder eine Kopplung an bestimmte (technische) Konditionen im Netz. Diese Anreize für netzdienliches Verhalten sind ein wichtiges Bewertungskriterium, da netzdienliches Verhalten dazu beitragen kann die Netzkosten gering zu halten (bzw. übermäßige Anstiege zu vermeiden) und u.U. einen moderierenden Einfluss auf den Netzausbaubedarf hat. Dabei spielen die ggf. lokalen Gegebenheiten des Netzes eine Rolle. D.h. es geht um die lokale Balance zwischen Erzeugung und Abnahme, regionale Netzspitzenlasten und Netzengpässe, die nicht zwangsläufig mit der Entwicklung von Last und Erzeugung an der Börse parallel laufen.

Ein spezieller Fall liegt somit dann vor, wenn aufgrund von Netzengpässen erneuerbare Energieerzeuger im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt werden. Derzeit ist dies beispielsweise in Schleswig-Holstein häufiger der Fall. Die Erzeuger erhalten dabei die entgangene Vergütung ausgezahlt, die Kosten dafür gehen in die Netzentgelte ein.

Eine räumlich nahe Nachfrageerhöhung, die den Stromerzeugungsüberschuss in solchen Situation mindert und die Abregelung der EE-Erzeuger vermeidet, fördert so gleichzeitig die Integration von EE-Strom ins System und entlastet die Netzentgelte, da Kostensteigerungen durch Einspeisemanagement vermieden werden. Sofern die Nachfrage nicht nur verschoben wird, sondern zusätzlich entsteht, wie es beispielsweise bei Power-To-Heat der Fall ist, muss dabei ergänzend die Frage der ökologischen Sinnhaftigkeit beantwortet werden.

2.2.2 Marktdienlichkeit

Ein weiteres Kriterium sind die Anreize für marktdienliches Verhalten. Damit ist gemeint, ob die Netzentgelte die Lastverlagerung in Zeiten von Erzeugungsüberschuss (oder umgekehrt Lastreduktion in Zeiten von Nachfrageüberschuss) fördern oder behindern. Hier geht es um die bundesweite Balance zwischen Erzeugung und Last sowie generell die Wirkung auf Investitionsanreize für Kraftwerke. Der Fokus liegt auf den Effekten für die Integration erneuerbarer Energie.

Anreize für Netzdienlichkeit und Marktdienlichkeit können prinzipiell sowohl für die Abnahmeseite als auch für die Nachfrageseite bestehen.

2.3 Umsetzbarkeit

2.3.1 Administrativer Aufwand

Änderungen der Regelungen zu den Netzentgelten z.B. hinsichtlich der Netzentgeltstruktur oder des Anwendungsbereichs verursachen einmaligen und ggf. laufenden Aufwand bei den beteiligten und betroffenen Akteuren. Der aktuelle Regelrahmen dient hier als Vergleich, um Mehr- oder Minderaufwand einzuordnen. Es wird danach unterschieden, bei wem der Aufwand anfällt:

- ▶ **Netzbetreiber**
Der Netzbetreiber muss die Entgelte kalkulieren, so dass die erwarteten Erlöse mit der vorgegebenen Erlösobergrenze übereinstimmen. Komplexere, weiter ausdifferenzierte Entgeltsysteme, die beispielsweise zusätzlich zur Differenzierung nach Kundentyp (Standardlastprofil und leistungsgemessen sowie nach Benutzungsstunden) auch zeitlich oder örtlich unterschiedlich berechnet werden, verursachen mehr Aufwand als uniforme Tarife.
- ▶ **Regulierer**
Der Regulierer ist zuständig für die Mißbrauchskontrolle und Nicht-Diskriminierung bei Netzentgelten. Zusätzlicher Aufwand könnte beispielsweise durch erhöhten Kontrollbedarf von Netzentgeltberechnungen entstehen oder die Überprüfung von Anlagenstandorten oder das Vorhandensein von Eigenerzeugungsanlagen.
- ▶ **Vertriebe**
Endkunden, insbesondere Haushaltskunden, zahlen i.d.R. einen Strompreis, in dem das Netzentgelt von Seiten des Vertriebs bereits verrechnet ist. Umgestaltete Netzentgelte stellen daher zunächst einmal eine Herausforderung für Vertrieb dar, die diese Entgelte an ihre Endkunden weitergeben. Die Weitergabe muss dabei nicht die gleiche Struktur wie das Netzentgelt haben, sondern der Vertrieb kann seine eigenen Tarife gestalten.
- ▶ **Endkunden**
Es gibt auch Endkunden, die das Netzentgelt selber an den Netzbetreiber entrichten und dementsprechend direkt mit neuen Netzentgeltstrukturen konfrontiert werden würden. Bei den Endkunden, die das Netzentgelt nicht direkt zahlen, hängen die Effekte und der mögliche Aufwand davon ab, ob und in welcher Form der Vertrieb das Netzentgelt weitergibt.

2.3.2 Kompatibilität mit bestehenden Regelungen

Strukturbrüche sind ein Problem in der Umsetzung, während Regelungen, die im Rahmen von Anpassungen im bestehenden Rechtsrahmen möglich sind, i.d.R. leichter und kurzfristiger umsetzbar sind. Die Kompatibilität von Änderungsvorschlägen mit dem bestehenden Rechtsrahmen ist daher ein wichtiger Aspekt zur Beurteilung von Vorschlägen.

2.3.3 Rechtliche Umsetzbarkeit

Sofern Änderungen gegenüber der derzeitigen Regelungen vorgenommen werden sollen, ist zu prüfen, ob und wie diese rechtlich umsetzbar sind. Dabei ist insbesondere zu prüfen, ob die verfassungs- und europarechtlichen Anforderungen eingehalten und einfachrechtliche Gesichtspunkte berücksichtigt werden. So ist beispielsweise ein Grundsatz, dass die Entgelte diskriminierungsfrei sein müssen, d.h. eine Ungleichbehandlung darf allenfalls dann stattfinden, wenn diese sachlich gerechtfertigt ist, bspw. durch einen ungleichen Beitrag zu den Netzkosten.

2.4 Verteilungswirkungen

Nahezu jede Regelungsänderung ist mit Verteilungseffekten verbunden: es gibt Gewinner und Verlierer. Für die Umsetzbarkeit von Regelungsänderungen spielen Verteilungseffekte eine wichtige Rolle, da insbesondere von Verlierern mit Widerstand zu rechnen ist. Unter Umständen kann mit begleitenden Maßnahmen negativen Verteilungseffekten entgegengewirkt werden. Im Sinne einer erhöhten Verursachungsgerechtigkeit kann eine gewisse Umverteilung und damit einhergehende Mehrbelastung bestimmter Nutzer auch gewollt sein. Umverteilung gegenüber dem Status Quo kann daher sogar positiv sein, sollte aber in jedem Fall untersucht werden. Die Verteilungswirkungen werden dabei nicht bewertet, sondern beschrieben.

3 Status Quo in Deutschland

3.1 Rechtliche Systematisierung des Netzentgeltsystems

3.1.1 Grundlagen des Netzentgelts „im engeren Sinne“

Für einen ausführlichen Überblick über das Netzentgeltsystem wird auf den Anhang (7.) verwiesen. Dort werden die wichtigsten Rechtsvorschriften dargestellt. Insbesondere erfolgt auch eine Darstellung der Privilegierungsvorschriften in den §§ 14a und 118 Abs. 6 EnWG sowie §§ 15 Abs. 1 S. 3, 19 Abs. 2 S. 1 und Abs. 2 S. 2-4 StromNEV. Zudem werden die wichtigsten Vorschriften des Netzanschlusses sowie des Netzausbaus genannt.

Die Netzentgelte bilden einen wesentlichen Bestandteil des Strompreises. Neben den Netzentgelten „im engeren Sinne“ gibt es noch weitere „netzentgeltbezogene“ Strompreistbestandteile wie etwa die KWK-Umlage oder die Konzessionsabgabe, die über das Netzentgeltsystem gewälzt werden.¹⁹ Unabhängig vom Netzentgeltsystem fallen zudem die EEG-Umlage, die Stromsteuer sowie die Umsatzsteuer an. Neben diese staatlich geprägten Bestandteile tritt der marktbezogene Teil des Strompreises, also für Beschaffung, Vertrieb etc (siehe Abbildung 2).

¹⁹ Vgl. § 2 Abs. 3 S. 1 Nr. 5 StromGVV:

„Ein Grundversorgungsvertrag oder die Bestätigung des Vertrages muss alle für einen Vertragsschluss notwendigen Angaben enthalten, insbesondere auch: (...) Angaben zu den Allgemeinen Preisen nach § 36 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, wobei folgende Belastungen, soweit sie Kalkulationsbestandteil der geltenden Allgemeinen Preise sind, gesondert auszuweisen sind:

a) die Stromsteuer (...),

b) die Konzessionsabgabe (...),

c) jeweils gesondert die Umlagen und Aufschläge nach § 60 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, § 9 Absatz 7 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung, § 17f Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes und § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (...),

d) jeweils gesondert die Netzentgelte und die Entgelte der Betreiber von Energieversorgungsnetzen für den Messstellenbetrieb und die Messung.“

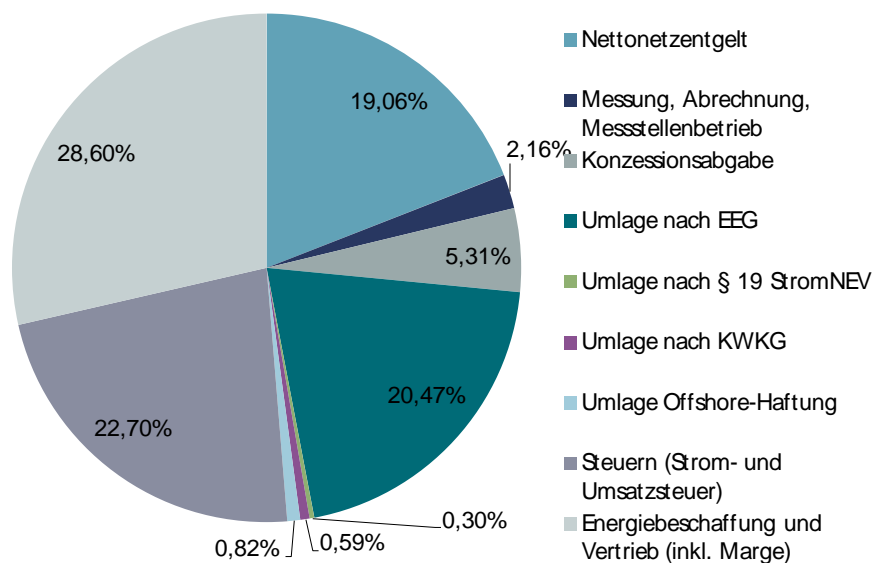


Abbildung 2: Anteilige Strompreisbestandteile für Haushaltskunden

Quelle: eigene Darstellung basierend auf (BNetzA/ BKartA 2014)

Netzentgelte werden im deutschen Recht für die Nutzung der Netzinfrastruktur (Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen usw.), die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und die Deckung der Verluste, die beim Stromtransport auftreten, erhoben.²⁰ Die Netzentgeltspflicht ist dabei nicht an den Letztverbrauch von Strom, sondern an die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung geknüpft (§§ 3 Abs. 2, 16 Abs. 1, 17 Abs. 1 StromNEV).²¹ Es handelt sich um einen staatlich regulierten Strompreisbestandteil, den die Netzbetreiber als Gegenleistung für die Netzkosten von den Netznutzern verlangen.²² Im Grundsatz liegt also ein unmittelbares zivilrechtliches Leistungs-/Gegenleistungsverhältnis vor. Die staatliche Regulierung der Netzentgelte dient dazu, den natürlichen Monopolcharakter der Stromnetze aufzubrechen und allen Erzeugern, Verbrauchern, Lieferanten sowie vor- und nachgelagerten Netzbetreibern über ihren bloßen Netzzugangsanspruch hinaus auch angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Entgelte zu gewährleisten (§ 21 Abs. 1 EnWG).²³

Die rechtlichen Grundlagen des deutschen Netzentgeltsystems finden sich im Energiewirtschaftsrecht, allen voran dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und den hierauf gestützten Rechtsverord-

²⁰ C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 347.

²¹ Unklar ist daher, warum der BGH bei der Netzentgeltspflicht teilweise doch an den Letztverbraucherbegriff anknüpft, was wohl an den zum Teil etwas unpräzisen StromNEV-Vorschriften liegen könnte, vgl. BGH, ZNER 2010, S. 172 ff. (S. 173); so auch W. Lehnert/J. Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 ff. (S. 360); P. Bachmann/U. M. Erling, Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung, et 6/2012, S. 97 ff. (S. 97); zurecht kritisch dagegen: F. Lietz, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung, EWeRK 2014, S. 96 ff. (S. 100 ff.).

²² Vgl. dazu F. Lietz, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung, E-WeRK 2014, S. 96 ff. (S. 100 ff.).

²³ Vgl. C. Koenig/J. Kühling/W. Rasbach, Energierecht, 3. Aufl. 2013, S. 113; vgl. auch C. Lismann, Einführung in das Regulierungsrecht der Netzwirtschaften am Beispiel der energiewirtschaftsrechtlichen Anreizregulierungsverordnung, NVwZ 2014, S. 691 ff.

nungen wie der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Grundlage des Systems der Netzentgeltbildung ist dabei ein „transaktionsunabhängiges Punktmodell“ (§ 15 Abs. 1 S. 1 StromNEV), welches aussagt, dass sich das Netzentgelt nach der Entnahmestelle richtet und dabei alle Ebenen bis zum Höchstspannungsnetz einschließt.²⁴ Es sind daher keine separaten Entgelte für die jeweils in Anspruch genommenen Netzebenen zu zahlen. Die Netzentgelte sind insofern entfernungsunabhängig, d.h. *„ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektrischer Energie und dem Ort der Entnahme“* (§ 17 Abs. 1 StromNEV); maßgeblich sind vielmehr die Anschlussnetzebene und die Jahresbenutzungsstundenzahl.²⁵ Die ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzentgelt gedeckt (§ 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV).

Für die Aufteilung der Kosten auf die Netznutzer der jeweiligen Netz- oder Umspannebene sind für jede Netz oder Umspannebene spezifische Jahreskosten zu bilden (§ 16 Abs. 1 S. 2, 3 StromNEV). Sie stellen die „Briefmarke“ der jeweiligen Netz- oder Umspannebene 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)²⁶. Dies ist in der Anlage 4 zur StromNEV im Einzelnen näher geregelt. 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 nach § 17 Abs. 1 S. 1 ARegV in Netzentgelte „umgesetzt“.

Neben dem deutschen Recht enthält auch das EU-Recht gewisse Vorgaben für das Netzentgeltsystem. Meist handelt es sich dabei aber (lediglich) um allgemeine Grundsätze und übergreifende Maßstäbe: Nach der Dritten Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (RL 2009/72/EG) etwa müssen die Zugangsregeln für alle Kunden gleichermaßen gelten sowie nach *„objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Netzbenutzern“* angewendet werden (Art. 32 Abs. 1 S. 1). Zudem sind die Netzentgeltsysteme so zu gestalten, *„dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist“* (Art. 37 Abs. 6a) und Anreize zur Steigerung der Kosteneffizienz vorsehen (Art. 37 Abs. 8). Ähnliche allgemeine Maßstäbe finden sich auch in der Stromhandelszugangsverordnung (VO (EG) Nr. 714/2009), nach der die Netzentgelte für den Zugang zu den Netzen entfernungsunabhängig und transparent sein müssen sowie der Notwendigkeit der Netzsicherheit Rechnung zu tragen und die tatsächlichen Kosten widerzuspiegeln haben (Art. 14 Abs. 1).

Daneben finden sich noch EU-Regelungen zu speziellen Einzelaspekten: So haben etwa nach der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) *„die von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energiequellen einsetzen, erhobenen Tarife die zu erzielenden Kostenvorteile aus dem Anschluss der Anlage an das Netz“* widerzuspiegeln, insbesondere aufgrund der *„direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes“* (Art. 16 Abs. 8). Nach der Energieeffizienz-Richtlinie (RL 2012/27/EU) – bei der es vor allem um die Einführung intelligenter Verbrauchserfassungssysteme als *„wichtiges Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz“* geht (vgl. etwa Erwägungsgrund Nr. 44) – sollen entsprechende Anreize für die Netzbetreiber bestehen, *„damit sie für die Netznutzer Systemdienste bereitstellen, mit denen diese im Rahmen der fortlaufenden Realisierung intelligenter Netze Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz umsetzen können“* (Art. 15 Abs. 1). Weiter heißt es in Art. 15 Abs. 4: *„Die Mitgliedstaaten*

²⁴ C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 232 f.

²⁵ S. Missling, in W. Danner/C. Theobald, EnWG, Bd. 2, 78. EL 2013, StromNEV, Einf. Rn. 53.

²⁶ S. Missling, in W. Danner/C. Theobald, EnWG, Bd. 2, 78. EL 2013, StromNEV, Einf. Rn. 52.

stellen sicher, dass Anreize in Übertragungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Gesamteffizienz (auch die Energieeffizienz) der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung auswirken oder die die Teilnahme an der Laststeuerung (Demand Response) sowie den Zugang zum Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfsdiensten verhindern könnten, beseitigt werden.“

Nach Anhang XI der Richtlinie müssen Netztarife zudem „Kosteneinsparungen in Netzen, die durch nachfrageseitige und Laststeuerungs-Maßnahmen (Demand Response) sowie durch dezentrale Erzeugung erzielt wurden, darunter Einsparungen durch Senkung der Bereitstellungskosten oder durch Netzinvestitionen und optimierten Netzbetrieb, kostenorientiert widerspiegeln.“

3.1.2 Zusammensetzung des Netzentgelts „im engeren Sinne“

Bei den Netzentgelten ist zwischen Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden) und Kunden im Standardlastprofil ohne Leistungsmessung mittels Lastgangmessung im Niederspannungsnetz (SLP-Kunden) zu unterscheiden. Letztere sind regelmäßig Haushalts- oder kleine Gewerbekunden.

- ▶ RLM-Kunden: das Netzentgelt setzt sich aus Jahresleistungspreis und Arbeitspreis zusammen (§ 17 Abs. 2 S. 1 StromNEV).
 - Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in kW im Abrechnungsjahr (§ 17 Abs. 2 S. 2 StromNEV).
 - Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der entnommenen elektrischen Arbeit in kWh im Abrechnungsjahr (§ 17 Abs. 2 S. 3 StromNEV).
 - Jahresleistungspreis und Arbeitspreis ergeben sich dabei aus den Gesamtjahreskosten in Abhängigkeit zur Gleichzeitigkeitsfunktion (§ 17 Abs. 4, 5 StromNEV). Bei weniger als 2.500 Benutzungsstunden dominiert der Arbeitspreis, bei mehr als 2.500 Benutzungsstunden der Leistungspreis.²⁷
- ▶ SLP-Kunden: das Netzentgelt setzt sich aus Arbeitspreis und optionalem Grundpreis zusammen (§ 17 Abs. 6 S. 1, 2 StromNEV). Leistungspreise werden hier nicht gezahlt.
 - Auch hier gilt: das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus Arbeitspreis und entnommener elektrischer Arbeit (§ 17 Abs. 2 S. 3 StromNEV).
 - Zur Berechnung des Arbeitspreises werden jedoch sog. Standardlastprofile herangezogen. So wird bei Haushalten etwa eine Benutzungsdauer von 400-600 h/a in die Berechnung eingestellt.²⁸
 - Für den Grundpreis gilt, dass er in einem angemessenen Verhältnis zum Arbeitspreis stehen muss (§ 17 Abs. 6 S. 2 StromNEV). Zudem muss das sich aus Arbeits- und Grundpreis ergebende Entgelt in einem angemessenen Verhältnis zu jenem Entgelt stehen, das bei einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz auf der Grundlage der Arbeits- und Leistungspreise nach dem Standardlastprofil des Netznutzers entstehen würde (§ 17 Abs. 6 S. 3 StromNEV). „Der Grundpreis wird ggf. nach Nutzergruppen unterschiedlich festgelegt, über eine mittlere Vollbenutzungsdauer oder eine maximale Leistungsinanspruchnahme.“²⁹

²⁷ Folgt aus Nr. 4 der Anl. 4 zur StromNEV; C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 348.

²⁸ F.H. Giessing, Ein Beitrag zum Kapazitätstarif für die Netznutzung von Standardlastprofilkunden, 2010.

²⁹ C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 350.

Das Netzentgelt enthält also immer ein „Arbeits“-Element. Zudem fällt für leistungsgemessene Kunden auch ein Leistungsentgelt an, das bei mehr als 2.500 Benutzungsstunden die Netzentgelthöhe dominiert. Kunden im Standardlastprofil haben kein Leistungsentgelt zu zahlen, jedoch können Netzbetreiber unter den Voraussetzungen des § 17 Abs. 6 StromNEV Grundpreise verlangen.

3.1.3 Die weiteren netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile

Eine ausführliche Übersicht über die weiteren netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile befindet sich im Anhang (7.). Hier werden auch die wichtigsten Grundlagen von EEG-Umlage und Stromsteuer dargestellt. Diese letztgenannten Strompreisbestandteile sind zwar nicht netzentgeltbezogen, werden jedoch dort mitbehandelt, um ein vollständiges Bild über die Einzelelemente des Strompreises zu geben.

Ein Netznutzer hat nicht nur das Netzentgelt im Sinne der StromNEV – also „im engeren Sinne“ – zu leisten, daneben gibt es noch diverse weitere an das Netzentgelt angelehnte und hierüber gewälzte (netzentgeltbezogene) Strompreisbestandteile. Hierbei handelt es sich einerseits um die KWK-Umlage (§ 9 Abs. 7 KWKG), die Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG), die StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV) sowie die AbLaV-Umlage (nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten, § 18 Abs. 1 AbLaV), die jeweils einem bundesweiten Ausgleich unterliegen. Sie sind damit – anders als die Netzentgelte selbst – im ganzen Bundesgebiet für jeden Netznutzer gleich hoch. Die „Blaupause“ für einen bundesweiten Ausgleichsmechanismus dieser einheitlich gewälzten Kosten bildet § 9 KWKG. Auf diese KWK-Vorschrift wird auch bei der Offshore-Haftungsumlage, StromNEV-Umlage und AbLaV-Umlage jeweils verwiesen (§ 17f Abs. 1 S. 3 EnWG, 19 Abs. 2 S. 15 Hs. 2 StromNEV und § 18 Abs. 1 S. 1 Hs. 2 AbLaV). Näheres hierzu in Teil 5.3.2.2.

Andererseits sind noch die Konzessionsabgabe sowie die Einspeisemanagement-Kosten nach § 15 Abs. 2 EEG 2014 und die Nachrüst-Kosten nach §§ 10, 22 SysStabV (Nachrüstung von EE- und KWK-Anlagen mit Frequenzschutzeinrichtungen) zu nennen, die nach § 11 Abs. 2 S. 1 ARegV zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen des jeweiligen Netzbetreibers im Sinne der Anreizregulierung zählen und auch je nach Netzbetreiber eine unterschiedliche Höhe aufweisen. Weitere dauerhaft nicht beeinflussbare „Kostenanteile“ nach der ARegV sind etwa die Kosten für die Zahlung vermiedener Netzentgelte nach § 18 StromNEV und die Kosten aus dem bundesweiten Ausgleichsmechanismus unter den ÜNB nach § 2 Abs. 4 EnLAG (Erdkabel) sowie nach § 17d Abs. 7 EnWG (Offshore-Kosten³⁰).

Welche (Folge-)Auswirkungen die Verweisung eines Strompreisbestandteils auf die Netzentgeltsystematik im Einzelnen hat, ist rechtlich nicht abschließend geklärt. Fraglich ist zum einen, ob die netzentgeltbezogenen Bestandteile des Strompreises mit dem Netzentgelt entfallen (bzw. nicht anfallen), soweit eigenversorgungsbedingt kein Strom (keine elektrische Arbeit) aus dem Netz entnommen wird. Zum anderen ist unklar, ob sich Netzentgeltprivilegierungen – also Freistellungen oder Reduzierungen (z.B. nach § 118a Abs. 6 EnWG oder § 19 Abs. 2 StromNEV) – auf die weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile auswirken, so dass diese ebenfalls entfallen bzw. anteilig sinken.

Weitgehende Einigkeit scheint insoweit zu bestehen, dass im Falle der Eigenversorgung wegen der nicht anfallenden Netzentgelte auch die weiteren netzentgeltbezogenen Umlagen und Kosten nicht anfallen, soweit keine elektrische Arbeit aus dem Netz bezogen wird.³¹ Das folgt bereits daraus, dass

³⁰ Nicht zu verwechseln mit den bereits genannten Offshore-Haftungskosten.

³¹ Vgl. hierzu etwa folgende Aufsätze, die sich mit dem Rechtsrahmen für die Stromspeicherung befassen: W. Lehnert/J. Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 ff. (S. 364); M. von Oppen, Neue Absatzwege für Strom nach der EEG-Photovoltaiknovelle 2012?, ER 2012, S. 56 ff. (S. 61); H. Heller, Optimierung der

diese Strompreisbestandteile an die aus dem Netz bezogene elektrische Arbeit anknüpfen und auf das Netzentgelt Bezug nehmen. Soweit kein (Arbeits-)Netzentgelt anfällt, fehlt daher auch die Weiterwälzungs-Basis für diese Kostenpositionen. Zudem zeigt § 9 Abs. 3 S. 1 KWKG, dass eigenerzeugter Strom gerade nicht Teil des Wälzungsmechanismus beim Belastungsausgleich im KWKG ist, denn danach haben die ÜNB den Belastungsausgleich bezüglich der geleisteten KWK-Zuschläge bzw. Ausgleichszahlungen „nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher [...] **gelieferten** Strommenge“ durchzuführen.³² Im Falle eigenerzeugten und selbstverbrauchten Stroms fehlt es aber gerade an einer solchen Lieferung an Letztverbraucher.³³ Daran ändert auch nichts, dass Eigenversorger seit 2009 KWK-Zuschläge auf den eigenverbrauchten Strom erhalten und damit zumindest auf der Erlösseite eine Gleichbehandlung von Letztverbrauchern und Eigenversorgern eingeführt wurde (§§ 3 Abs. 10 und 4 Abs. 3a KWKG). Die Belastungsseite macht nach wie vor an der aus dem Netz bezogenen elektrischen Arbeit fest.³⁴ Gleiches gilt damit auch für die übrigen netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile, die entweder über den Verweis auf § 9 KWKG (Offshore-Haftungsumlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, AbLaV-Umlage) oder aber direkt – wie etwa die Konzessionsabgabe – auf die „gelieferten Kilowattstunden“ abstellen.³⁵

Ob sich darüber hinaus auch Netzentgeltprivilegierungen auf die weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile auswirken, ist umstritten. Die Bundesnetzagentur ist der Ansicht, dass sich individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV nur auf das Netzentgelt beziehen, soweit es sich aus Jahresleistungsentgelt und Arbeitsentgelt (§ 17 Abs. 2 StromNEV) zusammensetzt. Nicht umfasst seien „weitere Rechnungspositionen wie die KWK-Abgabe oder die Konzessionsabgabe, da es sich insoweit um gesetzliche Umlagen handelt, die ebenso wenig Bestandteil des Netzentgelts sind, wie etwa die EEG-Umlage und die Offshore-Umlage. Gleiches gilt auch für die von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene sog. § 19-Umlage.“³⁶ Die BNetzA hat sich hier zwar ausdrücklich nur mit § 19 Abs. 2 StromNEV befasst, scheint dies aber auch bei der Befreiungsregelung nach § 118 Abs. 6 für Stromspeicheranlagen (und wohl auch bei der Reduzierungsregelungen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG) so zu sehen. Gerade bei Freistellungsregelungen ließe sich aber vertreten, dass mit einer gänzlichen Befreiung von den Netzentgelten insoweit auch die weiteren

energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 2013, S. 177 ff. (S. 179 f.).

³² Hervorhebung durch Verfasser.

³³ S. Herz/F. Valentin, Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen, EnWZ 2013, S. 16 ff. (S. 20).

³⁴ A.A. offenbar aber A. Topp, in: F.J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, 3. Aufl., 2014, § 9 KWKG Rn. 6: „Nunmehr wird auch der Eigenverbrauch gem. § 3 Abs. 10 und § 4 Abs. 3a vergütet. Da gleiche Sachverhalte nach Art. 3 GG gleichzubehandeln sind, hat der Gesetzgeber den Letztverbraucherbegriff nach § 3 Abs. 10 S. 2 und 3 auf den Eigenverbrauch ausgedehnt und damit unter die KWK-Umlage gemäß Abs. 7 gezogen. Für Eigenverbrauch und Contracting ist ebenfalls die KWK-Umlage zu zahlen“.

³⁵ § 2 Abs. 1 KAV: „Konzessionsabgaben dürfen nur in Centbeträge je gelieferter Kilowattstunde vereinbart werden“.

³⁶ BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 49; so auch: J. Eder/F. Sösemann, Die Festlegung der BNetzA zur § 19 StromNEV-Umlage – Hintergrund, Inhalt und rechtliche Einschätzung, IR 2012, S. 77 ff. (S. 78).

netzentgeltbezogenen Bestandteile entfallen.³⁷ Hier fehlt nämlich aufgrund der gänzlichen Netzentgeltfreistellung das „Vehikel“ für die Weiterwälzung dieser Kostenbestandteile.³⁸

Die Veröffentlichungspraxis im Hinblick auf eine gesonderte Ausweisung der verschiedenen Strompreisbestandteile wird zum Teil sehr unterschiedlich gehandhabt. Gesetzlich geregelt ist in § 40 Abs. 2 Nr. 7 EnWG nur, dass Lieferanten in ihren Rechnungen für Energielieferungen an Letztverbraucher u.a. *„die Belastungen aus der Konzessionsabgabe und aus den Netzentgelten für Letztverbraucher und gegebenenfalls darin enthaltene Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung beim jeweiligen Letztverbraucher [...] gesondert auszuweisen“* haben. In der Literatur wird dies auch für die KWK-Umlage sowie die StromNEV-Umlage gefordert.³⁹ Im Übrigen sind die Netzbetreiber gemäß § 27 Abs. 1 StromNEV verpflichtet, *„die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihren Internetseiten zu veröffentlichen und auf Anfrage jedermann unverzüglich in Textform mitzuteilen.“*

3.2 Systematisierung der Netznutzer und Kundengruppen

Das Netz ist das Bindeglied zwischen Stromerzeugern und –verbrauchern. Hinsichtlich der Verbraucher werden Industrie- und Gewerbekunden sowie Haushaltskunden unterschieden. Diese können in verschiedenen Spannungsebenen angeschlossen sein. Weitere Netznutzer sind Speicherbetreiber sowie indirekt Stromhändler, Vertriebe und Dienstleister.

In Deutschland unterscheidet man das Übertragungsnetz mit 220 oder 380 kV und die Verteilnetze mit bis zu 110 kV. Die Verteilnetze werden weiter in Hoch-, Mittel- und Niederspannung unterschieden (siehe Abbildung 3).

In den Übertragungsnetzen sind typischerweise Industrie- und Gewerbekunden sowie sowohl große konventionelle Kraftwerke als auch große Erneuerbare-Energien-Anlagen, wie bspw. Offshorewindparks angeschlossen. In den Verteilnetzen ist dagegen die Mehrzahl der Anschlussnehmer Haushaltskunden. Diese sind zum weit überwiegenden Teil in der Niederspannung angeschlossen. Auch erneuerbare Energien sind überwiegend in den Verteilnetzen angeschlossen. In der Niederspannung sind dies vor allem PV-Anlagen oder kleine Blockheizkraftwerke.

³⁷ So jedenfalls – ohne auf § 19 StromNEV einzugehen und nur unter Bezug auf § 118 Abs. 6 EnWG – H. Heller, Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 2013, S. 177 ff. (S. 179 f.); so auch H. Stappert/A. Vallone/F.-R. Groß, Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG, RdE 2015, S. 62 ff. (S. 65 ff.); bezogen auf alle NetzentgeltAusnahmen bereits zuvor: F. Sensfuß/T. Müller/W. Leprich/M. Altmann/M. Sterner/etc., Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, Juni 2011, S. 171; F. Sailer, Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende, ZNER 2012, S. 153 ff. (S. 156); W. Lehnert/J. Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 ff. (S. 361); C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 352 ff.

³⁸ So W. Lehnert/J. Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 ff. (S. 362).

³⁹ So C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 359.

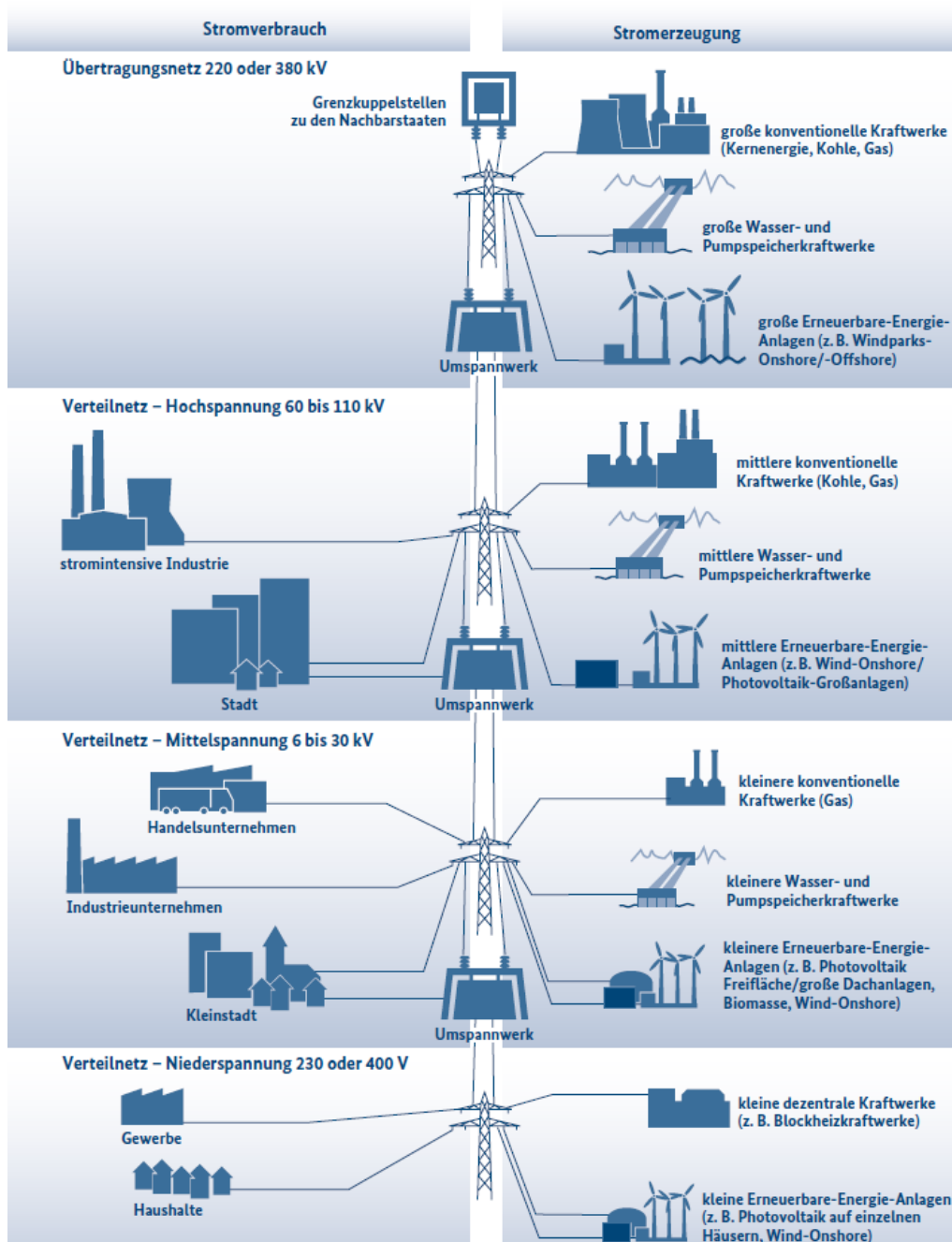


Abbildung 3: Das deutsche Stromnetz - Netzebenen und typische Anschlussnehmer

Quelle: BMWi⁴⁰

⁴⁰ <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/abbildung-das-deutsche-stromnetz,property=pdf,be-reich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

3.3 Netzkosten und Zusammensetzung der Netzentgelte

Die Netzkosten setzen sich aus Betriebskosten und Kapitalkosten zusammen. Das Verhältnis der Kapitalkosten zu den operativen Kosten kann dabei von Netzbetreiber zu Netzbetreiber erheblich variieren (BNetzA 2014, S. 10).

Die Netzbetreiber müssen ihre Kosten nach den §§ 5-10 StromNEV aufstellen. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

- ▶ aufwandsgleiche Kosten nach § 5 StromNEV, z.B. Personalkosten, Materialkosten, Fremdkapitalzinsen, sonstige Kosten (z.B. Entgelte für dezentrale Einspeisung), Ausgleichszahlungen an Städte und Gemeinden (Höchstspannungsfreileitung ab 380 kV: 40.000 Euro pro Kilometer, Gleichstrom-Hochspannungsfreileitung ab 300 kV: 40.000 Euro pro Kilometer) (IE Leipzig 2014a, S. 8)
- ▶ kalkulatorische Abschreibungen nach § 6 StromNEV,
- ▶ kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung nach § 7 StromNEV
- ▶ kalkulatorische Steuern nach § 8 StromNEV
- ▶ abzüglich der kostenmindernden Erlöse und Erträge nach § 9 StromNEV
- ▶ Netzverluste nach § 10 StromNEV

Investitionen gehen über kalkulatorische Abschreibungen und Verzinsung in die Ermittlung der Netzentgelte ein. Neben dem Mengengerüst ist dabei die Altersstruktur der Netze relevant. Beide zusammen gehen in die Ermittlung des betriebsnotwendigen Vermögens ein, dass die Grundlage für die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen und kalkulatorischen Zinsen ist (Borszcz 2003, S. 119+121). Bereits getätigte und zukünftig anfallende Investitionen spielen daher eine Rolle für die zu ermittelnden Netzentgelte. Die Netzlänge war in der Vergangenheit der stärkste Kostentreiber in Verteilnetzen (Borszcz 2003, S. 150). In Netzen mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien können auf Grund von Rückspeisungen in die übergelagerten Netzebenen jedoch diese Stromflüsse für zusätzlichen Netzausbau und Kosten sorgen. So sind in Netzbereichen mit hoher PV-Einspeisung beispielsweise häufig Transformatorleistungen erhöht worden, um größere Rückspeisungen in die übergeordnete Netzebene zu ermöglichen. Ein weiterer wichtiger Kostentreiber sind die vermiedenen Netzentgelte. In Übertragungsnetzen haben die Kosten für die Offshore-Anbindung sowie Redispatch einen relevanten Einfluss (BET 2015). Mit der Entwicklung zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgungssystem ändert sich also die Kostenstruktur bzw. die Kostentreiber in den Stromnetzen.

Insgesamt ist der Anteil der Fixkosten an den gesamten Kosten des Netzes hoch. In einer Präsentation auf dem dena-Dialogforum zu Netzentgelten beschrieb Herr Stock vom VKU den Anteil der Fixkosten mit 95% (siehe Abbildung 4).

Zur Deckung der Netzkosten erheben die Netzbetreiber Netzentgelte, die im Rahmen der Anreizregulierung unter einer Erlösobergrenze – die sich auf die Gesamterlöse aus den Netzentgelten bezieht (vgl. § 4 Abs. 1 ARegV) – ermittelt werden. Die Wälzung der Kosten erfolgt auf Basis des jeweiligen Anteils der Netznutzer in dieser Netzebene (inkl. der Entnahme durch das nachgelagerte Netz) an der Jahreshöchstlast (angenähert über Spitzenlast, Nutzungsdauer und Gleichzeitigkeitsgrad); bei leistungsgemessenen Kunden werden ein Arbeitspreis und ein Leistungspreis erhoben. Im Bereich der SLP-Kunden ist die Jahresarbeit Bezugsgröße (siehe auch Abschnitt 3.1.2). Es wird ein Arbeitspreis erhoben, der durch einen Grundpreis ergänzt werden kann. Eigenverbrauch und Eigenerzeugung, die

zu reduzierter Netznutzung (Jahresarbeit) führen, aber auch Ausnahmeregelungen, die zu reduzierten Netzentgelten für bestimmte Abnehmer führen, haben daher potenziell einen Entgelt erhöhenden Effekt für die verbleibenden Netznutzer.⁴¹

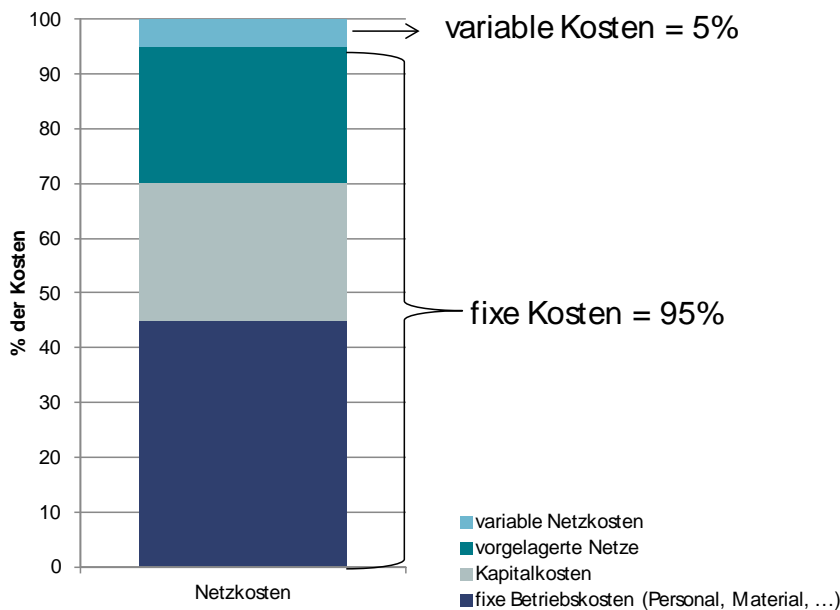
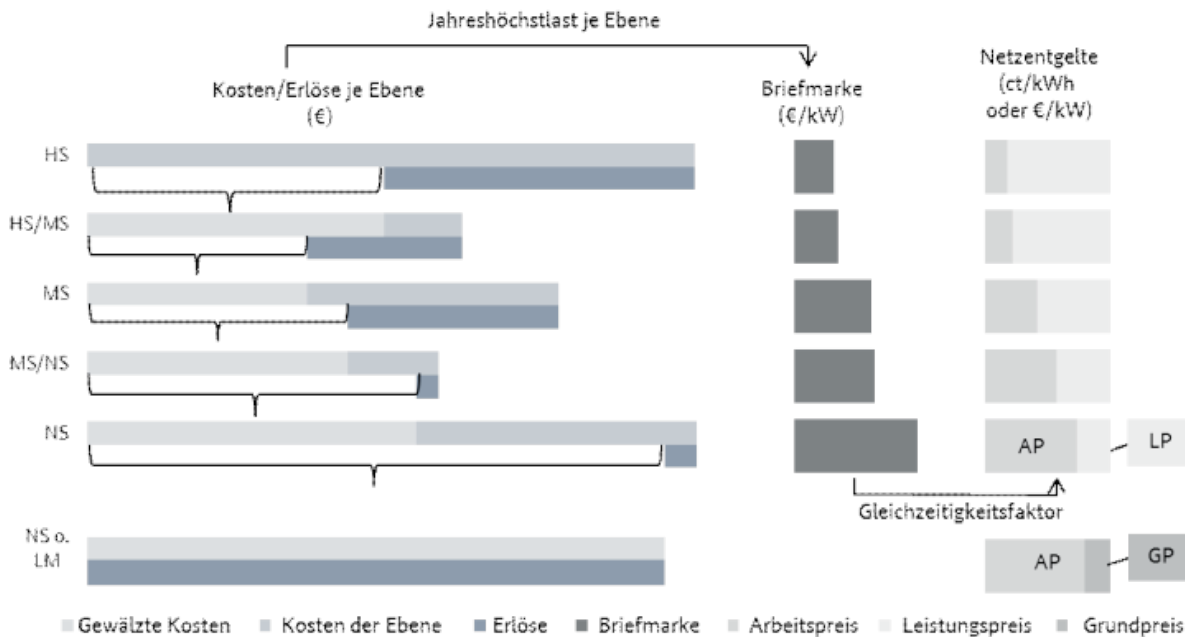


Abbildung 4: Zusammensetzung der Netzkosten

Quelle: eigene Darstellung basierend auf (VKU, S. 6)

Ein Teil der Kosten des Übertragungsnetzes wird aus den Netzentgelterlösen im Übertragungsnetz gedeckt. Der verbleibende Teil wird in die nachgelagerte Ebene gewälzt. So setzen sich in den nachgelagerten Netzebenen die Kosten jeweils aus gewälzten Kosten und Kosten des jeweiligen Netzes zusammen. Ein Teil dieser zusammengesetzten Kosten wird wieder über die Netzentgelterlöse im jeweiligen Netz gedeckt und ein verbleibender Anteil über die Entnahme des nachgelagerten Netzes in die jeweils untergelagerte Netzebene gewälzt. In der Niederspannungsebene wird wiederum ein Teil der Kosten durch die Erlöse aus Entgelten für leistungsgemessene Kunden über Arbeits- und Leistungspreis gedeckt. Die verbleibenden Kosten werden schließlich von den nicht lastganggemessenen Kunden in der Niederspannung getragen (siehe Abbildung 5).

⁴¹ Aus Systemsicht ist zudem kritisch zu hinterfragen, welchen Anteil dezentrale Erzeugungsanlagen und Eigenverbrauch an der Erzeugung haben sollten. Diese Anlagen sind i.d.R. kleiner und spezifisch betrachtet teurer, als größere Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien, die zentral im Netz angeschlossen werden. Sie können zwar u.U. Netzkosten vermeiden, indem Energie lokal produziert und verbraucht wird, haben aber im geltenden Rahmen kaum Anreize marktdienlich eingesetzt zu werden.

Bestimmung der Netzentgelte

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 5: Kostenwälzung und Bestimmung der Netzentgelte

Quelle: Bundesnetzagentur.

4 Ausgewählte Herausforderungen und Defizite für ein von erneuerbaren Energien geprägtes System

Verbrauch und Erzeugung müssen unter Berücksichtigung der Übertragungskapazitäten der Übertragungs- und Verteilnetze aufeinander abgestimmt werden. Diese Abstimmung hat eine zeitliche und eine örtliche Komponente: Der Ausbau der erneuerbaren Energien findet nicht unbedingt in den Lastzentren statt (bspw. Wind an den Küsten Deutschlands); die Erzeugung muss daher transportiert werden. Bei steigenden Mengen erfordert dies einen Ausbau der Netze. Jedoch kann u.U. durch lastnahe Ansiedlung von Erzeugung und durch (lokal) angebotsorientiertes Abnahmeverhalten sowie nachfrageorientierte Einspeisung der Ausbaubedarf des Netzes reduziert und die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung unterstützt werden. Dafür ist in einem von erneuerbaren Energien dominierten System nicht mehr eine möglichst gleichmäßige Abnahme vorteilhaft, sondern eine flexible bedarfsgerechte Nachfrage, da Erzeugung und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein müssen. Vor diesem Hintergrund sind die netzdienlichen Wirkungen einer gleichmäßigen Abnahme (wie etwa eine gute Prognostizierbarkeit) nur sehr begrenzt und als Rechtfertigung für die aktuell geltende Höhe der Netzentgeltreduktionen nicht ausreichend. Damit verbunden stellt sich die Frage, wie Netzentgelte strukturiert sein sollten, um flexibles Abnahmeverhalten zu fördern, um mit dem Netz als knapper Ressource umzugehen und um durch eine Anpassung der Lasten an die fluktuierende Erzeugung (regional) die Netze zu entlasten und ggf. Einspeisemanagement zu vermeiden. Dies könnte dazu beitragen die Integration erneuerbarer Energie zu verbessern, sowie Netzausbau und –kosten (bspw. für die Entschädigung der Abregelung) zu optimieren. Im Rahmen der Untersuchung

lag der Fokus dabei auf Ansätzen mit hoher Umsetzbarkeit und ohne kompletten Systemwandel, so wurde bspw. eine Einführung von Nodal Pricing nicht näher untersucht.⁴²

Das deutsche Netzentgelt- und Netznutzungssystem setzt in der derzeitigen Form vereinzelt Anreize für netzdienliches Verhalten im Sinne einer Verlagerung von Lastspitzen außerhalb der Netzspitzenlast. Auch marktdienliche Flexibilität, bspw. eine Erhöhung der Nachfrage bei Einspeisespitzen oder Abschaltungen bei Erzeugungsknappheit sind häufig möglich. Es lassen sich jedoch auch Hemmnisse für die Flexibilisierung von Nachfrage und Erzeugung sowie weitere Ansatzpunkte für Verbesserungen identifizieren. Neben Rahmenbedingungen für Flexibilität erscheinen Anpassungen an einigen Stellen auch hinsichtlich der Verteilungswirkungen und zur Erhöhung der verursachungsgerechten Kostenzuordnung notwendig. An folgenden Punkten sollte eine Weiterentwicklung ansetzen:

- ▶ Anreize für die Bereitstellung von Flexibilität und zur flexiblen Nachfrage: die Regelungen zu individuellen Netzentgelten für stromintensive Letztverbraucher nach § 19 Absatz 2 Satz 2-4 StromNEV können ein Hemmnis für (markt- und/oder netzdienliches) flexibles Abnahmeverhalten sein, da sie Anreize zur Verstetigung der Abnahme setzen. Die Privilegierungsvoraussetzungen sind nicht darauf ausgerichtet netzdienliches Verhalten bei Kapazitätsengpässen, d.h. Knappheiten zu bestimmten Zeiten und/ oder an bestimmten Orten in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu fördern.
- ▶ Behandlung von dezentralen Erzeugern: 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 setzen keine systematischen Anreize für netzdienliche Einspeisung oder Standortwahl.
- ▶ regionale Spreizung der Netzentgelte: die Netzentgelte im Bundesgebiet sind sehr unterschiedlich. Kosten durch die Integration von erneuerbaren Energien sind ein Faktor für regionale Differenzen und entsprechende Verteilungseffekte. Die Differenzen werden bei Beibehaltung des derzeitigen Netzentgeltsystems zukünftig eher steigen und führen zu einer Diskussion, welche Netzkosten regional und welche durch alle Netznutzer zu tragen sind.
- ▶ regionale Spreizung der Netzentgelte: die Netzentgelte im Bundesgebiet sind sehr unterschiedlich. Kosten durch die Integration von erneuerbaren Energien sind ein Faktor, jedoch nicht der einzige, für regionale Differenzen und entsprechende Verteilungseffekte. Daher ist zu diskutieren, welche Netzkosten regional und welche durch alle Netznutzer zu tragen sein sollten.
- ▶ Bepreisung der Vorhaltefunktion des Netzes: Die mengenbasierte Netzentgeltstruktur macht Eigenverbrauch attraktiv. Dieser Effekt wird noch verstärkt durch die Umlagen. Durch Zunahme des PV-Eigenverbrauchs findet eine zunehmende Entsolidarisierung hinsichtlich der Finanzierung des Netzes statt – Kunden mit Eigenerzeugung tragen weniger zur Netzfinanzierung bei als solche ohne Eigenerzeugung. Beide Kundengruppen profitieren jedoch gleichermaßen vom Netzanchluss und der dadurch gebotenen Sicherheit. Die mögliche Spitzenlast bleibt u.U. gleich und die Netzkosten sinken nicht. Die mengenbasierte Erhebung der Netzentgelte (kWh-Bezug) im Haushaltskundenbereich in der Niederspannung erscheint daher, insbesondere bei Vorhandensein von Eigenerzeugung, als nicht verursachungsgerecht.

⁴² In der ökonomischen Literatur wird Nodal Pricing als sinnvolle first-best Option beschrieben, um Anreize für eine effiziente Nutzung des Stromnetzes zu setzen, da hierbei eine simultane Bepreisung von Energiebereitstellung und Netznutzung stattfindet. Diese Option würde in Deutschland einen Systemwechsel bedeuten und wurde im Rahmen dieses Projektes nicht näher untersucht.

- Beteiligung von Einspeisern an den Netzentgelten oder Systemkosten: Für die Einspeisung werden in Deutschland keine Netzentgelte erhoben. Netzentgelte setzen also keine Anreize für netzdienliche Einspeisung oder Ansiedlung. Erzeuger werden auch an den Systemkosten nicht beteiligt, obwohl sie teilweise Kosten verursachen oder helfen könnten Netzkosten in Fällen, in denen Netzengpässe bestehen, zu optimieren. Zukünftig nehmen Engpässe gerade in Verteilnetzen eher zu. Auch über die vermiedenen Netznutzungsentgelte werden keine Anreize für lastnahe Erzeugungsansiedlung und netzdienliche Einspeisung gesetzt. Allerdings besteht durch mengenbasierte Netzentgeltstruktur in der Niederspannung ein Anreiz zum Eigenverbrauch (s. oben).

5 Weiterentwicklung des Netzentgelt- und Netznutzungssystems: Vertiefende Analysen und Vorschläge

5.1 Reform der Ausnahmeregelungen für die Industrie

Die derzeitigen Privilegierungsbedingungen erlauben es, Netznutzern bei einem netzstützendem Verbrauchsverhalten reduzierte Netzentgelte zu zahlen. Dabei werden atypische und stromintensive Netznutzer unterschieden. Atypische Netznutzer erhalten nach §19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV reduzierte Netzentgelte, wenn sie ihren Strombezug stärker in Schwachlastzeiten im Netz verlagern. Stromintensive Netznutzer werden durch reduzierte Netzentgelte privilegiert, wenn sie einen gleichmäßigen und dauerhaften Strombezug aufweisen (mindestens 10 GWh und 7000 Vollbenutzungstunden, §19 Abs. 2 Satz 2+3 StromNEV).

5.1.1 Technisch-ökonomische Analysen

Die entgangenen Erlöse durch die Reduktionen bei den Netzentgelten werden über die § 19-Umlage auf die Letztverbraucher gewälzt. Für 2015 veröffentlichten die Übertragungsnetzbetreiber einen Wälzungsbetrag von insgesamt 798 Mio. Euro, davon 267 Mio. Euro für Begünstigungen nach §19 Abs. 2 Satz 1 und 531 Mio. Euro für Begünstigungen nach §19 Abs. 2 Satz 2+3. Die Höhe der Umlage beträgt 2015 0,227 ct/kWh für nicht-privilegierte Letztverbraucher. Damit liegt das Privilegierungsvolumen auf dem Niveau von 2013, in dem 805 Mio. Euro Netzentgeltreduktionen gewährt wurden. In 2014 lag das Befreiungsvolumen mit 630 Mio. Euro deutlich niedriger als 2015.

Die deutliche Senkung in 2014 war auf zwei Neuregelungen zurückzuführen. Zum einen ist eine komplette Befreiung von den Netzentgelten nicht mehr möglich. Dadurch sinken (ceteris paribus) die entgangenen Erlöse. Zum anderen wurde die Letztverbraucherbelastungsgrenze von vormals 100.000 kWh auf 1.000.000 kWh erhöht. Dadurch erhöht sich die Verteilungsgrundlage und die Umlage sinkt.

Tabelle 3: Wälzungsvolumen und privilegierte Strommenge nach §19 Abs. 2 Satz 1 und 2

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
§ 19 Abs. 2 Satz 1 „atypische Nutzer“ (Netzentgeltreduktion)						
Begünstigte Strommenge [TWh]				19,5	22,6	
Finanzielles Volumen [Mio. EUR]	137	163	140	163	191	267
§19 Abs. 2 Satz 2 „Großverbraucher“ (Netzentgeltbefreiung)						
Begünstigte Strommenge [TWh]	17,3	31,0		55,0	59,4	
Finanzielles Volumen [Mio. EUR]	33	220	300	643	439	531
Finanzielles Volumen gesamt [Mio. EUR]	170	383	440	805	630	798

Quelle: Datenbasis zur §19 StromNEV Umlage 2010 - 2015 nach Erhebungen der ÜNB

Der Anstieg der § 19 StromNEV-Umlage von 0,151 ct/kWh in 2012 auf 0,329 ct/kWh in 2013 zeigt die Abhängigkeit der Umlage von der Höhe der befreiten Strommengen und den dadurch entgangenen Erlösen. Je mehr Unternehmen von der Zahlung der Netzentgelte begünstigt werden, desto größer ist der Wälzbetrag, der wiederum auf alle Letztverbraucher umgelegt wird. Private Haushalte zahlen hiervon einen großen Teil, wie folgende Abschätzung illustriert. Der Stromverbrauch privater Haushalte betrug in 2012 nach AG Energiebilanzen 137 TWh. Multipliziert mit der Umlage von 0,151 ct/kWh (2012) ergibt sich ein Betrag von etwa 200 Mio. EUR. Damit haben private Haushalte in 2012 knapp die Hälfte der entgangenen Erlöse aus den Netzentgeltbefreiungen in Höhe von 440 Mio. € übernommen.

Atypische Netznutzung nach §19 Abs. 2 Satz 1 - Antragsteller und regionale Verteilung

Für 2011 bis 2013 sind detailliertere Daten zur Netzentgeltbefreiung nach Satz 1 auf Branchenebene verfügbar, die auf Antragsdaten bei der Bundesnetzagentur beruhen. Hierbei sind insgesamt 5496 Anträge berücksichtigt worden. Ein Großteil des Entlastungsvolumens von insgesamt 216 Mio. € entfällt auf Pumpspeicher. Bei der Bundesnetzagentur sind insgesamt 24 Anträge mit einem Entlastungsvolumen von 94 Mio. € gestellt worden. Bei den Industriebranchen sind vor allem Stahl und Zementindustrie mit einem größeren Entlastungsvolumen vertreten. Bei der Anzahl der Anträge ist die Nahrungsmittelindustrie (u.a. mit Kühlhäusern) aber auch öffentliche Einrichtungen (z.B. Krankenhäuser) stärker vertreten.

Auf Bundesländerebene sind zusätzlich auch Daten der Landesregulierungsbehörden verfügbar. Mit den Anträgen der BNetzA sind für § 19 Abs 2 Satz 1 über 6000 Anträge eingegangen. Für 2014 ist zunächst nur eine vorläufige Auswertung durchgeführt worden. Die geringere Anzahl von 2192 Anträgen zeigt daher nicht ein vollständiges Bild der Anträge. Aufgrund des hohen Anteils der Pumpspeicher bei den Privilegierungsanträgen sind insbesondere die südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern vertreten.

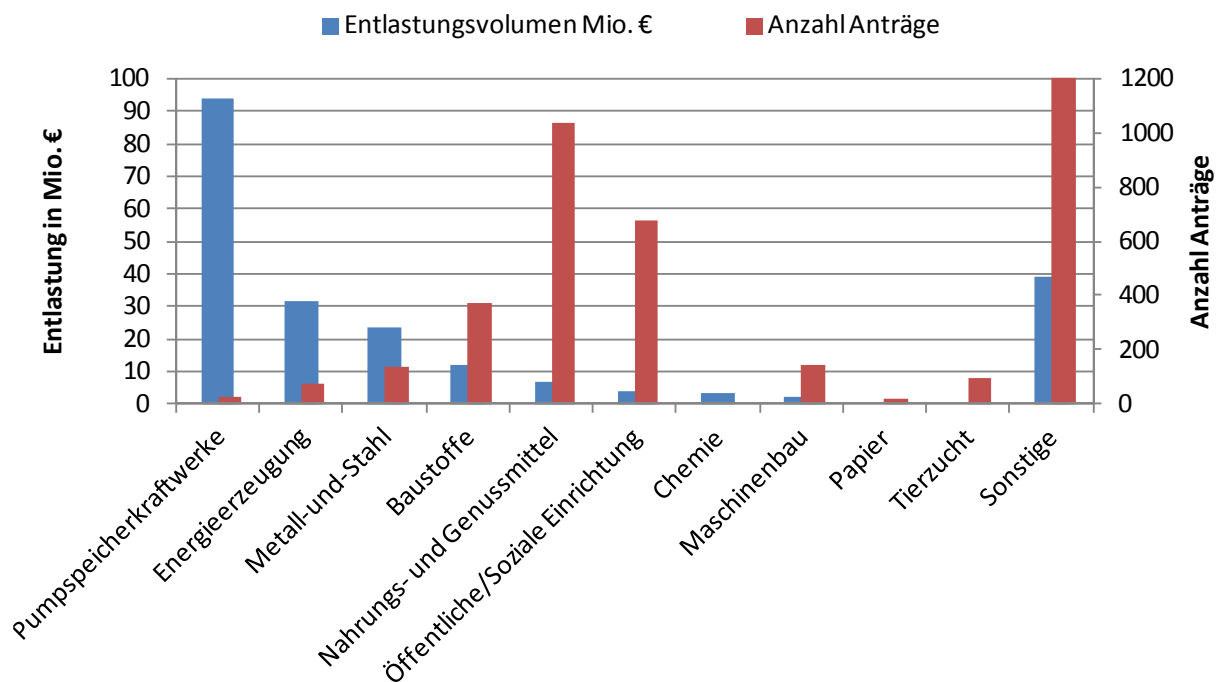


Abbildung 6: Entlastungsvolumen und Anzahl Anträge bei der BNetzA für atypische Netznutzung nach § 19 Abs 2 Satz 1 für 2013

Quelle: BNetzA 2015

Tabelle 4: Befreite Strommengen und Entlastungsvolumen pro Bundesland

	Anzahl Anträge und Entlastungsvolumen nach Bundesland (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV)			
	Anzahl Anträge		Entlastungsvolumen In Mio. EUR	
	2013	2014*	2013	2014*
Baden-Württemberg	485	201	42,9	21,1
Bayern	1769	761	34,5	28,4
Berlin	107	85	0,7	0,7
Brandenburg	273	85	13,8	2,4
Bremen	30	8	0,2	0,1
Hamburg	65	21	4,8	0,9
Hessen	581	112	23,4	14,3
Meckl.-Vorpommern	172	52	1,3	1,1
Niedersachsen	574	256	9,8	4,8
Nordrhein-Westfalen	699	192	15,9	12,3
Rheinland Pfalz	373	52	19,7	11,6
Saarland	96	11	1,9	0,3
Sachsen	268	110	21,2	4,9
Sachsen-Anhalt	206	79	4,0	3,3

Schleswig-Holstein	205	144	2,7	3,4
Thüringen	202	23	26,9	0,6
Deutschland	6105	2192	223,7	110,1
alte Bundesländer	4877	1758	155,8	97,1
neue Bundesländer	1228	434	67,9	12,9

Quelle: BNetzA 2015, Daten basieren auf Auswertung der Antragsdaten (BNetzA und Landesregulierungsbehörden) für § 19 Abs.2 Satz 2 StromNEV, * für 2014 nur vorläufige Angaben

Antragsteller und regionale Verteilung stromintensiver Netznutzer nach §19 Abs. 2 Satz 2

Für 2013 und 2014 sind detailliertere Daten zur Netzentgeltbefreiung nach Satz 2 auf Branchenebene und nach Bundesländern verfügbar, die auf den Antragsdaten bei der Bundesnetzagentur beruhen. Diese haben einen Umfang von insgesamt ca. 43,5 TWh (ca. 80 % der privilegierten Menge in 2013). Das finanzielle Entlastungsvolumen beträgt für diese Anträge ca. 311 Mio Euro. Weiterhin sind Anträge bei den Landesregulierungsbehörden eingegangen, die ein Entlastungsvolumen von ca. 110 Mio. Euro ausmachen. Insgesamt sind 655 Anträge für 2013 und 402 für 2014 berücksichtigt worden, die einen Großteil der tatsächlich befreiten Menge darstellen dürften.

Betrachtet man die nach Satz 2 befreite Strommenge in 2013 von rund 43,5 TWh, so entfallen auf die energieintensiven Branchen Aluminium-, Papier- und Chemieindustrie ca. 25,5 TWh (siehe Abbildung 7).

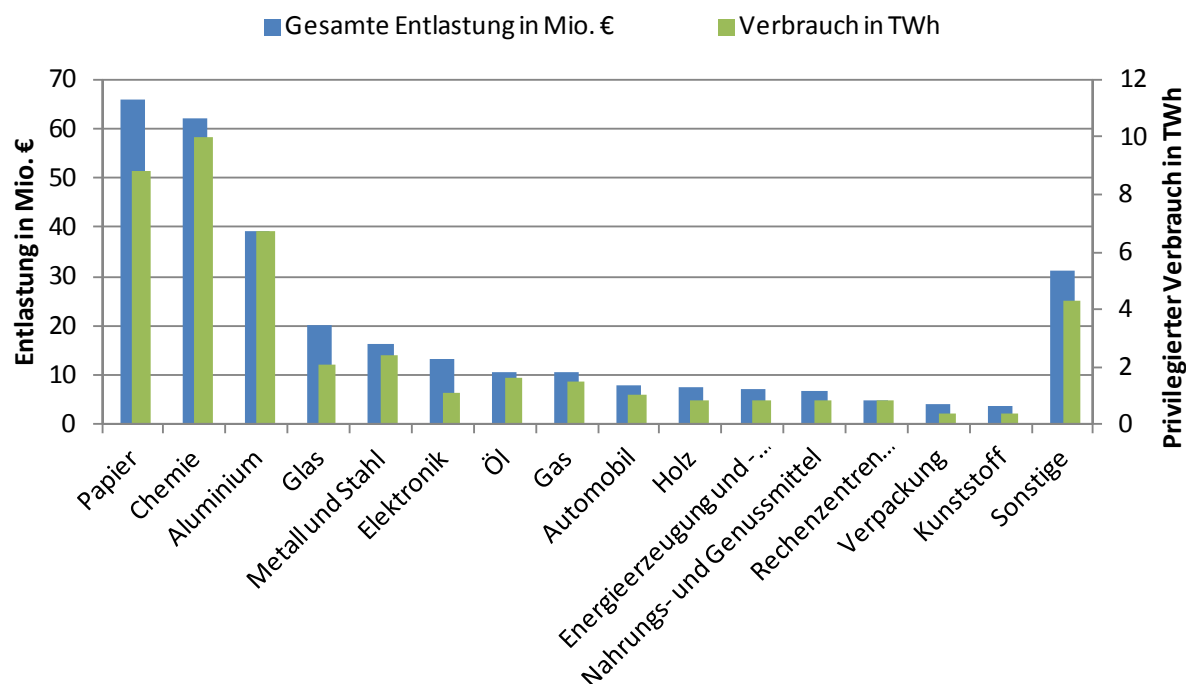


Abbildung 7: Entlastungsvolumen und privilegierte Strommenge nach Branchen für 2013 nach §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

Quelle: BNetzA 2015, Auswertung der zwischen 2011 und 2013 gestellten Anträge für stromintensive Netznutzer §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

Eine Auswertung der bei Landesregulierungsbehörden und der Bundesnetzagentur eingegangenen Anträge zeigt, dass sich das Entlastungsvolumen an erster und zweiter Stelle auf die beiden bevölkerungsreichsten Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Bayern verteilt (siehe Tabelle 5). Das in den Anträgen erfasste Entlastungsvolumen umfasst für 2013 ca. 413 Mio. € und für 2014 ca. 378 Mio. €.

Tabelle 5: Befreite Strommengen und Entlastungsvolumen pro Bundesland

	Anzahl Anträge und Entlastungsvolumen nach Bundesland (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV)			
	Anzahl Anträge		Entlastungsvolumen In Mio. EUR	
	2013	2014	2013	2014
Baden-Württemberg	48	30	20	12
Bayern	89	71	81	79
Berlin	7	2	0	1
Brandenburg	28	13	18	15
Bremen	4	1	1	0
Hamburg	13	9	34	35
Hessen	58	29	17	12
Meckl.-Vorpommern	7	8	1	5
Niedersachsen	49	22	40	32
Nordrhein-Westfalen	170	104	124	99
Rheinland Pfalz	30	16	14	7
Saarland	4	1	3	2
Sachsen	44	31	31	29
Sachsen-Anhalt	60	40	13	35
Schleswig-Holstein	7	6	2	7
Thüringen	37	19	14	8
Deutschland	655	402	413	378
alte Bundesländer	472	289	336	285
neue Bundesländer	183	113	78	93

Quelle: BNetzA 2015, Daten basieren auf Auswertung der Antragsdaten (BNetzA und Landesregulierungsbehörden) für § 19 Abs.2 Satz 2 StromNEV

5.1.1.1 Markt- und netzdienliche Anreizwirkung

Die Privilegierungsbedingungen nach §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV reizen zu einem kontinuierlichen Betrieb an und führen ggf. durch die 10 GWh Schwelle dazu, dass Anreize zur Steigerung der Energieeffizienz bzw. zur Senkung des Energieverbrauchs verschwinden. Unternehmen, die knapp unterhalb der Schwelle liegen, profitieren durch zusätzlichen Verbrauch mit dem sie die Privilegierungsbedingungen erfüllen in größerem Umfang, wenn sich dadurch das Netzentgelt deutlich reduzieren lässt. Darüber hinaus ist durch die Privilegierungsbedingungen auch eine Reaktion auf sehr hohe Marktpreise nur begrenzt möglich, da in diesem Fall durch eine Vermeidung von Strombezug das Erreichen der Mindeststromverbrauchsmenge gefährdet wäre.

Eine Reaktion auf sehr niedrige Marktpreise wird durch die derzeitigen Bedingungen in Fällen, wo sich der maximale Leistungsbezug des Unternehmens erhöht, ebenfalls eingeschränkt. War beispielsweise die bisherige Spitzenlast 2 MW, so müsste ein Stromverbrauch von mindestens 14 GWh nachgewiesen werden, um 7000 Volllaststunden zu erreichen. Erhöht sich der maximale Leistungsbezug auf Grund von negativen Marktpreisen und einem erhöhten Bezug in diesen Stunden auf 2,2 MW, dann müssten insgesamt 14,4 GWh erreicht werden. Gleichzeitig würde sich jedoch eine mögliche Erhöhung der Spitzenlast bei energieintensiven Verbrauchern direkt auf den zu zahlenden Leistungspreis auswirken. Eine Erhöhung des Leistungsbezugs über das sonst übliche Niveau als Reaktion auf niedrige Marktpreise werden mit den aktuellen Privilegierungsregeln also kaum angereizt.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob ein marktdienliches Verhalten der privilegierten Unternehmen im Widerspruch zu den Privilegierungsregeln stehen könnte. Um den privilegierten Unternehmen eine größere Flexibilität in Bezug auf ein marktdienliches Verhalten zu ermöglichen, ist zu klären, ob ein solches Verhalten potentiellen Netzanforderungen widerspricht. Um dies zu klären, sind die EPEX-Spotpreise (Day-ahead und Intra-day) in Abhängigkeit der durchgeführten Redispatchmaßnahmen analysiert worden, um festzustellen, ob Redispatchmaßnahmen häufig mit hohen oder niedrigen EPEX-Spotpreisen korrelieren.

Redispatchmaßnahmen sind ein Indikator für die Netzsituation und werden hauptsächlich durchgeführt um die Netzspannung anzupassen oder Betriebsmittel vor thermischer Überlastung zu schützen. Innerhalb Deutschland werden vor allem in der Regelzone von TenneT DE, von 50 Hertz und in deren Grenzregion Redispatchmaßnahmen durchgeführt und dies besonders häufig strombedingt (vergleiche Abbildung 8).

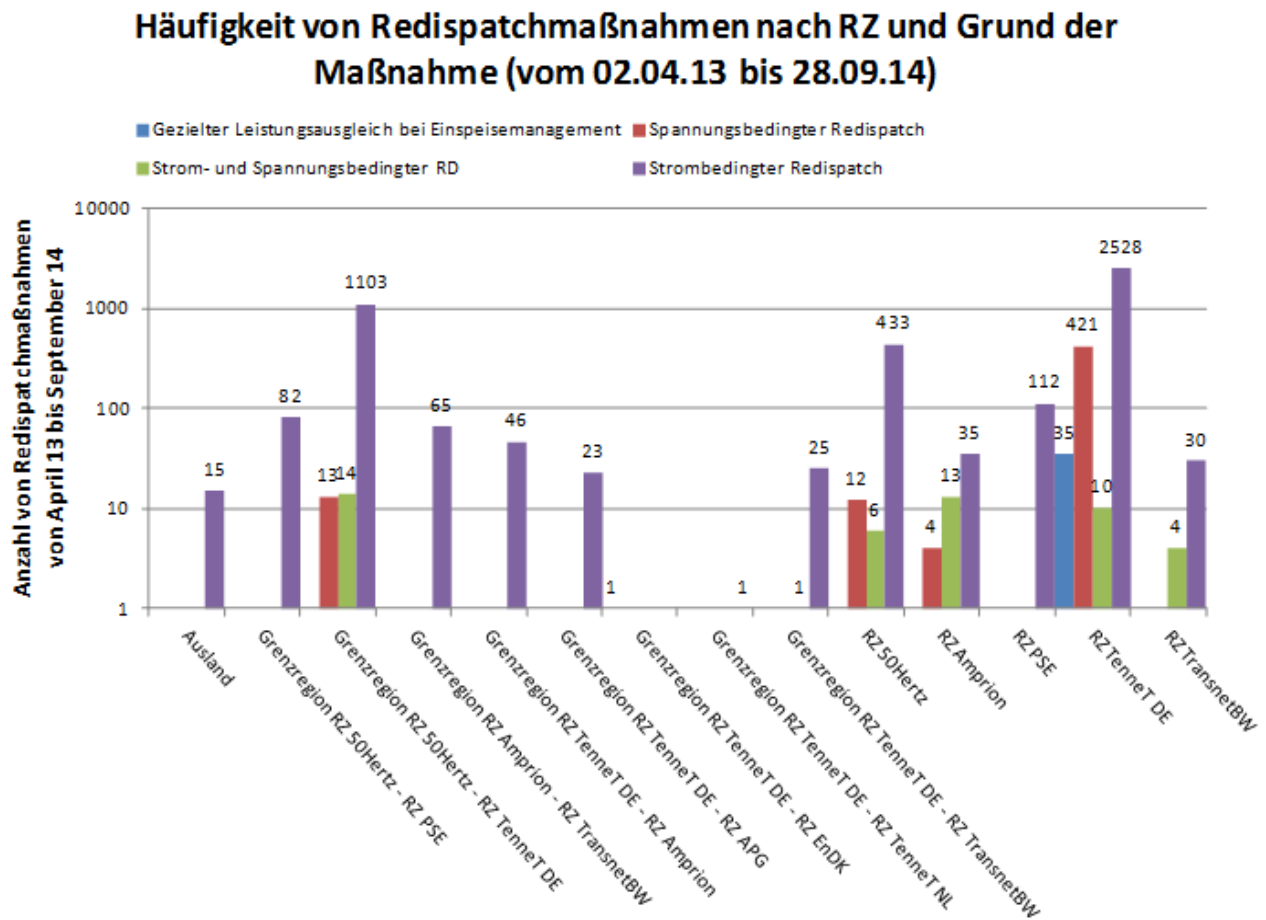


Abbildung 8: Anzahl Redispatchmaßnahmen nach Regelzonen und Grund der Maßnahme

Quelle: Netztransparenz 2014

Abbildung 10 zeigt, dass Redispatchmaßnahmen und Strompreise nur geringfügig korrelieren. Ob niedrige Preise gleichzeitig zu verstärktem Anpassungsbedarf im Netz führen, kann nicht gezeigt werden. Großer Redispatchbedarf tritt zwar vermehrt bei Preisen um 30 € pro MWh auf, ob dies allerdings auf Erneuerbareneinspeisung oder auf andere Effekte zurückzuführen ist, bedarf weiterer Analysen. In Zeiten sehr niedriger oder negativer EPEX-Spotpreise werden Redispatchleistungen von bis zu 4000 MW erreicht. Sehr hoher Redispatchbedarf von mehr als 4000 MW ist im untersuchten Zeitraum nur bei EPEX-Spotpreisen von mehr als 5 €/MWh aufgetreten.

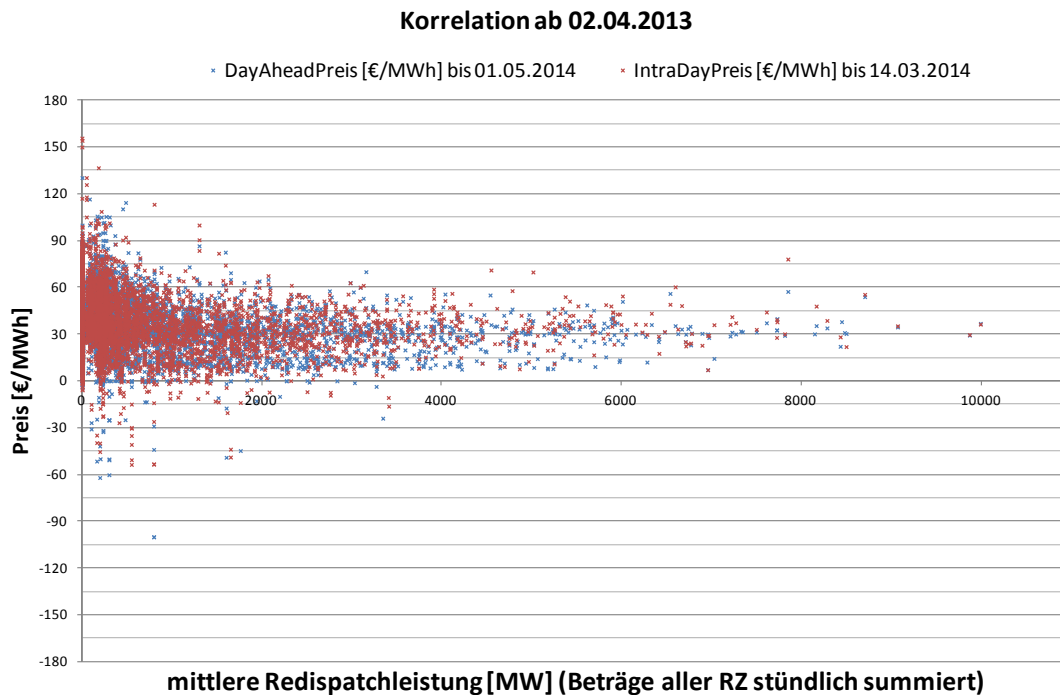


Abbildung 9: Korrelation zwischen mittlerer Redispatchleistung und EPEX-Spotpreis (Day-ahead und Intra-day)

Quelle: Netztransparenz 2014; EPEX Spot 2014

Eine weitere Differenzierung in Abhängigkeit der Richtung der Redispatchmaßnahmen (wirkleistungserhöhend bzw. reduzierend) verdeutlicht, dass wirkleistungsreduzierende Maßnahmen über 8000 MW erreichen können (siehe Abbildung 10). Bei wirkleistungserhöhenden Maßnahmen sind die maximalen Leistungen im untersuchten Zeitraum bei ca. 4000 MW geblieben (siehe Abbildung 11). Als erstes Fazit zeigt sich, dass hohe und sehr niedrige Strompreise im betrachteten Zeitraum nicht mit einem hohen Bedarf an Redispatchmaßnahmen korreliert waren. Ein marktdienliches Verhalten hätte in dem Betrachtungszeitraum daher häufig nicht im Widerspruch zu einem netzdienlichen Verhalten gestanden.

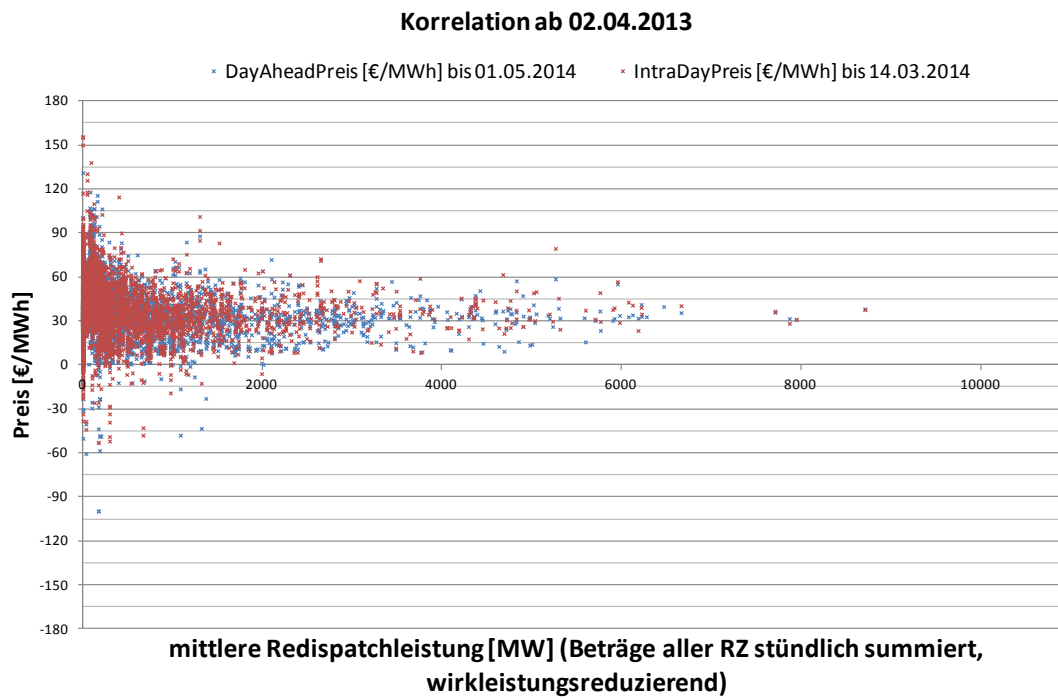


Abbildung 10: Korrelation zwischen mittlerer Redispatchleistung (Wirkleistungsreduzierend) und EPEX-Spotpreis

Quelle: Netztransparenz 2014; EPEX Spot 2014

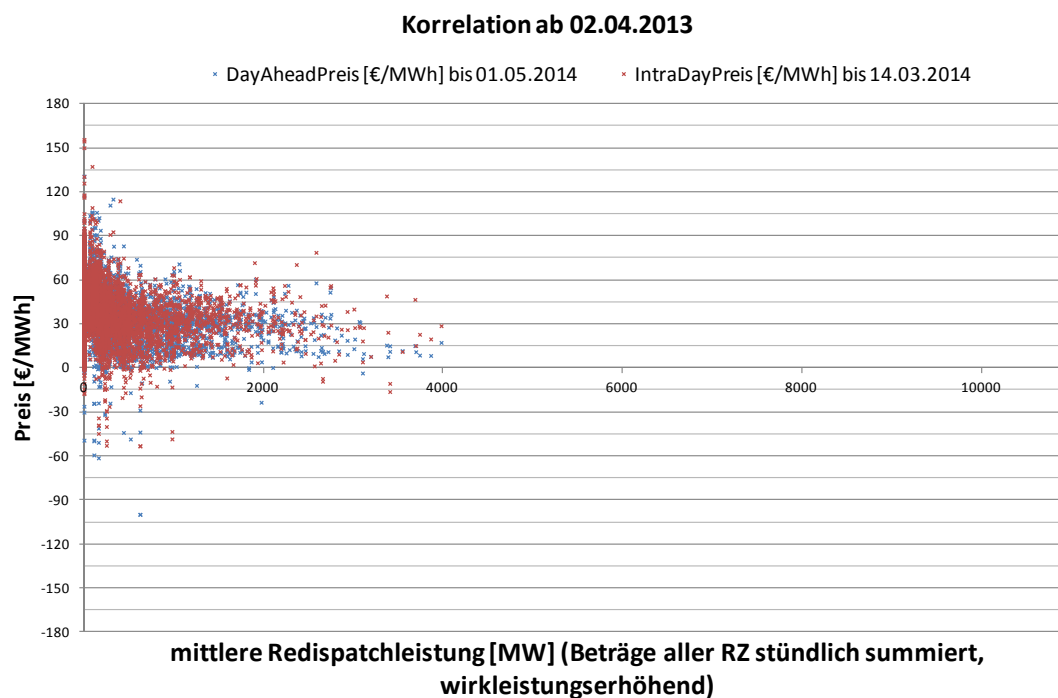


Abbildung 11: Korrelation zwischen mittlerer Redispatchleistung (Wirkleistungserhöhend) und EPEX-Spotpreis

Quelle: Netztransparenz 2014; EPEX Spot 2014

Die Privilegierungsregeln werden im Allgemeinen auf Grund der Netzdienlichkeit gerechtfertigt, die insbesondere in Bezug auf §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV kritisch zu hinterfragen ist. Wie bereits angeführt, setzt die Regelung einen Anreiz für zusätzlichen Stromverbrauch, der ggf. auch in Zeiten einer angespannten Netzsituation auftreten kann. Zumindest jedoch wird ein netzstützendes Verhalten, das sich aus einer Abschaltung in Zeiten hoher Netzbelastung ergibt, nicht angereizt. Ein wichtiges Argument für die Rechtfertigung von §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV ist eine bessere Prognostizierbarkeit und Vorhersagbarkeit von Stromverbrauchern. Eine positive Wirkung für das Netz bzw. eine Netzentlastung kann sich insbesondere dann ergeben, wenn in Schwachlastzeiten stromintensive Verbraucher zur Verfügung stehen und dadurch z.B. ein Einspeisemanagement von EE-Anlagen bzw. Rückspeisungen in das übergeordnete Netz vermieden wird. Dies kann sich auch positiv auf die Frequenz- und Spannungshaltung auswirken. Diese positiven Wirkungen sind jedoch meist stark von der aktuellen Netzsituation abhängig. In einem System mit hohem Anteil fluktuierender Einspeisung ist daher ein an die Netzsituation angepasstes Verhalten eher netzdienlich, was durch die aktuelle Privilegierung nur sehr begrenzt angereizt wird. Insgesamt wird die Anreizwirkung der Privilegierungsregeln für eine Senkung der Netzkosten sowie für einen Beitrag zur Netzstabilität als begrenzt eingeschätzt und ergibt sich vor allem durch Maßnahmen von Netznutzern, die tatsächlich ihr Verbrauchsverhalten anpassen (z.B. Pumpspeicher oder Zementwerke).

5.1.1.2 Verursachungsgerechte Kostentragung

Die Reduktion der Netzentgelte kann bis zu 90 % des normalen Netzentgeltes betragen. Dadurch tragen privilegierte Unternehmen einen deutlich geringeren Anteil als nicht privilegierte Unternehmen. Die tatsächlich von ihnen verursachten Kosten hängen jedoch zum Großteil von der Netzanschlusskapazität ab, wie sie auch im normalen stark leistungspreisbasierten Netzentgeltsystem dargestellt werden. Die begrenzten positiven Wirkungen, die sich aus den heute privilegierten Verbrauchern für das Netz ergeben, lassen sich mittelfristig in der aktuellen Höhe nicht mehr rechtfertigen. Eine stärkere Kopplung an die tatsächlichen Kosten des Netzes erscheint daher gerechtfertigt sowie eine Begrenzung auf Netznutzer, die tatsächlich einen netzdienlichen Beitrag leisten.

5.1.2 Anpassungsvorschläge

Die derzeitige Ausgestaltung des Netzentgeltes für Industriekunden, dass maßgeblich auf den maximalen Leistungsbezug abstellt, erscheint grundsätzlich sachgerecht. Ausnahmeregelungen für die Industrie bei den Netzentgelten umfassen derzeit die Regelungen in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV (Atypische Netznutzung, Vermeidung Netzbezug in Hochlastzeitfenstern) sowie § 19 Abs. 2 S.2 StromNEV (Kontinuierlicher Betrieb mit min. 7000 Vollbenutzungsstunden). Die derzeitige Ausgestaltung der Reduktion der Netzentgelte für die Industrie nach § 19 Abs. 2 S.2 StromNEV führt zu starken Anreizen für einen kontinuierlichen Betrieb von Stromverbrauchern, da die Reduktion der Netzentgelte erst bei Überschreiten von 7000 Volllaststunden gewährt wird. In 2014 haben von dieser Regelung über 250 Unternehmen mit zusammen knapp 60 TWh des industriellen Stromverbrauchs profitiert und ca. 440 Mio.€ Netzentgelte eingespart. In 2015 wird mit einem Volumen von 530 Mio. € gerechnet.

Diese Regelung kann ein Abschalten von energieintensiven Verbrauchern in Zeiten hoher Strompreise verhindern, da in diesem Fall die Erreichung der Privilegierungsbedingungen erschwert wird. Ein marktdienliches Verhalten wird damit verhindert ohne dass Netzrestriktionen dies erfordern würden. Auch die Zuschaltung von zusätzlicher Leistung über die bisherige Spitzenlast hinaus wirkt sich unter den derzeitigen Privilegierungsbedingungen negativ aus. Daher wird empfohlen, wenn die Netzentgeltreduktionen für energieintensive Verbraucher aus industriepolitischen Gründen weiterhin beibehalten werden sollen, diese an andere Privilegierungsbedingungen zu koppeln bzw. die Bestimmung anzupassen. 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 sind im Rahmen des vorliegenden Projektes folgende Optionen identifiziert worden, die als Grundlage für Privilegierungsbedingungen dienen können:

Anreize für Abschaltung bei hohen Marktpreisen für privilegierte Unternehmen schaffen Die Nichtanrechnung von Reaktionen bei hohen Preisen in definierten Zeitfenstern ist eine Option, um ein Abschalten von Anlagen ohne Verlust der Privilegierung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zu ermöglichen. Vergleichbar ist dies bislang nur für abschaltbare Lasten nach § 15 Abs. 3 AbLaV vorgesehen.⁴³ In bestimmten Zeitfenstern, die zusätzlich auch an die Höhe der Marktpreise gekoppelt sein können, wirken Verbrauchsreduktionen nicht negativ auf die Erreichung der notwendigen Volllaststunden, sondern werden herausgerechnet. Dabei kann beispielweise der Leistungsbezug unmittelbar vor bzw. nach dem Zeitfenster als Basis herangezogen werden, sofern der Leistungsbezug in dem Zeitfenster reduziert worden ist.

Alternative Bestimmung der netzentgeltrelevanten Leistungsspitze bzw. des Leistungspreises

Marktdienliches Verhalten bei niedrigen Preisen kann ermöglicht werden, in dem für die Bestimmung der Leistungsspitze klar definierte Zeitfenster bei der Ermittlung ausgenommen werden. Die Definition dieser Zeitfenster, die netztechnisch unkritisch sind bzw. durch keine hohe Netzbelastung charakterisiert sind, sollte mittelfristig stärker dynamisch erfolgen. Auf diese Weise wird ein stärker an Marktpreisen orientiertes Verhalten unterstützt, in dem das Auftreten der Leistungsspitze in Zeiten, die netztechnisch unkritisch sind, nicht zu zusätzlichen Netzkosten führt. Die Definition der Zeitfenster sollte durch die Netzbetreiber erfolgen, um den jeweils konkreten Netzzustand mit zu berücksichtigen. Im Rahmen der Privilegierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV kann dies realisiert werden, in dem die jetzige Ausgestaltung der Hochlastzeitfenster so definiert wird, dass sie nur so lang ausfallen, wie es aus Sicht der Netzdienlichkeit erforderlich ist.

Im Zusammenhang mit § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV wird die Lastspitze derzeit auf Basis der jährlichen Spitzenlast gebildet. Auch hier könnten Zeitfenster, die aus netztechnischer Sicht unkritisch sind, bei der Bestimmung der Lastspitze nicht berücksichtigt werden.

Reagieren Lasten auf Anforderung der Netzbetreiber im Regelenenergiemarkt 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 hierfür dienen

Beachtung von Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Privilegierungsregeln

Unter den derzeitigen Regelungen ist eine maximale Reduktion um 80% im Rahmen von § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV möglich, während nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV eine Reduktion um bis zu 90% möglich ist. Dies könnte einen Anreiz für Industriekunden setzen anstelle einer flexiblen Fahrweise zur Nutzung der Regelungen zur atpischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) auf Bandbezug umzustellen, um die Privilegierungsbedingungen für stromintensive Netznutzung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV zu erreichen, da dort die maximale Reduktion höher ist. Daher sollte erwogen werden, die maximale Reduktion so zu gestalten, dass dieser Anreiz zur Vergleichmäßigung nicht besteht.

⁴³ „Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Absatz 2 Satz 2 der Stromnetzentgeltverordnung dürfen nicht aufgrund von Abschaltungen nach dieser Verordnung versagt werden; die für die Netzentgeltbefreiung maßgebliche Benutzungsstundenzahl und der Stromverbrauch werden durch Abruf der Abschaltleistung nicht reduziert.“

Verpflichtende Beteiligung an Systemdienstleistung

Als weitere Maßnahme wird empfohlen als Bedingung für die Privilegierung eine Beteiligung bzw. Präqualifikation von Lasten für den Regelenergiemarkt einzuführen. Hier ist zu prüfen, in welchem Umfang netzentgeltbefreite Stromnachfrage bereits im Regelenergiemarkt aktiv ist. Bei einer Anpassung der Teilnahmebedingungen im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten und wenn diese Verordnung verlängert wird⁴⁴, wäre auch eine Beteiligung hier vorstellbar. Derzeit ist hier nur eine Beteiligung von Stromnachfrage größer als 50 MW möglich. Ob eine Beteiligung eher am Regelenergiemarkt oder an den Ausschreibungen zu abschaltbaren Lasten sinnvoll ist, hängt in erster Linie von den zu erfüllenden technischen und organisatorischen Bedingungen ab. 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 dann über ein pooling am Regelenergiemarkt beteiligen könnten.

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

Bei einer Reform wäre jedenfalls auch 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“ als vorzugswürdige Maßnahme gegenüber Kapazitätzahlungen (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).

Fazit

Eine stärkere Orientierung und Anpassung der Regelung nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV an Markt- und Netzdienlichkeit wird kurzfristig empfohlen, um Behinderung flexibler Nachfragereaktion zu verringern. Die derzeitige Ausgestaltung der Privilegierungsregelungen für die Industrie kann flexible Nachfragereaktionen behindern ohne dass eine Nachfrageanpassung aus netztechnischer Sicht nachteilig wäre. Zum Abbau der Hindernisse sollten die Privilegierungsbedingungen angepasst werden, so dass sich eine Privilegierung stärker an der Markt- und Netzdienlichkeit der Nachfrage orientiert. Dazu könnte die Beteiligung an Systemdienstleistungen für privilegierte Unternehmen verpflichtend gemacht werden (Netzdienlichkeit). Um marktdienliche Flexibilität besser zu ermöglichen, ohne dem Netz zu schaden, könnten bei der Bestimmung der Leistungsspitze durch den Netzbetreiber definierte Zeitfenster bei der Ermittlung ausgenommen werden, in denen eine hohe Lastspitze unkritisch ist. Mittelfristig sollten diese Zeitfenster dynamisch festgelegt werden.

5.2 Modifikation oder Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE)

5.2.1 technisch-ökonomische Betrachtungen

Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) werden nach § 18 StromNEV für Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen gewährt, sowohl für die direkte Einspeisung aus dezentralen Kraftwerken

⁴⁴ Laut § 19 AbLaV tritt die Verordnung zum 1. Januar 2016 außer Kraft.

als auch für die Überschusseinspeisung aus Eigenerzeugungsanlagen. Rückspeisungen in vorgelagerte Netze werden analog vergütet (mit Ausnahme von Rückspeisung in die Höchstspannung). Die Argumentationslinie hinter der Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte ist, dass durch die dezentrale Einspeisung ein Strombezug aus dem vorgelagerten Netz vermieden wird und sich dadurch auch die Netzentgeltzahlungen an den vorgelagerten Netzbetreiber vermindern. Dieser Vorteil verbleibt somit nicht beim Netzbetreiber, sondern wird an den Anlagenbetreiber weitergegeben.

Vor der Liberalisierung waren die Netzkosten i.d.R. in einem Bündelpreis für die bezogene Energie aus vorgelagerten Netzebenen enthalten. Durch dezentrale Einspeisung konnten diese Kosten vermieden werden. Dies wog ggf. Nachteile kleinerer Kraftwerke bspw. spezifisch höhere Kosten auf. Mittlerweile wird der Strom unabhängig vom Standort und der Einspeiseebene gehandelt. Dadurch fällt der vormalige Vorteil dezentraler Einspeisung weg und die Anlagen wären dadurch häufig schlechter positioniert, als zentrale Anlagen mit Größenbedingt niedrigeren spezifischen Kosten. Mit den vermiedenen Netznutzungsentgelte wurde eine Regelung geschaffen, die im zentralen Marktmodell, dass nur einen Handlungspunkt hat, den Beitrag zur Netzstabilität und zur Vermeidung von Netzkapazität in den vorgelagerten Netzen, den die dezentralen Erzeugungsanlagen (durch die Nähe zur Nachfrage) leisten zu würdigen (VKU 2012). Dies ist prinzipiell gerechtfertigt solange die lokale Nachfrage zu jeder Zeit die lokale Erzeugung übersteigt, d.h. die Stromflussrichtung eindeutig ist. In diesem Fall kann aus Netzperspektive jede eingespeiste Kilowattstunde einer vermiedener Nachfrage von einer Kilowattstunde gleichgesetzt werden. Mit zunehmendem Anteil dezentraler Einspeisung und Rückspeisung in vorgelagerte Netze, gilt diese Grundannahme jedoch nicht mehr uneingeschränkt. Zudem gilt der Zusammenhang ohnehin nur eingeschränkt, da - bei bestehender Infrastruktur - eine reduzierte Netznutzung aufgrund des Fixkostencharakter im Netz i.d.R. nicht zu deutlichen Kostensenkungen führt.

Für Einspeisung von Anlagen, die nach KWKG gefördert werden, werden die vNNE nur gewährt, wenn die vNNE nicht bereits in der Vergütung enthalten sind. Die vNNE für EEG-geförderte Anlagen werden von den Verteilnetzbetreibern im Rahmen des vertikalen Belastungsausgleichs an die Übertragungsnetzbetreiber abgeführt und fließen in den Topf der EEG-Kosten, d.h. sie mindern die EEG-Differenzkosten.

5.2.1.1 Verursachungsgerechte Kostentragung und Anreize

Dezentrale Einspeisung vermeidet in der Regel Stromtransport im Übertragungsnetz, der Effekt auf das lokale Netz kann ebenfalls positiv, im ungünstigen Fall aber auch negativ (kostensteigernd) sein. Die Wirkungen beeinflussen sowohl die Kapitalkosten des Netzes durch eine Erhöhung oder Reduktion des Netzverstärkungs-, Erweiterungs oder Ausbaubedarfs als auch die Betriebskosten durch Einfluss auf Netzverluste und Spannungshaltung.

Wie oben beschrieben, muss die Spannung in bestimmten Grenzen gehalten werden und wird durch Einspeiser wie Verbraucher beeinflusst. Das Verteilnetz wurde ursprünglich nur für eine Leistungsflussrichtung ausgelegt. Dadurch war die Netzspannung am Ortsnetztransformator immer höher als an den entfernten Abnahmepunkten. Sobald nun Anlagen im Niederspannungsnetz geringfügig einspeisen, reduziert dies den Leistungsbezug aus höheren Netzebenen sowie Übertragungsverluste und steigt gleichzeitig die Netzkapazität. Sobald die Einspeisung allerdings höher als der Verbrauch ist, kehren sich Leistungsflüsse um und es besteht Gefahr, dass die Netzspannung über den erlaubten Wert ansteigt. Die Wirkung hängt also von den Eigenschaften des Netzes (Nachfrager und deren Positionierung im Netz, Leitungslänge, freie Kapazität (Überdimensionierung)) sowie der Durchdringung mit dezentraler Einspeisung ab.

Bei niedrigeren Anteilen dezentraler Erzeugung sind die Wirkungen eher positiv. Die Netzverluste sinken (leicht) und sofern keine Rückspeisung stattfindet, kommt es auf der vorgelagerten Netzebene durch dezentrale Einspeisung zu geringerer Netznutzung. Eine Reduktion der Netznutzung zu Netzlastspitzen trägt zwar tendenziell dazu bei, das Netz zu entlasten und die Netzkosten oder notwendigen Ausbau zu mindern, eine mengenmäßig reduzierte Nutzung führt aber i.d.R. nicht zu deutlichen Kostensenkungen, da die Netzkosten weitgehend durch die Kapazität getrieben und fix sind.

Bei steigenden Anteilen dezentraler Erzeugung sind deren Wirkungen dagegen nicht mehr unbedingt positiv. Rückspeisungen aus dem nachgelagerten Netz führen sogar tendenziell zu Kostensteigerungen.⁴⁵ In der Tendenz führt also in solchen Fällen dezentrale Einspeisung zu steigenden Entgelten im vorgelagerten Netz. Ein verursachungsgerechtes Netzentgelt oder Vergütung dezentraler Einspeisung für vermiedene Netzkosten müsste auf solche Effekte abstellen, um damit auch einen Anreiz für die Erzeuger zu entfalten, einen Beitrag zur Netzentlastung zu leisten. Die derzeitige, pauschale Berechnungssystematik der vNNE bezieht sich dagegen nur auf die vermiedenen Entgeltzahlungen an die vorgelagerte Netzebene. Die Kalkulation der vNNE ist von real vermiedenen Netzkosten in der Einspeiseebene oder vorgelagerten Ebenen unabhängig. Das heißt es besteht kein Bezug zu möglichen Investitionskosten, die durch dezentrale Einspeisung verursacht oder vermieden werden. Es besteht umgekehrt ein sich selbst-verstärkender Effekt: sinkt durch dezentrale Einspeisung die Nutzung des vorgelagerten Netzes, erhöhen sich dort ceteris paribus die Netzentgelte aufgrund der sinkenden Netznutzung. Dadurch steigen auch die vNNE, die auf Basis dieser Entgelte berechnet werden und es erhöht sich der Anreiz für dezentrale Einspeisung. Ebenso ist der Anreiz in Regionen mit bereits hohen Entgelten, wie es bspw. in lastschwachen Regionen vorkommen kann, höher, als in Regionen mit niedrigen Entgelten.

Die Aufwendungen für vNNE werden als Kostenposition in der Netzentgeltkalkulation angesetzt (ebenso wie Zahlungen an das vorgelagerte Netz). Für den Netzbetreiber in der Ebene in der die dezentrale Einspeisung stattfindet, ist diese Lösung also kostenneutral gegenüber einer Situation ohne dezentrale Einspeisung. Hinzu kommt jedoch, dass in vielen Fällen - insbesondere bei sehr hohen Anteilen PV- und Windeinspeisung - dezentrale Einspeisung zu Ausbau- und Erweiterungsmaßnahmen im Netz führt. Während der positive Effekt auf die Netznutzungsentgelte der vorgelagerten Ebene an die dezentralen Einspeiser weitergereicht wird, wird dieser Effekt nicht an die Erzeuger weitergegeben, sondern in den regulären Netzentgelten des jeweiligen Netzes der Einspeisung sozialisiert. Gegenüber einem Fall ohne dezentrale Einspeisung ist mit höheren Entgelten zu rechnen. Die vNNE setzen damit keine guten Anreize für netzdienliches (oder marktdientliches) Verhalten von dezentralen Erzeugern.

In der Debatte sollte zudem zwischen fluktuierenden dezentralen Einspeisern (PV und Wind) und regelbaren erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse, Wasserkraft und Geothermie) sowie sicherer und planbarer Einspeisung von fossil-basierten Einspeisern unterschieden werden, da letztere eher eine netzentlastende Wirkung haben können und Netzausbau vermeiden könnten. Prinzipiell ist das Potenzial, dass dezentrale KWK-Anlagen tatsächlich positive Netzeffekte verursachen, aufgrund der Steuerbarkeit höher als bei fluktuierenden Einspeisern. KWK-Anlagen könnten zur Spannungshal-

⁴⁵ Rückspeisungen unterhalb des Höchstspannungsnetzes und Übertragungsnetzes werden analog zu dezentraler Einspeisung behandelt, erhalten also auch vermiedene Netznutzungsentgelte. Das heißt der Effekt läuft im Endeffekt bei den Übertragungsnetzbetreibern auf, wobei notwendige Investitionen zur Kapazitätsvorhaltung oder Transport des rückgespeisten Stroms beim Netzbetreiber verbleiben.

tung gezielt Blindleistung einspeisen, Regelernergie bereitstellen und über rotierende Massen in kritischen Netzsituationen sehr kurzfristig an der Frequenzstabilität teilhaben.⁴⁶ Allerdings hängt die Bewertung der Netzdienlichkeit maßgeblich davon ab, nach welchen Kriterien die KWK-Anlagen gesteuert werden. Als Steuerkriterium kann der momentane Wärmebedarf (wärmegeführt), der Strompreis (marktgeführt), der Netzzustand (netzgeführt) oder eine Kombination der Kriterien in das Betriebsverhalten der KWK-Anlage eingehen.

Um wirtschaftlich zu sein, müssen die Anlagen hohe Volllaststunden erreichen, weshalb sie i.d.R. auf die Wärmegrundlast ausgelegt sind und Wärmebedarfsspitzen über einen Kessel gedeckt werden. Der Reststrombedarf wird aus dem Netz bezogen; überschüssige Erzeugung, wenn Wärme- und Strombedarf zeitlich nicht zusammenfallen, wird ins Netz zurückgespeist. Über Wärmespeicher ließe sich die Stromerzeugung stärker vom Wärmebedarf entkoppeln. KWK-Anlagen könnten so stärker zum Lastmanagement (hinsichtlich des Strombezugs vom Netz) eingesetzt werden.

Durch die Förderung von Wärmespeichern innerhalb des KWKG wird stromseitige Flexibilität von KWK-Anlagen prinzipiell unterstützt. Allerdings bestehen zunächst nur Anreize hinsichtlich einer Optimierung am Markt. Da Marktsignale gegenläufig zum lokalen Netzzustand stehen können, ist eine marktgeführte Betriebsweise nicht zwingend netzdienlich. Für eine netzdienliche Betriebsweise müssten die Anlagen auf den Netzzustand (Spannung, Frequenz, Strom) reagieren, allerdings ist dies mit Mehraufwand für Mess- und Steuerungstechnik verbunden, um die entsprechenden Netzzustände zu ermitteln und daraus abgeleitete Preis- oder Steuersignale zu übertragen. Zudem fehlen für eine netzdienliche Fahrweise die Anreize bzw. es bestehen sogar Hemmnisse. So erhöht sich für Betreiber von KWK-Anlagen das Risiko einer erhöhten Jahreshöchstlast und somit auch von erhöhten Netzentgelten, wenn sich dadurch die Lastspitze des Reststrombezugs vom Netz erhöht. Hinsichtlich der Bereitstellung von Regelernergie argumentiert der BKWK (2014, S. 28), dass die höheren Netzentgelte die potenziellen Einnahmen aus der Vergütung der Regelernergie sogar deutlich übersteigen könnten. Insgesamt erscheint es schwierig eine praktikable Lösung zu finden, die einen netzdienlichen Betrieb von KWK-Anlagen fördert und gleichzeitig einfach transparent und im Vorfeld für Anlagenbetreiber planbar ist. Daher erscheint es empfehlenswert die vNNE abzuschaffen und stattdessen die KWK über andere Instrumente zu fördern, d.h. bspw. das KWKG und die entsprechenden Fördersätze anzupassen.

5.2.1.2 Verteilungswirkungen

Die vNNE für EEG-Erzeuger werden von den VNB in den EEG-Topf der ÜNB eingezahlt und reduzieren dort die EEG-Umlage für alle nicht-privilegierten Endverbraucher. Die vNNE gehen in die Netzkosten ein. Sie werden von den Verteilnetzbetreibern ausgezahlt, für die dies zunächst erlösneutral gegenüber einer Situation ohne dezentrale Einspeisung ist, da sie ansonsten Entgelte für den Bezug aus der vorgelagerten Netzebene zahlen müssten. Die Entnahme aus dem Netz des vorgelagerten Netzbetreibers verringert sich. Sofern sich die Kosten nicht ändern, steigen daher die Entgelte, da sich die Verteilungsbasis verringert. D.h. sofern der dezentralen Einspeisung keine reale Kostenreduktion im vorgelagerten Netz (oder letztendlich im Übertragungsnetz, wo die zentrale Erzeugung angeschlossen ist) gegenübersteht, führen sie zu einer Steigerung der Übertragungsnetzentgelte. Der Effekt wird nicht zwischen den Regelzonen ausgeglichen. Gleichzeitig treten ggf. erhöhte Kosten insbesondere durch die fluktuierende Einspeisung regional unterschiedlich auf. In einigen Gebieten kommt es

⁴⁶ Auch Wind und PV-Anlagen können Systemdienstleistungen bereitstellen und sollten hier in Zukunft verstärkt eingebunden werden, insbesondere in den Netzen unterhalb der Übertragungsnetzebene. Vgl. hierzu z.B. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014).

durch dezentrale Einspeisung zu Rückspeisungen ins vorgelagerte Netz und es ist u.U. ein Netzausbau erforderlich. In diesen Fällen kann dezentrale Einspeisung zu höheren Kosten führen.

Abbildung 12 zeigt die vermiedenen Netzentgelte für EEG-Einspeiser in den vier deutschen Regelzonen und stellt diesen die eingespeiste Energie aus denselben Anlagen gegenüber. Drei Effekte werden deutlich:

- die vNNE sind außer in der Zone von Amprion gestiegen,
- die Zusammensetzung unterscheidet sich teilweise deutlich in den Regelzonen: Den größten Anteil haben i.d.R. vNNE für Biomasseanlagen mit 30% bis über 40% der Gesamtsumme; aber während im Gebiet von Amprion und 50Hertz Wind ebenfalls einen Anteil von fast 1/3 hat, haben im Gebiet von Transnet BW PV-Anlagen und Wasserkraft höhere Anteile an den vNNE.
- die vNNE je kWh sind weder konstant noch einheitlich. In der Zone von Amprion ist das durchschnittliche vNNE für EEG-Einspeiser (rechnerisch als Quotient aus vNNE-Zahlung für EEG-Einspeiser und deren Einspeisung für 2013) am niedrigsten (0,47 ct/kWh) und bei Transnet BW am höchsten 0,59 ct/kWh. Der Anstieg von 2012 zu 2013 war bei 50Hertz am stärksten (+13%), während bei Amprion der rechnerische Wert leicht gesunken ist (-11%).

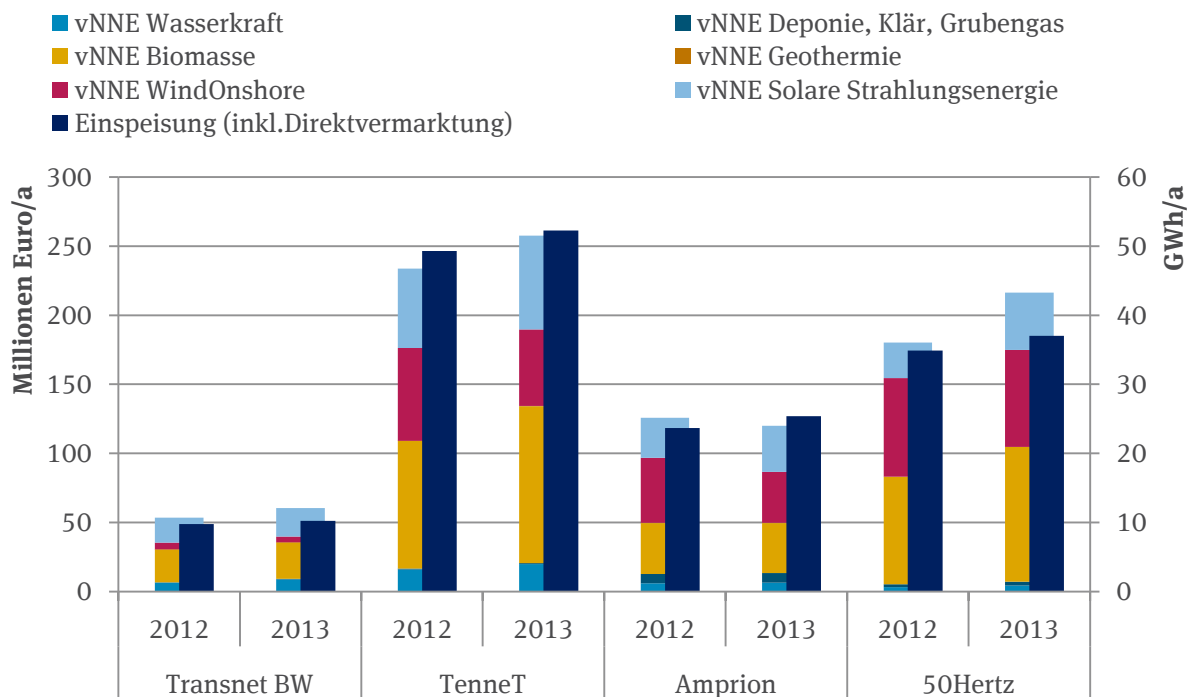


Abbildung 12: vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen und Einspeisung aus EEG-Anlagen

Quelle: eigene Darstellung basierend auf den EEG-Jahresabrechnungen der ÜNB (ÜNB 2014b, 2013)

Eine Abschaffung der vNNE-Zahlungen für EEG-Erzeuger würde die EEG-Umlage erhöhen und die Kosten (und mittelbar die Netzentgelte) bei den Netzbetreibern der Einspeisung senken. Dadurch kommt es zu einer regionalen Umverteilung, da die EEG-Umlage bundesweit einheitlich gewälzt wird. Zur Ermittlung dieses Effektes haben wir die vNNE für die Einspeisung von EEG-Erzeugern durch den nicht-privilegierten Letztverbrauch geteilt, der für die Berechnung der EEG-Umlage maßgeblich ist. Beide Daten stammen aus der EEG-Jahresabrechnung der ÜNB für 2013 (ÜNB 2014b). Der

Anstieg der EEG-Umlage läge bei etwa 0,18 ct/kWh bzw. bei 0,09 ct/kWh wenn nur die vNNE für PV und Wind ausgesetzt würden.

Analog haben wir eine rechnerische Kostensenkung für die vier Regelzonen ermittelt, indem wir die vNNE je Regelzone (ÜNB 2014b) auf den Letztverbrauch in der jeweiligen Regelzone bezogen haben. Die Aufteilung des Letztverbrauchs nach Regelzonen ist Hinz et al. (2014) entnommen.

Tabelle 6: Letztverbrauch nach Regelzonen

	50Hertz	Amprion	Tennet	TransnetBW	Gesamt
Letztverbrauch [TWh/a]	97,7	145,0	172,9	61,7	477,3
Anteil	20,5%	30,4%	36,2%	12,9%	100%

Quellen: Hinz et al. 2014

Tabelle 7: Rechnerische Kostensenkung (Netz) einer Abschaffung der vNNE für EEG-Erzeuger nach Regelzonen (eigene Berechnung)

Rechnerische Netzkostenreduktion bezogen auf den Letztverbrauch (ct/kWh)	50Hertz	Amprion	Tennet	TransnetBW	Gesamt
Wegfall vNNE für alle EEG-Anlagen	0,18	0,08	0,15	0,10	0,13
Wegfall vNNE nur für Wind und PV	0,11	0,05	0,07	0,04	0,03

Der Effekt variiert von 0,08 ct/kWh (Amprion) bis 0,18 ct/kWh (50Hertz) wenn die vNNE für alle EEG-Erzeuger wegfallen würden und von 0,04 (Transnet) bis 0,11 ct/kWh (50Hertz), wenn man nur Wind und PV ausnehmen würde. Der Effekt für den Endkunden (sofern er EEG-Umlage pflichtig ist) ist daher in einigen Regionen stärker und in anderen schwächer, da die Kostensenkung unterschiedlich hoch ist und damit die Umlagesteigerung unterschiedlich stark kompensiert wird. Im Gebiet von 50Hertz könnte sich die Wirkung beider Effekte nach dieser überschlägigen Berechnung für den Endkunden ausgleichen oder im Fall der Fokussierung auf Wind und PV sogar eine Netto-Kostensenkung beim Endkunden entstehen.

Auch für nicht unter dem EEG geförderte dezentrale Erzeugungsanlagen, insbesondere KWK-Anlagen werden vNNE gezahlt, sofern diese nicht bereits in der KWK-Vergütung enthalten sind. Hinsichtlich der Gesamtsumme der über die vNNE für EEG-Anlagen hinaus gezahlten vermiedenen Netzentgelte liegen uns derzeit kaum Daten vor. Hinsichtlich der Kostenprüfung 2012 mit 2011 als Basisjahr werden von der BNetzA 1,06 Mrd Euro angegeben (BNetzA 2013). Der BKWK schreibt in der Broschüre KWK in der Industrie, dass vermiedene Netzentgelte in der Praxis bei etwa 0,1-1,5 ct/kWh für die vermiedene Arbeit und 40-70 Euro/kW pro Jahr liegen (BKWK 2011). Da die Netzentgelte seitdem leicht angestiegen sind, liegen auch die vNNE heute wahrscheinlich etwas höher. Zur groben Abschätzung der möglichen Höhe der vNNE an KWK-Anlagen wurde das Mengengerüst der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen im Jahr 2010 aus der Leitstudie 2011 (DLR et al. 2012) verwendet. Darin werden 16,5 GWh in der Industrie, 27,3 GWh in der öffentlichen Nah- und Fernwärme (BHKW > 50 kW_{el}) und 1,2 GWh in der Objektversorgung (<50 kW_{el}) angegeben.

Multipliziert man diese Stromerzeugungsmengen aus KWK-Anlagen mit den vom BKWK angegebenen Werten für vNNE ergibt sich eine Größenordnung von 45-675 Mio Euro/a vNNE Zahlungen für vermiedene Arbeit. Hinzu kommen Zahlungen für vermiedene Leistung, wobei diese so pauschal nicht abgeschätzt werden kann. Für 2011 erscheinen etwa 600 Mio Euro vNNE für nicht EEG-Anlagen realistisch, wenn man von insgesamt 1,06 Mr. Euro ausgeht (BNetzA 2013) und 394 Mio Euro vNNE für EEG-Anlagen (laut Jahresabrechnung) abzieht.

5.2.2 Anpassungsvorschlag

Wie oben bereits erwähnt erscheint das derzeitige System der vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht mehr sachgerecht. Zwar werden Zahlungen für Netzentgelte an die vorgelagerte Ebene vermieden. Häufig entstehen jedoch durch die dezentrale Einspeisung, insbesondere fluktuierende Einspeisung, zusätzliche Kosten in der Einspeiseebene und vorgelagerten Netzebenen, wenn es zu Rückspeisungen kommt. Eine Umstrukturierung der vNNE hin zu realer Kostenreflektivität könnte theoretisch Anreize für netzdienliches Verhalten setzen, erscheint jedoch mit großen Problemen bei der Ermittlung hinsichtlich Nachvollziehbarkeit, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit verbunden und daher nicht umsetzbar. Daher wird empfohlen, die vNNE für dezentrale Erzeuger abzuschaffen.

Während vermiedene Netzentgelte als Instrument, den Nutzen dezentraler Erzeugung zu honorieren, prinzipiell wünschenswert sind, erfüllen sie diesen Zweck derzeit nicht, da sie auf vermiedene Entgelte und nicht vermiedene Kosten abstellen. Sollte eine Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht gewollt sein, sollte die Angemessenheit der vNNE weiter geprüft werden und die Berechnung dahingehend modifiziert werden, dass reale Kostenvermeidungen vergütet werden. Insbesondere KWK-Anlagen haben ein Potenzial flexibel zu produzieren und so durchaus positive Effekte zu verursachen. Eine solche Methodik würde allerdings voraussichtlich zu einer komplexen Berechnung führen, die im Zweifelsfall schwer nachvollziehbar ist. Diese Option erscheint daher nicht empfehlenswert. Da eine Abschaffung der vNNE die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen in den Verteilnetzen verschlechtert, sollte parallel die Förderung der Anlagen über andere Instrumente bspw. das KWK-G angepasst werden.

Das Weißbuch Strommarktdesign, das im Sommer 2015 veröffentlicht wurde, beinhaltet unter Maßnahme 9 (Netzentgeltsystematik weiterentwickeln) den Vorschlag die vNNE für Neuanlagen ab 2021 abzuschaffen. Bereits existierende Anlagen erhalten somit Bestandsschutz. Die Umsetzung soll im Strommarktgesetz erfolgen, dessen Entwurf im November 2015 vom Bundeskabinett beschlossen wurde. Die Maßnahme wirkt auf den Anlagenzubau und die zukünftige Entwicklung der vNNE-Zahlungen; bestehende unterschiedliche Belastungen durch vNNE in den Netzen werden mit der Maßnahme nicht beseitigt. Aus rechtlicher Sicht wäre bei einer Modifikation oder gar Abschaffung zu beachten, dass das Europarecht diesbezüglich Vorgaben macht. So ist in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie ausdrücklich geregelt, dass die Mitgliedstaaten sicherzustellen haben, „dass die von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energiequellen einsetzen, erhobenen Tarife die zu erzielenden Kostenvorteile aus dem Anschluss der Anlage an das Netz widerspiegeln“ (Art. 16 Abs. 8 der RL 2009/28/EG). Solche Kostenvorteile könnten sich nach der Richtlinie insbesondere „aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes ergeben“. Sofern hier – trotz des nicht ganz eindeutigen Wortlauts – (auch) Entnahmeentgelte umfasst sind⁴⁷, käme eine Anpassung des bestehenden Systems nach jetziger Rechtslage

⁴⁷ In diese Richtung D. Fouquet u.a., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 285: „Es wird in Art. 16 Abs. 8 EE-RL ausdrücklich erwähnt, dass sich aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes Kostenvorteile ergeben, die sich bei der Tarifberechnung widerspiegeln sollen. Dies ist aufgrund der für

daher wohl nur in dem Umfang in Betracht, wie benannte Kostenvorteile in tatsächlicher Hinsicht nicht bestehen. Anders gesagt: nur soweit durch dezentrale Einspeisung tatsächliche Kostenvorteile entstehen, verlangt das EU-Recht auch eine entgeltliche Berücksichtigung.

Zwar knüpft das bestehende Recht zumindest vom Wortlaut her bereits jetzt schon an die „tatsächliche Vermeidungsarbeit“ bzw. die „tatsächliche Vermeidungsleistung“ an (§ 18 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV). Die vNNE berechnen sich jedoch auf Basis der Netzentgelte der vorgelagerten Ebene. Es besteht kein Bezug zu den physikalischen Effekten in der Anschlussebene und ggf. resultierenden Kostenwirkungen, die auch eine Kostenerhöhung bedeuten können. Soweit in der Praxis daher nach der derzeitigen Konzeption der Vorschrift keine Kostenvorteile bestehen, stünde eine Abschaffung jedenfalls nicht im Widerspruch zu den europarechtlichen Vorgaben. Zur Erforderlichkeit der Einführung einer neuen Regelung zu vermiedenen Netzentgelten gilt das oben Gesagte: Hier kommt es darauf an, inwiefern tatsächliche Kostenvorteile bestehen.

5.3 Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene oder auf Verteilnetzebene

Die Netzentgelte für Endkunden sind deutschlandweit nicht einheitlich, sondern hängen von den Kosten des jeweiligen Netzgebietes und der vorgelagerten Netze ab, ebenso wie von der Entnahmemenge und Kundenstruktur, die die Verteilungsgrundlage für die Kosten darstellen.

Die regionalen Differenzen der Netzentgelte stehen derzeit in der Diskussion. Bundesländer mit hohen Netzentgelten befürchten Nachteile für Haushalts- und Gewerbekunden. Bereits 2010 stellte die Thüringer Landesregierung einen Antrag an die Bundesregierung die Netzentgelte auf Übertragungs- und Verteilnetzebene zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet zu vereinheitlichen. Als zentraler Faktor für Unterschiede in den Netzentgelten wurden hier die Kosten durch die Integration erneuerbarer Energien genannt. Der Bundesrat forderte daraufhin die Bundesregierung auf, einen „bundesweiten Mechanismus zum Ausgleich der Belastungen durch die Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die Einspeisung durch diese Anlagen zu prüfen“ (Bundesrat 2011). Im November 2014 wurde im Landtag Mecklenburg Vorpommern ein Antrag der Fraktion Bündnis 90/ Die Grünen diskutiert, der die Landesregierung aufforderte, sich für einheitliche Netzentgelte einzusetzen (Landtag MV 2014).

Es gibt jedoch noch weitere Faktoren, die zur unterschiedlichen Höhe der Netzentgelte beitragen. Dabei ist zwischen der Abnahmeseite, die die Verteilungsbasis der Kosten darstellt und der Kostenseite zu unterscheiden. Als prominenter nachfrageseitiger Effekt ist die geringere Abnahmedichte insgesamt und geringere Anzahl Industriekunden in Nordostdeutschland zu nennen.

Ein Teil der Netzkosten wird bundesweit zunächst zwischen den Netzbetreibern (in diesem Fall Übertragungsnetzbetreibern) ausgeglichen und dann in die Netzentgelte eingepreist. So ist sichergestellt, dass sich bspw. die Belastungen durch den notwendigen Ausbau zur Erschließung der Offshorewindenergie gleichmäßig auf alle Netznutzer im Bundesgebiet verteilen. Andere Kosten werden ohne Ausgleich im jeweiligen Netzgebiet gewälzt, und tragen so zu regionalen Unterschieden bei, reflektieren

die Nutzung erneuerbarer Energiequellen typischen dezentralen Erzeugung in Anlagen mit vergleichsweise geringer Leistung ein sehr praxisrelevanter Gesichtspunkt. Durch die Einspeisung direkt auf der Niederspannungsebene werden Netzkosten auf den höheren Spannungsebenen vermieden; der Effekt der Einspeisung ist damit eine Kostendämpfung“ und S. 287: „Insbesondere werden schon jetzt - vgl. § 18 Abs. 2 und 3 StromNEV - die Vorteile einer Einspeisung von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene bei der Bildung der Netzentgelte berücksichtigt.“

dadurch aber auch die Eigenheiten der Netzgebiete hinsichtlich der Kosten aber auch unterschiedlicher Effizienz in der Bewirtschaftung. Bei einigen Kostenpositionen kann hinterfragt werden, ob der Verbleib im Netzgebiet zielführend ist, z.B. wenn es sich um Kosten handelt, die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verursacht werden, (wie Investitionen zur Integration von PV-Anlagen) und die von den Netzbetreibern nicht beeinflusst werden können (siehe auch Abschnitt 5.3.1.4). Versucht man, diese Kosten zu definieren, stößt man jedoch auf ein Abgrenzungsproblem, da sich nicht alle Kosten trennscharf dem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung zuordnen lassen.

5.3.1 Technisch-ökonomische Analysen

5.3.1.1 Kostenpositionen ohne regionalen Ausgleich

Redispatch-Maßnahmen

Im Jahr 2013 wurden 132,6 Mio. Euro für nationale Redispatch-Maßnahmen ausgegeben (BNetzA/ BKartA 2014). Gegenüber 2012 stieg der stundenmäßige Redispatchbedarf um 11% (7.965 Stunden gegenüber 7.160 Stunden),⁴⁸ während das Volumen leicht zurückging (4.390 GWh gegenüber 4.690 GWh). Insgesamt mussten an 232 Tagen im Jahr 2013 Redispatch-Maßnahmen durchgeführt werden. Der Redispatchbedarf ist regional sehr unterschiedlich. Ein Großteil der Redispatchmaßnahmen wird in den Regelzonen von TenneT DE und 50Hertz sowie in der Grenzregion zwischen 50Hertz und TenneT DE benötigt. Dadurch unterscheiden sich auch die Kosten, die in den Regelzonen für Redispatchmaßnahmen anfallen und innerhalb der jeweiligen Regelzone gewälzt werden. In einer Studie des IE Leipzig wird angegeben, dass 2011 über 80% der Redispatchkosten in der Regelzone von 50Hertz anfielen (IE Leipzig 2014b, S. 21). Basierend auf den Mengenangabe im Monitoringbericht 2013 der BNetzA schätzen Hinz et al. (2014, S. 12) einen Anteil von 67% der Redispatchkosten für die Regelzone von 50Hertz und 32% für die Regelzone Tennet DE.

Einspeisemanagement

2013 stieg die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 EEG (2012) deutlich auf 555 GWh an. Die Entschädigungszahlungen beliefen sich auf etwa 43,7 Mio. Euro (2012: 33,1 Mio. Euro) (BNetzA/ BKartA 2014, S. 17). 95% der Ausfallarbeit entfallen auf die nördlichen Bundesländer. Am stärksten betroffen sind Windenergieanlagen mit 86,6% der gesamten Ausfallarbeit (2012: 93,2 Prozent); der Anteil der Solaranlagen stieg deutlich auf 11,8 Prozent (2012: 4,2 Prozent). Auf Basis der EEG-Einspeisemengen 2012 schätzen Hinz et al. (2014, S. 12) eine Verteilung der Kosten von 30% für 50Hertz, 42% Tennet, 20% Amprion und 8% TransnetBW.

Vermiedene Netzentgelte

Wie in Abschnitt 5.2 erläutert, bilden die vermiedenen Netzentgelte eine Position, die ebenfalls ungleich in den verschiedenen Netzgebieten anfällt und der, entgegen der Intuition, häufig keine Kostenvermeidung gegenübersteht. Die Kostendifferenzen werden weder zwischen den einzelnen Verteilnetzgebieten noch auf ÜNB-Ebene ausgeglichen. Das Volumen der vNNE für EEG-geförderte Anlagen betrug 654 Mio Euro (2013). Abbildung 13 zeigt die Verteilung über die 4 Regelzonen. Hinzu kommen vermiedene Netzentgelte für sonstige dezentrale Einspeisung, hauptsächlich KWK-Anlagen.

⁴⁸ Dies bezieht sich auf die kumulierte Dauer der Maßnahmen in den verschiedenen Regelzonen und lässt sich nicht direkt in Tage umrechnen.

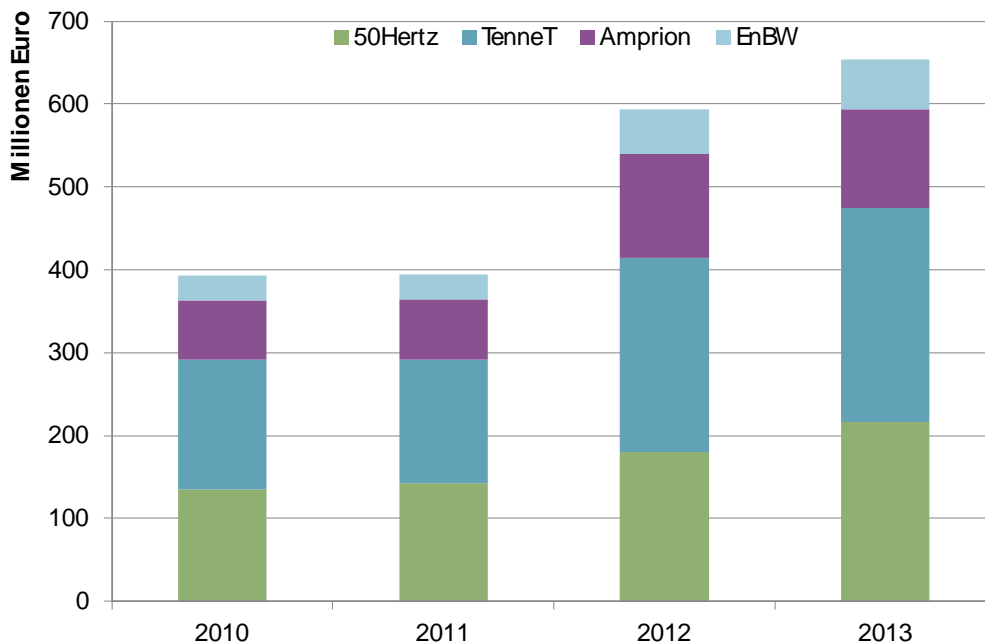


Abbildung 13: Vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen nach Regelzonen 2010-2013

Quelle: eigene Darstellung basierend auf den EEG-Jahresabrechnungen der ÜNB (ÜNB 2014b, 2013)

Alter/ Investitionsstatus der Netze und Netzausbaukosten

Nach der Wiedervereinigung Deutschlands wurde laut IE Leipzig (2014b, S. 23) in größerem Maße in die ostdeutschen Netze (hier: 50Hertz) investiert, um den gleichen technischen Stand wie in den westdeutschen Netzen zu erreichen. Auch in Zukunft verteilen sich die Netzausbaukosten voraussichtlich regional ungleich. Während die Kosten für den Ausbau der Netze zur Erschließung der Offshorewindenergie ausgeglichen werden, ist dies für Wind-Onshore nicht der Fall. Im Bereich Wind-Onshore werden Kosten von etwa 16 Mrd. Euro erwartet (BNetzA 2014, S. 3), von denen nach Hinz et al. (2014) basierend auf Daten aus dem Netzentwicklungsplan bis 2023 etwa 44% auf die Regelzone Tennet entfallen.

Auch die Verteilernetzstudie (E-Bridge, IAEW, OFFIS 2014) schließt, dass der zu erwartende Netzausbau regional sehr unterschiedlich verteilt sein wird. Für die Hochspannungsebene wird Netzausbau zum Großteil in Norddeutschland (39%) und Ostdeutschland (33%), insbesondere verursacht durch hohe Windeinspeisung und den Bedarf diesen Strom abzutransportieren, erwartet. In der Niederspannung wird über die Hälfte (ca. 60%) des Ausbaus in Süddeutschland erwartet, verursacht insbesondere durch den auch zukünftig erwarteten PV-Ausbau. In der Mittelspannung ist der erwartete Netzausbau dagegen regional relativ gleichverteilt.

Weitere Aspekte

Kosten für Verlustenergie werden nicht zwischen den Netzbetreibern ausgeglichen. Weiterhin sind Kosten für die Nachrüstung von PV-Anlagen im Rahmen der 50,2 Hz-Problematik zu erwähnen. Laut Angaben auf der Transparenzplattform wurden dafür (Stand 31.10.2013) von den Übertragungsnetzbetreibern 6,35 Mio € an Verteilnetzbetreiber erstattet. Dies entspricht 50% der Kosten, die verbleibenden 50% werden von den Verteilnetzbetreibern im jeweiligen Netzgebiet gewälzt.

Kosten für Netzreserve im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung werden von den Übertragungsnetzbetreibern in der Regelzone gewälzt. Für das Winterhalbjahr 2013/2014 beliefen sich die Kosten für die kontrahierten Reservekraftwerke auf 41 Mio Euro (BNetzA/ BKartA 2014, S. 54). Auch diese Kosten verteilen sich ungleich.

5.3.1.2 Alternative Wälzungsmechanismen

Alternativ zum bisherigen Vorgehen könnten

- d) einzelne Positionen (wie bspw. die Kosten für Einspeisemanagement oder Redispatch) unter den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen werden, wie es bereits jetzt bei den Ausgleichsenergiekosten auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber der Fall ist.
- e) bestimmte weitere Kosten bundesweit gewälzt werden, bspw. für die Integration von PV-Anlagen und die von den Netzbetreibern nicht beeinflusst werden können. Ähnlich wird dies heute bereits mit den entgangenen Erlösen aufgrund der Sonderregelungen nach § 19 StromNEV im Rahmen der § 19 StromNEV-Umlage gemacht.
- f) die Netzentgelte auf Ebene der Übertragungsnetze oder sogar der Verteilnetze entgeltseitig vereinheitlicht werden.
- g) Hinz et al. (2014) skizzieren, wie eine Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte für die Netznutzer unter Beibehaltung der Effizienzanreize für die Netzbetreiber umgesetzt werden könnte, in dem ein Energienetzfonds eingeführt wird. Dieser wird aus den Einnahmen über ein einheitliches Netzentgelt gespeist. Die Netzbetreiber wiederum erhalten aus dem Fonds individuelle Netzentgelte, die wie bisher im Rahmen der Erlösobergrenzen nach der Anreizregulierung ermittelt werden (Hinz et al. 2014, S. 43f).

Im Kontext der Minderung der regionalen Ungleichverteilung kann die Reform oder Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte einen ersten Schritt darstellen (siehe Abschnitt 5.2).

5.3.1.3 Verteilungseffekte

Ausgleich auf Übertragungsnetzebene

Bei einem horizontalen Ausgleich einzelner Kostenpositionen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern kommt es zu Verteilungseffekten zwischen den einzelnen Gebieten. Zur Abschätzung der möglichen Verteilungseffekte haben wir die Kosten nach Regelzonen in Anlehnung an das Vorgehen in Hinz et al. (2014) abgeschätzt. Die Basisverteilung ist in Tabelle 8 dargestellt:

Tabelle 8: Ausgewählte Kostenpositionen und Verteilung nach Regelzonen

	Total 2013 [Mio. EUR]	50Hertz	Tennet	Amprion	TransnetBW
Regelenergie	594				
Redispatch ¹	132,6	88,8	42,4	1,3	0,0
Einsenkung EEG-Anlagen ²	43,7	13,1	18,4	8,7	3,5
Reservekraftwerke ³	41	0,0	29,1	7,4	4,5
Blindleistung ⁴	33	6,6	9,9	11,9	4,3
Verlustenergie ⁵	333	103,2	83,3	113,2	30,0

Gesamtkosten nach (BNetzA/ BKartA 2014), Verteilung der Kosten auf die Regelzonen nach (Hinz et al. 2014).
Dort genutzte Verteilschlüssel:

- 1 Mengenangaben BNetzA Monitoringbericht 2013
- 2 EEG-Einspeisemengen laut EEG-Jahresabrechnung 2012
- 3 Kontrahierte Leistung pro Regelzone, Mittelwert 12/13
- 4 Letztverbrauch laut EEG-Jahresabrechnung 2012
- 5 Netzverluste lt. Betreiberseiten

Für einen Ausgleich zwischen den Regelzonen haben wir die spezifischen Kosten auf Basis der Entnahmemenge berechnet und diese einheitlichen Sätze in jeder Regelzone angewandt. Daraus ergibt sich eine neue Kostenverteilung

Tabelle 9: Ausgewählte Kostenpositionen und Verteilung nach Regelzonen bei Verteilung anhand der Entnahmemenge

	Total 2013 [Mio. EUR]	50Hertz	Tennet	Amprion	TransnetBW
Regelenergie	594				
Redispatch ¹	132,6	27,1	40,3	48,0	17,1
Einsenkung EEG-Anlagen ²	43,7	8,9	13,3	15,8	5,6
Reservekraftwerke ³	41	8,4	12,5	14,9	5,3
Blindleistung ⁴	33	6,8	10,0	12,0	4,3
Verlustenergie ⁵	333	68,2	101,2	120,6	43,0
	TWh (2012)				
Entnahmemenge (TWh)	477,3	97,7	145	172,9	61,7

Gesamtkosten nach (BNetzA/ BKartA 2014), Verteilung der Kosten auf die Regelzonen auf Basis spezifischer Werte je TWh Entnahme.

Um den Effekt eines solchen Belastungsausgleichs auf die Netzentgelte abschätzen zu können, sind Informationen darüber erforderlich, welchen Anteil die jeweiligen Kostenpositionen an den gesamten Kosten des jeweiligen Netzes haben. Als Näherungsansatz für die Kosten wurden hierfür die Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber aus Netzentgelten auf Basis der Jahresberichte angesetzt und die jeweiligen Kostenpositionen ins Verhältnis gesetzt. Daraus ergibt sich eine potenzielle Senkung von -

15% in der Regelzone von 50Hertz und eine Steigerung in den Zonen von Amprion und Transnet BW von 5%. Der dominierende Effekt ist der hohe Redispatchbedarf bei 50Hertz.

Einheitliche Verteilnetzentgelte

Der Effekt einer Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte kann näherungsweise über einen Vergleich der derzeitigen Entgelte in den einzelnen Netzgebieten mit dem bundesweiten gewichteten Durchschnitt erfolgen. In einer Stellungnahme für den Landtag Mecklenburg-Vorpommern hat die Bundesnetzagentur eine solche Gegenüberstellung vorgenommen (siehe Tabelle 10). Die Umverteilung bewegt sich von +1,42 ct/kWh (Bremen) bis zu -2,1 ct/kWh (Brandenburg) und ist mit +27% bis -25% erheblich.

Tabelle 10: Durchschnittsentgelte für Haushalte mit einem Strombezug von 3.500 kWh/a*

Bundesland	Durchschnittsentgelt 2013 [ct/kWh]	Abweichung des Durchschnittsentgeltes vom Bundesschnitt gemäß Monitoring [ct/kWh]
Bremen	5,1	1,42
Berlin	5,75	0,77
Hamburg	6,07	0,45
Niedersachsen	6,5	0,02
Schleswig-Holstein	6,73	-0,21
Thüringen	7,4	-0,88
Mecklenburg-Vorpommern	8,33	-1,81
Brandenburg	8,62	-2,1
Bundesschnitt gemäß Monitoring	6,52	

*Quelle: BNetzA 2014, S. 13 Nach Jahresarbeit gewichtete Durchschnittsentgelte für die Beispielfälle von 3.500 kWh Jahresarbeit dargestellt. Bei Netzbetreibern die landesgrenzenüberschreitende Netze betreiben, wurde die zur Gewichtung benötigte Jahresarbeit mit dem Anteil der im Bundesland versorgten Fläche zur Gesamtfläche des Netzbetreibers bewertet.

5.3.1.4 Anpassungsvorschlag

Einheitliche Übertragungsnetzentgelte werden empfohlen

Die Übertragungsnetze sind für alle Netznutzer gleichermaßen notwendig. Eine Abgrenzung energiebedingter Kosten ist nicht sinnvoll möglich, da das gesamte System zusammenwirkt. Eine verursachungsgerechte Zuordnung erscheint daher problematisch. Auch die regional unterschiedlich anfallenden Kosten für Systemdienstleistungen, Redispatch und Ausbau sollten daher solidarisch getragen werden. Im Prinzip wäre ein einheitlicher Netzbetreiber für Deutschland denkbar. Eine solche Option wurde in der Vergangenheit bereits diskutiert, jedoch nicht weiter verfolgt. Eine Vereinheitlichung der Entgelte erscheint sinnvoll. Als Startpunkt könnte zunächst ein Ausgleich der Belastungen kostenseitig erfolgen, d.h. die anfallenden Kosten würden summiert und auf Basis eines Verteilungsschlüssel z.B. der Entnahme durch Letzverbraucher im Gebiet des Übertragungsnetzbetreibers, zwischen den ÜNB aufgeteilt.

Das Weißbuch Strommarktdesign beinhaltet unter Maßnahme 9 (Netzentgeltsystematik weiterentwickeln), die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte (BMWi 2015a).

Abgrenzung energiewendebedingter Kosten in Verteilnetzen sollte geprüft werden

Auf Ebene der Verteilnetze kann u.U. ein Teil der energiewendebedingten Kosten abgegrenzt werden, da im Antrag für Investitionsmaßnahmen und Erweiterungsfaktor detaillierte Begründungen für die Notwendigkeit angegeben werden müssen. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist es jedoch nicht möglich aus diesen Angaben abzuleiten, welche Kosten energiewendebedingt sind und welche nicht. Dies liegt daran, dass Investitionsmaßnahmen häufig als Pakete realisiert werden. Der Erweiterungsfaktor stellt auf Strukturparameter ab und ist nicht geeignet, um die tatsächlichen Kosten abzugrenzen.

Dennoch sollte weiter geprüft werden, ob für einzelne Kostenpositionen, die durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bedingt sind, eine Abgrenzung stattfinden kann. Die entsprechenden Kosten sollten dann auf alle Endkunden gewälzt werden. Dies ist einem Belastungsausgleich zwischen den Netzbetreibern vorzuziehen, da ein entsprechender Mechanismus bei >800 Netzbetreibern sehr komplex würde. Eine Umlage ist einfacher, transparenter und kann sich an zahlreichen Beispielen (bspw. der KWK-Umlage) orientieren. Es sollte überdacht werden, ob eine entsprechende Umlage mit anderen Umlagen bspw. Offshorehaftungsumlage zu einer „Energiewendeumlage“ zusammengefasst werden kann. Dies birgt auf der einen Seite die Gefahr die Transparenz zu verringern, da verschiedenen Aspekte in einer Umlage gebündelt werden. Auf der anderen Seite, könnte eine solche Umlage die Transparenz hinsichtlich der Kosten der „Energiewende“ aber auch erhöhen, wenn es gelingt die relevanten Positionen zu erfassen. Die Aufschlüsselung der Zusammensetzung könnte dann ergänzend zur Umlage dargestellt werden.

Bei einer Abgrenzung und Wälzung der energiewendebedingten Kosten würde das sonstige System der Verteilnetzentgelte unverändert bleiben. Ein Teil der Netzentgelte bleibt also verteilnetzspezifisch. Dies schafft einen Anreiz für Netzbetreiber, im eigenen Netzgebiet effizient zu sein und dadurch niedrigere Netzentgelte und möglicherweise eine höhere Kundenbindung zu erzielen. Dies betrifft voraussichtlich Stadtwerke, bei denen noch eine enge Verbindung zum Gebiet und den versorgten Kunden sowie ggf. dem angeschlossenen Versorger besteht. Dieser Anreiz verschwände bei der Vereinheitlichung der Entgelte, da es dann keinen unmittelbaren Zusammenhang zwischen dem Netzbetreiber im eigenen Gebiet und den Entgelten gäbe. Auch die Regulierung inklusive Kostenprüfung, Effizienz- sowie Qualitätsanreizen bliebe erhalten.

Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte Endkundenseitig unter Beibehaltung der jetzigen Regulierung

Falls eine Abgrenzung nicht darstellbar ist oder eine Vereinheitlichung der gesamten Entgelte bevorzugt wird, sollte die Umsetzung wie oben beschrieben entgeltseitig erfolgen. Auch in diesem Fall würden die Netzbetreiber wie bisher reguliert, so dass Effizienz- und Qualitätsanreize erhalten bleiben. Allerdings senkt eine Vereinheitlichung möglicherweise den Anreiz der Netzbetreiber für niedrige Netzentgelte im eigenen Netzgebiet zu sorgen (s.o.). Weiterhin gibt es möglicherweise verstärkte free-riding Anreize der Landesregulierungsbehörden: über eine weniger strikte Kostenprüfung der Netzbetreiber in ihrer Zuständigkeit könnten sie diesen großzügigere Erlösobergrenzen zugestehen. 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 erscheint jedoch unrealistisch.

5.3.2 Rechtliche Bewertung der Einführung bundesweit einheitlicher Netzentgelte

5.3.2.1 Rechtlicher Status quo des Netzentgeltsystems: individuelle Entgelthöhe

Die Netzentgelte unterscheiden sich von den übrigen staatlich geprägten Strompreisbestandteilen (Stromsteuer, KWK-Umlage etc.) insbesondere dadurch, dass sie im Grundsatz in einem unmittelbaren zivilrechtlichen Leistungs-Gegenleistungs-Verhältnis stehen.⁴⁹ Der Netzbetreiber ist für Erhaltung und Ausbau der Netze sowie für das Anbieten von Systemdienstleistungen zuständig, was Kosten verursacht; der Netznutzer zahlt hierfür ein entsprechendes Entgelt. Dieses rechtliche Grundgerüst wird durch die staatlichen Regulierungsmaßnahmen (Entgelt- und Anreizregulierung, Ausbaupflichten usw.) nicht in Frage gestellt. Die Regulierung der Netzentgelte erfüllt nur den Zweck, den natürlichen Monopolcharakter der Stromnetze aufzubrechen und allen Erzeugern, Verbrauchern, Lieferanten sowie vor- und nachgelagerten Netzbetreibern über ihren bloßen Netzzugangsanspruch hinaus auch angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Entgelte zu gewährleisten (§ 21 Abs. 1 EnWG).⁵⁰ Dies ändert nichts daran, dass die Netzentgelte im Grundsatz das zivilrechtliche Gegenstück zur erbrachten Leistung des jeweiligen Netzbetreibers sind. Vor 2005 waren die Netzentgelte sogar noch ausschließlich durch die rechtlich unverbindlichen Verbändevereinbarungen geprägt.⁵¹

Vor diesem Hintergrund erscheint es zunächst grundsätzlich folgerichtig, dass die Netzentgelte jedes Netzbetreibers eine individuelle Höhe aufweisen. Grundlage für die Netzentgelte sind zunächst immer die Kosten des jeweiligen Netzbetreibers, die auf die Netznutzer als „Kunden“ umgelegt werden sollen. Im Bundesvergleich schwanken die Entgelte daher zwischen etwa 5,1 und 8,6 Cent/kWh (siehe Abschnitt 5.3.1.3 Tabelle 10).⁵² Dabei kann sich ein Netznutzer zwar seinen Stromlieferanten aussuchen, nicht aber seinen Netzbetreiber.

5.3.2.2 Gewälzte Bestandteile des Strompreises

Die Durchführung eines bundesweiten Belastungsausgleichs mit der Folge einer überall gleichen Kostenbelastung ist im deutschen Netzentgeltsystem keine Seltenheit, beschränkt sich jedoch bislang auf ganz bestimmte, über das Netzentgeltsystem gewälzte Kosten. So gibt es einen solchen Ausgleich bei der KWK-Umlage, der Offshore-Haftungsumlage, der StromNEV-Umlage und der AbLaV-Umlage. Auch die Anbindungskosten für Offshore-Windkraftanlagen werden zunächst unter den Übertragungsnetzbetreibern ausgeglichen und sodann Bestandteil der Netzkosten der ÜNB (§ 17d Abs. 7 EnWG).⁵³ Damit sind nicht nur die anbindungsverpflichteten Küsten-ÜNB in die Offshore-Kosten involviert, sondern es erfolgt eine gleichmäßige Verteilung auf die vier deutschen ÜNB.⁵⁴ Zudem werden die Gesamtkosten für Erdkabel nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) anteilig auf alle ÜNB umgelegt (§ 2 Abs. 4 EnLAG).

⁴⁹ Dies war auch bereits bei den vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen so der Fall.

⁵⁰ Vgl. C. Koenig/J. Kühling/W. Rasbach, *Energierrecht*, 3. Aufl. 2013, S. 113; vgl. auch C. Lismann, *Einführung in das Regulierungsrecht der Netzwirtschaften am Beispiel der energiewirtschaftsrechtlichen Anreizregulierungsverordnung*, NVwZ 2014, S. 691 ff.

⁵¹ Vgl. C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), *Recht der Energiewirtschaft*, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 230 ff.

⁵² Für einen Beispielhaushalt mit einer Abnahme von 3500 kWh/a, Basis 2013.

⁵³ BT-Drs. 17/10754, S. 25.

⁵⁴ G. von Daniels/M. Uibeleisen, in: F.J. Säcker (Hrsg.), *Energierrecht*, Band 1 (Halbband 1), 3. Aufl. 2014, § 17d EnWG Rn. 18.

Nicht ausgeglichen werden demgegenüber die Konzessionsabgaben für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege, die Einspeisemanagement-Kosten nach § 15 EEG 2014 sowie die Kosten nach §§ 10 Abs. 1⁵⁵ und 22 Abs. 1 SysStabV (Nachrüstung von EE- und KWK-Anlagen aus Frequenzschutzgründen). Auch die Kosten für Redispatching sowie für vermiedene Netzentgelte nach § 18 StromNEV unterliegen keinem bundesweiten Ausgleich.

Der Belastungsausgleich nach § 9 KWKG als Vorbild?

Eine generelle Blaupause für einen bundesweiten Belastungsausgleich könnte § 9 KWKG bilden. Hiernach können Netzbetreiber, die im Kalenderjahr KWK-Zuschläge (vgl. § 4 Abs. 3 KWKG) zu leisten haben, von den vorgelagerten ÜNB – direkt, ohne Zwischenschaltung der vorgelagerten Netzbetreiber – finanziellen Ausgleich hierfür verlangen. Die vier ÜNB wiederum gleichen den unterschiedlichen Umfang ihrer eigenen geleisteten KWK-Zuschläge sowie der Ausgleichszahlungen an die nachgelagerten Netzbetreiber horizontal „nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ihres Übertragungsnetzes an Letztverbraucher [...] gelieferten Strommengen“ untereinander durch finanzielle Verrechnung aus (§ 9 Abs. 3 S. 1 KWKG). Die einzelnen ÜNB haben dabei einen Anspruch auf Belastungsausgleich, bis alle ÜNB eine Belastung tragen, die dem Durchschnittswert für jede Letztverbrauchergruppe entspricht. Ungleiche Belastungen aufgrund regional unterschiedlich hoher KWK-Einspeisung sowie unterschiedlichen Letztverbraucherstrukturen⁵⁶ werden auf diese Weise ausgeglichen und damit bewältigt.⁵⁷

Die ÜNB haben dann gegen die ihnen unmittelbar bzw. mittelbar nachgelagerten Netzbetreiber einen Anspruch auf vertikalen Belastungsausgleich. Im Ergebnis tragen alle Netzbetreiber die gleichen Belastungen (§ 9 Abs. 4 KWKG). Nach § 9 Abs. 7 KWKG können die Netzbetreiber schließlich die aus dem Umlagesystem resultierenden Zahlungen als Bestandteil des Netznutzungsentgelts gegenüber den Letztverbrauchern in Ansatz bringen.⁵⁸ Werden Netzentgelte nicht gesondert in Rechnung gestellt (insbesondere, wenn kein gesonderter Netznutzungsvertrag geschlossen wird), kann die KWK-Umlage auch beim Gesamtpreis für den Strombezug in Ansatz gebracht werden (§ 9 Abs. 7 S. 6 KWKG).

Der KWK-Ausgleich erfolgt also in vier Stufen⁵⁹: die Netzbetreiber geben ihre Kosten für KWK-Zuschläge an die vorgelagerten ÜNB weiter (erste Stufe), die ÜNB gleichen die unterschiedliche Belastungshöhe untereinander aus (zweite Stufe) und verteilen die Kosten dann wiederum gleichmäßig an die nachgelagerten Netzbetreiber (dritte Stufe). Diese können schließlich die ausgeglichenen Kosten auf die Letztverbraucher umlegen (vierte Stufe). Sämtliche Stufen wurden als zivilrechtliche Ansprüche zwischen den Beteiligten ausgestaltet; staatliche Stellen sind nicht beteiligt.

Andere netzentgeltbezogene Strompreisbestandteile übernehmen die Vorgehensweise des KWK-Belastungsausgleichs und verweisen auf die Systematik des § 9 KWKG. Im Einzelnen sind dies die Offshore-Haftungsumlage (§ 17f Abs. 1 S. 3 EnWG), die StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 15 Hs. 2 StromNEV) und die AbLaV-Umlage (§ 18 Abs. 1 S. 1 Hs. 2 AbLaV). Bei den Offshore-Ausbaukosten und bei

⁵⁵ Soweit sie über die Netzentgelte und nicht über die EEG-Umlage geltend gemacht werden (zu 50 Prozent).

⁵⁶ Letztverbraucher nach § 9 Abs. 7 S. 2 KWKG (Großverbraucher mit mehr als 100.000 kWh Stromverbrauch), nach § 9 Abs. 7 S. 3 KWKG (Unternehmen des Produzierenden Gewerbes mit mehr als 100.000 kWh Stromverbrauch) und alle übrigen Letztverbraucher, die nicht von einer Umlagedeckelung profitieren.

⁵⁷ BR-Drs. 14/7024, S. 14.

⁵⁸ BR-Drs. 14/7024, S. 14.

⁵⁹ A. Topp, in: F.J. Säcker (Hrsg.), Energierecht, Band 2, 3. Aufl. 2014, § 9 KWKG Rn. 2.

den Gesamtkosten für Erdkabel nach EnLAG erfolgt nur ein Verweis auf § 9 Abs. 3 KWKG (§ 17d Abs. 4 S. 1 Hs. 2 EnWG bzw. § 2 Abs. 4 S. 5 EnLAG). Der Ausgleich erfolgt hier nur zwischen den ÜNB.

Die fehlende individuelle Kostenbeeinflussbarkeit als Begründungsansatz eines bundesweiten Ausgleichs?

Der Gesetzgeber begründet einen bundesweiten Ausgleich bei den verschiedenen Kostenpunkten nicht ausdrücklich. Es könnte hier – neben dem Gedanken der Erfüllung gesamtgesellschaftlicher Ziele (z.B. Integration EE) – vor allem der übergreifende Gesichtspunkt der „individuellen Beeinflussbarkeit bestimmter Kosten“⁶⁰ für die betroffenen Netzbetreiber maßgeblich sein. Insbesondere soweit gesetzgeberische (regulierungsrechtliche) Festlegungen die Handlungen der Netzbetreiber weitgehend determinieren, könnte einiges dafür sprechen, bei solchen Kostenpunkten einen bundesweiten Belastungsausgleich durchzuführen. In diesen Fällen sind die Kostenbeeinflussungsmöglichkeiten für den Netzbetreiber eingeschränkt oder gar nicht vorhanden.

Deutlich wird dies zunächst bei der KWK-Umlage: Ein Netzbetreiber kann nicht beeinflussen, wie viele KWK-Anlagen sich in seinem Netzgebiet befinden und wie hoch dementsprechend seine Kosten für die zu leistenden KWK-Zuschläge ausfallen. Er kann auch nicht darauf einwirken, wie viele der belieferten Letztverbraucher nach § 9 Abs. 7 S. 2 und 3 KWKG von Privilegierungen (Deckelungsregelungen) profitieren. Der Gesetzgeber hat dennoch entschieden, dass die Netzbetreiber KWK-Zuschläge zu leisten und die Deckelungsregelungen anzuwenden haben. Die bundesweite Wälzung der KWK-Kosten – und damit eine gleichmäßige Verteilung unter den Netzbetreibern bzw. im Ergebnis den Letztverbrauchern – erscheint daher nachvollziehbar.

Gleiches gilt für die Wälzung bei der StromNEV-Umlage und der AbLaV-Umlage. Der Netzbetreiber kann nicht beeinflussen, wie viele Letztverbraucher in seinem Netzgebiet von einer der gesetzlich definierten Netzentgeltreduzierungen nach § 19 Abs. 2 S. 1 bzw. S. 2-4 StromNEV profitieren und damit Mindereinnahmen bewirken⁶¹. Die bundesweit einheitliche StromNEV-Umlage führt deshalb zu einer Gleichbehandlung aller Netzbetreiber. Und auch die Kosten aufgrund von Zahlungen und Aufwendungen nach der AbLaV (insbesondere zur Vergütung der erworbenen Abschaltleistung), die nach § 18 AbLaV bundesweit gewälzt werden, sind durch die ÜNB, die zur Ausschreibung und Angebotsannahme⁶² verpflichtet sind, nicht individuell beeinflussbar.

Weiterhin könnte die Systematik der bundesweit gewälzten Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG) hierfür sprechen. Zwar betrifft diese Umlage den Ausgleich für Entschädigungszahlungen bei Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Anlagen nach § 17e EnWG und damit im Grundsatz einen Kostenaspekt, der beeinflussbar erscheint. Allerdings sind derartige Störungs- oder Verzögerungssituationen nicht zwangsläufig dem anbindungsverpflichteten ÜNB anzulasten. Gleichzeitig ist die Entschädigung nach § 17e EnWG zwar verschuldensunabhängig, unterscheidet also nicht danach, ob eine Verantwortlichkeit vorliegt oder nicht. Bei der Durchführung des Belastungsausgleichs wird jedoch gem. § 17f Abs. 2 EnWG differenziert zwischen vorsätzlichem, fahrlässigem und schuldlosem Erzeugen von Haftungsfällen nach § 17e EnWG. Bei Vorsatz dürfen die Kosten nicht in den Belastungsausgleich eingestellt werden und bei Fahrlässigkeit ist zumindest ein Eigenanteil

⁶⁰ Vergleiche auch den Begriff der „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile“ im Sinne der Anreizregulierung (§ 11 ARegVO). In § 11 Abs. 2 ARegVO aufgeführte Kostenanteile erhöhen die Erlösobergrenze und unterliegen nicht dem Effizienzvergleich.

⁶¹ Allerdings kommt dem jeweiligen Netzbetreiber das diesbezügliche netzdienliche Verhalten der Netznutzer zugute.

⁶² Bis zu einer Gesamtabchaltleistung von 3.000 MW, § 1 AbLaV.

durch den betroffenen ÜNB alleine zu tragen. Zudem sind alle möglichen und zumutbaren Schadensminderungsmaßnahmen zu ergreifen (§ 17f Abs. 3 S. 4 EnWG). Vollständig ausgeglichen werden also nur Haftungskosten, die der ÜNB letztlich nicht beeinflussen konnte. Unter den ÜNB wird zudem der unterschiedliche Umfang der Kosten für die Errichtung und den Betrieb von Anbindungsleitungen für Offshore-Windkraftanlagen untereinander ausgeglichen (§ 17d Abs. 7 EnWG). Auch dies erscheint nachvollziehbar, da an sich nur diejenigen ÜNB, deren Regelzone an die Ost- bzw. Nordsee grenzt, von solchen Kosten betroffen sind, ohne dass sie dies individuell beeinflussen können.

Vor diesem Hintergrund stellt sich daher auch die weitergehende Frage, ob nicht weitere Kostenbestandteile künftig bundesweit ausgeglichen werden könnten (z.B. Einspeisemanagement-Kosten, Redispatch-Kosten und Kosten für vermiedene Netznutzungsentgelte).

Die Konzessionsabgabe zählt dagegen zu den Strompreisbestandteilen, die nicht bundesweit einheitlich gewälzt werden.⁶³ Die Höhe der Konzessionsabgaben könnte – in den rechtlichen Grenzen der Konzessionsabgabenverordnung⁶⁴ – letztlich zu einem gewissen Grad auch das Verhandlungsgeschick der Netzbetreiber⁶⁵ abbilden, soweit es um die Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Energieleitungen geht (§ 48 Abs. 1 EnWG). Die Betroffenen können die Entgelthöhe beeinflussen, so dass sich hier eine bundesweite Vergleichmäßigung daher weniger anbietet.

Insgesamt erscheint es für die hier diskutierte Fragestellung, ob eine bundesweite Wälzung der Netzentgelte energiewirtschaftlich angezeigt und rechtlich umsetzbar ist, angesichts der bereits bestehenden Ausgleichsmechanismen im Netzentgeltsystem sinnvoll, den Gedanken der fehlenden individuellen Kostenbeeinflussbarkeit in den Mittelpunkt der Diskussion zu stellen. Teile der Netzkosten bzw. über die Netzentgelte gewälzte Kosten sind für den Netzbetreiber unbeeinflussbar, insbesondere wenn sie staatlicherseits weitgehend vorgegeben sind (etwa „energiewendebedingter“ Netzausbau) oder sich als Folge staatlicher Regulierungstätigkeit darstellen (etwa „energiewendebedingt“ zunehmende Erforderlichkeit zur Durchführung von Redispatch-Maßnahmen). Allerdings könnte dies zum Teil schwierige Abgrenzungsfragen im Hinblick auf die Beeinflussbarkeit einer Kostenposition aufwerfen.⁶⁶ Gleiches gilt etwa für die Definition „energiewendebedingter“ Kosten oder solcher von „gesamtgemeinschaftlichem Interesse“.⁶⁷ Das EnWG zielt in diesem Zusammenhang jedenfalls bislang nur auf Kosten, die „zuordenbar durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden“⁶⁸ und daher in Zukunft bundesweit umgelegt werden könnten (siehe sogleich). Allein dies dürfte jedoch schon zu erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten führen.

⁶³ Allerdings gelten die Kosten aus der Konzessionsabgabe als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne der Anreizregulierung (§ 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV).

⁶⁴ § 2 KAV regelt bspw. die Bemessung und zulässige Höhe der Konzessionsabgaben.

⁶⁵ In § 48 Abs. 1 EnWG ist von „Energieversorgungsunternehmen“ die Rede, was sowohl Stromlieferanten als auch Netzbetreiber umfasst (§ 3 Nr. 18 EnWG).

⁶⁶ Vgl. auch schon D. Fouquet u.a., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 288: „Dabei kann die Abgrenzung, wann eine Netzausbaumaßnahme der Integration von Erneuerbare-Energien-Anlagen iSv § 23 Abs. 1 Nr. 2 ARegV dient, schwierig sein.“

⁶⁷ So in Formulierung zu § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG in BT-Drs. 17/6365, S. 33.

⁶⁸ Hervorhebung durch den Verfasser.

5.3.2.3 Rechtliche Umsetzbarkeit eines bundesweiten Netzentgeltausgleichs

Rechtsgrundlage im EnWG

Seit 2011 enthält das EnWG⁶⁹ in § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG eine Ermächtigungsgrundlage für die Bundesregierung (mit Zustimmung des Bundesrates), in einer Rechtsverordnung zu regeln, dass im Rahmen der Regelungen zur Netzentgeltermittlung eine bundesweite Umlage insbesondere der Netzintegrationskosten bei dezentralen EE-Anlagen eingeführt wird. Hiervon wurde bislang kein Gebrauch gemacht. Der Wortlaut der Norm lautet:

*„Insbesondere können durch Rechtsverordnungen nach Satz 1 [...] Regelungen zur Ermittlung der Entgelte für den Netzzugang getroffen werden, **wobei vorgesehen werden kann, dass insbesondere Kosten des Netzbetriebs, die zuordenbar durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden, bundesweit umgelegt werden können** (...).“*⁷⁰

Dieser Passus wurde aufgrund einer Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses in das Gesetz aufgenommen.⁷¹ Als Begründung für diese nachträgliche Ergänzung von § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG wird Folgendes angegeben⁷²:

*„Die zunehmende Integration von Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen kann zu regional unterschiedlich hohen Kosten führen. Der Umbau der Energieversorgung hin zu mehr erneuerbaren Energiequellen ist **jedoch im gesamtgesellschaftlichen Interesse und Vorteil**. Vor diesem Hintergrund wird in der Verordnungsermächtigung in § 24 Satz 2 Nummer 4 die Möglichkeit geschaffen, Regelungen zu schaffen, die eine bundesweite Umlage dieser Netzintegrationskosten ermöglichen.“*⁷³

Der Gesetzgeber hat also durch die Verordnungsermächtigung in § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG bereits eine Möglichkeit geschaffen, zumindest diejenigen Netzkosten, die durch die Integration von EE-Anlagen in das Stromnetz hervorgerufen werden, einer bundesweiten Wälzung zu unterziehen. Hierbei handelt es sich um Kosten, die im Ergebnis auf der Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien (§§ 19 ff. EEG 2014) sowie der Netzausbaupflicht nach § 12 EEG 2014 (zur Kostentragung durch den Netzbetreiber: § 17 EEG 2014) und damit überwiegend auf staatlicher Veranlassung beruhen.

Es handelt sich damit weniger um „klassische“ Netzkosten, also Kosten, die zur Wartung und Instandhaltung der Stromnetze erforderlich sind, sondern um Folgekosten der „energiewendebedingten“ Regulierung. Für die Netzbetreiber sind solche Kosten nicht individuell beeinflussbar – inwiefern in ihrer jeweiligen Region in gesteigertem Maße diesbezügliche Investitionen in die Netze erforderlich sind, ist ihrer Einflussphäre weitgehend entzogen. Da sich der Zubau von EE-Anlagen, insbesondere Windkraft- und PV-Anlagen, nicht gleichmäßig auf das gesamte Bundesgebiet verteilt, entstehen notwendigerweise Belastungsunterschiede, die folglich durch eine „EE-Netzintegrationskosten-Umlage“ (oder einer allgemeinen „Energiewende-Umlage“, vgl.o.) – ggf. strukturell orientiert am

⁶⁹ BGBl. 2011 I, S. 1554 ff.

⁷⁰ Hervorhebung durch den Verfasser.

⁷¹ BT-Drs. 17/6365, S. 10 f.

⁷² BT-Drs. 17/6365, S. 33.

⁷³ Hervorhebung durch den Verfasser.

Mechanismus von § 9 KWKG – bundesweit ausgeglichen werden könnten. Für den Bereich der Offshore-Windkraft hat der Gesetzgeber insofern bereits reagiert und in § 17d Abs. 7 EnWG einen Kostenausgleich unter den ÜNB eingeführt. Möglicherweise könnten dabei neben zusätzlichen Netzausbaukosten auch bestimmte Redispatch-Kosten umgelegt werden. Dies könnte jedenfalls insoweit gelten, als aufgrund von Veränderungen in der Erzeugungsstruktur – etwa Stromüberschüsse in Norddeutschland und gleichzeitige Versorgungsengpässe in Süddeutschland, die aufgrund von Netzengpässen nicht in Ausgleich gebracht werden können – zusätzliche Redispatch-Maßnahmen erforderlich werden.

Für einen vollständigen Ausgleich der gesamten Netzkosten existiert dagegen derzeit keine Verordnungsermächtigung. Der Gesetzgeber könnte eine solche jedoch entweder schaffen oder direkt selbst regulatorisch tätig werden. In jedem Fall müssten dabei aber mögliche Rückwirkungen auf die Systematik der Anreizregulierung beachtet werden. Hier wären daher unter Umständen umfangreiche gesetzliche Folgeanpassungen erforderlich.

Verfassungs- und europarechtliche Anforderungen

Bei der rechtlichen Umsetzung einer bundesweiten Wälzung der Netzentgelte sind die allgemeinen verfassungs- und europarechtlichen Vorgaben zu beachten, wobei eine abschließende rechtliche Bewertung maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung abhängen wird. Vor allem dürfte dabei zwischen einer vollständigen Vergleichmäßigung einerseits (bundeseinheitliche Netzentgelte/bundeseinheitliches Preisblatt) und einer lediglich teilweisen, auf bestimmte Kostenbestandteile begrenzten Vergleichmäßigung andererseits zu differenzieren sein. Im letzteren Fall ginge es also nur um eine horizontale Wälzung bestimmter Kostenbestandteile. Eine weitere Frage könnte sein, ob die Vergleichmäßigung nur die letzte Stufe – also die Letztverbraucher – betreffen soll oder bereits die Netzbetreiber-Ebene.⁷⁴ Im Übrigen könnten die Wälzungsfragen auch an einer bestimmten Netzebene festmachen, so dass etwa auch eine (bloße) Vereinheitlichung der Übertragungs-Netzentgelte in den Blick genommen werden kann.

Verfassungsrecht

Für die Grundrechtsprüfung sind insbesondere Art. 2 Abs. 1 (allgemeine Handlungsfreiheit), Art. 3 Abs. 1 (Gleichheitsgrundsatz) und Art. 12 Abs. 1 GG (Berufsfreiheit) relevant. Mögliche Eingriffe in Grundrechte sind nicht per se unzulässig, sie müssen sich jedoch verfassungsrechtliche Rechtfertigungen lassen. Dies beinhaltet in erster Linie eine Prüfung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes.

Die Einführung einer Vergleichmäßigungsregelung betrifft zuvorders die Berufsfreiheit der Netzbetreiber. Die Festlegung von individuellen Netztarifen ist Teil der von Art. 12 Abs. 1 GG geschützten Preisbildungsfreiheit als wesentliches Element der Berufsausübungsfreiheit.⁷⁵ Eine Rechtfertigung im Rahmen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes setzt voraus, dass die Einführung einer Kostenwälzung einen legitimen Zweck verfolgt und hierzu geeignet, erforderlich und angemessen ist.⁷⁶

⁷⁴ Vgl. F. Hinz/D. Iglhaut/T. Frevel/D. Möst, Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland, 2014, S. 43 f., die die Zwischenschaltung eines Fonds vorschlagen; einheitliche Netzentgelte soll es dabei erst auf Letztverbraucherebene geben.

⁷⁵ Vgl. allg. BVerfGE 114, 196, 244; 126, 112, 139; H. P. Ipsen, Kartellrechtliche Preiskontrolle als Verfassungsfragen, 1976, S. 79 ff.; J. Wieland, in: H. Dreier (Hrsg.), Grundgesetz Kommentar, Band I, 3. Aufl. 2013, Art. 12 Rn. 53.

⁷⁶ H.D. Jarass, in H.D. Jarass/B. Pieroth, Grundgesetz, 13. Aufl. 2014, Art. 12 Rn. 40 ff.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine Rechtfertigung von diesbezüglichen Eingriffen in Art. 12 Abs. 1 GG grundsätzlich möglich. Die Schaffung einer bundesweit möglichst gleichmäßigen Lastenverteilung und der Abbau regionaler Unterschiede in der Netzentgelthöhe stellen legitime Zwecke im Sinne des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes dar. Die Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse in der Bundesrepublik hat sogar Verfassungsrang (vgl. Art. 72 Abs. 2 GG). Im Hinblick auf die Erforderlichkeit, also das Vorhandensein milderer, gleich effektiver Mittel sollte dabei aber darauf geachtet werden, dass es zu keiner direkten Verlagerung von fremden Kostenrisiken unter den Netzbetreibern kommt, insbesondere bei beeinflussbaren Kostenanteilen. Ein Ausgleichsmechanismus, der die individuelle Kostenlast der Netzbetreiber unberührt lässt und insofern weitgehend auf dem bestehenden Netzentgeltregulierungssystem aufbaut, erscheint daher vorzugswürdig gegenüber einer direkten Kostenverlagerung bereits auf Netzbetreiberebene. Ersteres dürfte insofern ein ebenso wirksames, aber milderes Mittel zur Erreichung einer möglichst weitgehenden Belastungsgleichheit darstellen, wenngleich es auch hier zu gewissen, zeitweisen Risikoverlagerungen kommen kann, was insbesondere für Netzbetreiber gelten dürfte, die eigentlich ein individuell höheres Netzentgelt hätten als das bundeseinheitliche.

Weiterhin wäre zu berücksichtigen, ob eine Vereinheitlichung hinsichtlich sämtlicher Kostenbestandteile erforderlich und angemessen ist oder ob eine Wälzung bloß bestimmter Kostenbestandteile vorzuziehen wäre. Die Einführung einer Wälzung von Kostenpositionen, die aufgrund staatlicher Regulierung für die Netzbetreiber individuell kaum oder gar nicht beeinflussbar sind, erscheint jedenfalls rechtlich gut begründbar (vgl.o.). Dies dürfte insbesondere die in § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG angesprochenen Kosten des Netzbetriebs umfassen, die *„zuordenbar durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden.“* Denkbar ist insoweit die Einführung einer „EE-Netzintegrationskosten-Umlage“ oder „Energiewende-Umlage“. Allerdings setzt dies voraus, dass sich durch staatliche Regulierung überformte oder „energiewendebedingte“ Kosten einerseits und individuell beeinflussbare oder „nicht-energiewendebedingte“ Kosten andererseits hinreichend trennen lassen. Die Abgrenzung, wann etwa Netzausbaumaßnahmen speziell der Integration von EE-Anlagen dienen, kann freilich im Einzelfall schwierig sein.⁷⁷

Letztlich erscheint zwar auch die Einführung eines gänzlich einheitlichen Netzentgelts rechtlich nicht unmöglich, hinge jedoch noch von vielen Einzelfragen und der konkreten Ausgestaltung ab (z.B. Vereinheitlichung netzbetreiber-/netznutzerseitig, Umsetzung über Fonds-Modelle). Insbesondere wäre bei „nicht-energiewendebedingten“ Kosten eine anders gelagerte Begründung erforderlich (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.

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. Hier könnte etwa argumentiert werden, dass die Übertragungsnetze aufgrund ihrer Struktur als bundesweite „Strom-Autobahnen“ für alle Netznutzer gleichermaßen bedeutsam sind und somit eine ÜNB-gebietsspezifische Zurechnung von Kostenbestandteilen künstlich erscheint.

Europarecht und Finanzverfassungsrecht

⁷⁷ D. Fouquet u.a., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 288.

Auf der Ebene des EU-Sekundärrechts dürften keine Probleme entstehen, da etwa die StromhandelZVO (VO (EG) Nr. 714/2009) einer Vereinheitlichung der Netzentgelte für die Verbraucher nicht entgegensteht. In Art. 18 Abs. 2 S. 3 StromhandelZVO heißt es wörtlich:

„Eine Harmonisierung hindert die Mitgliedstaaten nicht daran, bestimmte Mechanismen anzuwenden, um sicherzustellen, dass die von den Verbrauchern (Last) zu tragenden Netzzugangsentgelte in ihrem gesamten Hoheitsgebiet vergleichbar sind.“

Allerdings sind die Vorgaben des EU-Beihilferechts (Art. 107 ff. AEUV) sowie des (deutschen) Finanzverfassungsrechts (Art. 104a ff. GG) zu beachten, insbesondere soweit zur Umsetzung eines Modells, bei dem erst auf Letztverbraucherbene eine Netzentgeltvereinheitlichung erfolgt, auf eine Fonds-Lösung abgestellt wird.⁷⁸ Bei der Ausgestaltung ist daher darauf zu achten, dass entweder keine als „staatlicher“ Fonds zu qualifizierende Konstruktion gewählt wird oder zumindest die in der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts entwickelten Anforderungen an eine zulässige Sonderabgabe erfüllt sind.⁷⁹ Auch die Frage nach der Beihilfeeigenschaft eines bundesweit einheitlichen Netzentgeltes wird dabei zu diskutieren sein. Entsprechend der Argumentation der EU-Kommission im Beihilfeverfahren gegen die Bundesrepublik Deutschland zum EEG 2012 könnte die Beihilfeeigenschaft dann begründet sein, wenn im Zuge der Verrechnung und finanziellen Wälzung aufgrund einer gesetzlichen Handlungspflicht durch staatliche Einfluss- und Kontrollmöglichkeiten die Mittel als „aus staatlicher Herkunft“ einzuordnen wären. Dagegen erscheint es im Bereich der Netzentgelte aber naheliegend, dass trotz eines – unterstellten – Vorliegens der Staatlichkeit der Mittel aufgrund der in der Altmark Trans-Rechtsprechung des EuGH entwickelten Figuren mangels Begünstigung der Netzbetreiber schon keine Beihilfe vorliegen würde, wenn den Netzbetreibern lediglich ein Ausgleich für die Wahrnehmung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse gewährt würde.⁸⁰ Selbst bei Vorliegen einer tatbestandlichen Beihilfe wäre dies keine abschließende Aussage über ihre Zulässigkeit, denn es liegt angesichts der Bedeutung der Netze und ihrer Finanzierung nahe, dass jedenfalls eine Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt in Betracht kommt.

5.4 Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung aber kein Kapazitätstarif

Die Kosten der Stromnetze haben einen hohen Fixkostenanteil, aber nur einen geringen Anteil variabler Kosten (etwa 95% zu 5%, siehe Abschnitt 3.2). Derzeit erfolgt die Verteilung der Kosten im Rahmen der StromNEV bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchern in der Niederspannung weitgehend

⁷⁸ Vgl. F. Hinz/D. Iglhaut/T. Frevel/D. Möst, Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland, 2014, S. 43 f., die die Zwischenschaltung eines Fonds vorschlagen, so dass es erst auf Letztverbraucherebene zu einheitlichen Netzentgelten käme.

⁷⁹ BVerfGE 55, 274 (305 ff.); M. Heintzen, in: I. v. Münch/P. Kunig (Hrsg.), GG, Band II, 6. Aufl. 2012, Art. 105 Rn. 25.

⁸⁰ Vgl. EuGH, 24.07.2003 – Rs. C-280/00, Leitsatz 3, wonach keine Begünstigung im Sinne einer staatlichen Beihilfe vorliegt, wenn der Vorteil lediglich Ausgleich für Kosten der Erfüllung von Gemeinwohlaufgaben im Auftrag des Staates schaffen soll. Hierfür müsse das Unternehmen mit Erfüllung einer klar definierten Aufgabe des Allgemeinwohls betraut, die Parameter für die Berechnung des Ausgleichs zuvor objektiv und transparent aufgestellt und das Unternehmen im Wege eines öffentlichen Vergabeverfahrens betraut oder die Ausgleichshöhe in einer Vergleichsmarktanalyse ermittelt worden sein. Schließlich dürfe der Ausgleich die Kosten der Aufgabenerfüllung nicht übersteigen (Nettomehrkosten).

über arbeitsbezogene Netznutzungsentgelte und nur in geringem Maß über fixe Entgelte also Grundpreise.⁸¹ Diese Diskrepanz zwischen fixen Anteilen in den Kosten und fixen Anteilen in den Entgelten wird zunehmend kritisch gesehen. In Zukunft wird sich die Netznutzung weiter verändern. Die Anteile dezentraler Erzeugung steigen wodurch sich die Stromflüsse verändern. Wie sich der Stromverbrauch entwickeln wird, ist ungewiss, da einerseits Effizienzsteigerungen zu einer Reduktion führen könnten, durch Elektromobilität und Wärmepumpen andererseits neue Verbraucher dazukommen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen im Netzentwicklungsplan bis 2024/2034 von gegenüber 2012 leicht sinkenden Stromverbräuchen aus (ÜNB 2014a). Durch dezentrale Erzeugung und Eigenverbrauch ist tendenziell eine sinkende mengenmäßige Netznutzung zumindest auf Ebene der Übertragungsnetze zu erwarten, der Bedarf an Kapazität, die ein bestimmender Faktor für die Netzauslegung und damit die Kosten ist, verringert sich u.U. jedoch nicht, da die Spitzen bei Nachfrage und Einspeisung sich nicht (oder zumindest nicht in gleichem Maße) verringern. Ein Aspekt dabei ist die Eigenversorgung aus PV in der Niederspannung, s. Box 2, S. 111.

Ein viel diskutierter Vorschlag, um die Fixkosten des Netzes besser zu reflektieren und auch Kunden mit Eigenerzeugung für den Selbstverbrauch stärker an den Netzkosten zu beteiligen, ist die stärkere Orientierung der Netzentgelte für nicht-leistungsgemessene Kunden in der Niederspannung an der Kapazität, um die Struktur der Entgelte besser an die Kostenstruktur anzupassen.⁸² Ein Kapazitätstarif würde zudem reflektieren, dass die erforderliche Kapazität (-> erwartete (zeitgleiche) Spitzenlast plus Sicherheitsaufschlag) der zentrale Treiber für die Netzkosten ist. Bei steigendem Eigenverbrauch und sinkender Netznutzung (in kWh) würde dies auch zu Finanzierungsgerechtigkeit der für den Bedarfsfall vorgehaltenen Infrastruktur beitragen (SRU 2013).

Die Umstrukturierung kann eine Erhöhung des Grundpreisanteils bedeuten oder in letzter Konsequenz einen verbrauchsunabhängigen Tarif für die Netznutzung, d.h. eine Flatrate. Als Vorteil wird die einfache Abwicklung genannt (Giessing 2010). In anderen Infrastrukturektoren wie Festnetztelefonie, Mobilfunk, Internet, sind Flatrate-Tarife seit einiger Zeit verbreitet.

Es ist hervorzuheben, dass eine Netzflatrate im Strombereich nicht mit einer Flatrate für den Strombezug gleichzusetzen ist, da die Energiepreise hinzukommen. Der Begriff ist daher u.U. missverständlich. Im Folgenden wird der Begriff Kapazitätstarif verwendet und damit zunächst eine stärkere Orientierung der Netzentgelte an der Leistung und ein sinkender Anteil der arbeitsbasierten Entgelte verstanden.

5.4.1 Technisch-ökonomische Analysen zum Kapazitätstarif

5.4.1.1 Ausgestaltung eines Kapazitätstarifs in der Niederspannung

Ein Kapazitätstarif könnte sich an verschiedenen Bezugsgrößen orientieren:

- ▶ Der Bezug kann die real bezogene Spitzenlast, bzw. der Beitrag zur Jahreshöchstlast sein. Ein solcher Ansatz ist mit dem bestehenden Verfahren im Bereich der leistungsgemessenen Kunden vergleichbar, allerdings mit einer Erhöhung des Leistungspreisanteils. Während ein solcher Ansatz für leistungsgemessene Kunden problemlos durchführbar wäre, ist er im Bereich der nicht-leistungsgemessenen Kunden nicht umsetzbar, da die notwendige Datengrundlage nicht vorliegt.

⁸¹ Zwar erheben fast alle Netzbetreiber einen Grundpreis, jedoch macht der Grundpreis nur einen geringen Teil der jährlichen Netzentgelt Zahlung eines Haushaltskunden aus. In einem gewissen Rahmen können Netzbetreiber frei festlegen, ob und in welcher Höhe sie Grundpreise erheben, siehe .

⁸² In höheren Spannungsebenen, bei leistungsgemessenen Kunden, ist bereits jetzt durch die Erhebung eines Leistungspreises eine stärkere Fixkomponente im Entgelt enthalten.

Dies könnte sich mit der Einführung von intelligenten Zählern perspektivisch ändern,⁸³ da sich dadurch die Zahl leistungsgemessener Kunden erhöhen könnte. Die EU hat als Ziel einen Rollout Grad von mindestens 80% bis 2020 vorgegeben. In Deutschland soll ein gestufter Rollout erfolgen, der sich an den realisierbaren Nutzenwirkungen orientiert und zunächst Kunden mit Jahresabnahmemengen ab 10MWh/a erfasst (Referentenentwurf „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ BMWi 2015b). Typische Haushalte sind damit zunächst nicht betroffen. Aufgrund der Ausgleichseffekte zwischen den zahlreichen Kunden mit relativ geringen Abnahmemengen und der geringen Gleichzeitigkeit, ist die Bestimmung des Beitrags zur Jahreshöchstlast von insbesondere Haushaltskunden in der Niederspannung aufwändig, das Ergebnis ist volatil, erscheint daher keine stabile Größe, um den Beitrag der jeweiligen Kunden zu den Netzkosten abzubilden, und daher wenig zielführend.

- ▶ Ein einheitlicher Tarif könnte auch über den Quotienten der zugestandenen Erlöse und der Anzahl der Entnahmestellen berechnet werden.
- ▶ Alternativ kann ein Kapazitätstarif auf Basis der Anschlussgröße erhoben werden, wie dies beispielsweise in den Niederlanden und Italien der Fall ist. Die Anschlussgröße kann dabei beispielsweise auf Basis der Anschlusssicherungen festgelegt werden (siehe Tabelle 11 für die typ. Größen nach DIN 18015-1 in den technischen Anschlussbedingungen Strom). Durch eine solche Abgrenzung ergibt sich ein relativ einheitlicher Tarif für Haushaltskunden. Dies erscheint einerseits pragmatisch, ist aber nach ersten Erkenntnissen auch sachgerecht: eine empirische Analyse von Giessing (2010) hat für Standardlastprofilkunden zwei Stichproben untersucht, um Faktoren zu identifizieren, die eine verursachungsgerechte Gestaltung eines Kapazitätstarifes für Haushaltskunden ermöglichen würden. Die Arbeit konnte für den Haushaltskundenbereich die These, dass sich durch differenzierte Kapazitätstarife in Abhängigkeit von der individuellen Jahreshöchstlast eine bessere Orientierung an der Kostenverursachung erreichen ließe belegen. Giessing (2010) kommt zu dem Schluss, dass ein verursachungsgerechter Kapazitätstarif für alle Standardlastprofilkunden einheitlich sein müsste.

Tabelle 11: Größe der Hausanschlussicherungen in Deutschland nach Wohneinheiten

Gebäude ohne elektrische Warmwasserbereitung und ohne Speicherheizung	
Wohneinheiten (WE)	Hausanschlussicherung
1 – 3	50 A
4 – 5	63 A
6 – 10	80 A
11 – 17	100 A
18 – 36	125 A
37 – 100	160 A

⁸³ Das heißt jedoch nicht automatisch, dass die Einführung eines Kapazitätstarifs sinnvoll ist. Lediglich die Einführung eines Tarifs, der sich auf die gemessene Leistung bezieht würde dadurch einfacher, ebenso wie andere dynamische Tarife.

Gebäude mit elektrischer Warmwasserbereitung und/oder Speicherheizung

Wohneinheiten (WE)	Hausanschlussicherung
1	63 A
2	80 A
3	100 A
4 – 6	125 A
7 – 11	160 A

Quelle: Technische Anschlussbedingungen Strom (ED Netze 2012)

5.4.1.2 Beispiele für Kapazitätstarife für die Stromnetznutzung**Kapazitätstarif Niederlande**

In den Niederlanden wurde 2009 im Rahmen des neuen Marktmodells ein Kapazitätstarif für die Netznutzung von Kleinverbrauchern eingeführt. Als Kleinverbraucher werden Abnehmer mit einer Anschlusskapazität von bis zu 3*80A definiert. Der Kapazitätstarif wird nach Anschlusskategorie festgelegt und dann pro Anschluss erhoben. Der Netztarif für Kleinkunden ist damit unabhängig vom Energieverbrauch. Die Kategorie eines Kunden kann nur geändert werden, wenn Änderungen am Anschluss vorgenommen werden.

Für Großkunden wird ein Netztarif erhoben, der sowohl auf der vertraglich vereinbarten Kapazität als auch der übertragenen Strommenge beruht. Für diese Kunden führt ein geringerer Verbrauch also auch zu Einsparungen an zu zahlenden Netzentgelten. Die Kapazität kann einmal im Jahr angepasst werden (Kieft et al. 2013).

Der Kapazitätstarifs wird auf Basis von rechnerischen Kapazitäten in kW ermittelt, die auf Basis der Anschlussgröße in Ampere festgesetzt werden (siehe Tabelle 12 für die Beispieltarife von Enexis für das Jahr 2014). Die große Mehrheit der Anschlüsse hat einen Anschluss mit bis zu 3*25A und wird mit einer rechnerischen Kapazität von 4 kW angesetzt.

Tabelle 12: Beispiel Kapazitätstarif für Kleinverbraucher in den Niederlanden im Netzgebiet von Enexis laut Tarifbeschluss 2014

Kleinverbraucher (bis zu 3*80 A in der Niederspannung)			
Nach Abnahmekategorie	Rechenvolu- men	Rechenkapazi- tät	Tarif (€/a)
kW Tarif			31,89
> 3*63A bis zu 3*80A	18.107	50	1.594,50
> 3*50A bis zu 3*63A	22.526	40	1.275,60
> 3*35A bis zu 3*50A	24.155	30	956,70
> 3*25A bis zu 3*35A	60.760	20	637,80
bis zu 3*25A + alle einphasigen Anschlüsse ¹	2.438.250	4	127,56
bis zu 1*6A am Verbundnetz	1.096.825	0,05	1,5945

1) Mit Ausnahme der einphasigen Anschlüsse am Verbundnetz

Quelle: Bijlage 2a bij Tarievenbesluit Elektriciteit 2014, (ACM 2013)

Der Kapazitätstarif wurde im Zusammenhang mit einem neuen Marktmodell eingeführt, in dem es drei Markttrollen gibt: den Lieferanten, den Netzbetreiber und den Messdienstleister. Der Netzbetreiber übernimmt den Messstellenbetrieb. Der Messdienstleister und der Lieferant können nach Autorisierung durch den Verteilnetzbetreiber auf die Daten ihrer Kunden zugreifen. Die Verwaltung der Endkunden(-daten) findet über ein zentrales Register statt (Giessing 2010).

Durch die Umstrukturierung und die Einführung des Kapazitätstarifs, muss der Verteilnetzbetreiber keine Kundendaten mehr messen. Als Vorteile werden eine Vereinfachung der Prozesse, weniger Konflikte und weniger Korrekturen sowie die teilweise Vermeidung von Zusatzkosten genannt. Diese Zusatzkosten entstehen aufgrund der Entflechtung der Netzbetreiber und Energieversorger. Durch die Umstrukturierung der Prozesse und die damit einhergehende Vermeidung von zusätzlichen Datenströmen zwischen den verschiedenen Akteuren, sollen diese Zusatzkosten minimiert werden (UCPartners 2008). Die Umstrukturierung soll zudem die Transparenz für Verbraucher bezüglich ihrer Energiekosten erhöhen: Verbrauchsänderungen führen zu keiner veränderten Transportgebühr. Es ist transparent, welcher Teil der Stromkosten für das Netz bezahlt wird.

Kapazitätstarif mit Leistungsbegrenzung in Italien

In Italien gibt es einen Kapazitätstarif im Haushaltskundenbereich mit einer Maximalleistung. Für Haushaltskunden beträgt diese typischerweise 3kW plus 10% Toleranz. Wird eine Leistung von 4kW für mehr als 3 Stunden am Tag überschritten, kann eine Zwangsabschaltung vorgenommen werden (Verbraucherzentrale Südtirol 2009). Mithilfe der verpflichtend eingeführten Smart Meter ist eine (Fern-)Abschaltung bei Überschreitung der bestellten Maximalleistung möglich. Haben Kunden einen höheren Leistungsbedarf müssen sie sich an ihren Versorger wenden.¹ Ein höherer Leistungsbezug ist jedoch mit einer deutlichen Steigerung der Fixkosten verbunden. In einer Beispielrechnung für eine Erhöhung der Leistung von 3kW auf 4,5 kW stiegen die Fixkosten von knapp 23 Euro/a auf 90 Euro/a (fast plus 300%).

Tabelle 13: Beispielbetrachtung Kapazitätstarife Italien

	Euro/kW/a	Grundpreis Euro/a	
bis 3kW	5,50	6,12	
größer 3kW	15,17	21,79	
Beispielrechnung	Euro/kW/a	Grundpreis Euro/a	Gesamte Fixkosten Euro/a
3kW	16,51	6,12	22,63
4,5kW	68,29	21,79	90,07

Kapazitätstarif Spanien

Die Netzentgelte in Spanien setzen sich generell aus einer leistungsbezogenen Komponente, einer arbeitsbezogenen Komponente und einer Komponente in Bezug auf die Blindarbeit zusammen.⁸⁴ Die Tarife sollen landesweit einheitlich sein, unterscheiden sich aber wie in Deutschland auch nach

⁸⁴ Die Blindarbeit wird für einfache Kunden unterhalb von 15kW in der Niederspannung nur berechnet, wenn der Anteil der gemessenen Blindarbeit mehr als 50% der im selben Zeitraum gemessenen Wirkarbeit beträgt (Artículo 7. Definición de las tarifas de acceso)

Spannungsebene (nivel de tensión) und Anschlussleistung (potencia contratada). Zudem wird teilweise der zeitliche Verlauf der Abnahme in den Netzentgelten berücksichtigt, indem die Abnahme und Spitzenlast in bis zu 6 Perioden unterschieden wird.⁸⁵ Für Haushaltskunden wird üblicherweise ohne zeitliche Differenzierung oder in zwei Tarifen abgerechnet.

Aktuell wird über die Einführung von stärker an der Kapazität orientierten Netzentgelten für Kunden in der Niederspannung diskutiert. Der Einfluss der Abnahmemenge auf die Netzentgelte soll sinken. Der Vorschlag bezieht sich dabei auf Kunden mit bis zu 15 kW Anschlussleistung („potencia contratada“) (CNMC 2014). Der Anteil der über Leistung gezahlten Entgelte für die betroffenen Kundengruppen stiege von etwa 50% auf etwa 60% (CNMC 2014). Bezogen auf die gesamten Einnahmen betrüge der Anteil der Kapazitätsbezogenen Entgelte nach Schätzung der nationalen Wettbewerbsbehörde etwa 70% (CNMC 2014).

Im Bericht der nationalen Markt- und Wettbewerbsbehörde (CNMC) wird darauf hingewiesen, dass der Einfluss der Änderung für Kunden mit einer geringen Abnahme deutlich höher ist. Der Preisanstieg könne hier bis zu 20% betragen. Für mittlere Kunden wird mit einem Anstieg von 1%-2,5% gerechnet. Für Haushaltskunden, die in der Grundversorgung⁸⁶ angeschlossen sind, beträgt der jährliche Preisunterschied 3,57 Euro/a bis 5,31 Euro/a entsprechend 0,4%-0,9%. Die CNMC fordert eine stärkere Rechtfertigung für die Strukturänderung der Entgelte, insbesondere da diese Änderung unterschiedliche Effekte auf verschiedenen Kundentypen hat (CNMC 2014). Hervorzuheben ist, dass der Anstieg der Entgelte voraussichtlich Kunden mit einem jährlichen Verbrauch von bis zu 2000 kWh/a betreffen würde, während Kunden mit einer höheren Abnahme profitieren (Bezug: Anschlussleistung von 3 kW bis 4 kW).

Die nationale Markt- und Wettbewerbsbehörde (CNMC) weist in ihrem Bericht darauf hin, dass Kunden einen Anreiz haben könnten, ihre Anschlussleistung zu reduzieren und dass dies negative Effekte auf die Einnahmen im System haben würde. Schon eine Abweichung von lediglich 0,5% in der Leistung würde zu Mindereinnahmen von fast 50 Mio Euro/a führen. Bei regulierten Einnahmen von etwa 14 Mrd. Euro liegt dies in der Größenordnung von 0,3-0,4%. Davon wären fast 50% den Kunden mit Anschlüssen unterhalb von 15 kW zuzuordnen (CNMC 2014, S. 41).

5.4.1.3 Verursachungsgerechte Kostenverteilung

Aus Sicht des Netzes kann eine höhere Grundgebühr für die Übertragung und Verteilung des Stroms gerechtfertigt sein, da die Netzkosten einen hohen Fixkostenanteil haben und daher nicht deutlich von der Entnahmemenge des Kunden abhängen. In der Schweiz wurden die zwei Initiativen zur Abschaffung der Grundgebühr daher mit der Begründung abgelehnt es handele sich um das Entgelt für die Netznutzung, das die Kosten für Bereitstellung und Betrieb des Netzes decke, die zu einem erheblichen Teil Fixkosten sind und daher nicht im Verhältnis zur bezogenen Energie sondern z.B. in Abhängigkeit der Leistung verteilt werden sollten. Ferner sei der Hauptkostentreiber eines Netzan schlusses die Bereitstellung der Kapazität und die Bereitstellung des Netzanschlusses eine Versicherungsleistung, die gewährleistet, dass Strom jederzeit konsumiert werden könne (Böhni 2013).

Andererseits sinken bei bereits bestehender Infrastruktur nicht zwangsläufig die Kosten, wenn die in Anspruch genommene Leistung sinkt. Bei leistungsbezogenen Entgelten würden jedoch die Einnah-

⁸⁵ Website des Ministeriums für Industrie, Energie und Tourismus: <http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Tarifas/MercadoLiberalizado/Paginas/EstructuraTarifasAcceso.aspx>, Zugriff 20.5.2014

⁸⁶ für diese Kunden gilt der precio voluntario para el pequeno consumidor (PVPC). Die Berechnungsmethodik wird von der Regierung festgelegt.

men sinken, sofern die Kunden die Leistung reduzieren. Dies ist aus Finanzierungssicht für die Netzbetreiber problematisch, da die Stabilität der Erlöse sinkt und Anpassungen in den Entgelten erfordert und wird in Spanien kritisch erwähnt. Über das Regulierungskonto werden Mindereinnahmen (oder Mehreinnahmen) im Zeitverlauf jedoch ausgeglichen. Dadurch würden die Leistungspreise dann ebenfalls angepasst werden können, also bei Mindereinnahmen erhöht werden.

5.4.1.4 Anreizwirkung von Kapazitätstarifen

Eine Umstellung auf einen Kapazitätstarif verändert die Entgeltstruktur. Dadurch ändert sich u.U. die Anreizwirkung des Tarifs hinsichtlich a) der Spitzenlast, b) der entnommenen Jahresarbeit, c) des Entnahmeprofils. Die Anreizwirkung könnte sich für unterschiedliche Nutzergruppen unterscheiden. So ist zu vermuten, dass stromintensive Betriebe sensibler auf Preisschwankungen reagieren und stärker versuchen Spitzenlasten zu vermeiden oder zu verschieben als Haushaltskunden, bei denen zudem die möglichen finanziellen Gewinne vermutlich deutlich geringer wären. Für eine bessere Abschätzung der Effekte eines Kapazitätstarifs wären differenzierte Abschätzungen zur Anreizwirkung auf unterschiedliche Kundengruppen und die Effekte in unterschiedlichen Netzebenen vorzunehmen. Diese liegen den Autoren nicht vor.

Anreize zur Reduzierung der Spitzenlast

Ein Kapazitätstarif kann Anreize zur Reduktion der **Spitzenlast** oder **Anschlussleistung** (je nachdem auf welcher Basis der Tarif erhoben wird) entfalten. Diese Wirkung kann einerseits gewünscht und positiv sein, da sie die Kapazität reduziert. Die Kombination des Kapazitätstarifs mit einer Leistungsbegrenzung für den Netznutzer verbessert die Planungssicherheit für den Netzbetreiber (Illing 2012). Für den Netznutzer entstehen durch die Obergrenze u.U. Nutzungseinschränkungen bzw. erforderliche Nutzungsänderungen, um die Obergrenze einzuhalten, je nachdem wie hoch diese gewählt wird. Unterhalb der maximalen Leistung kann der Netznutzer seinen Verbrauch frei gestalten.

Anreize für rationalen Energieeinsatz und Energieeffizienz

Die Anreize hinsichtlich der **entnommenen Jahresarbeit**, also dem **jährlichen Stromverbrauch**, werden als besonders kritisch diskutiert, da der Anreiz für Effizienz und stromsparendes Verhalten sich bei einem höheren fixen Anteil des Entgeltes reduziert. Ein verbrauchsunabhängiger Netztarif hat eine degressive Wirkung auf die gesamten Strombezugskosten (inkl. Energiepreis), d.h. durch jede zusätzlich bezogene kWh wird der durchschnittlich bezahlte Preis je kWh günstiger. Dadurch zahlen Haushalte mit einem höheren Verbrauch im Durchschnitt einen geringeren Preis pro bezogene kWh. In der Schweiz gab es zwei Initiativen gegen Grundgebühren in den Stromtarifen aufgrund deren degressiver Wirkung (Peter 2011; Böhni 2013).

Um Änderungen des Verbrauchsverhaltens abzuschätzen, werden hier als erste Näherung die Nachfrageelastizität und die erwartete Preisänderung genutzt. Da diese Werte i.d.R. auf Basis von Preissteigerungen und Verbrauchssenkungen ermittelt werden, ist die Anwendung jedoch nicht unproblematisch. Zudem bleibt das gesamte Jahresnetzentgelt (oder der monatliche Abschlag) für den Durchschnittskunden gleich und es stellt sich die Frage, inwiefern es für den Kunden in diesem Fall tatsächlich einen relevanten Unterschied für das Stromverbrauchsverhalten macht, ob das Netzentgelt pro kWh oder als Grundpreis abgerechnet wird.

Theoretisch sind für Nachfrageänderungen insbesondere Änderungen des Arbeitspreises relevant. Lediglich diese haben einen direkten Bezug zur Entnahmemenge. Die fixen Anteile (Grundgebühr oder auch ein Kapazitätstarif) müssen unabhängig von der verbrauchten Strommenge gezahlt werden

und entfalten daher keine Anreizwirkung zum Stromsparen. Die Umstellung auf einen alleinigen Kapazitätstarif für die Netznutzung von Haushaltskunden, würde den Arbeitspreis auf 0 ct/kWh senken. Dies entspricht einer Preisänderung von minus 100%. Die Netzentgelte (netto) machen im Haushaltskundenbereich etwa 1/5 des Strompreises aus (BNetzA/ BKartA 2013: 20,04%). Geht man davon aus, dass diese Netzentgelte vollständig über einen Arbeitspreis abgerechnet wurden,⁸⁷ ergäbe sich eine Senkung des gesamten variablen Strompreises von etwa einem Fünftel.⁸⁸

Auf Basis dieser Senkung des variablen Strompreises um etwa 1/5 sowie Werten für die Nachfrageelastizität bei Strom auf Basis der Literatur, ergibt sich eine mögliche Verbrauchssteigerung von 2-7% (kurzfristig) (siehe Tabelle 14). Diese Änderung erscheint relativ hoch. Ein kritischer Punkt ist die Anwendbarkeit der erhobenen Nachfrageelastizitäten hinsichtlich einer Preissenkung und damit verbundenen Nachfrageänderung, da sie typischer Weise im Kontext steigender Preise ermittelt wurden. Sofern die Nachfrageelastizität nicht symmetrisch ist, ist die Anwendung auf sinkende Preise problematisch. Den Autoren sind dazu bisher keine passenden Auswertungen bekannt. Die Autoren vermuten jedoch, dass die Elastizität asymmetrisch ist: für die langfristige Perspektive ist intuitiv, dass effiziente Geräte nicht wieder abgeschafft werden, sollte der Preis sinken. Aber auch in der kurzen Frist ist fraglich, ob stromsparende Verhaltensweisen, sofern sie sich bereits eingeschlichen haben, wieder abgelegt werden, wenn der Preis sinkt. Vermutlich wird dies nur teilweise passieren, so dass wir erwarten, dass die Nachfrageänderung eher am unteren Rand der ermittelten Werte, also 2%, liegen wird. Auch der Schweizer Bundesrat schätzte in seiner Ablehnung der Initiative zur Grundpreisabschaffung die Stromeinsparungen aus einer Abschaffung der Grundpreise (oder Umstellung bspw. auf ein Minimalentgelt, d.h. eine Mindestzahlung bei sehr geringem Verbrauch, Verrechnung mit verbrauchsabhängigen Entgelten) als relativ gering ein (Böhni 2013).

Zur genaueren Abschätzung der Effekte wäre hier eine weitergehende Analyse notwendig. Es ist nicht auszuschließen, dass es zu negativen Rückwirkungen auf die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen kommen könnte.

Tabelle 14: Nachfrageelastizität und mögliche Änderung der Stromnachfrage bei einer Senkung des Arbeitspreises um -100%

	Espey&Espey 2004	Simmons-Süer et al. 2011	Alberini& Filip- pini 2011
Nachfrageelastizität	-0,35	-0,21	-0,08 bis -0,15
Änderung Arbeitspreis: - 100%	Eigene Berechnungen		
Nachfrageänderung	7%	4%	2-3%

⁸⁷ Diese Annahme stellt eine Vereinfachung dar, da teilweise auch Grundgebühren erhoben werden. Der Einfluss der Umstellung auf einen Kapazitätstarif wird mit dieser Annahme tendenziell überschätzt.

⁸⁸ Bei dieser Rechnung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die weiteren Strompreisbestandteile ebenfalls in Abhängigkeit des Stromverbrauchs in kWh erhoben werden, obwohl z.B. bei Messung, Abrechnung u. Messstellenbetrieb auch verbrauchsunabhängige Entgelte erhoben werden. Diese machen unter 3% des Preises aus.

Anreize für zeitliche Verschiebung des Verbrauchs/ Lastmanagement

Ein Kapazitätstarif setzt zunächst **keine zeitlich differenzierten Anreize**, weder für netzdienliches noch für marktdienliches Verhalten beispielsweise in Abhängigkeit von der (zeitlichen) Auslastung des Netzes oder der Last-Einspeisesituation. Bei einer Begrenzung der Leistung ergibt sich jedoch u.U. trotzdem ein Effekt für das Lastprofil, wenn Spitzenlasten verschoben werden, um die maximale Leistung nicht zu überschreiten. Tendenziell dürfte der Anreiz in Richtung einer Vergleichmäßigung der Entnahme gehen und einer Flexibilisierung des Verbrauchs entgegen stehen. Man kann sich vorstellen, dass es Zusatzregelungen für flexible Verbrauchseinrichtungen gibt, damit diese nicht als Spitzenlast angerechnet werden, wenn sie auf Anforderung des Netzbetreibers ihre Entnahme verlagern und dadurch die Spitzenlast des Kunden (zu seinen Ungunsten) erhöhen.

Um weiterhin Anreize für gewollte Lastverlagerungen (netzseitig oder marktseitig) setzen zu können, könnte man einen Kapazitätstarif mit verschiedenen zeitlichen Perioden einführen. In Abhängigkeit von der Netzauslastung könnten Zeitfenster definiert werden. Wie in Abschnitt 5.1.2 für Industriekunden thematisiert, sollten diese kurzfristig dynamisch festgelegt werden, um tatsächlich die Netzsituation widerspiegeln zu können. Je nachdem, zu welcher Zeit der Abnehmer die höchste Leistung bezieht, könnten unterschiedliche Preise abgerechnet werden. Dazu ist eine Leistungserfassung mit Zeitstempel notwendig (bspw. in Spanien sind mehr-periodige Tarife oberhalb der einfachen Niederspannungskunden üblich.) Eine andere Variante wäre die Schaffung von Ausnahmen für „angeforderte“ Spitzenlasten, so dass diese nicht in die Grundlage für den erhobenen Kapazitätstarif eingehen. Ein ähnliches Vorgehen wird im heutigen deutschen System bei der Ermittlung individueller Netzentgelte angewandt: bei atypischer Netznutzung werden Lastspitzen, die durch Anforderung des Netzbetreibers entstanden sind, nicht berücksichtigt.

5.4.1.5 Verteilungseffekte einer Grundpreiserhöhung und eines Kapazitätstarifs

Derzeit beträgt macht der Grundpreis für Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3500 kWh/a weniger als 15% der jährlichen Entgeltzahlung aus. Für Gewerbekunden mit einer Entnahme von 50 MWh/a in Niederspannung und einer Spitzenlast von 50kW liegt der Anteil des leistungsbasierten Entgeltes bei 20%-50%. Lediglich für Kunden mit mehr als 2500 Benutzungsstunden pro Jahr, machen die leistungsbasierten Netzentgelte bereits derzeit den größeren Teil der Netzentgelte aus. Für einen Industriekunden in der Mittelspannung mit einer Entnahme von 24 GWh und einer Spitzenlast von 4MW liegt der Leistungspreisanteil bei etwa 65%-80%.

Eine Erhöhung des Grundpreisanteils für Haushaltskunden ebenso wie eine Erhöhung des leistungsbasierten Anteils für Kunden in der Niederspannung generell würde voraussichtlich zu einer Steigerung der Entgelte für Kunden mit einem geringem Verbrauch und möglicherweise einer Kostensenkung für Kunden mit relativ hohem Verbrauch führen, sofern sie in den anderen Charakteristika, die für den Grundpreis oder Kapazitätstarif maßgeblich sind, ähnlich sind. Für den leistungsbasierten Anteil (Kapazitätstarif) können verschiedene Ausgestaltungsvarianten gewählt werden wie in Abschnitt 5.4.1 dargestellt, z.B. ein Bezug auf die Spitzenlast, so dass für höhere Spitzenlasten auch höhere jährliche Zahlungen anfallen.

Kapazitätstarif

In einer Beispielrechnung für drei Netzbetreiber ergäbe sich eine Kostensteigerung für Haushaltskunden mit einem geringen Verbrauch von 1000 kWh/a von 200% bis über 300%. Für Kunden mit einem Verbrauch von 4500kWh/a ergäbe sich dagegen in zwei Gebieten eine Senkung der jährlichen Entgeltzahlung von 7% respektive 13 % (vgl.Tabelle 15).

Tabelle 15: Flatrate je Entnahmestelle für drei Netzgebiete

		Bayernwerk	MitNetz	SWM
Erlöse *	T Euro/a	3 254 200	21 74 868	6 72 566
Netzkosten Niederspannung**	T Euro/a	8 13 550	5 43 717	1 68 142
Anzahl Entnahmestellen		2 344 770	1 761 623	9 39 278
Entgelt Haushaltskunde 1000 kWh/a	Euro/a	79	102	43
Entgelt Haushaltskunde 3500 kWh/a	Euro/a	202	284	149
Entgelt Haushaltskunde 4500 kWh/a	Euro/a	251	356	192
Flatrate je Entnahmestelle	Euro/a	347	309	179

* erhaltene Netzentgelte (SWM) bzw. Umsatzerlöse (Bayernwerk, MitNetz) 2011 (Hoppenstedt)

**Annahme: 25% der Erlöse

Hinsichtlich der Verteilungswirkungen zwischen verschiedenen Kundengruppen müssen vertiefte Analysen durchgeführt werden. In erster Annäherung ergibt sich für einen nicht-leistungsgemessenen Gewerbekunden in der Niederspannung mit 99 MWh/a Strombezug folgendes: Die Jahresentgelte (zusammengesetzt aus Grundpreis und Arbeitspreis) lägen bei 4891 Euro, 7227 Euro und 4217 Euro in den drei betrachteten Netzgebieten. Würde hier die gleiche Flatrate angesetzt, wie für Haushaltskunden, käme es somit vermutlich zu einer massiven Reduzierung der Entgelte für Gewerbekunden und einer Umverteilung der Kosten auf (geringverbrauchende) Haushalte. Gewerbekunden haben aber i.d.R. eine höhere Gleichzeitigkeit der Netznutzung als bspw. ein Einfamilienhaus. In der jetzigen Konvention wird dies über die Benutzungsstunden approximiert. Daher sollte auch der Kapazitätstarif für Gewerbekunden höher liegen. Eine Abgrenzung des Kapazitätstarifes könnte z.B. anhand der Benutzungsstunden oder der Anschlussleistung erfolgen, so dass die unterschiedlichen Kundengruppen angemessen an den Netzkosten beteiligt werden.

Grundpreiserhöhung

Eine Erhöhung des Grundpreises in der Niederspannung beteiligt die Kunden stärker verbrauchsunabhängig an der Finanzierung des Netzes. Dies kann u.U. die Gerechtigkeit der Kostenverteilung erhöhen, da Eigenverbrauchskunden im Status Quo deutlich geringere Netzentgelte zahlen, als Kunden ohne Eigenverbrauch. Dies liegt an der mengenbasierten Abrechnungsbasis der Netzentgelte in der Niederspannung.

Durch die relative Erhöhung des Grundpreises verringert sich die Differenz in den gezahlten Netzentgelten zwischen Kunden mit und ohne Eigenerzeugung, da Kunden mit Eigenerzeugung stärker belastet werden. Im Status Quo liegt die Differenz zwischen einem Kunden mit 3500kWh/a Verbrauch mit und einem ohne Eigenerzeugung für zwei Beispielsfälle bei 77 Euro/a bzw. 45 Euro/a. Dies entspricht etwa 25-30% der jährlichen Entgelte ohne Eigenverbrauch. Bei einem Grundpreis von 60 Euro (100 Euro), läge die Differenz nur noch bei 67 Euro/a (55 Euro/a) und 27 Euro/a (15 Euro/a), entsprechend 18-24% (10-19%) (siehe Tabelle 16).

Durch die Erhöhung des Anteils der Netzentgelte, der über die Leistung erhoben wird, verringert sich der Arbeitspreis. Dadurch verringern sich die entgangenen Einnahmen durch Eigenverbrauch, da für diese der Arbeitspreis relevant ist.

Tabelle 16: Variationsrechnung mit erhöhten Grundpreise für zwei Netzgebiete

	Mitnetz			SWM		
	Standard	30% Eigenverbrauch	60% Eigenverbrauch	Standard	30% Eigenverbrauch	60% Eigenverbrauch
	Grundpreis 29,2Euro			Grundpreis 0 Euro		
	Arbeitspreis 7,27 ct/kWh			Arbeitspreis 4,26 ct/kWh		
Jährliches Entgelt Euro/a	284	207	131	149	104	60
Durchschnittl. Entgelt Ct/kWh	8,1	8,46	9,36	4,26	4,26	4,26
	Grundpreis 60 Euro			Grundpreis 60 Euro		
	Arbeitspreis 6,39 ct/kWh			Arbeitspreis 2,55 ct/kWh		
Jährliches Entgelt Euro/a	284	217	149	149	122	4,99
Durchschnittl. Entgelt ct/kWh	8,1	8,84	10,68	4,26	96	6,83
	Grundpreis 100 Euro			Grundpreis 100 Euro		
	Arbeitspreis 5,25 ct/kWh			Arbeitspreis 1,4 ct/kWh		
Jährliches Entgelt Euro/a	284	229	173	149	134	120
Durchschnittl. Entgelt Ct/kWh	8,1	9,33	12,39	4,26	5,48	8,55

Box 2: PV-Eigenverbrauch und entgangene Erlöse aus Netzentgelten

Netzentgeltsystematik und Umlagen setzen Anreize für PV-Eigenverbrauch

Für eigenverbrauchten Strom müssen im Gegensatz zum Strombezug aus dem öffentlichen Netz keine Netzentgelte und über die Netzentgelte gewälzte Abgaben und Umlagen entrichtet werden. Gleiches gilt unter bestimmten Umständen für weitere Umlagen und Steuern (EEG-Umlage, Stromsteuer). Dadurch wird Strom aus eigener Erzeugung im Vergleich zum netzbezogenen Strom günstiger. Dieser Zustand wird auch als Netzparität bezeichnet. Der Nutzer hat dann einen Anreiz den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. EEG geförderte Erzeugung erreicht Netzparität, wenn der Vergütungssatz geringer ist, als die vermiedenen Kosten durch Eigenerzeugung gegenüber Netzbezug.

Nicht zwangsläufig Netzkostenreduktion durch PV-Eigenverbrauch

Zwar kann die räumliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch, eine netzentlastende Wirkung haben, wenn dadurch Netznutzung und notwendige Netzanschluss- und -übertragungskapazität verringert werden. Dies ist jedoch nicht unbedingt der Fall. Der einzelne Anschluss verursacht bei geringerer Netzabnahme nur sehr bedingt weniger Kosten, z.B. durch geringere Netzverluste. Die max. bezogene Leistung bleibt häufig gleich.

Steigerung des Eigenverbrauchs erwartet

Auf Grund der fallenden Einspeisevergütungen rechnen sich PV-Anlagen zunehmend nur noch mit steigenden Eigenverbrauchsanteilen. Vor diesem Hintergrund wird mit einem steigenden Eigenverbrauchsanteil bei PV-Anlagen gerechnet. Im Rahmen der EEG-Mittelfristprognose wird der Eigenverbrauch aus PV-Anlagen derzeit auf ca. 1,7 TWh in 2014 geschätzt (Tabelle 17). Zukünftig wird ein Anstieg auf 3,5 TWh in 2019 erwartet. Die Mittelfristprognose geht von einem jährlichen PV-Zubau von ca. 1,8-2 GW aus. Davon wird ein Großteil bei Anlagen kleiner als 40 kW anfallen.

Tabelle 17: Entwicklung des PV-Eigenverbrauchs nach Leistungsklassen von 2014 bis 2019.

in TWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gesamt	1,7	2,0	2,4	2,7	3,1	3,5
< 10 kW	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
10 kW bis 40 kW	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
40 kW bis 1000 kW	0,8	0,9	1,1	1,2	1,4	1,6
> 1000 kW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Erläuterungen zur Berechnung: Zur Abschätzung des Eigenverbrauchs wird davon ausgegangen, dass über 90 % der Anlagen kleiner 10 kW Eigenversorgung nutzen und einen Eigenversorgungsanteil von 25 – 30 % aufweisen. Bei Anlagen zwischen 10 und 40 kW liegt den Berechnungen ein Anteil von über 80 % mit einer Eigenversorgungsquote von ebenfalls 25 – 30 % zugrunde. Bei Anlagen über 40 kW wird mit einer Eigenversorgungsquote von 38 % und einem Anteil an Anlagen, die Eigenversorgung nutzen von 70 % gerechnet.

Verteilungseffekte bei den Netzentgelten durch PV-Eigenverbrauch

Durch die weitgehende Wälzung der Netzkosten über Arbeitspreise, wie derzeit bei Haushaltskunden der Fall, zahlen Kunden mit Eigenerzeugung weniger Netzentgelte als Kunden ohne Eigenerzeugung: im Beispielfall eines Haushaltes mit 3500 kWh/a Stromverbrauch würden durch Eigenstromerzeugung (Eigenstromanteil 30%) die Netzentgelte für zwei Beispielfälle um ein Viertel bis 30% bzw. ca. 45-80 Euro/a sinken. Dies kann zu einer Entsolidarisierung des Eigenverbrauchs hinsichtlich der Übernahme der Netzkosten führen. Nimmt man an, dass die Anlagen bis ca. 40 kW in der Niederspannung angeschlossen sind und für Eigenerzeugung keine Netzentgelte bezahlen, ergeben sich entgangene Erlöse in einer Größenordnung von ca. 60 Mio. € in 2014 ansteigend auf über 125 Mio. € bis 2019 (Annahme: mittleres Netzentgelten in der Niederspannung 64,7 €/MWh). Die geringere Beteiligung des Eigenverbrauchs an den Netzkosten kann man als nicht verursachungsgerecht einstufen, da die Netze einen hohen Fixkostenanteil haben und führt zu Verteilungseffekten: Legt man diese entgangenen Einnahmen auf die Bezugsmenge der Haushaltskunden von 128,9 TWh 2013 (BNetzA 2013) um, entspricht dies einer Erhöhung des Arbeitspreises um 0,05 ct/kWh bzw. einer Steigerung der jährlichen Zahlung für Netzentgelte um ~2 Euro pro Jahr (Haushaltskunde, 3500 kWh/a).

5.4.1.6 Konzessionsabgabe mit Leistungsbezug

Auch hinsichtlich der Konzessionsabgabe verursacht der zunehmende Eigenverbrauch Probleme und gefährdet die Stabilität der Einnahmen für die Kommunen. Zudem werden die Anreize für die Kommunen aus einer mengenbezogenen Konzessionsabgabe als unerwünscht hinsichtlich der Ziele der Energiewende eingeordnet: aufgrund der Verbrauchsabhängigkeit der Konzessionsabgabe erzielen die Kommunen höhere Einnahmen je höher die Strommengen sind, die durch die Stromnetze in ihrem Gebiet geleitet werden. Umgekehrt betrachtet sinken die Einnahmen je erfolgreicher die Kommune hinsichtlich Energieeffizienzmaßnahmen ist und je mehr Einsparungen erzielt werden, z.T. auch kommunal gefördert, bspw. durch Energieberatung (Agora Energiewende et al. 2013). Gleiches gilt für die lokale Stromerzeugung und deren Verbrauch ohne Nutzung des öffentlichen Netzes. Auch hier sinken die Einnahmen, da die Konzessionsabgabe auf die durchgeleitete Strommenge in kWh erhoben wird. Auch zeitvariable Tarife, die zukünftig mit intelligenten Zählern gekoppelt eingeführt werden könnten und dann Anreiz zur Lastverlagerung setzen würden, könnten sich negativ auf die Einnahmen auswirken.⁸⁹ Wenn Verbrauch tatsächlich in lastschwache Zeiten verschoben wird, ist dies zwar aus Sicht des Energiesystems u.U. sinnvoll, die Konzessionsabgabe ist aber für Kunden mit Schwachlasttarifen geringer (§ 2 KAV).

⁸⁹ Der Roll-out betrifft zunächst nur Kunden mit einer Abnahme von mehr als 10 MWh/a, d.h. Haushaltskunden sind nicht erfasst.

Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project und die European Climate Foundation haben daher einen Reformvorschlag gemacht, der vorsieht, dass sich die Konzessionsabgabe pauschal auf die Netzananschlussleistung beziehen soll (Agora Energiewende et al. 2013). Um sicherzustellen, dass den einzelnen Kommunen die Höhe der Einnahmen auf dem derzeitigen Stand erhalten bleibt, sollen diese leistungsbezogenen Konzessionsabgaben gemeindescharf ermittelt und auf einen Durchschnittswert historischer Zahlungen eingefroren werden. Dadurch wird für Gemeinden mehr Stabilität hinsichtlich der Einnahmen aus den Konzessionsabgaben geschaffen, da Verbrauchsschwankungen keinen Einfluss mehr haben. Zudem werden Energieeffizienz- und Einsparmaßnahmen seitens der Kommune nicht bestraft.

Im Auftrag von Agora Energiewende et al. (2013) untersuchten Raue LLP die Zulässigkeit und Umsetzungsmöglichkeiten dieses Reformvorschlags zum Konzessionsabgabenrecht. Sie kommen zu dem Schluss, dass es verfassungsrechtlich zulässig wäre, die verbrauchsabhängige Konzessionsabgabe auf Leistungsbezug umzustellen. Dazu wären jedoch Änderungen im EnWG und in der KAV notwendig, da bisher ein Bezug auf die kWh vorgeschrieben ist.

5.4.2 Anpassungsvorschlag

Eine Erhöhung des Grundpreises ist im jetzigen Rahmen möglich und erscheint 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. Abhilfe könnte eine Differenzierung der Netzentgelte für Netznutzer mit und ohne Selbstverbrauch schaffen. Das heißt es würde ein separater Tarif für Kunden mit Eigenerzeugung geschaffen. Diese erscheint gerechtfertigt, da Netznutzer mit Eigenerzeugung den Netzananschluss auch für eine Netzeinspeisung nutzen. Voraussetzung für eine Differenzierung der Netzentgelte wäre, dass dem Netzbetreiber der Selbstverbrauch und das Vorhandensein einer Eigenerzeugungsanlage bekannt ist. Dies ist zwar teilweise der Fall, z.B. wenn der Anlagenbetreiber das Eigenversorgungsprivileg im EEG in Anspruch nimmt (§ 74 S. 3 EEG 2014), da die Anlage dann gemeldet werden muss. Bestandsanlagen bis September 2014 und Kleinanlagen bis 10kW sind von der Meldepflicht jedoch 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 (siehe auch Abschnitt 5.6 zu Entgelten für Einspeiser).

5.4.3 Rechtliche Bewertung der Einführung eines Kapazitätstarifs

5.4.3.1 Rechtlicher Status quo des Netzentgeltsystems: insbesondere in Niederspannung starke Verbrauchsabhängigkeit

Wie sich aus § 17 StromNEV ergibt, ist das Netzentgelt derzeit sehr stark verbrauchsabhängig: Alle Netznutzer haben Arbeitspreise für die aus dem Netz entnommene elektrische Arbeit zu zahlen. Hinzu kommen für leistungsgemessene Kunden noch die Leistungspreise, über die die bezogene Jahreshöchstleistung abgegolten wird. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden im Standardlastprofil

können zwar keine Leistungspreise, dafür aber sog. Grundpreise verlangt werden (§ 17 Abs. 6 Strom-NEV). Da die Netzkosten überwiegend Fixkostencharakter haben (siehe Abschnitt 3.3) und gleichzeitig zunehmende Eigenversorgung dazu führt, dass weniger Arbeit aus dem Netz bezogen wird, wird darüber diskutiert, Kapazitätstarife – insbesondere in Niederspannung – einzuführen, die eine stärkere Orientierung der Netzentgelte an der Leistung gewährleisten (siehe Abschnitt 5.4). Damit soll die Verursachungsgerechtigkeit der Netzentgelte gestärkt werden. Auch Eigenversorger könnten auf diesem Weg stärker an den Netzkosten beteiligt werden. Eine Systemumstellung auf eine solche, möglichst verbrauchsunabhängige „Netz-Flatrate“ (Kapazitätstarif) – ggf. orientiert an der Anschlussleistung oder auch der real bezogenen Spitzenlast – dürfte grundsätzlich rechtlich zulässig sein, allerdings sind dabei (abhängig von der konkreten Ausgestaltung) die allgemeinen verfassungs- und europarechtlichen Grundlagen zu beachten.

Die Festlegung eines Grundpreises obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber. Erhöhungen sind hier aus rechtlicher Sicht unproblematisch, soweit die vorhandenen Vorgaben in § 17 Abs. 6 S. 2 und 3 Strom-NEV eingehalten werden. Dort heißt es: „Soweit [...] ein monatlicher Grundpreis in Euro pro Monat festgelegt wird, **haben Grundpreis und Arbeitspreis in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen. Das sich aus Grundpreis und Arbeitspreis ergebende Entgelt hat 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.**“ Was genau unter einem „angemessenen Verhältnis“ zu verstehen ist, kann freilich nicht pauschal beantwortet werden. Eine Differenzierung zwischen Kunden mit und ohne Eigenerzeugung erscheint rechtlich grundsätzlich möglich (vgl. hierzu die Überlegungen in 5.5.2.1).

Im Folgenden sollen die rechtlichen Aspekte einer vollständigen Systemumstellung auf einen Kapazitätstarif untersucht werden, da sich hiermit weitergehende Fragestellungen verknüpfen als mit der bloßen Erhöhung des Grundpreises. Eine auf die Niederspannung beschränkte Einführung eines Kapazitätstarifs begegnet dabei keinen grundsätzlich anderen Überlegungen, erfordert allerdings eine sachliche Begründung, aus der sich ableiten lässt, warum keine vollständige, für alle Netzebenen geltende Regelung gewählt wird.

5.4.3.2 Rechtliche Umsetzbarkeit einer Systemumstellung auf einen Kapazitätstarif

Bei einer Umstellung der Netzentgeltsystematik auf einen Kapazitätstarif ist insbesondere die Vereinbarkeit mit dem Finanzverfassungsrecht (Art. 104a ff. GG), den Regeln des Vertrauensschutzes (Art. 20 Abs. 3 GG), den Grundrechten (Art. 2 Abs. 1, 12 Abs. 1, 14 Abs. 1, 3 Abs. 1 GG) sowie der Energieeffizienz-Richtlinie (RL 2012/27/EU) zu berücksichtigen. Im Ergebnis sollte eine Vereinbarkeit mit den genannten Vorgaben aber möglich sein.

Finanzverfassungsrecht (Art. 104a ff. GG)

Die Umstellung auf einen Kapazitätstarif hätte zur Folge, dass auch Eigenversorger stärker an den Netzentgelten beteiligt werden. Zwar wird zumindest bei der EEG-Umlage die stärkere bzw. vollständige Einbeziehung der Eigenversorgung in die Umlagepflicht im Rahmen der EEG-Novelle 2014 zuweilen unter dem Gesichtspunkt einer unzulässigen Sonderabgabe bzw. des finanzverfassungswidrigen Formenmissbrauchs diskutiert (vgl. Art. 104a ff. GG).⁹⁰ Hierfür fehlt es aber bereits an einer Aufkommenswirkung der EEG-Umlage zu Gunsten der öffentlichen Hand, so dass die Annahme einer

⁹⁰ Etwa F. Brahms/M. Maslaton, Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die EEG-Umlage auf die Eigenstromversorgung, NVwZ 2014, S. 760 ff.

Sonderabgabe von vornherein ausscheidet.⁹¹ Dies gilt erst Recht auch für die (unmittelbare oder mittelbare) stärkere Einbeziehung von Eigenversorgern in die Netzentgelte, da auch diese nicht der staatlichen Aufkommenswirkung dienen und im Übrigen auch nicht alternativ aus Steuermitteln finanziert werden könnten. Im Vordergrund steht bei den Netzentgelten der der Regulierung⁹² unterworfen zivilrechtliche Leistungs-Gegenleistungs-Aspekt. Es handelt sich um einen Anspruch der Netzbetreiber auf Vergütung ihrer Leistungen.

Vertrauensschutz (Art. 20 Abs. 3 GG)

Auch der Vertrauensschutz dürfte der Einführung von Kapazitätstarifen grundsätzlich nicht entgegenstehen. Fraglich wäre bereits, ob sich Eigenversorger, die in einem verbrauchsunabhängigen Entgeltsystem mittelbar stärker betroffen wären, hier überhaupt auf den Grundsatz des Vertrauensschutzes berufen könnten. Zwar wird durch eine nachteilige Rechtsänderung nicht selten das Vertrauen der davon Betroffenen in den Fortbestand von Rechtsvorschriften enttäuscht. Insofern geht es hier um die „Verlässlichkeit der Rechtsordnung“.⁹³ Allerdings gibt es keinen generellen Schutz des Vertrauens in den Fortbestand von Gesetzen.⁹⁴ Es ist grundsätzlich Sache der Bürger, ihr Verhalten an den geänderten rechtlichen Vorgaben auszurichten.⁹⁵ Der Gesetzgeber kann für zukünftige Sachverhalte neue gesetzliche Regelungen erlassen, auch wenn sie für den Bürger belastende Wirkung haben, denn bei Auswirkungen auf rein zukünftige Tatbestände wird grundsätzlich kein Vertrauensschutz gewährt.⁹⁶ So läge es auch hier. Das Netzentgeltsystem knüpft an die Netznutzung an und damit an einen sich ständig neu aktualisierenden Tatbestand/Sachverhalt. Die Einführung von Kapazitätstarifen hätte daher Auswirkungen auf die künftige Netznutzung und ihre Abrechnung über ein Netzentgelt.

In solchen Fällen können sich Betroffene nur dann auf einen Vertrauensschutz berufen, wenn ausnahmsweise ein besonderer Vertrauenstatbestand gegeben ist.⁹⁷ Einen solchen gibt es hier aber nicht. Die Eigenversorgung ist zunächst nicht einmal explizit vom Gesetzgeber privilegiert, sondern nur „reflexartig“ als Folge des bestehenden, v.a. verbrauchsbezogenen Netzentgeltsystems lediglich tatbestandlich nicht (in vollem Umfang) erfasst. Im Übrigen ist die Eigenversorgung bereits jetzt schon zumindest insoweit in die Netzentgelte eingebunden, als dass auch bei Eigenversorgern für den Strombezug aus dem Netz Netzentgelte anfallen und ggf. ein Grundpreis zu zahlen ist. Bei leistungsgemessenen Kunden führt zudem bereits ein einmaliger Bezug aus dem Netz zum Anfallen eines Leistungspreises. Hinzu kommt letztlich auch das Veränderungsinteresse des Staates. Angesichts der starken Zunahme gewerblicher und privater Eigenversorgung werden die Kosten der Netzbetreiber auf immer weniger Netznutzer verteilt und damit für den einzelnen Netznutzer entsprechend hö-

⁹¹ So zuletzt auch BGH, EnWZ 2014, S. 467 ff.; T. Müller/H. Kahl/F. Sailer, Das neue EEG 2014, ER 2014, S. 139 ff. (S. 144).

⁹² M. Fehling, Neues Regulierungssystem im Anschluss an die Energiewende, Verw 2014, S. 313 ff. (S. 328 ff.).

⁹³ BVerfGE 133, 143, 158.

⁹⁴ BVerfGE 103, 271, 287; 38, 61, 83; H.D. Jarass in: H.D. Jarass/P. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 20 Rn. 73.

⁹⁵ S. Huster/J. Rux, in: V. Epping/C. Hillgruber, GG, 2. Aufl. 2013, Art. 20 Rn. 184.

⁹⁶ M. Sachs, in: M. Sachs, GG, 7. Aufl. 2014, Art. 20 Rn. 139; H. Schulze-Fielitz, in: H. Dreier, GG, 2. Aufl. 2006, Art. 20 Rn. 148.

⁹⁷ C. Kreuter-Kirchhof, Grundrechtliche Maßstäbe für eine Reform des EEG, NVwZ 2014, S. 770 ff. (S. 772); M. Sachs, in: M. Sachs, GG, 7. Aufl. 2014, Art. 20 Rn. 139.

her ausfallen. Mögliche Härten für bereits vorhandene Eigenerzeugungsanlagen ließen sich gegebenenfalls durch Übergangsregelungen vermeiden.⁹⁸ Diesbezüglich steht dem Gesetzgeber aber ein weiter Gestaltungsspielraum zur Verfügung.⁹⁹

Vereinbarkeit mit den Grundrechten (Art. 2 Abs. 1, 12 Abs. 1, 14 Abs. 1, 3 Abs. 1 GG)

Eine gesetzlich veranlasste Umstellung der Netzentgelte auf einen (möglichst) verbrauchsunabhängigen Kapazitätstarif ist auch unter Grundrechtsgesichtspunkten zulässig.

Allgemeiner Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG)¹⁰⁰

Der Gleichheitsgrundsatz gem. Art. 3 Abs. 1 GG könnte zwar durch die Umstellung auf verbrauchsunabhängige Netzentgelte in seinem Schutzbereich betroffen sein, wenn in der Folge der Umstellung wesentlich Gleiches ungleich oder wesentlich Ungleiches gleich behandelt würde.¹⁰¹ Dies erscheint hier jedoch verfassungsrechtlich gerechtfertigt.

Wird als maßgebliche Berechnungsgröße beispielsweise die Anschlussleistung gewählt, so werden in der Folge gleiche Stromverbrauchsmengen ungleich behandelt, sofern die verschiedenen Netznutzer zwar eine unterschiedliche Anschlussgröße aufweisen, ihre Netznutzung jedoch im Einzelfall weitgehend gleich wäre. Umgekehrt werden ungleiche Stromverbrauchsmengen gleich behandelt, wenn die verschiedenen Netznutzer zwar über die gleiche Anschlussleistung verfügen, jedoch die Netznutzung im Einzelfall unterschiedlich ausfällt.

Beeinträchtigungen von Art. 3 Abs. 1 GG sind dann gerechtfertigt, wenn sie von vernünftigen Erwägungen getragen werden, wobei zumindest eine Willkürprüfung durchzuführen ist.¹⁰² Soweit es um (Un-)Gleichbehandlungen zwischen Personengruppen geht, ist zwar regelmäßig eine über die Willkürprüfung hinausgehende strenge Verhältnismäßigkeitsprüfung vorzunehmen. Der Rechtfertigungsgrund muss dabei also in einem angemessenen Verhältnis zum Grad der (Un-)Gleichbehandlung stehen.¹⁰³ Dies ist hier jedoch nicht gegeben. Mangels personeller Anknüpfungsmerkmale oder Betroffenheit von Freiheitsgrundrechten durch die Einführung eines Kapazitätstarifs genügt hier eine Willkürprüfung.¹⁰⁴ Der sachliche Grund läge hier in der bereits erwähnten Steigerung der Verursachungsgerechtigkeit bei der Verteilung der Netzkosten auf die Netznutzer. Der Bezug elektrischer Arbeit aus dem Stromnetz – also der Stromverbrauch – ist nicht der entscheidende Faktor für die Netzkosten.¹⁰⁵ Tatsächlich bestehen die netzentgeltfähigen Kosten der Netzbetreiber in erster Linie aus Fixkosten, die letztlich vor allem die Kapazität des Anschlusses abbilden, der tatsächliche Stromverbrauch aus dem Netz spielt dagegen eine eher untergeordnete Rolle (s. Abschnitt 3.3). Insofern erscheint es aus energiewirtschaftlicher Sicht angemessen und vor allem verursachungsgerechter, die Netzentgelte weniger am Verbrauch aus dem Netz auszurichten, sondern stattdessen eine – etwa an

⁹⁸ Vgl. für die EEG-Umlage auf Eigenversorgung § 61 Abs. 3, 4 EEG 2014; allg. *H.D. Jarass* in: *H.D. Jarass/P. Pieroth*, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 20 Rn. 76.

⁹⁹ BVerfGE 76, 256, 359 f.

¹⁰⁰ Vgl. auch § 21 Abs. 1 EnWG, Art. 32 Abs. 1 S. 1 EltRL, Art. 14 Abs. 1 S. 1 StromhandelZVO; siehe auch *A. Groebel/N. Horstmann*, in: *B. Holznagel/R. Schütt*, ARegV, 2013, Einf. Rn. 198.

¹⁰¹ Allg. *H.D. Jarass* in: *H.D. Jarass/P. Pieroth*, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 3 Rn. 7.

¹⁰² Dazu: *H.D. Jarass* in: *H.D. Jarass/P. Pieroth*, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 3 Rn. 14 ff.

¹⁰³ So u.a. BVerfGE 102, 68 (87) und BVerfGE 99, 165 (178).

¹⁰⁴ Allg. BVerfGE 118, 79, 100 ff.; 116, 135, 161; 133, 1, 22.

¹⁰⁵ Vgl. auch *B. Illing*, Neue Netzentgelte – Auswirkungen auf die Haushaltskunden und das Niederspannungsnetz, et 2014, Heft 7, S. 49 ff. (S. 49).

der Anschlussleistung orientierte – stärkere Typisierung der Netzentgelte einzuführen. Bei Massengeschäften ist zudem ohnehin eine gewisse Typisierung und Pauschalisierung trotz dadurch möglicherweise im Einzelfall bedingter Härten zulässig.¹⁰⁶ Die Typisierung muss sich aber zumindest realitätsgerecht am typischen Fall orientieren und insofern die meisten Fälle zutreffend erfassen. Bei einer an der Anschlussleistung orientierten „Netz-Flatrate“ dürfte eine solche Typisierung jedenfalls ohne weiteres sachgerecht sein

Auch die reflexartige Mitbeteiligung der Eigenverbraucher an den Netzentgelten ist vor diesem Hintergrund gerechtfertigt und verursachungsgerecht. Auch bei einem Kaum- oder Nichtnutzer des Netzes muss der Netzbetreiber jederzeit das Netz so vorhalten, dass zu einem nicht vorhersehbaren Zeitpunkt doch – ggf. in Maximalhöhe – Strom aus dem Netz bezogen wird. Das Netz stellt für solche Nutzer eine Versicherungsleistung dar, die im derzeitigen System nicht hinreichend vergütet wird. Durch ein stärker verbrauchsunabhängiges Netzentgeltsystem würde dem Gleichheitsgrundsatz daher gerade entsprochen.

Freiheitsgrundrechte (Art. 2 Abs. 1, 12 Abs. 1, 14 Abs. 1 GG)

Durch eine Umstellung auf verbrauchsunabhängige Netzentgelte werden auch weder Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) noch Eigentumsgarantie (Art. 14 Abs. 1 GG) betroffen.

Eine Umstellung der Netzentgeltsystematik betrifft sämtliche Netznutzer und wirkt somit sowohl im beruflichen als auch im privaten Bereich. Ein Eingriff in die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 erfordert aber zumindest eine „objektiv berufsregelnde Tendenz“, also einen engen Zusammenhang der Regelung mit der Ausübung eines Berufs, denn nicht jede noch so kleine Rückwirkung einer Norm auf die Berufsfreiheit soll einen Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG darstellen.¹⁰⁷ Der Netzentgeltepflicht fehlt – auch bei Einführung eines Kapazitätstarifs – diese Tendenz. Sie trifft jeden Netznutzer, unabhängig von der Ausübung eines bestimmten Berufs.¹⁰⁸

Auch die Eigentumsgarantie nach Art. 14 Abs. 1 GG wird nicht tangiert. Diese schützt von vornherein keine bloßen Chancen und Verdienstmöglichkeiten oder eine günstige Gesetzeslage, sondern nur den bereits konkret vorhandenen Bestand im Sinne von gesicherten Rechtspositionen.¹⁰⁹ Eine im derzeitigen Netzentgeltsystem günstig ausfallende Netzentgeltsituation für bestimmte Netznutzergruppen (z.B. Eigenverbraucher) ist also bereits nicht von der Eigentumsgarantie umfasst.

Damit bleibt als einziges Freiheitsgrundrecht noch die allgemeine Handlungsfreiheit nach Art. 2 Abs. 1 GG, die ganz allgemein vor staatlichen Eingriffen schützt. Ein möglicher Eingriff in Art. 2 Abs. 1 GG wäre jedoch gerechtfertigt, da eine Umstellung auf verbrauchsunabhängigere Netzentgelte verhältnismäßig wäre. Sie sorgt für eine verursachungsgerechtere Ausrichtung der Netzentgeltsystematik und Verteilung der Netzkosten auf die Netznutzer (vgl. die Argumentation bei Art. 3 Abs. 1 GG).

EU-Sekundärrecht hinsichtlich der Energieeffizienz (EffizRL)

Bei einer stärkeren Ausrichtung auf verbrauchsunabhängigere Netzentgelte wären die Vorgaben der EU-Energieeffizienz-Richtlinie (RL 2012/27/EU) zu berücksichtigen.

¹⁰⁶ Dazu: H.D. Jarass in: H.D. Jarass/P. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 3 Rn. 30 ff.

¹⁰⁷ H.D. Jarass in: H.D. Jarass/P. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 12 Rn. 15 m.w.N.

¹⁰⁸ Vgl. allg. BVerfG, 25. Juli 2007 - 1 BvR 1031/07, Rn. 33.

¹⁰⁹ H.D. Jarass in: H.D. Jarass/P. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 14 Rn. 19 m.w.N.

Der EU-Gesetzgeber scheint in der Energieeffizienz-Richtlinie ein Netzentgeltsystem anzustreben, das vor allem Raum lässt für dynamisches Verbrauchsverhalten. Mehrfach wird die Bedeutung von intelligenten Netzen und Laststeuerung betont.¹¹⁰ Anreize für ein solches aktives, an den Netzerfordernissen ausgerichtetes Verbrauchsverhalten dürften sich jedoch im Wesentlichen über entsprechende Preissignale ergeben. Je weniger aber das Netzentgeltsystem auf dem tatsächlichen Verbrauch (Arbeitspreise/-entgelte, realer Lastgang vs. standardisiertes Lastprofil) fußt, desto stärker könnte ein unerwünscht gleichmäßiger statischer oder ungünstig verlagelter Verbrauch gefördert werden. In der Folge bestünden für den Endkunden ggf. auch weniger Anreize, Strom zu sparen oder Lastmanagement zu betreiben. Allerdings bilden die Netzentgelte nur einen Teil des Strompreises,¹¹¹ so dass ein Kapazitätstarif bei den Netzentgelten nicht per se einem stärker dynamischen Verbrauchsverhalten bzw. einer Laststeuerung entgegenstehen dürfte. Schließlich wäre dies keine „Strompreis-Flatrate“. Es käme hier damit entscheidend auf die Wirkung eines solchen Tarifs auf das Verbrauchsverhalten an.

Zudem erscheint es trotz eines Kapazitätstarifs durchaus denkbar, Lastmanagement auch über andere Maßnahmen, wie etwa bestimmte Ausnahmetatbestände im Netzentgeltsystem anzureizen. Eine „Netz-Flatrate“ muss der Einführung neuer Privilegierungsregeln oder bestimmter – ggf. ebenfalls pauschaler – Boni für netzdienliches Verhalten nicht zwangsläufig entgegenstehen. Beispielsweise verringert sich schon nach der derzeitigen Regelung des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV das Leistungsentgelt, wenn in bestimmten Hochlastzeitfenstern weniger/kein Strom bezogen wird.

Letztlich lässt die Energieeffizienz-Richtlinie dem Gesetzgeber einen weiten Gestaltungsspielraum im Hinblick auf die Ausgestaltung von Netzentgelten. Vielfach beschränken sich die Vorgaben (lediglich) auf das Bestehen oder Schaffen bestimmter Anreize zur Erhöhung der Energieeffizienz. Die konkreten Maßnahmen obliegen dem Gesetzgeber. Dennoch ist bei der Umsetzung eines Kapazitätstarifs – wenngleich dies auch nur geringe Auswirkungen auf das Verbrauchsverhalten hätte – auf folgende Vorgaben hinzuweisen:

Erwägungsgründe

Aus den Erwägungsgründen der EffizRL lässt sich ableiten, dass dem Einsatz von intelligenten Stromzählern sowie von Maßnahmen zur Laststeuerung eine hohe Priorität eingeräumt wird. So sollen bis 2020 mindestens 80 % der Verbraucher mit intelligenten Verbrauchserstattungssystemen ausgestattet werden, *„falls die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet wird“* (Nr. 27). In der Folge seien häufige Abrechnungen auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs (Nr. 33) und eine aktive Beteiligung der Verbraucher am Strom- und Erdgasmarkt (Nr. 31) möglich. Weiter heißt es in Erwägungsgrund Nr. 44:

„Die Laststeuerung ist ein wichtiges Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz, da sie den Verbrauchern oder von ihnen benannten Dritten erheblich mehr Möglichkeiten einräumt, aufgrund von Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen tätig zu werden; sie liefert somit einen Mechanismus, um den Verbrauch zu verringern oder zu verlagern, was zu Energieeinsparungen sowohl beim Endverbrauch als auch – durch bessere Nutzung der Netze und Erzeugungskapazitäten – bei der Energieerzeugung, -übertragung bzw. -fernleitung und -verteilung führt.“

¹¹⁰ So auch Anh. I Abs. 2 zur EltRL: *„Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.“*

¹¹¹ B. Illing, Neue Netzentgelte – Auswirkungen auf die Haushaltskunden und das Niederspannungsnetz, et 2014, Heft 7, S. 49 ff. (S. 50).

Hieran knüpft wiederum Erwägungsgrund Nr. 45 an, aus dem sich ergibt, dass die Laststeuerung auf der Reaktion der Endkunden auf Preissignale beruhen kann. Die Mitgliedstaaten sollen dafür Sorge tragen,

„dass die nationalen Energieregulierungsbehörden in der Lage sind sicherzustellen, dass die Netztarife und Netzregelungen Anreize für Verbesserungen bei der Energieeffizienz bieten und eine dynamische Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen seitens der Endkunden unterstützen.“

Aus den genannten Vorgaben lässt sich entnehmen, dass der europäische Normgeber ein Regulationssystem anstrebt, das den Verbraucher dazu bringen soll, seinen Stromverbrauch aktiv zu steuern und – etwa angereizt über Preissignale – seine Last zu verlagern.

Art. 10 EffizRL

Konkrete Vorschriften finden sich auch in Art. 10 EffizRL, der mit „Abrechnungsinformationen“ überschrieben ist. In Absatz 1 heißt es hier:

„Verfügen die Endkunden nicht über intelligente Zähler gemäß den Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG, so gewährleisten die Mitgliedstaaten bis zum 31. Dezember 2014, dass die Abrechnungsinformationen [...] genau sind und auf dem tatsächlichen Verbrauch beruhen, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich gerechtfertigt ist.“

Diese Verpflichtung kann durch ein System der regelmäßigen Selbstablesung seitens der Endkunden erfüllt werden, bei dem die Endkunden die an ihrem Zähler abgelesenen Werte dem Energieversorger mitteilen. Weiter heißt es:

„Nur wenn der Endkunde für einen bestimmten Abrechnungszeitraum keine Zählerablesewerte mitgeteilt hat, erfolgt die Abrechnung auf der Grundlage einer Verbrauchsschätzung oder eines Pauschaltarifs.“

Der letzte Teilsatz könnte zwar auf den ersten Blick so verstanden werden, dass Pauschaltarife überhaupt nur dann zulässig sind, wenn ein Endkunde nicht über einen intelligenten Zähler verfügt und keine Zählerablesewerte mitgeteilt hat. Es dürfte sich aber lediglich um eine technische Vorgehensweise bei der Abrechnung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer handeln. Eine inhaltliche Anforderung an die gesetzgeberische Ausgestaltung des Netzentgelts ist hiervon nicht umfasst. Dies lässt sich auch bereits aus dem Titel der Norm („Abrechnungsinformationen“) ableiten.

Art. 15 EffizRL

Von größerer Bedeutung könnte aber zumindest Art. 15 EffizRL sein. Nach Absatz 1 dieser Vorschrift ist es Aufgabe der Mitgliedstaaten, zu gewährleisten,

„dass die nationalen Energieregulierungsbehörden durch die Erarbeitung von Netztarifen und Netzregulierung [...] Anreize für die Netzbetreiber vorsehen, damit sie für die Netznutzer Systemdienste bereitstellen, mit denen diese im Rahmen der fortlaufenden Realisierung intelligenter Netze Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz umsetzen können.“

Weiter heißt es in Absatz 4:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Anreize in Übertragungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Gesamteffizienz (auch die Energieeffizienz) der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung auswirken oder die die Teilnahme an der Laststeuerung (Demand Response) sowie den Zugang zum

Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfsdiensten verhindern könnten, beseitigt werden. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Netzbetreiber Anreize erhalten, um bezüglich Auslegung und Betrieb der Infrastruktur Effizienzverbesserungen zu erzielen, und dass – im Rahmen der Richtlinie 2009/72/EG – es die Tarife gestatten, dass die Versorger die Einbeziehung der Verbraucher in die Systemeffizienz verbessern, wozu auch eine von nationalen Gegebenheiten abhängige Laststeuerung zählt.“

Diese Vorgaben knüpfen an die bereits dargestellten Erwägungsgründe an, die die Laststeuerung in den Blick nehmen.¹¹² Diesbezügliche Hemmnisse sollen beseitigt und Anreize gesetzt werden. Auch hier müsste daher geprüft werden, ob und in welchem Umfang verbrauchsunabhängigere Netzentgelte zu Auswirkungen auf das Verbrauchsverhalten insgesamt führen können.

5.5 Einbeziehung der Eigenversorgung in das Netzentgelt- und Netznutzungssystem

Im Bereich der Eigenerzeugung von Haushaltskunden (beispielsweise mittels PV-Anlagen) besteht der Anreiz, den Verbrauch eigenerzeugten Stroms zu maximieren, wenn dieser durch die vermiedenen Umlagen günstiger ist, als netzbezogener Strom. Bei EEG-geförderten Anlagen besteht ein Anreiz den Strom ins Netz einzuspeisen, sofern Netzparität noch nicht erreicht ist. Hinsichtlich der Einspeisung bestehen keine Anreize diese netzdienlich zu gestalten, sondern bei Vergütungssätzen oberhalb des Bezugspreises die Einspeisung zu maximieren. Zudem steht eine solche netzoptimierte Betriebsweise im Konflikt mit einer Optimierung des Eigenverbrauchs.

Im Bereich industrieller Eigenerzeugung wirken prinzipiell die gleichen Anreize. Durch die Abrechnung über Arbeitspreis und Leistungspreis zahlen diese Kunden tendenziell noch einen höheren Anteil der regulären Netzentgelte, da im Vergleich zu Haushaltskunden die weitgehend mengenbasiert abgerechnet werden, ein größerer Anteil des Entgelts über die Leistung erhoben wird. Diese verändert sich bei Eigenerzeugung u.U. nicht, da beispielsweise bei Wartung oder Ausfall der Eigenerzeugungsanlage der komplette Bedarf aus dem Netz gedeckt werden muss. Das heißt, während sich die bezogene jährliche Energie und damit die arbeitsbasierten Entgelte verringern, bleibt die Leistungskomponente unverändert. Eigenerzeugung und Eigenverbrauch sind differenziert zu betrachten, je nachdem, ob es sich um Anlagen in der Industrie oder um Eigenerzeugung in der Niederspannung, i.d.R. PV bei Haushaltskunden handelt. Zum PV-Eigenverbrauch siehe Abschnitt 5.4 und Box 2, S. 95.

5.5.1 Eigenverbrauch und Eigenstromerzeugung in der Industrie aus technischer Sicht

5.5.1.1 Eigenstromerzeugung in der Industrie

Die Eigenstromerzeugung lag in den letzten Jahren in der Industrie zwischen 43,7 TWh (2009) und 51,8 TWh (2010). Nach einem Anstieg bis 2010 ist die Eigenstromerzeugung seitdem auf 43,8 TWh in 2012 wieder zurückgegangen (siehe Abbildung 14). 2013 ist die Eigenstromerzeugung dann wieder leicht angestiegen. Bisher lässt sich trotz der insgesamt steigenden Umlagen im Strombereich, die den Fremdbezug potentiell verteuern, keine starke Dynamik bei der Eigenerzeugung in der Industrie erkennen.

¹¹² Vgl. dazu auch COM(2013) 762 final, Nr. 3.7: „Ferner müssen sie sicherstellen, dass Netztarife und -regulierung spezifische Energieeffizienzkriterien erfüllen und eine Laststeuerung nicht behindern.“

Leistungsgrößen und Anlagenart

Statistisch wird die Eigenerzeugung branchenspezifisch zum einen für Unternehmen mit mehr als 20 Mitarbeitern erfasst. Eine detaillierte Erfassung der Eigenstromerzeugung erfolgt zum anderen für Unternehmen mit einer elektrischen Engpassleistung von mehr als 1 MW. Diese Unternehmen machen einen Großteil der Eigenstromerzeugung aus. Die nachfolgenden Auswertungen basieren auf Statistiken für diese Unternehmen, die damit jedoch ca. 7 % der Eigenstromerzeugung nicht erfasst, die in Unternehmen mit mehr als 20 Mitarbeitern aber einer Engpassleistung von weniger als 1 MW erzeugt werden. Auf diese Weise lässt sich ein erster Überblick über den aktuellen Stand der industriellen Eigenerzeugung geben.

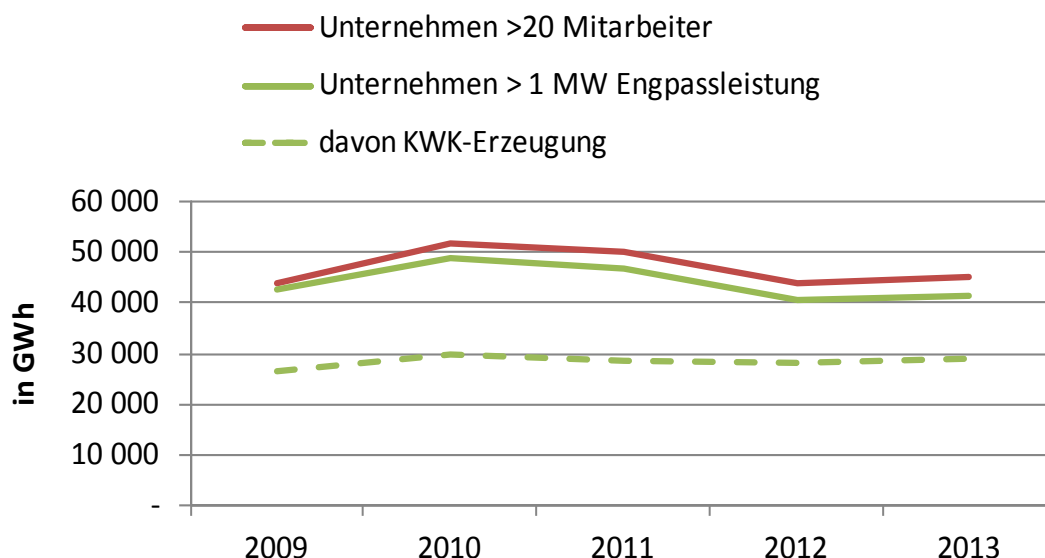


Abbildung 14: Eigenstromerzeugung in der Industrie von 2009 bis 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (060 und 067)

Insgesamt liegt die installierte Leistung in der Industrie 2013 bei ca. 10 GW und ist in den letzten Jahren gesunken. Dabei sind vor allem ältere Dampfturbinen stillgelegt worden, deren Leistung seit 2010 relativ stark von 9 GW auf 6 GW (2013) zurückgegangen ist (siehe Abbildung 15). Der Anteil Dampfturbinen an der insgesamt installierten Leistung ist von über 80 % vor 2005 auf nur noch ca. 60 % in 2013 gesunken. Gleichzeitig ist die installierte Leistung an Gasturbinen sowie Verbrennungsmotoren gestiegen. So lag die installierte Leistung mit Gasturbinen in 2007 bei 2 GW und in 2013 bei 3 GW. Sie haben 2013 jeweils einen Anteil an der insgesamt installierten Leistung von 30 % bzw. 5 % gehabt.

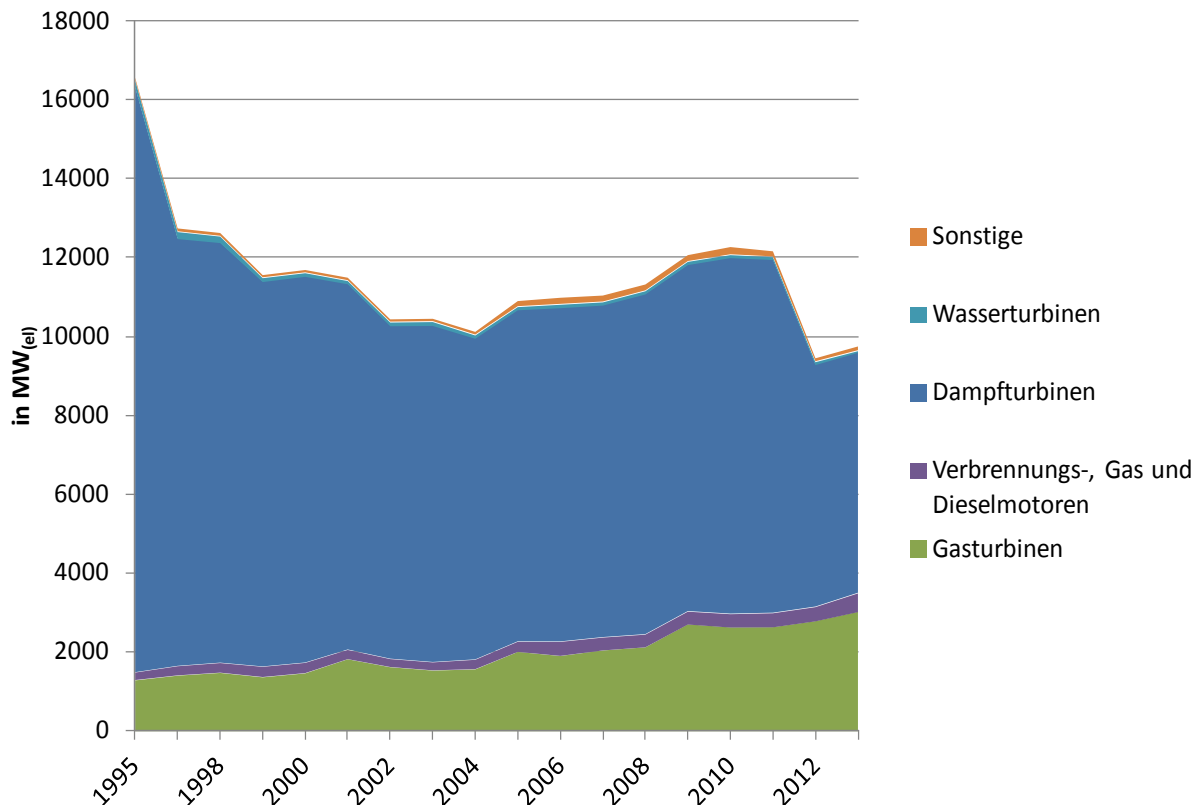


Abbildung 15: Installierte elektrische Brutto-Engpassleistung in der Industrie nach Erzeugungstechnologien von 1995 bis 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (067, nur Anlagen größer 1 MW)

Ein Großteil der Anlagen ist im Industriebereich größer als 10 MW und dürfte daher in der Regel an der Hochspannung bzw. an der Umspannebene HS/MS angeschlossen sein. Die installierte Leistung aller Anlagen zwischen 1 und 10 MW betrug 2013 ca. 900 MW (siehe Abbildung 16). Der Anteil an Dampfturbinen ist in dieser Anlagengröße am geringsten. Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 10 und 50 MW weisen zusammen ca. 2.400 MW auf und Anlagen, die größer als 50 MW sind, haben eine kumulierte Leistung von ca. 6400 MW.

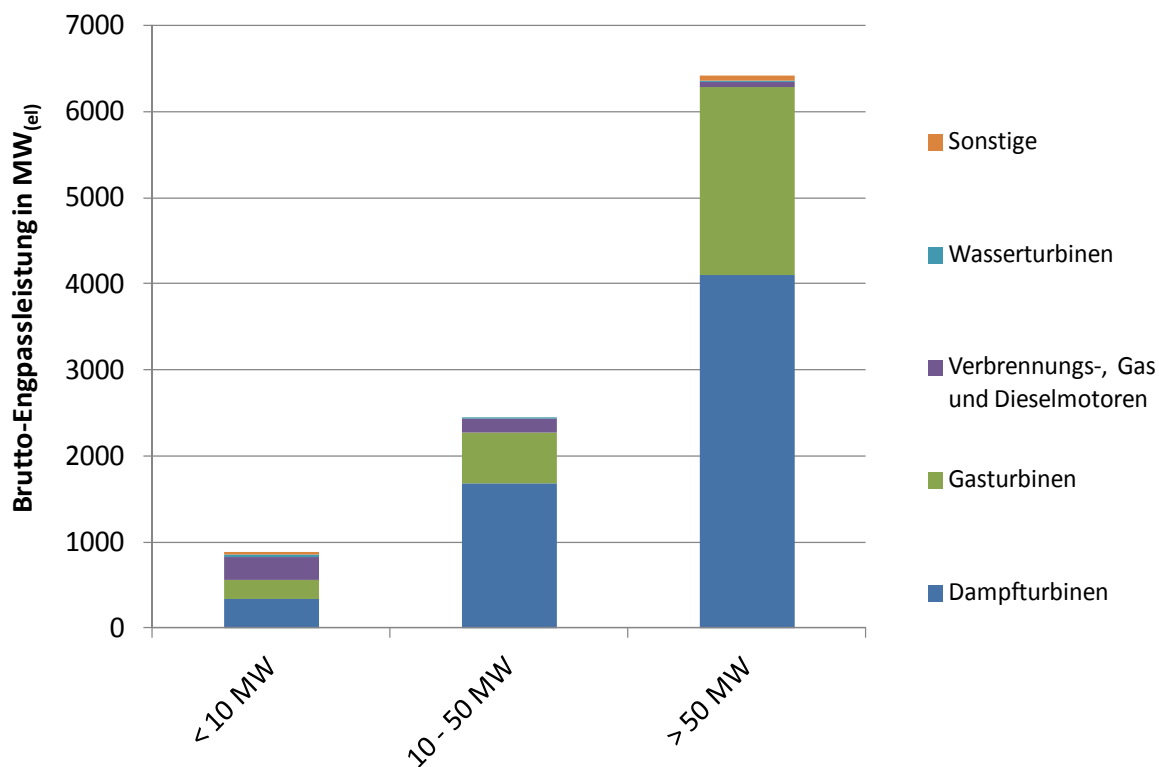


Abbildung 16: Bruttoengpassleistung in der Industrie nach Leistungsklasse und Anlagenart in 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (067, nur Anlagen größer 1 MW)

Die insgesamt installierte Leistung in der Industrie in den drei Leistungsklassen hat sich seit 2009 um fast 20 % reduziert (siehe Abbildung 17). Der Rückgang resultiert aus dem Bereich der großen Anlagen (> 50 MW), wobei dies insbesondere auf statistische Veränderungen im Bereich der Bergbau-Industrie zurückzuführen ist¹¹³. Im verarbeitenden Gewerbe ist die installierte Leistung fast konstant geblieben.

¹¹³ Umstrukturierung der Evonik Steag, statistischen Umbuchung in die allgemeine Versorgung



Abbildung 17: Entwicklung der installierten Brutto-Engpassleistung nach Leistungsklassen in der Industrie (inkl. Bergbau) von 2009 bis 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (067, nur Anlagen größer 1 MW)

Industriebranchen und Auslastungen

Die meisten Eigenerzeugungsanlagen werden in der chemischen Industrie betrieben (siehe Abbildung 18). Große Eigenerzeugungsanlagen sind typischerweise z.B. in Chemieparcs installiert (u.a. Ludwigshafen, Leverkusen, Uerdingen, Marl) die häufig über Gasturbinen bzw. Gas- und Dampfturbinen (GuD-Anlagen) verfügen. An der Nettostromerzeugung in Eigenerzeugung von ca. 41.400 GWh in der Industrie 2013 hatte die chemische Industrie einen Anteil von 15.100 GWh bzw. von 36,5 %. Eigenerzeugung findet in größerem Umfang auch bei Raffinerien und Kokereien, in der Papierindustrie sowie bei der Metallerzeugung statt, die jeweils ca. 14 bis 16 % der industriellen Eigenstromerzeugung ausmachen.

Die installierte Brutto-Engpassleistung ist in der Chemieindustrie mit über 3000 MW 2013 am Größten, gefolgt von den Sektoren Papier, Metall und Raffinerien/Kokereien mit jeweils mehr als 1400 MW (siehe Abbildung 19). In der Chemieindustrie sind seit 1994 Anlagen verstärkt modernisiert worden, so dass hier der Anteil der Gasturbinen und GuD-Anlagen deutlich höher ist als in den anderen Sektoren.

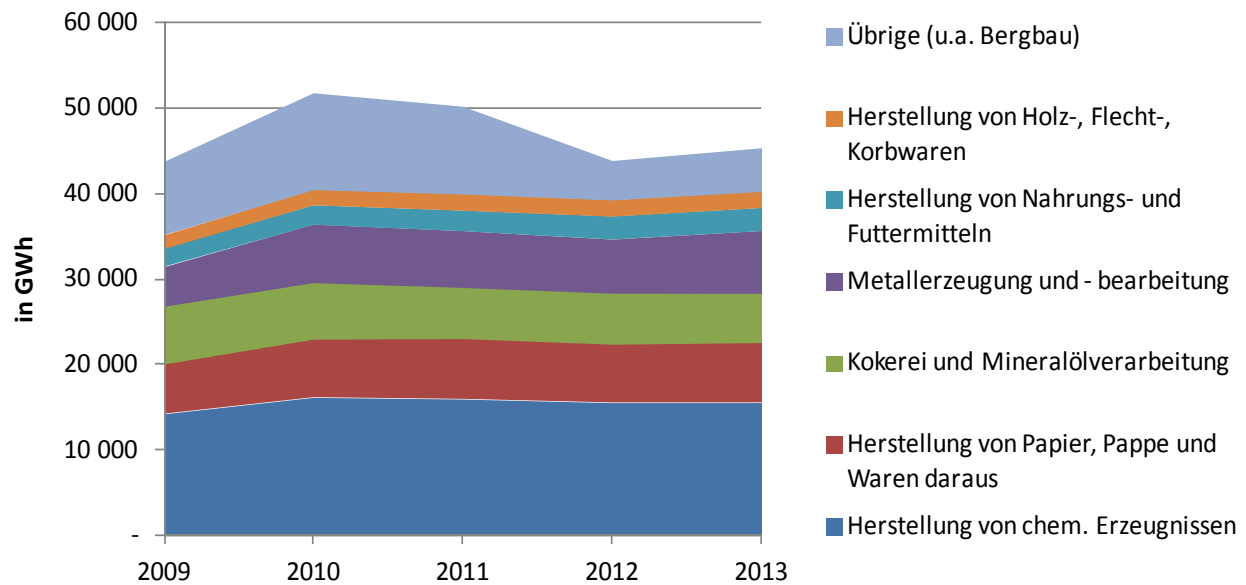


Abbildung 18: Industrielle Eigenstromerzeugung nach Branchen von 2009 bis 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (067, nur Anlagen größer 1 MW)

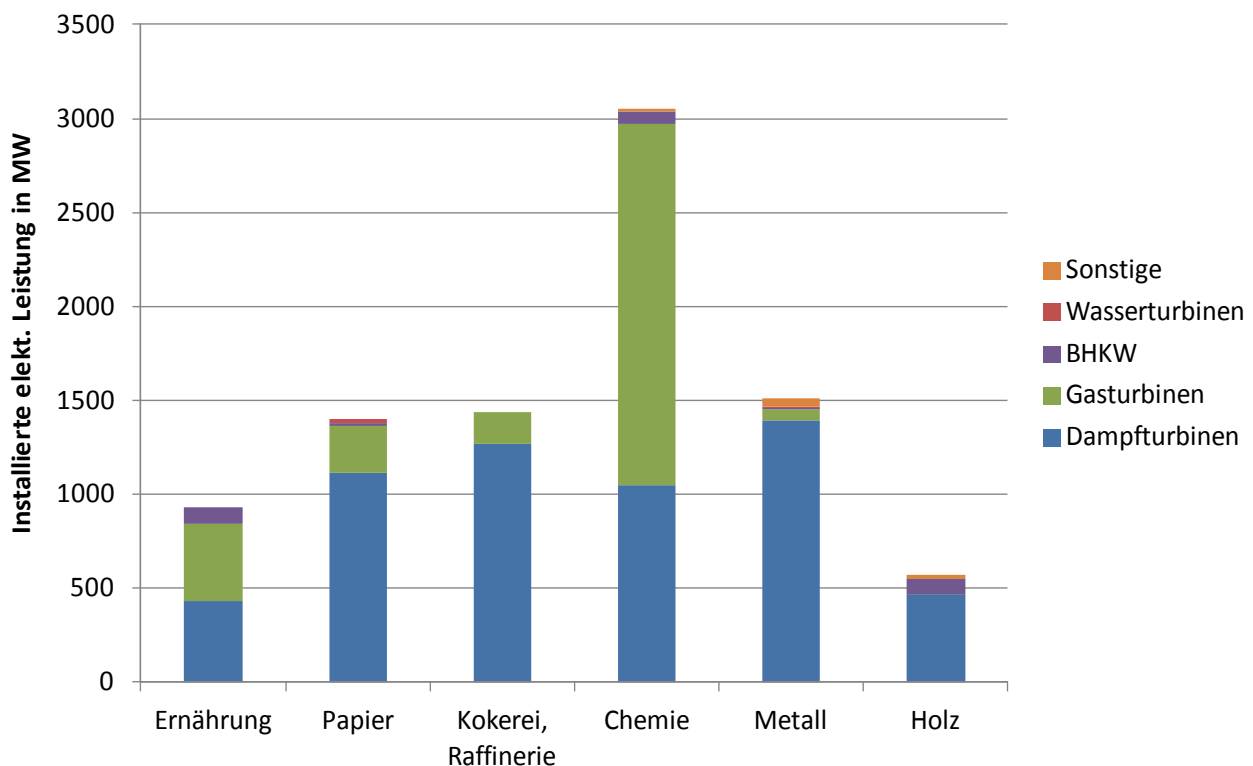


Abbildung 19: Installierte Brutto-Engpassleistung nach Branchen und Anlagenarten in 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (067, nur Anlagen größer 1 MW)

Eine Auswertung der installierten Leistungen sowie der damit verbundenen Stromerzeugung lassen Rückschlüsse auf die Auslastung der Anlagen zu. Die statistischen Volllaststunden der Anlagen liegen z.B. in den Branchen Chemie, Papier und Metallerzeugung bei über 4000 Stunden pro Jahr. Auf

dieser Basis lassen sich später auch Rückschlüsse auf die zu zahlenden Netzentgelte ziehen. Die Auslastungen der Anlagen variieren häufig zwischen alten Bestandsanlagen (häufig Dampfturbinen) mit eher niedrigeren Volllaststunden und modernisierten Anlagen, die in der Regel Gasturbinen bzw. GuD-Anlagen sind, mit höheren Volllaststunden (siehe Abbildung 20).

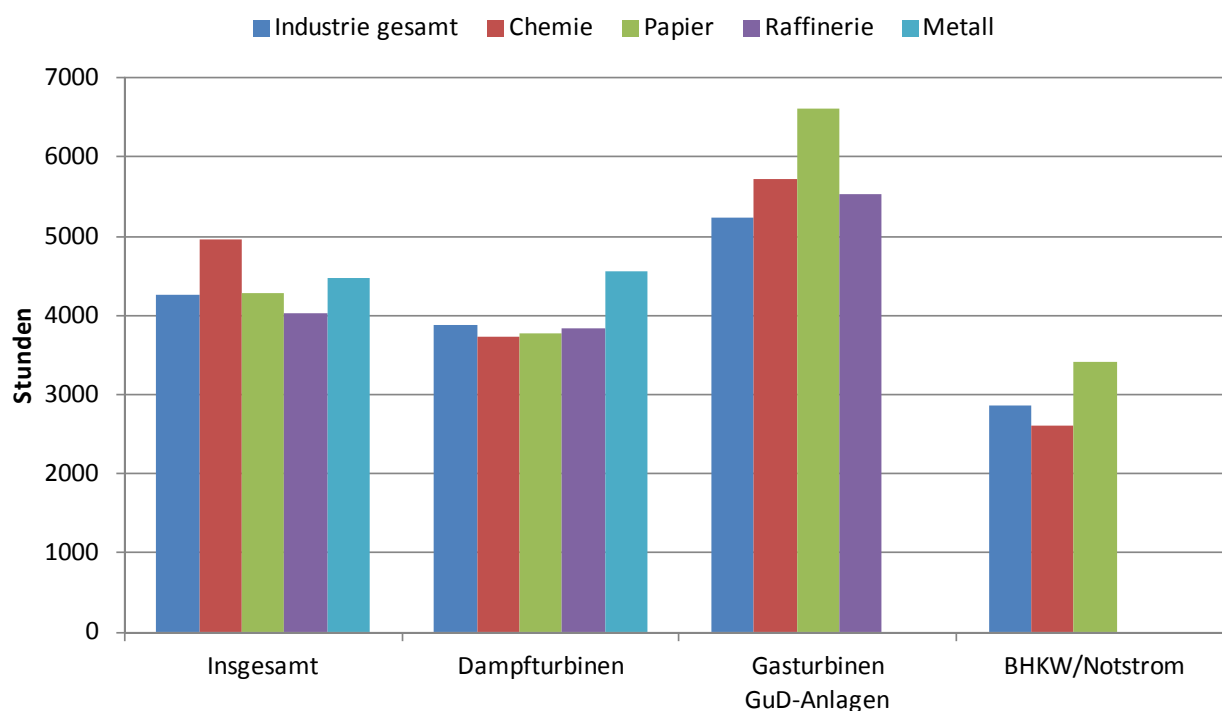


Abbildung 20: Statistische Volllaststunden der Anlagen zur Eigenstromerzeugung in der Industrie nach Branchen und Anlagenarten in 2013

Quelle: eigene Auswertung auf Basis von DESTATIS 2014 (067)

Eigenerzeugungsanlagen der Leistungsklasse < 1 MW

Über die Hälfte der Eigenstromerzeugung der Industrie findet in KWK-Anlagen statt, die nach dem KWK-Gesetz gefördert werden können. Eine Auswertung der in den vergangenen Jahren geförderten Anlagen gibt Hinweise auf die Verbreitung von Anlagen kleiner als 1 MW, die im Zuge der Förderung auch statistisch erfasst werden.

Die Entwicklung im Bereich der KWK-Anlagen von 2009 bis 2014 ist von einem konstanten jährlichen Zubau geprägt, wobei es 2013 zu einem verstärkten Ausbau gekommen ist (siehe Abbildung 21). Im Bereich von Anlagen, die kleiner als 50 MW sind, zeigt sich jedoch ein größeres Wachstum bereits seit 2010. Kumuliert sind von 2009 bis 2014 ca. 900 MW an Anlagenleistung nach dem KWK-Gesetz modernisiert bzw. neu installiert worden, die eine Anlagenleistung von weniger als 1 MW aufweisen. Diese Anlagen können jedoch sowohl im Industriebereich oder in anderen Sektoren installiert sein.

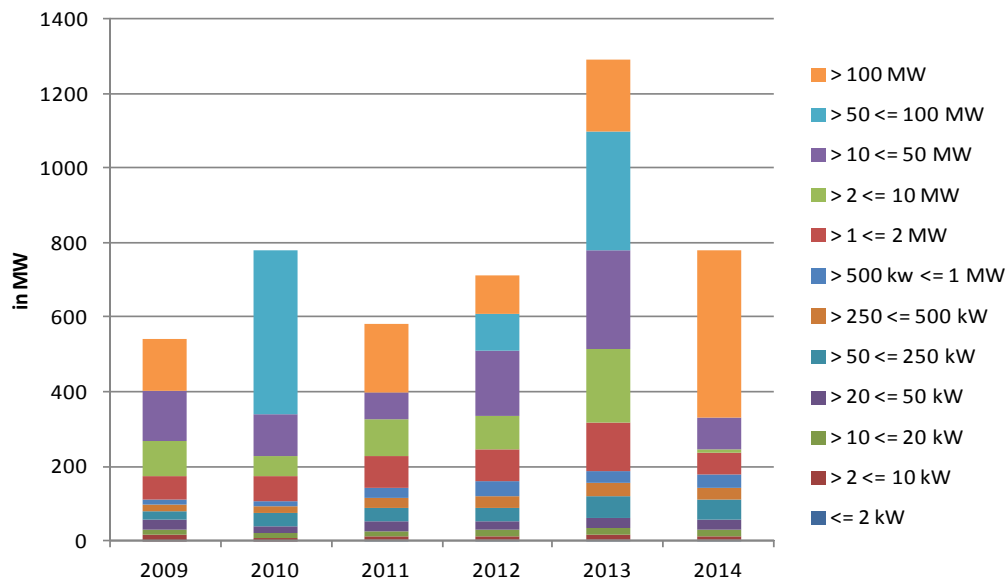


Abbildung 21: Leistung der jährlich neugebauten KWK-Kapazität nach dem KWK-G in Abhängigkeit der Leistungsklasse von 2009 bis 2014

Quelle: BAFA 2014

Verteilung der industriellen Eigenerzeugung nach Bundesländern

Die industrielle Eigenerzeugung ist insbesondere in Nordrhein-Westfalen (NRW) als auch in Rheinland-Pfalz und Niedersachsen am weitesten verbreitet (siehe Abbildung 22). 2013 hatte NRW einen Anteil von ca. 25 % der industriellen Eigenerzeugung. Die Anteile der einzelnen Bundesländer sind in den letzten Jahren relativ konstant geblieben (siehe Abbildung 23). Lediglich in NRW ist die industrielle Eigenerzeugung auf Grund der statistischen Umbuchung der Evonik Steag in die allgemeine Versorgung in 2012 stark zurückgegangen.

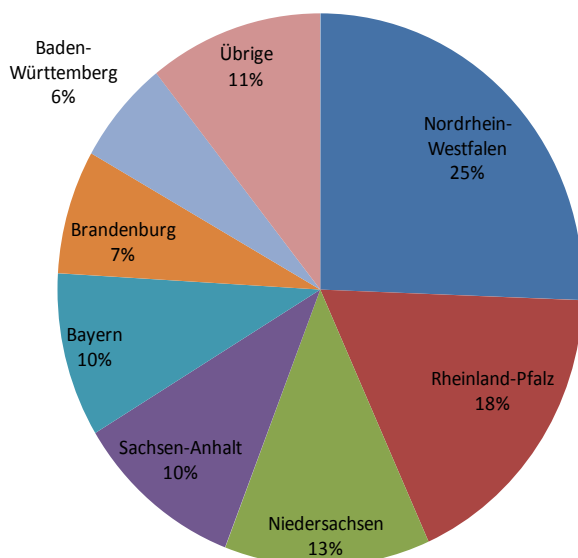


Abbildung 22: Verteilung der industriellen Eigenstromerzeugung nach Bundesländern in 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (067, nur Anlagen größer 1 MW)

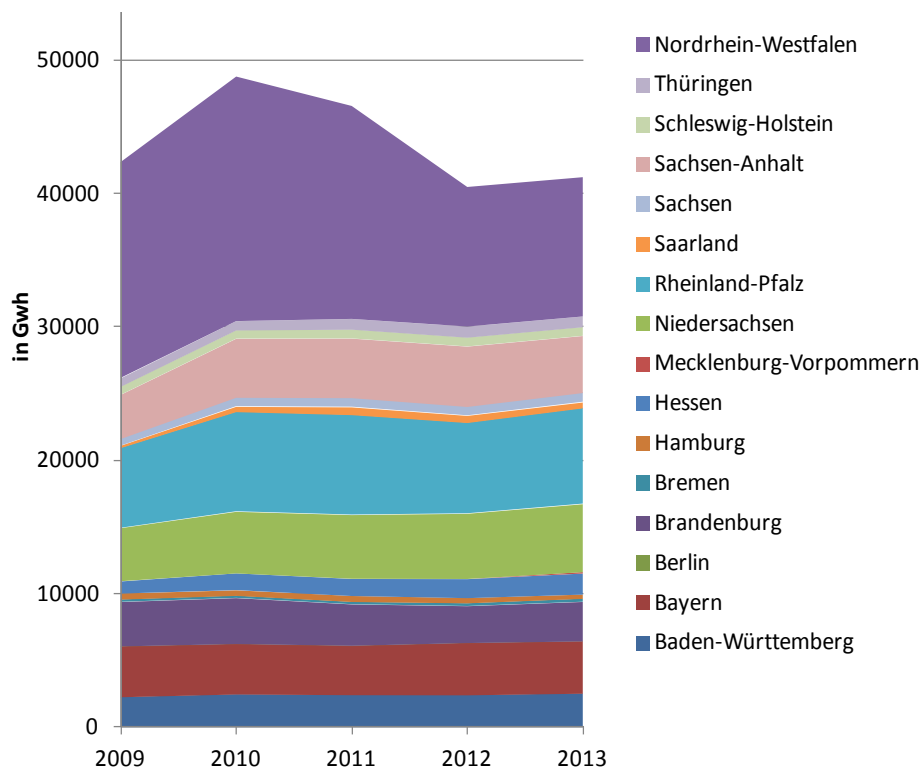


Abbildung 23: Entwicklung der industriellen Eigenstromerzeugung nach Bundesländern von 2009 bis 2013

Quelle: DESTATIS 2014 (067, nur Anlagen größer 1 MW)

5.5.1.2 Industrielle Eigenerzeugung und Eigenverbrauch

Die dargestellte industrielle Eigenerzeugung kann grundsätzlich auch zum Eigenverbrauch genutzt werden. Statistische Daten zum Eigenverbrauch in der Industrie existieren nur in begrenztem Ausmaße. Neben den Schätzungen, die im Rahmen der Festlegung der EEG-Umlage durchgeführt werden, können statistische Daten zur Energieverwendung (u.a. Eigenerzeugung, Abgabe an Dritte) ausgewertet werden. Die Basis für die Auswertung des Eigenverbrauchs ist eine Abschätzung des Letztverbraucherabsatzes und des Nettostrombedarfes. Dieser ist nach Schätzungen in Bardt et al. 2014 von ca. 45 TWh in 2008 auf ca. 57 TWh in 2012 angestiegen. Eigene Berechnungen für 2013 weisen einen Eigenverbrauch von ca. 59,4 TWh aus. Dem steht eine industrielle Eigenstromerzeugung von 45,3 TWh gegenüber. Geht man davon aus, dass die statistischen Angaben zur Stromabgabe von Unternehmen an Energieversorger in der Regel Strom aus Eigenerzeugung umfassen und keine Durchleitung sind, dann lässt sich auf dieser Basis der Selbstverbrauch abschätzen. Insgesamt ergibt sich für die industrielle Eigenerzeugung damit ein Selbstverbrauchsanteil von knapp 80 % bzw. von ca. 36 TWh (siehe Abbildung 24). Auf Basis dieser Berechnung ist der Anteil in der chemischen Industrie mit knapp 90 % am höchsten, deutlich niedriger sind die Selbstverbrauchsanteile in der Holzindustrie mit unter 20 %. In der Holzindustrie fällt bei der Eigenerzeugung zu größeren Anteilen EEG-Strom auf Basis von Biomasse an, der zum Erhalt der EEG-Förderung ins Netz eingespeist und nicht selbstverbraucht wird.

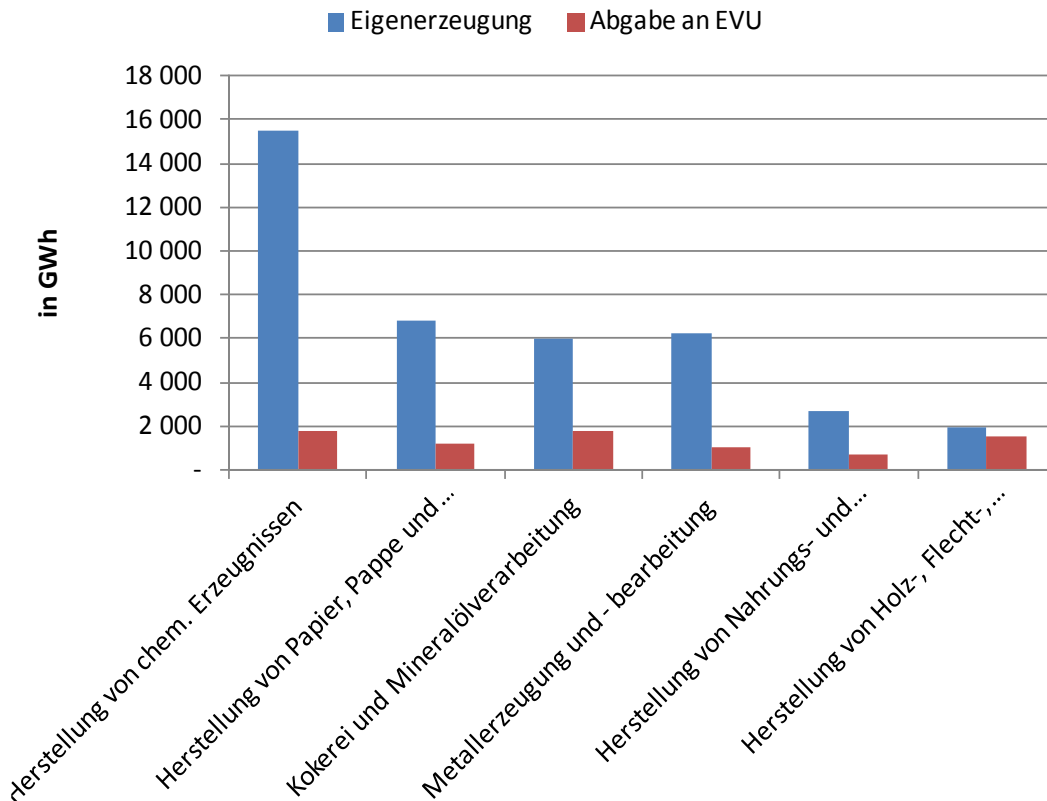


Abbildung 24: Eigenerzeugung und Abgabe an EVU nach Industriebranchen in 2012

Quelle: DESTATIS 2014 (060, Betriebe > 20 Mitarbeiter)

5.5.1.3 Auswirkungen von industrieller Eigenerzeugung auf Netzentgelte

Anreizwirkungen

Die Attraktivität der Eigenerzeugung ist stark davon abhängig, in welchem Umfang sich Kosten beim Fremdbezug einsparen lassen und in wie weit auch bei der Eigenerzeugung bestimmte Umlagen anfallen, z.B. Stromsteuer bzw. eine ggf. reduzierte EEG-Umlage auf Eigenerzeugung. Bis auf die leistungsbezogenen Anteile an den Netzentgelten sind sämtliche anderen Strompreisbestandteile von der bezogenen Energiemenge abhängig. Bei folgenden Regelungen entstehen Vorteile für die Eigenerzeugung zum eigenen Verbrauch:

- ▶ Stromsteuer (Befreiungen bei Eigenerzeugung möglich für Anlagen <2MW, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Verbrauch in direktem räumlichen Zusammenhang)
- ▶ Eigenerzeugungsprivileg bei der EEG-Umlage (Befreiung bei Bestandsanlagen bzw. EEG-Anlagen < 10 kW, ggf. reduzierte EEG-Umlage bei hocheffizienten KWK-Anlagen und Erneuerbaren Energien Anlagen)
- ▶ Weiteren Umlagen in Zusammenhang mit der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes
- ▶ KWK-Umlage
- ▶ § 19-StromNEV-Umlage
- ▶ Offshorehaftungsumlage
- ▶ AbLaV-Umlage nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten
- ▶ Konzessionsabgabe

Im aktuellen EEG 2014 wird die Eigenerzeugung aus neuen Anlagen grundsätzlich an der **EEG-Umlage** beteiligt, wenn der Strom selbst verbraucht wird. Dadurch wird sich zukünftig der Anreiz für Eigenerzeugung verringern. Die Beteiligung beschränkt sich bis Ende 2015 auf zunächst 30 % der EEG-Umlage, wenn die Eigenerzeugung aus hocheffizienten KWK-Anlagen bzw. Erneuerbare Energien Anlagen kommt. Bis 2017 steigt der Anteil dann auf 40 % der EEG-Umlage.

Die weiteren **Umlagen** (KWK-Umlage, Offshorehaftungsumlage, § 19-StromNEV-Umlage) werden in Zusammenhang mit der Netznutzung erhoben. Auch die **Konzessionsabgabe** wird auf die vom Netz bezogenen kWh erhoben. Dadurch fallen diese Strompreiskomponenten für die Eigenerzeugung nicht an, da keine Nutzung des öffentlichen Netzes stattfindet.

Der Selbstverbrauch in der Industrie wirkt sich auf Grund der Netzentgeltstruktur im industriellen Bereich, in dem die Anlagen eher in den höheren Netzebenen angeschlossen sind, anders aus als der Selbstverbrauch von PV-Anlagen, die im größeren Umfang an der Niederspannungsebene angeschlossen sind.

Industriebetriebe weisen auf Grund der Produktionszeiten in der Regel höhere Vollbenutzungsstunden für ihren Netzanschluss aus. In den Netzentgelten ändert sich die Systematik von einem arbeitspreisbasierten System für Netzkunden, die unter 2500 Vollbenutzungsstunden haben, in ein leistungspreisbasiertes System bei mehr als 2500 Vollbenutzungsstunden.

Die Auswirkungen einer Eigenerzeugung auf die Netzentgelte unterscheiden sich für Unternehmen je nach Größe der Eigenerzeugung und der Auslastung sowie der Netzanschlussebene. Daher werden diese Auswirkungen nachfolgend für verschiedene Fallbeispiele diskutiert. Die Netzentgelte sind dem aktuellen Preisblatt der Netze BW entnommen (siehe Tabelle 18). Die spezifischen Netzkosten sind in den höheren Netzebenen niedriger. Gleichzeitig sinken sie mit steigenden Vollbenutzungsstunden. Grundsätzlich reflektiert dies zunächst auch die tatsächlichen Netzkosten.

Tabelle 18: Netzentgelte der Netze BW in 2014 nach Spannungsebenen

Entnahmestelle	Leistungspreis	Arbeitspreis	Leistungspreis	Arbeitspreis
	VBS < 2 500 h/a		VBS ≥ 2 500 h/a	
	[Euro/kWa]	[Cent/kWh]	[Euro/kWa]	[Cent/kWh]
Hochspannungsnetz (110 kV)	6,73	1,84	47,09	0,23
Mittelspannungsnetz (10 - 30 kV)	12,40	2,48	54,55	0,79
Niederspannungsnetz (0,4 kV)	15,14	3,06	66,57	1,00

Quelle: Netze BW 2014. VBS = Vollbenutzungsstunden

In den betrachteten Fallbeispielen zeigt sich, dass die Netzentgelte zwischen 9 und knapp 40 €/MWh liegen, wenn keine Privilegierungen in Anspruch genommen werden (siehe Tabelle 19). Welche Einsparungen sich durch eine Eigenerzeugung bei den Netzentgelten realisieren lassen, hängt dann davon ab, in welchem Umfang sich die Spitzenlast und die bezogene Energiemenge aus dem Netz reduzieren lässt. Zusätzlich zu den Einsparungen bei den Netzentgelten reduzieren sich auch die zu zahlenden Umlagen, die auf Basis der bezogenen Energiemengen berechnet werden.

Tabelle 19: Netzkosten für Industrieunternehmen - Fallbeispiele

Fallbeispiel	Max. Leistungsbedarf	Energiebedarf	Auslastung	Kosten Leistungspreis	Kosten Arbeitspreis	Summe Kosten Netz	spezifische Netzkosten
	MW	GWh	h	€	€	€	€/MWh
Papier groß (HS)	100	700	7000	4.709.000	1.610.000	6.319.000	9,03
Chemie groß (HS)	50	200	4000	2.354.500	460.000	2.814.500	14,07
Chemie 2600 h (MS)	15	39	2600	818.250	308.100	1.126.350	28,88
Chemie 2400 h (MS)	15	36	2400	186.000	892.800	1.078.800	29,97
Pharma (MS)	3	15	5000	163.650	118.500	282.150	18,81
Klein (NS)	0,5	0,9	1800	7.570	27.540	35.110	39,01

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Netzkosten machen für die einzelnen Fallbeispiele zwischen 8 und 15 % des Strompreises aus, wenn man Beschaffungskosten sowie Steuern und Umlagen mit betrachtet. Bei den Industriekunden haben die weiteren netzbezogenen Umlagen (KWK, §19 StromNEV, Offshore-Haftung, AbLaV) einen Umfang von ca. 1 – 2 % des Strompreises. Von großer Bedeutung sind weiterhin auch die EEG-Umlage und die Stromsteuer, die bei Fremdbezug in der Regel anfallen. Gleichzeitig besteht über die besondere Ausgleichsregelung (EEG-Umlage) und den Spitzenausgleich (Stromsteuer) für energieintensive Unternehmen die Möglichkeit, sich in größerem Umfang von diesen Umlagen zu befreien.

Auf dieser Basis lassen sich zunächst die Einsparungen bezogen auf den vermiedenen Netzbezug bei Eigenerzeugung ermitteln. Bei den Fallbeispielen, die mehr als 2500 Vollbenutzungsstunden aufweisen, fallen die spezifischen energiebezogenen Einsparungen der Netzentgelte sowie der netzbezogenen Umlagen (KWK, §19 StromNEV, Offshore und AbLaV) mit ca. 4 €/MWh in der Hochspannung und ca. 10 €/MWh in der Mittelspannung deutlich kleiner aus als bei den Fallbeispielen mit weniger als 2500 Vollbenutzungsstunden (siehe Abbildung 25). Hier liegen Einsparungen bei den Netzentgelten zwischen 27 und 35 €/MWh. Für das Fallbeispiel Chemie, das einmal kurz über bzw. unter der Volllaststundengrenze liegt, ergeben sich bei Unterschreiten der Schwelle Einsparungen von ca. 17 €/MWh. Hier wird deutlich, dass die Einsparungen bei den Netzentgelten in der Regel geringer ausfallen als die Einsparungen durch vermiedene Stromsteuer bzw. EEG-Umlage, sofern diese bei den Unternehmen anfällt.

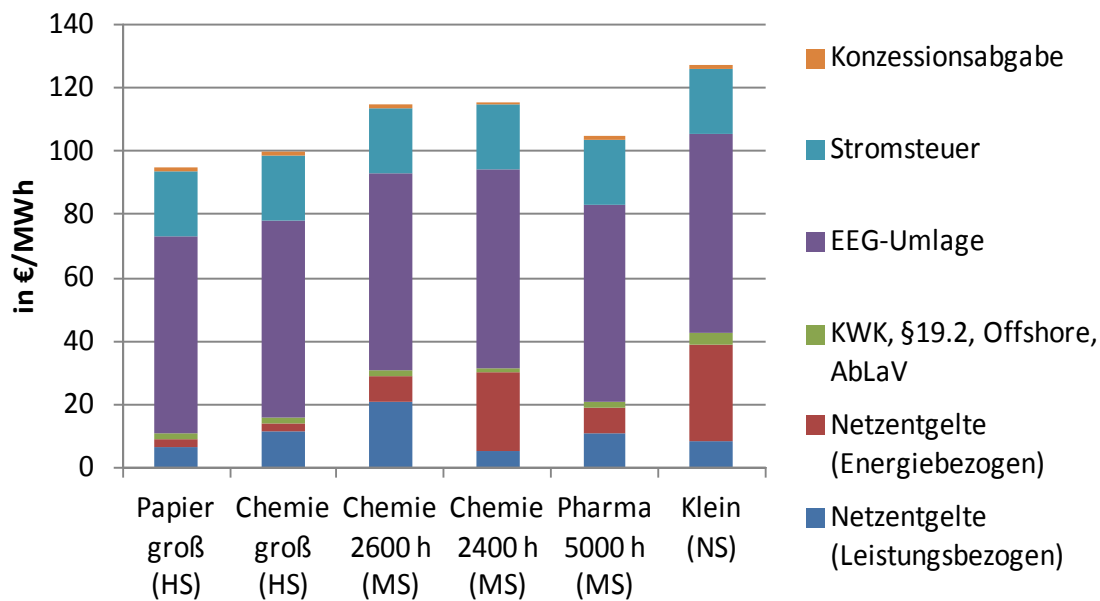


Abbildung 25: Auf Energiebezug umgerechnete Preisbestandteile bei Fremdbezug für 6 Fallbeispiele in der Industrie

Quelle: Eigene Berechnungen

Einsparungen beim Leistungspreis - Monatsleistungspreissystem und Preise für Netzreservekapazitäten

Neben den Einsparungen bei den arbeitsbezogenen Netzentgelten können weitere Einsparungen auch durch eine Reduktion der Leistungsentgelte erzielt werden. Zusätzlich gibt es für Netzkunden, deren Spitzenlast nur in wenigen Monaten des Jahres anfällt bzw. die zusätzliche Kapazität nur wenige Stunden pro Jahr benötigen, das sogenannte Monatsleistungspreissystem bzw. die Möglichkeit Netzreservekapazitäten zu nutzen (siehe Tabelle 20).

Beim Monatsleistungspreissystem, das keine Unterscheidung nach Volllaststunden vorsieht, beträgt der monatliche Leistungspreis 1/6 des Jahresleistungspreises für Kunden mit mehr als 2500 Volllaststunden. Das Monatsleistungspreissystem ist daher vor allem für Kunden attraktiv, deren Spitzenlast in mehr als 6 Monaten des Jahres deutlich niedriger ist, als in den restlichen Monaten. Ein Monatsleistungspreis kann für Entnahmestellen gewährt werden, die eine zeitlich begrenzte hohe Leistungsaufnahme aufweisen, der in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht. Sofern Netzbetreiber ihren Netzkunden mit Eigenerzeugungsanlagen diese Abrechnungsmöglichkeit eröffnen, sind auch Einsparungen bei den Leistungsentgelten möglich wie die nachfolgenden Ausführungen zeigen.

Senkt die Eigenerzeugungsanlage die Spitzenlast des Netzkunden tatsächlich auch in der Größenordnung der installierten Leistung der Eigenerzeugung, dann reduziert dies vollumfänglich auch die Leistungsentgelte. Wird in einigen hundert Stunden die Leistungsreduktion nicht realisiert, lassen sich durch eine Inanspruchnahme der Netzreservekapazität immer noch Einsparungen von über 60 % der Leistungsentgelte in der Hochspannung und über 40 % in der Mittel- und Niederspannung realisieren (siehe Abbildung 26).

Lässt sich die Leistungsreduktion nur in einzelnen Monaten nicht realisieren, dann können durch das Monatsleistungspreissystem sofern Netzbetreiber diese Möglichkeit zulassen ebenfalls Einsparungen von über 40 % gegenüber dem normalen Leistungsentgelt realisiert werden. Das Monatspreissystem führt jedoch nur zu Einsparungen, wenn in den verbleibenden Monaten ein deutlich reduzierter Leistungsbedarf besteht bzw. die maximale Leistungsentnahme aus dem Netz in den verbleibenden Monaten deutlich geringer ist.

Tabelle 20: Leistungsentgelte für Netzreservekapazitäten und Monatsleistungspreise der Netze BW in 2014

Leistungspreise	Jahrespreis-system	Netzreserve 200h	Netzreserve 400h	Netzreserve 600h	Monatspreis-system
	[Euro/kWa]	[Euro/kWa]	[Euro/kWa]	[Euro/kWa]	[Euro/kW je Monat]
Hochspannungs-netz (110 kV)	47,09	16,82	20,18	23,54	7,85
Mittelspannungs-netz (10 - 30 kV)	54,55	31	37,19	43,39	9,09
Niederspannungs-netz (0,4 kV)	66,57	38,61	46,34	54,06	11,10

Quelle: Netze BW 2014

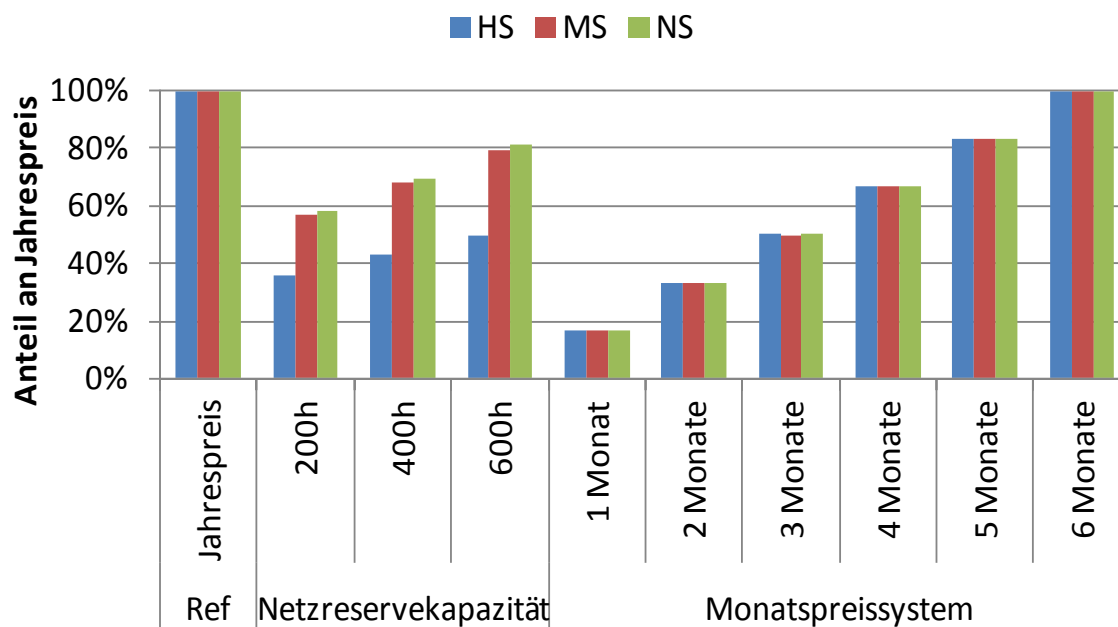


Abbildung 26: Vergleich der Leistungspreise im Jahres- und Monatspreissystem sowie der Preise für Netzreservekapazitäten

Quelle: Eigene Berechnungen

Hier zeigt sich, dass sich die Leistungsbereitstellung durch Eigenerzeugung substantiell auch in den Leistungsentgelten auswirken kann, wenn die Eigenerzeugung über eine längere Zeitdauer zur Verfügung steht. Instandhaltungs- und Wartungszeiträume von einigen Wochen, in denen Eigenerzeugungsanlagen nicht zur Verfügung stehen, führen nicht direkt dazu, dass vollumfänglich Leistungsentgelte fällig werden.

Für eine Abschätzung der entgangenen Netzentgelte im industriellen Bereich wird mit durchschnittlichen Entgeltvermeidungen von 1 Cent/kWh gerechnet. Legt man den Selbstverbrauch aus der Industrie von ca. 35 TWh in 2013 zugrunde, beträgt der entgangene Erlös ca. 350 Mio. €, der durch sämtliche Netznutzer zu tragen ist.

Verteilungseffekte Beispiel Papierindustrie

Der Selbstverbrauch in der Industrie führt zu Verteilungseffekten innerhalb der Branchen und zwischen Unternehmen. Am Beispiel der Papierindustrie zeigt sich, welche Verteilungseffekte sich für zwei Unternehmen im Vergleich ergeben. Die Verteilungswirkung ergibt sich dabei durch:

- ▶ den Effekt von Eigenerzeugung auf die Netzentgelte (Reduzierung der Leistungsspitze, Minimierung der bezogenen Arbeit vom Netz)
- ▶ den Effekt von Netzentgeltreduktion/-befreiung

Folgende Fallbeispiele werden betrachtet:

- ▶ Papierfabrik 1: Stromverbrauch 700 GWh/a, 10% Eigenerzeugung, Leistungsspitze 100 MW, Netzbetreiber Netze BW, Anschluss in Hochspannung
- ▶ Papierfabrik 2: Stromverbrauch, 700 GWh/a, 40% Eigenerzeugung, Leistungsspitze 100 MW, Netzbetreiber Netze BW, Anschluss in Hochspannung
- ▶ Papierfabrik 3: Stromverbrauch, 700 GWh/a, 90% Eigenerzeugung, Leistungsspitze 100 MW, Netzbetreiber Netze BW, Anschluss in Hochspannung

Reduziert die Eigenerzeugung lediglich die vom Netz bezogene Arbeit während die Leistungsspitze gleich bleibt, werden Einsparungen lediglich beim Arbeitspreis realisiert. In diesem Fall kann Fabrik 1 durch 10% Eigenerzeugung die Netzentgelte um 2,5 % reduzieren und Fabrik 2 mit 40% Eigenerzeugung um 10%. Gelingt es über die Eigenerzeugung die Lastspitze zu verringern, sind zusätzliche Einsparungen an den jährlichen Netzentgelten von 7-8% für Fabrik 1 und 2 möglich (siehe Tabelle 21). Dies macht deutlich, dass durch eine Reduktion der Leistungsspitze schneller deutliche Reduktionen möglich sind, als bei einer Reduktion des Netzbezugs. Für Stillstandszeiten besteht über die Netzreservekapazität auch die Möglichkeit, für bis zu 600 h Leistung aus dem Netz zu ziehen, die in der Hochspannungsebene nur mit etwa 40 % des normalen Leistungspreises vergütet wird.

In Fabrik 3 mit 90% Eigenerzeugung sinken die Netzentgelte um 69%, da diese Fabrik mit der Eigenerzeugung weniger als 2500 Benutzungsstunden aufweist und damit nur noch ein deutlich geringeres Leistungsentgelt zahlen muss. Unterstellt man die gleiche Spitzenleistung aller drei Fabriken, so ergeben sich Verteilungseffekte von knapp 4 Mio. € zwischen Fabrik 1 und 2 bzw. 3.

Tabelle 21: Beispielbetrachtung Verteilungseffekte Netzentgeltreduktion Papierfabrik

Firma	Eigen-erzeugung	Leistungs-entgelte (bei 100 MW)	Arbeits-entgelte	Einsparung durch Eigenerzeugung	Potenzielle Einsparung wenn Eigenerzeugung Leistungsspitze um 10% reduziert	max. mögliche Netzentgelt-reduktion
	GWh/a Anteil in %	Euro/a	Euro/a	Euro/a	Euro/a	Euro/a
Fabrik 1	70 10%	4.709.000	1.449.000	161.000	470.900	5.542.200
Fabrik 2	280 40%	4.709.000	966.000	644.000	470.900	5.107.500
Fabrik 3	630 90%	673.000	1.288.000	4.358.000	67.300	1.764.900

Quelle: eigene Berechnungen

Eine maximal mögliche Reduktion von den Netzentgelten (bei 8000 h minimal auf 10 % der ursprünglichen Netzentgelte nach §19 Abs. 2 Satz 2) würde für Fabrik 1 und 2 eine Entlastung von etwa 5 Mio Euro/a bedeuten, für Fabrik 3 etwa 2 Mio Euro/a. Bei den oben beschriebenen Fällen wäre eine Befreiung für Fabrik 3 jedoch sehr unwahrscheinlich, da bei hohen Anteilen Eigenerzeugung die notwendigen Benutzungsstunden von mindestens 7000 h nicht erreicht werden. Die möglichen Verteilungseffekte durch eine Netzentgeltreduktion für Fabrik 1 oder 2 gegenüber Fabrik 3 liegen in der Größenordnung von 3 Mio. Euro/a.

Um die Größenordnung dieser Effekte zu verdeutlichen, kann man sie in Relation zu möglichen Umsatzerlösen setzen. Geht man von einer Stromintensität der Papierproduktion von etwa 1,3 MWh/t aus (bspw. die Größenordnung von EMAS zertifizierten Fabriken des Unternehmens UPM), ist in einer Fabrik mit 700 GWh Stromverbrauch pro Jahr eine Produktion von knapp 540.000 t/a zu erwarten. Bei Umsatzerlösen von etwa 600-700 Euro/t, liegen die erwarteten Erlöse in der Größenordnung von gut 300-400 Mio Euro/a. Das heißt, die Entlastung bei den Netzentgelten liegt bei etwa 1-1,5% des Umsatzes. Dies erscheint zunächst wenig. Berücksichtigt man, dass die Gewinnmargen in der Papierindustrie gering sind, steigt die Bedeutung jedoch. 2011 lag das EBIT der deutschen Papierindustrie bei lediglich 2% (VDP 2012). Übertragen auf eine der Beispielfabriken würde dies bedeuten, dass ein Wegfall der Privilegien bei den Netzentgelten das EBIT mehr als halbieren und fast auf Null senken würde. Selbst bei einer positiveren Situation mit etwa 10% Umsatzrendite,¹¹⁴ würden die Netzentgeltbefreiungen der Beispielfabriken etwa 10% der Umsatzrendite betragen. Eine Größenordnung der Netzentgeltbefreiung von 10% am potenziellen Gewinn erscheint erheblich.

¹¹⁴ Beispielsweise betrug für die UPM GmbH (Werke Schongau, Schwedt, Augsburg) der Umsatz 2012 926.934 T Euro, das EBITDA 86 Mio Euro, die Umsatzrendite basierend auf dem EBITDA betrug also knapp 10% (UPM GmbH, Augsburg, Jahresabschluss zum 31. Dezember 2012)

Zwischenfazit

Der Selbstverbrauch aus Eigenerzeugung in der Industrie erreichte in 2013 insgesamt ca. 40 TWh. Eigenerzeugungsanlagen in der Industrie sind typischerweise in der Hochspannungs- oder Mittelspannungsebene angeschlossen. Auf Grund der Netzentgeltsystematik, die die Netzentgelte stärker auf Basis von Leistungspreisen ermittelt, wirkt sich die Eigenerzeugung spezifisch weniger stark auf die zu zahlenden Netzentgelte aus. Der Handlungsdruck auf Grund einer Entsolidarisierung ist hier deutlich geringer als in der Niederspannung. Die Reduktion der Netzentgelte für industrielle Netznutzer mit Selbstverbrauch wird auf ca. 350 – 400 Mio. € (bei 1 ct/kWh entgangene Erlöse und 35 – 40 TWh Selbstverbrauch) geschätzt. Eine exakte Abschätzung der Reduktion der Netzentgelte für industrielle Netznutzer ist abhängig von der Höhe der Netzentgelte, die für den Fall ohne Eigenerzeugung anfallen würden. Auf Grund der Privilegierungsregeln bei den Netzentgelten gibt es hier eine Wechselwirkungen, wobei z.T. auch Netznutzer sowohl Eigenerzeugungsanlagen haben als auch von den Privilegierungsregeln bei den Netzentgelten profitieren.

5.5.1.4 Anpassungsvorschläge

Die Netzentgeltstruktur bei industriellen Netznutzern reflektiert tatsächliche Kostenstruktur des Netzes bereits deutlich besser als bei Niederspannungskunden mit Eigenerzeugung. Anpassungsbedarf ist daher geringer. Der Netzbezug zu Zeiten der tatsächliche Netzhöchstlasten sollten als Basis für zu zahlende Netzentgelte stärker berücksichtigt werden, um eine netzentlastende Wirkung von industriellen Eigenerzeugern bestmöglich anzureizen.

Leistungsbezug zu Zeiten der Netzhöchstlast sollte maßgeblich für Netzentgelte sein

Die derzeitige Ausgestaltung des Netzentgeltes, dass maßgeblich auf den maximalen Leistungsbezug abstellt, erscheint grundsätzlich sachgerecht. Bei Sonderformen des Netzentgeltes wie der Netzreservekapazität¹¹⁵ oder dem Monatsleistungspreis (vgl. § 19 Abs. 1 StromNEV) sollte ein stärkerer Bezug zur tatsächlichen Netzsituation hergestellt werden.

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. Laufen sie in Zeiten hoher Netzbelastung, reduziert die Eigenerzeugung den Bezug aus dem öffentlichen Netz und führt damit auch zu einer Netzentlastung. Bei einer Wartung der Erzeugungsanlage kann in der derzeitigen Netzentgeltsystematik für eine begrenzte Dauer kostengünstigere Netzreservekapazitäten genutzt werden, Grundlage für die Bestimmung des Leistungspreises des Netznutzers mit Eigenerzeugungsanlagen ist dann nicht mehr die tatsächlich aufgetretene Spitzenlast sondern eine um die Netzreservekapazität reduzierte Spitzenlast. Für die Nutzung der Netzreservekapazität fällt ebenfalls ein Leistungspreis an, der jedoch deutlich unterhalb des regulären Leistungspreises liegt. Die Inanspruchnahme dieses vergünstigten Leistungsbezuges sollte jedoch auch mit einer tatsächlichen Netzentlastung verknüpft sein. Eine rein zeitliche Begrenzung auf bis zu 600h pro Jahr stellt dies nur in sehr begrenztem Maße sicher. Die Nutzung der Netzreservekapazitäten sollte daher in bestimmten Netzsituationen wie beispielsweise Hochlastzeitfenstern ausgeschlossen werden und nur in Zeiten, in denen keine hohen Netzbelastun-

¹¹⁵ Die StromNEV enthält keine eigenen Regelungen hierzu, von der in § 30 Abs. 1 Nr. 7 enthaltenen Festlegungskompetenz der Regulierungsbehörde wurde bislang kein Gebrauch gemacht. Dennoch ist das Erfordernis von Reservekapazität anerkannt, was auf diesbezügliche Regelungen in der Verbändevereinbarung VVII und VVII+ zurückgeht. Vgl. hierzu H. Lange/M. Weise, Berücksichtigung von Netzreservekapazität bei der Ermittlung vermiedener Netzentgelte, IR 2014, S. 146 ff.

gen vorliegen, zur Verfügung stehen. Damit würde die Höhe des Netzentgeltes auch wenn Netzreservekapazität genutzt wird, den tatsächlichen Beitrag von Netznutzern mit Eigenerzeugungsanlagen an der Netzhöchstlast passfähig abbilden.

5.5.2 Rechtliche Möglichkeiten der stärkeren Einbeziehung der Eigenversorgung in das System der Netznutzungsentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer

Eigenversorger müssen nach der derzeitigen Gesetzeslage auf den eigenerzeugten und selbstverbrauchten Strom weder Netzentgelte noch die über das Netzentgeltsystem gewälzten Kosten und Umlagen (z.B. Konzessionsabgaben, § 19 Abs. 2-StromNEV-Umlage) zahlen, soweit sie diesen Strom nicht aus dem allgemeinen Versorgungsnetz beziehen. Nur die nicht verbrauchsbezogenen Netzentgeltposten, also Leistungspreis oder Grundpreis, fallen an. Daneben sind Eigenversorger vom Gesetzgeber unter bestimmten Voraussetzungen von der Zahlung der EEG-Umlage und der Stromsteuer befreit.

Eine stärkere Einbindung der Eigenversorger bei der EEG-Umlage und der Stromsteuer würde rechtstechnisch über den Abbau der gesetzlichen Privilegierungsregelungen im EEG bzw. Stromsteuergesetz erfolgen. Hierfür gelten zwar die allgemeinen verfassungsrechtlichen Anforderungen an den Abbau von Begünstigungen. Der Gesetzgeber ist jedoch grundsätzlich frei in seiner Entscheidung darüber, eine Begünstigung einzuführen, auszudehnen, einzuschränken oder abzuschaffen.¹¹⁶ Dem stehen weder die Grundrechte der davon Betroffenen noch der Vertrauensschutz entgegen, wie das BVerfG in seiner Entscheidung zur Biokraftstoffbesteuerung hervorgehoben hat.¹¹⁷ Eine abschließende rechtliche Bewertung hinge jedoch letztlich von der konkreten rechtlichen Ausgestaltung ab.

Im Hinblick auf die Netzentgelte ginge es dagegen nicht um den Abbau gesetzlicher Vergünstigungen. Hier müssten vielmehr neue Instrumente entwickelt oder bestehende angepasst werden, was im Einzelfall einer gesonderten rechtlichen Prüfung bedarf. Neben der Systemumstellung auf einen Kapazitätstarif, der die Eigenversorger automatisch stärker erfassen würde (siehe rechtliche Prüfung in Teil 5.4.3), käme etwa auch die Einführung eines spezifischen Belastungstatbestands für die Eigenversorgung in Betracht.

Geprüft wird im Folgenden die Möglichkeit der allgemeinen Einführung eines Tatbestandes, der gezielt die Eigenversorgung mit zusätzlichen/höheren Netzentgelten belastet. Denkbar sind jedoch auch Varianten, die etwa 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, siehe hierzu auch Abschnitt 5.4, in dem Eigenerzeugung in der Niederspannung thematisiert wird), während man die Rechtslage für leistungsgemessene Eigenversorger, die aufgrund des Leistungsentgeltes bereits jetzt stärker an den Fixkosten der Netze partizipieren¹¹⁸, unverändert lässt.

¹¹⁶ Vgl. H. Dreier, in: Dreier, GG, 3. Aufl. 2013, Vorb. Rn. 93.

¹¹⁷ BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07.

¹¹⁸ Dies gilt allerdings nicht, soweit innerhalb eines Abrechnungsjahres überhaupt kein Strombezug aus dem Netz erfolgt und somit kein Leistungsentgelt „ausgelöst“ wird. Zudem ist auf die Möglichkeiten hinzuweisen, Monatsleistungspreise (§ 19 Abs. 1 StromNEV) oder Reservekapazitäten in Anspruch zu nehmen.

5.5.2.1 Stärkere Einbeziehung der Eigenversorger in das Netzentgeltsystem

Rechtlicher Status quo des Netzentgeltsystems: Eigenversorger nur bei Strombezug aus dem Netz entgeltpflichtig

Die Umsetzung einer stärkeren Beteiligung von Eigenversorgern an den Netzentgelten kann rechtstechnisch nicht über den Abbau von Privilegierungstatbeständen erreicht werden. Anders als bei der EEG-Umlage und der Stromsteuer gibt es im Netzentgeltsystem keine Privilegierungen für die Eigenversorgung. Eigenversorgungen erfüllen vielmehr schon nicht die tatbestandlichen Voraussetzungen für die Netzentgeltpflicht, welche am „Netznutzer“ festmacht. So heißt es etwa in § 3 Abs. 2 StromNEV:

*„Mit der Entrichtung des Netzentgelts wird die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der **Netznutzer** angeschlossen ist, und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten.“¹¹⁹*

Und in § 17 Abs. 1 Satz 1 StromNEV heißt es:

*„Die von **Netznutzern** zu entrichtenden Netzentgelte sind ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektrischer Energie und dem Ort der Entnahme.“¹²⁰*

Netznutzer sind „natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen“ (§ 3 Nr. 28 EnWG). Solange ein Eigenversorger daher weder Strom ins Versorgungsnetz einspeist¹²¹, noch hieraus bezieht, fehlt es bereits an einer entsprechenden Netznutzung.¹²² Umgekehrt sind Eigenversorger, die zwischenzeitlich – sei es auch ungeplant wie bei Störungen oder einem Ausfall der eigenen Erzeugungsanlagen – über das Versorgungsnetz Strom beziehen, hinsichtlich dieses Strombezugs grundsätzlich netzentgeltpflichtig. Eine stärkere Einbindung der Eigenversorger bei den Netzentgelten muss daher über andere, ggf. neue Mechanismen erfolgen.

Vor diesem Hintergrund käme etwa die Einführung eines speziellen Belastungstatbestands für die Eigenversorgung in Betracht, d.h. eine gezielte stärkere Beteiligung an den Netzentgelten, z.B. über eine Art Aufschlag für die Netzzurhaltung („Eigenversorgungs-Netzentgelte“, in Niederspannung ggf. auch als Element des Grundpreises). Zwar kennt das Netzentgeltsystem bislang nur Begünstigungstatbestände, eine gezielte Belastung bestimmter Netznutzergruppen dürfte rechtlich aber nicht ausgeschlossen sein.

¹¹⁹ Hervorhebung durch den Verfasser.

¹²⁰ Hervorhebung durch den Verfasser.

¹²¹ Was nach § 15 Abs. 1 Satz 3 StromNEV von den Netzentgelten befreit wäre.

¹²² Vgl. hierzu etwa folgende Aufsätze, die sich mit dem Rechtsrahmen für die Stromspeicherung befassen: W. Lehnert/J. Vollprecht, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 356 ff. (S. 364); M. von Oppen, Neue Absatzwege für Strom nach der EEG-Photovoltaiknovelle 2012?, ER 2012, S. 56 ff. (S. 61); H. Heller, Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie, EWeRK 2013, S. 177 ff. (S. 179 f.).

Rechtliche Umsetzbarkeit der Einführung eines speziellen Belastungstatbestands für die Eigenversorgung

Über einen expliziten Belastungstatbestand für die Eigenversorgung könnte die „Versicherungsfunktion“ des Netzanschlusses für die Eigenversorgung stärker in den Netzentgelten abgebildet werden.

Bisher enthält das Netzentgeltsystem ausschließlich bestimmte Privilegierungstatbestände (§ 19 Abs. 2 S. 1 und 2-4 StromNEV, §§ 14a und 118 Abs. 6 EnWG, § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV), aber keine eigenen Belastungstatbestände. Die Einführung eines speziellen Belastungstatbestandes im Netzentgeltsystem für die Eigenversorger dürfte dennoch grundsätzlich rechtlich zulässig und mit den Grundrechten vereinbar sein.

Auf die rechtlichen Ausführungen zur Einführung eines Kapazitätstarifs, der ebenfalls eine stärkere Einbeziehung der Eigenversorger bewirken würde, wird an dieser Stelle verwiesen (5.4.3). Hier wurde bereits dargestellt, dass im Ergebnis keine Verstöße gegen die Vorgaben des Finanzverfassungsrechts (Art. 104a ff. GG) sowie des Vertrauensschutzes (Art. 20 GG) vorliegen.

Allgemeiner Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG)

Eine stärkere Belastung der Eigenversorgung verstößt nicht gegen den Gleichheitsgrundsatz aus Art. 3 Abs. 1 GG, da eine damit einhergehende Ungleichbehandlung auf einen hinreichend sachlichen Grund gestützt werden kann. Der Gesetzgeber ist grundsätzlich nicht gehindert, ein bestimmtes Verhalten gezielt zu belasten und damit auch einen Anreiz zu setzen, ein unerwünschtes Verhalten einzuschränken.¹²³

Ein „Belastungstatbestand“ stellt zunächst eine Ungleichbehandlung im Vergleich zu den weniger Belasteten dar. Eine solche liegt vor, wenn wesentlich Gleiches ungleich behandelt wird.¹²⁴ Dabei liegt es grundsätzlich in der Zuständigkeit des Gesetzgebers, diejenigen Sachverhalte auszuwählen, an die er dieselbe Rechtsfolge knüpft, die er also im Rechtssinn als gleich ansehen will.¹²⁵ Wie oben aufgezeigt, trifft die Netzentgeltpflichtigkeit den „Netznutzer“. Dabei unterscheidet das Recht nicht danach, ob dieser Netznutzer zugleich auch Eigenversorger ist bzw. viel oder wenig, häufig oder selten Strom aus dem Versorgungsnetz bezieht. Damit sind Eigenversorger, wenn sie das Netz nutzen, „wesentlich gleich“ zu den übrigen Netznutzern. Im Falle dass sie „Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen“, sind sie alle gleichermaßen Netznutzer (§ 3 Nr. 28 EnWG). Die Ungleichbehandlung läge somit hier darin, dass Eigenversorger insoweit stärker belastet würden im Vergleich zu den übrigen Netznutzern.

Die Ungleichbehandlung dürfte jedoch gerechtfertigt sein. Sie muss sich dabei zunächst an den Rechtfertigungsmaßstäben von Art. 3 Abs. 1 GG messen lassen. Die hieraus resultierenden Anforderungen reichen „vom bloßen Willkürverbot bis zu einer strengen Bindung an Verhältnismäßigkeitserfordernisse.“¹²⁶ Geht es allerdings nicht um eine Ungleichbehandlung von Personengruppen, sondern von Sachverhalten und sind auch keine Freiheitsrechte betroffen, genügt eine bloße Willkürprüfung.¹²⁷ Dies wäre hier der Fall. Eine stärkere Belastung von Eigenversorgern bei den Netzentgelten würde weder an personelle Merkmale anknüpfen noch im Zusammenhang mit der Ausübung von

¹²³ Vor dem Hintergrund von Treibhausgas-Emissionsberechtigungen etwa BVerfGE 118, 79, 102.

¹²⁴ H.D. Jarass in: H.D. Jarass/P. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 3 Rn. 7.

¹²⁵ BVerfGE 93, 319, 348.

¹²⁶ BVerfGE 130, 52, 66; 121, 108, 119; 118, 79, 100; H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 3 Rn. 17 mwN.

¹²⁷ BVerfGE 133, 1, 22; 116, 135, 160 f.; H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 3 Rn. 19.

Freiheitsrechten stehen.¹²⁸ Mit der Eigenversorgung als Voraussetzung für eine stärkere Belastung würde eine entsprechende Regelung an ein sachliches und nicht personelles Merkmal anknüpfen. Auch wären hier keine Freiheitsrechte betroffen. Die Zahlung von (höheren) Netzentgelten an den Netzbetreiber als privatrechtliche Gegenleistung für eine Netznutzung fällt in kein spezielles Freiheitsgrundrecht. Eine entsprechende Regelung stünde insbesondere nicht in einem engen Zusammenhang mit der Ausübung eines bestimmten Berufs nach Art. 12 Abs. 1 GG. Sie träfe vielmehr alle Eigenversorger. Die mit der Netzentgeltpflichtigkeit verbundene wirtschaftliche Belastung trifft sämtliche Nutzer von Stromversorgungsnetzen gleichermaßen.¹²⁹

Maßgeblich für die Frage der Rechtfertigung wäre insoweit ein großzügiger, auf das Willkürverbot beschränkter verfassungsrechtlicher Maßstab.¹³⁰ Nach der Rechtsprechung des BVerfG ist der Gleichheitssatz nur dann verletzt, „*wenn sich für eine gesetzliche Regelung kein sachlicher Grund finden läßt und sie deshalb als willkürlich zu bezeichnen ist*“¹³¹, wobei dem Gesetzgeber eine weitgehende Gestaltungsfreiheit zuzuerkennen ist.¹³² Als Grund für eine Ungleichbehandlung kommt daher grundsätzlich „jede vernünftige Erwägung“ in Betracht.¹³³ Der Gleichheitssatz verlangt lediglich, dass „*eine vom Gesetz vorgenommene unterschiedliche Behandlung sich – sachbereichsbezogen – auf einen vernünftigen oder sonstwie einleuchtenden Grund zurückführen läßt*.“¹³⁴ Auch finanzielle Gesichtspunkte können einen Differenzierungsgrund darstellen.¹³⁵

Zum Teil wird zwar die Frage aufgeworfen, ob an eine ungleiche Belastung strengere Rechtfertigungsanforderungen zu stellen seien als an eine ungleiche Begünstigung.¹³⁶ Es spielt jedoch grundsätzlich keine Rolle, ob eine Begünstigung oder Belastung geltend gemacht wird.¹³⁷ Aufgrund der Struktur des Gleichheitssatzes werden stets zwei Gegenstände miteinander verglichen, so dass sich die Belastung des einen ebenso als Begünstigung des anderen darstellen lässt, d.h. eine Benachteiligung letztlich als Spiegelbild einer Bevorzugung zu sehen ist und umgekehrt¹³⁸; hier wäre eine Unterscheidung nur ein Spiel mit Worten.¹³⁹

Ein sachlicher Grund für eine stärkere Belastung ließe sich hier jedenfalls anführen. Angesichts der Tatsache, dass die Netzkosten in erster Linie Fixkosten sind und weniger aus der mengenmäßigen Stromdurchleitung resultieren, werden Eigenversorger derzeit „begünstigt“. Sie tragen im Verhältnis zu den übrigen Netznutzern ggf. nur wenig dazu bei, die Kosten für die Kapazitätsbereitstellung abzudecken. Bei nicht-leistungsgemessenen Eigenversorgern in der Niederspannung liegt dies daran, dass Fixkosten nur über die Grundpreise geltend gemacht werden können; bei leistungsgemessenen Eigenversorgern ergibt sich dies, wenn innerhalb eines Abrechnungsjahres kein Strombezug aus dem

¹²⁸ Vgl. allgemein BVerfGE 118, 79, 100 ff.

¹²⁹ Vgl. bei der Biokraftstoffbesteuerung, BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 33.

¹³⁰ Vgl. allg. BVerfGE 133, 1, 22.

¹³¹ BVerfGE 91, 118, 123; 1, 14, 52.

¹³² BVerfGE 80, 109, 118; 71, 39, 58.

¹³³ H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 3 Rn. 15.

¹³⁴ BVerfGE 93, 319, 349.

¹³⁵ Vgl. BVerfGE 75, 40, 72; 87, 1, 45; C. Kannengießer, in: B. Schmidt-Bleibtreu/H. Hofmann/A. Hopfau, GG, 12. Aufl. 2011, Art. 3 Rn. 28 mwN.

¹³⁶ W. Heun, in: H. Dreier, GG, 3. Aufl. 2013, Art. 3 Rn. 38 mit Verweis auf BVerfGE 19, 101, 116; 65, 325, 356.

¹³⁷ U. Kischel, in: V. Epping/C. Hillgruber, GG, 2. Aufl. 2013, Art. 3 Rn. 58 mit Verweis auf BVerfGE 110, 412, 431.

¹³⁸ BVerfGE 17, 1, 23 f.; U. Kischel, in: V. Epping/C. Hillgruber, GG, 2. Aufl. 2013, Art. 3 Rn. 58.

¹³⁹ Bei einer „benachteiligenden Typisierung“ mag es Ausnahmen geben, vgl. BVerfGE 65, 325, 356; U. Kischel, in: V. Epping/C. Hillgruber, GG, 2. Aufl. 2013, Art. 3 Rn. 58.

Netz erfolgt und somit kein Leistungsentgelt „ausgelöst“ wird. Zudem kann auch im Falle von Strombezügen aus dem Netz das Leistungsentgelt aufgrund der Zahlung von Monatsleistungspreisen (§ 19 Abs. 1 StromNEV) oder dem Bezug von Reservekapazität vergünstigt sein und somit nicht den realen Anteil an den kapazitätsbezogenen Fixkosten abbilden (vgl. 5.5.1). In der Folge müssen die übrigen Netznutzer höhere Netzentgelte bezahlen. Durch die Einführung eines stärkeren Belastungstatbestandes für die Eigenversorgung (bzw. auch eine Differenzierung nach Kundengruppen mit und ohne Eigenerzeugung) könnte die Versicherungsleistung des Netzes daher besser abgegolten werden und damit die Netzfinanzierung verursachungsgerechter ausgestaltet werden. Dies könnte letztlich damit auch zur Stärkung der Gleichbehandlung aller Netznutzer bei den Netzkosten beitragen – im Hinblick auf die derzeit allenfalls über die Leistungs- bzw. Grundpreise vergütete Absicherungsfunktion des Netzes für Eigenversorger.

Freiheitsgrundrechte (Art. 2 Abs. 1, 12 Abs. 1 und 14 Abs. 1 GG)

Auch Freiheitsrechte stünden einer stärkeren Einbeziehung der Eigenversorger in das Netzentgeltsystem nicht entgegen.

So schützt etwa die Berufsfreiheit aus Art. 12 Abs. 1 GG weder vor Veränderungen der Marktdaten und Rahmenbedingungen der unternehmerischen Entscheidungen noch folgt hieraus ein Anspruch darauf, dass die Wettbewerbsbedingungen für ein Unternehmen gleich bleiben.¹⁴⁰ Die Wettbewerbsposition und damit auch die erzielbaren Erträge unterliegen vielmehr dem Risiko laufender Veränderungen entsprechend der jeweiligen Marktverhältnisse. Zwar kann der Schutzbereich von Art. 12 Abs. 1 GG auch dann berührt sein, wenn Regelungen lediglich Rahmenbedingungen für die Berufsausübung verändern ohne die Berufstätigkeit selbst zu regeln, jedoch nur, wenn dies in einem engen Zusammenhang mit der Berufsausübung steht und objektiv berufsregelnde Tendenz entfaltet.¹⁴¹ Dies ist bei einer (stärkeren) Netzentgeltspflichtigkeit für Eigenversorger nicht der Fall, da diese nicht mit der Ausübung eines bestimmten Berufs in engem Zusammenhang steht, sondern die mit ihr verbundene wirtschaftliche Belastung sämtliche Eigenversorger als Netznutzer trafe.¹⁴²

Auch im Hinblick auf die Eigentumsgarantie aus Art. 14 Abs. 1 GG dürfte hier bereits der Schutzbereich nicht eröffnet sein. Die Eigentumsgarantie schützt weder die Erwartung, dass ein Unternehmen oder eine Anlage auch in Zukunft rentabel betrieben werden kann noch schützt sie vor Preiserhöhungen infolge neuer oder erhöhter Geldleistungspflichten.¹⁴³ Nur wenn diese „den Betroffenen übermäßig belasten und seine Vermögensverhältnisse so grundlegend beeinträchtigen, dass ihnen eine erdrosselnde Wirkung zukommt“, kann der Schutzbereich von Art. 14 Abs. 1 GG eröffnet sein.¹⁴⁴

Schließlich ist auch die allgemeine Handlungsfreiheit nach Art. 2 Abs. 1 GG als „Auffang-Grundrecht“ hier nicht verletzt. Die Einführung eines Belastungstatbestands für die Eigenversorgung ist jedenfalls verhältnismäßig, da auf diese Weise die Versicherungsfunktion des Netzes besser abgebildet werden kann (vgl. die Argumentation zu Art. 3 Abs. 1 GG).

¹⁴⁰ BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 31.

¹⁴¹ BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 32.

¹⁴² Vgl. allg. BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 33.

¹⁴³ BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 25.

¹⁴⁴ BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 26.

Folgen für die weiteren netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteile

Bei einer rechtstechnischen Umsetzung müsste weiterhin berücksichtigt werden, ob und in welchem Umfang eine stärkere Belastung der Eigenversorgung bei den Netzentgelten auch Auswirkungen auf die über das Netzentgeltsystem gewälzten Kosten hätte. Zu nennen sind hier insbesondere die bundesweit gewälzten Netzentgeltbestandteile KWK-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, StromNEV-Umlage und AbLaV-Umlage. Unter Umständen sind hier Folgeänderungen sinnvoll oder gar erforderlich.

5.5.2.2 EEG-Umlage für Eigenversorgung

Die stärkere Einbindung von Eigenversorgern in die Zahlung von Netzentgelten bildet nur einen Teilbereich der Diskussionen über die Rolle der Eigenversorgung und ihrer finanziellen Privilegierung. Im Fokus steht auch die Frage, inwieweit Eigenversorger stärker an der EEG-Umlage bzw. der Stromsteuer beteiligt werden können. Hierauf ist im Sinne eines Exkurses näher einzugehen.

Die stärkere Einbindung der Eigenversorger in das EEG-Umlagesystem erfolgt rechtstechnisch über einen Abbau der gesetzlichen Privilegierungsregelungen.

Die Eigenversorgung im Erneuerbare-Energien-Gesetz

Bis zum Jahr 2010 gab es im EEG noch die physikalische Wälzung des EE-Stroms, d.h. die ÜNB mussten den Strom an die EVU durchleiten und diese mussten ihn abnehmen und vergüten.¹⁴⁵ Eine Einbeziehung von selbst erzeugtem und verbrauchtem Strom in diesen Wälzungsmechanismus wäre aufgrund der fehlenden Lieferbeziehung bis zu diesem Zeitpunkt schwierig gewesen,¹⁴⁶ was in der Literatur jedoch damals schon zum Teil kritisiert wurde.¹⁴⁷ Das EEG 2009 statuierte daher für die EEG-Kostenbelastung in § 37 Abs. 6 a.F. noch das Erfordernis, den Strom zumindest von einer dritten Person zu beziehen (und damit nicht von sich selbst):

„Letztverbraucher, die Strom nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen beziehen, sondern von einer dritten Person, stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich.“

Nach Abschaffung der physikalischen Wälzung durch die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)¹⁴⁸ und Einführung der rein finanziellen Kostenweitergabe über die EEG-Umlage zum 01.01.2010 entstand die Möglichkeit, auch Eigenversorger mit in den Tatbestand der EEG-Umlagepflicht aufzunehmen, wovon der Gesetzgeber auch Gebrauch machte. Durch die Regelung des § 37 Abs. 3 S. 1 EEG 2012 wurden Letztverbraucher, die nicht von einem EVU beliefert wurden, den EVU gleichgestellt. Auf das Erfordernis einer Drittbelieferung wurde verzichtet:

„Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher stehen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleich, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird.“

¹⁴⁵ F. Sailer/K. Kantenwein in: J. Reshöft/A. Schäfermeier, EEG, 4. Aufl. 2014, Einl. Rn. 115.

¹⁴⁶ M. Altrock in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 37 Rn. 24; B. Strauch/G. Wustlich, RdE 2012, 409; A. Klemm, REE 2013, 1, 3.

¹⁴⁷ C. Brodowski, Der Belastungsausgleich im Erneuerbare-Energien-Gesetz und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Rechtsvergleich, 2007, S. 103 ff. (S. 107), mit dem Verdacht, dass der Gesetzgeber hier möglicherweise Wertungen aus dem EnWG unreflektiert in das EEG übernommen und damit den Eigenversorgern eine eigentlich sachlich ungerechtfertigte Sonderstellung eingeräumt habe.

¹⁴⁸ Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101).

Zeitgleich wurden die Eigenversorger jedoch über § 37 Abs. 3 S. 2 und § 66 Abs. 15 EEG 2012 weitreichend von der grundsätzlichen Zahlungspflicht befreit (sog. Eigenversorgungsprivileg). In der Privilegierungsregelung legte der Gesetzgeber mit den Voraussetzungen des Anlagenbetriebs als Eigenzeuger und dem Selbstverbrauch des erzeugten Stroms zugleich erste Tatbestandsvoraussetzungen für eine Eigenversorgung fest:

§ 37 Abs. 3 S. 2 EEG 2012:

„Betreibt die Letztverbraucherin oder der Letztverbraucher die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger und verbraucht den erzeugten Strom selbst, so entfällt für diesen Strom der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage [...], sofern der Strom

1. nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder

2. im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird.“

§ 66 Abs. 15 EEG 2012:

„Soweit Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher bereits vor dem 1. September 2011 ihren Strom nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und nicht von einem Dritten bezogen haben und die Stromerzeugungsanlage schon vor dem 1. September 2011 in Betrieb genommen wurde, gilt für den Strom § 37 Absatz 6 in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung anstelle des § 37 Absatz 3.“

Von der Zahlungspflicht befreit waren daher Eigenversorgungsmodelle

- ▶ ohne Nutzung des allgemeinen Versorgungsnetzes gemäß § 3 Nr. 7 EEG 2012¹⁴⁹ (z.B. über Arealnetze, Haus- oder Direktleitungen),
- ▶ bei denen der Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wurde oder¹⁵⁰
- ▶ bei denen die Eigenversorgung vor dem 1. September 2011 begonnen hatte (d.h. alle Altfälle).

Damit war ein nicht unerheblicher und weit überwiegend konventioneller Anteil der Eigenversorgung von der EEG-Umlage ausgenommen.

Diese Befreiungen sind im EEG 2014 fortgeschrieben worden, wobei die Anforderungen für neue Eigenversorgungsmodelle gestiegen sind. Gänzlich befreit werden nur noch der Kraftwerkseigenverbrauch (§ 61 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014), Inselsysteme (Abs. 2 Nr. 2), EE-Vollversorger (Abs. 2 Nr. 3) und kleine Eigenversorgungsanlagen bis 10 kW (Abs. 2 Nr. 4). Zusätzlich darf der Strom nicht durch ein Netz (der allgemeinen Versorgung) geleitet worden sein und muss im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu der Erzeugungsanlage verbraucht werden. Dass diese beiden Voraussetzungen –

¹⁴⁹ § 3 Nr. 7 EEG 2012: „Netz‘ die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.“

¹⁵⁰ Die Reichweite des räumlichen Zusammenhangs war umstritten, vgl. etwa P. Salje, Zur Auslegung des Begriffs „räumlicher Zusammenhang“ im Sinne von § 37 Abs. 3 EEG 2012, RdE 2014, S. 149 ff.; M. Altrock in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald, EEG, 4. Aufl. 2013, § 37 Rn. 49 ff.

anders als noch im EEG 2012 – nunmehr kumulativ vorliegen müssen und dass der räumliche Zusammenhang nun „unmittelbar“ sein muss, regelt die neue Eigenversorgungsdefinition in § 5 Nr. 12 EEG 2014:

„Eigenversorgung‘ der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.“

Neu eingeführt wurde darüber hinaus die Möglichkeit der Begrenzung der EEG-Umlage für eigenerzeugten Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und hocheffizienter KWK auf 30 Prozent (2014 und 2015), 35 Prozent (2016) und 40 Prozent (ab 2017), wenn dieser Strom ebenfalls nicht durch ein Netz (der allgemeinen Versorgung) geleitet und im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang verbraucht wird (§§ 61 Abs. 1, 5 Nr. 12 EEG 2014). Ist kein Befreiungs- oder Begrenzungstatbestand erfüllt, muss die EEG-Umlage vollständig gezahlt werden (§ 61 Abs. 1 Satz 3 und 4 EEG 2014).

„Die Übertragungsnetzbetreiber können von Letztverbrauchern ferner für den sonstigen Verbrauch von Strom, der nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, 100 Prozent der EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 verlangen. Die Bestimmungen dieses Gesetzes für Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind auf Letztverbraucher, die nach den Sätzen 1 bis 3 zur Zahlung verpflichtet sind, entsprechend anzuwenden.“

Sämtliche Änderungen betreffen allerdings nur Neuanlagen, weil für Altanlagen umfassender Bestandsschutz gewährt wurde (§ 61 Abs. 3 und Abs. 4 EEG 2014).¹⁵¹

Stärkere Einbindung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage

Rechtstechnische Umsetzung

Wie soeben dargestellt, fallen die Stromverbrauchsmengen der Eigenversorger bereits in das Grundsystem der Umlagepflicht im EEG, welches hinsichtlich der Zahlungspflicht allein auf den Verbrauch von Strom abstellt – unabhängig davon, ob dieser Strom von einem Dritten bezogen oder selbst erzeugt wird. Um die Strommengen aus der Eigenversorgung stärker an der EEG-Umlage zu beteiligen, müsste insofern das Eigenversorgungsprivileg weiter eingeschränkt oder gänzlich abgeschafft werden. Ohne die gesetzliche Privilegierung bliebe es bei dem Grundsatz, dass für jeglichen Stromverbrauch – auch bei Eigenverbrauchsmengen – die EEG-Umlage zu zahlen ist.

Verfassungsrechtliche Anforderungen

Dem Gesetzgeber steht aus verfassungsrechtlicher Sicht die Wahl zwischen der Einführung bzw. Ausdehnung einer Begünstigung oder ihrer generellen Abschaffung grundsätzlich frei.¹⁵²

Grundrechte

Einer Einschränkung oder Abschaffung des Eigenversorgungsprivilegs stünden grundsätzlich weder die Berufsfreiheit (Art. 12 GG) noch die Eigentumsgarantie (Art. 14 GG) entgegen.

¹⁵¹ BT-Drs. 18/3104, S. 154; vgl. zum Ganzen T. Müller/H. Kahl/F. Sailer, Systemwechsel beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, ER 2014, S. 139 ff. (S. 143).

¹⁵² H. Dreier, in: H. Dreier, GG, 3. Aufl. 2013, Vorb. Rn. 93.

Sowohl bei der Berufsfreiheit als auch bei der Eigentumsgarantie dürfte schon der Schutzbereich nicht eröffnet sein. Die Berufsfreiheit in Art. 12 GG schützt nicht vor „Veränderungen der Marktdaten und Rahmenbedingungen der unternehmerischen Entscheidungen.“¹⁵³ Notwendig für einen Eingriff wäre, dass sich die Regelung unmittelbar auf berufliche Tätigkeiten bezieht oder zumindest eine „objektiv berufsregelnde Tendenz“ hat.¹⁵⁴ Für die Bejahung einer solchen objektiv berufsregelnden Tendenz müsste ein enger Zusammenhang der jeweiligen Regelungen und ihrer tatsächlichen Auswirkungen mit der Ausübung eines bestimmten Berufs gegeben sein.¹⁵⁵ Die Regelungen müssten „nach Entstehungsgeschichte und Inhalt im Schwerpunkt Tätigkeiten betreffen, die typischerweise beruflich ausgeübt werden.“¹⁵⁶ An der berufsregelnden Tendenz fehlt es vor allem bei Abgaben, die weder an einen Beruf anknüpfen noch der Förderung oder Lenkung bestimmter Berufstätigkeiten dienen.¹⁵⁷ Dies trifft auch für die EEG-Umlage zu. Diese trifft im Grundsatz alle Stromverbraucher – unabhängig davon, ob und welchen Beruf sie ausüben. Regelungen zur Zahlungspflicht der EEG-Umlage haben daher keine „objektiv berufsregelnde Tendenz“.

Auch der Umlagepflicht für Eigenversorger käme weder eine berufsregelnde Tendenz zu noch würde sie sich als funktionales Äquivalent eines Eingriffs (d.h. in Zielsetzung und Wirkung einem klassischen Eingriff vergleichbar) erweisen. Sie stünde nicht in einem engen Zusammenhang mit der Ausübung eines bestimmten Berufs. Vielmehr treffen die mit der Umlagepflicht verbundenen wirtschaftlichen Belastungen letztlich sämtliche Verbraucher von Strom gleichermaßen, nicht nur die Eigenversorger. Der Gesetzgeber würde mit einer stärkeren Einbindung der Eigenversorger in die EEG-Umlage nicht bestimmte Berufe beeinflussen wollen, sondern den Finanzierungsmechanismus im EEG zur Transformation des Energieversorgungssystems ausgestalten (vgl. § 2 Abs. 1 EEG 2014¹⁵⁸).

Die Eigentumsgarantie aus Art. 14 GG wiederum erfasst schon von vornherein keine bloßen Gewinnerwartungen, Chancen oder Erwerbsmöglichkeiten, garantiert keine Anschlussförderung von staatlichen Subventionen und schützt nicht vor Preiserhöhungen durch neue oder erhöhte Abgaben.¹⁵⁹ So fällt etwa auch die Erwartung, dass ein Unternehmen auch in Zukunft rentabel betrieben werden kann, nicht in den Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG.¹⁶⁰ Nur ausnahmsweise schützt Art. 14 Abs. 1 GG dann gegen die Auferlegung von Geldleistungspflichten, wenn diese den Betroffenen übermäßig belasten und seine Vermögensverhältnisse so grundlegend beeinträchtigen, dass ihnen eine „erdrosselnde Wirkung“ zukommt.¹⁶¹

Der EEG-Umlage kommt zweifelsohne keine erdrosselnde Wirkung zu. Es handelt sich dabei lediglich um einen von mehreren Stromkostenbestandteilen. Sofern hieraus resultierende finanzielle Belastun-

¹⁵³ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, NVwZ 2007, 1168, 1169.

¹⁵⁴ H. Jarass in: H. Jarass/B. Pieroth, GG, 12. Aufl. 2012, Art. 12 Rn. 15 m.w.N.

¹⁵⁵ BVerfGE 111, 191, 213.

¹⁵⁶ BVerfGE 97, 228, 254.

¹⁵⁷ Vgl. BVerfGE 126, 268, 284.

¹⁵⁸ „Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas soll in das Elektrizitätsversorgungssystem integriert werden. Die verbesserte Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien soll zu einer Transformation des gesamten Energieversorgungssystems beitragen.“

¹⁵⁹ BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, NVwZ 2007, 1168, Rn. 25; P. Axer in: V. Epping/C. Hillgruber, GG, 2. Aufl. 2013, Art. 14 Rn. 43 m.w.N.; es wird allerdings vertreten, dass Steuerbelastungen in den Schutzbereich der Eigentumsgarantie fallen, siehe hierzu J. Wieland in: H. Dreier, GG, 3. Aufl. 2013, Art. 14 Rn. 66 ff.

¹⁶⁰ BVerfGE 110, 274, 290.

¹⁶¹ Vgl. BVerfGE 78, 232, 243; 95, 267, 300.

gen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsmodellen hätten, schützt jedenfalls das Eigentumsrecht hiervor grundsätzlich nicht.¹⁶² Die allgemeinen Marktverhältnisse (Strombezugskosten, Energierohstoffpreise etc.) ändern sich ständig.

Vertrauensschutz

Auch ein mögliches Vertrauen der Begünstigten in die Beständigkeit der gesetzlichen Privilegierung stünde einer stärkeren Einbindung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage grundsätzlich nicht entgegen.

Ein solches Vertrauen in den Fortbestand von (begünstigenden) Gesetzen bzw. die allgemeine Erwartung des Bürgers, dass das geltende Recht unverändert fortbestehen werde, ist nämlich verfassungsrechtlich grundsätzlich nicht geschützt.¹⁶³ Daher können die Bürger nicht darauf vertrauen, dass der Gesetzgeber Vergünstigungen, die er aus wirtschaftspolitischen Erwägungen gewährt, uneingeschränkt auch für die Zukunft aufrechterhält. Ein Vertrauensschutz kommt grundsätzlich nur bei rückwirkenden Regelungen in Betracht, nicht jedoch bei Regelungen, die für rein zukünftige Tatbestände gelten. Hier wird grundsätzlich kein Vertrauensschutz gewährt.¹⁶⁴

So läge es hier, wenn eine mögliche Abschaffung oder weitergehende Einschränkung des Eigenversorgungsprivilegs jedenfalls nicht rückwirkend für die Vergangenheit erfolgen würde. Die Umlagepflicht knüpft an die Lieferung bzw. den Verbrauch von Strom an (§§ 60, 61 EEG 2014, § 3 Abs. 1 Satz 2 AusglMechV) und damit an jeweils neue, sich ständig aktualisierende Tatbestände in der Zukunft. Mit dem physikalischen Liefer- bzw. Verbrauchsvorgang ist der Tatbestand für sich genommen abgeschlossen. Selbst wenn hier wegen des jährlichen Umlagezyklusses (§§ 58 Abs. 2, 60 Abs. 1, 74 EEG 2014) – vergleichbar wie im Steuerrecht – auf einen Jahreszyklus abzustellen wäre, hätte jedenfalls eine Rechtsänderung zum Jahresbeginn für die Zukunft keine Rückwirkung. Hinsichtlich der Zahlungspflicht der EEG-Umlage würde dann jeweils zum 1. Januar eines Jahres ein neuer Sachverhalt beginnen.

Bei Rechtsänderungen für die Zukunft kann es ausnahmsweise dann einen Vertrauensschutz geben, wenn vom Gesetzgeber ein „besonderer Vertrauenstatbestand“ geschaffen wurde.¹⁶⁵ Ein solcher liegt hier allerdings nicht vor. Zwar ist in der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts geklärt, dass Vergünstigungen, die dem Bürger einen Investitionsanreiz geben sollten, grundsätzlich eine Vertrauensgrundlage für im Hinblick darauf getätigte Investitionen schaffen.¹⁶⁶ Dem Eigenversorgungsprivileg liegt jedoch zum einen kein solcher gesetzgeberischer Investitionsanreiz zu Grunde. Vielmehr versucht der Gesetzgeber seither die Eigenversorgung (sukzessive) stärker in das Umlagesystem einzu beziehen,¹⁶⁷ da mit der Umstellung des EEG-Ausgleichsmechanismus 2010 auf einen rein finanziellen Ausgleich das Hemmnis für die Einbindung der Eigenversorgung weggefallen war. So heißt es auch in der Gesetzesbegründung zum EEG 2014:

¹⁶² Vgl. allg. BVerfG, Beschl. v. 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 24 ff. im Hinblick auf die Veränderung von Marktverhältnissen.

¹⁶³ Vgl. BVerfGE 105, 17, 40; 103, 271, 287; H. Schulze-Fielitz in: H. Dreier, GG, 2. Aufl. 2006, Art. 20 Rn. 151.

¹⁶⁴ BVerfGE 38, 61, 83: „...verfassungsrechtliche Grenzen nur für belastende Gesetze, die sich Rückwirkung beilegen“; BVerfGE 128, 90, 106 f.; 103, 271, 287; M. Sachs, in: M. Sachs, GG, 7. Aufl. 2014, Art. 20 Rn. 139.

¹⁶⁵ Vgl. BVerfGE 102, 68, 97; M. Sachs, in: M. Sachs, GG, 7. Aufl. 2014, Art. 20 Rn. 139.

¹⁶⁶ BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 35.

¹⁶⁷ BT-Drs. 17/6071, S. 83: „Allerdings wird die Eigenerzeugung künftig nur dann von der EEG-Umlage befreit, wenn der Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet wird, es sei denn der Strom wird durch den Betreiber oder Betreiberin einer Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht.“

„§ 58 EEG 2014 ist nach der Einengung des Begriffs Eigenversorgung zum 1. Januar 2012 ein weiterer Schritt weg von der Sonderrolle Eigenversorgung. Hintergrund für diesen Schritt sind Ungleichbehandlungen zwischen Eigenversorgern und Stromkunden sowie ein steigender Trend zur Eigenversorgung in bestimmten Bereichen, der vor allem durch deren Freistellung von den steigenden Umlagen und Netzentgelten angereizt wird. Dies kann im gewerblichen Bereich zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Obwohl die dezentrale Wärme- und Energienutzung in bestimmten Konstellationen auch energiewirtschaftlich sinnvoll sein kann, ist sie es oft dann nicht, wenn wesentlicher Grund für den Umstieg die Befreiung von Umlagen und Netzentgelten ist. Die Eigenversorger reagieren aufgrund der enormen Vorteile, die allein die Befreiung von der EEG-Umlage bietet, nicht mehr auf Strompreissignale. Viel mehr vermindern sie die Flexibilität des Gesamtsystems. Gleichzeitig erhöht sich die Finanzierungslast bei den übrigen Verbrauchern. Dies ist nicht verursachergerecht.

Zudem profitieren Eigenversorger, die sich mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen, von der Lernkurve, die die dafür eingesetzten Technologien in den letzten Jahren dank der Förderung durch das EEG durchlaufen konnten. Auch deshalb ist es gerechtfertigt, auch sie an der Finanzierung der Förderkosten zu beteiligen, soweit sie selbst die Förderung durch das EEG in Anspruch nehmen.“

Zum anderen ist die Regelung durch mehrfache Änderungen sowie die behilferechtlich nur befristete Genehmigung durch die EU-Kommission¹⁶⁸ und entsprechende Überprüfungsvorbehalte (§ 98 Abs. 3 EEG 2014) geprägt und daher gleichsam „legislativ belastet“. ¹⁶⁹ Vor diesem Hintergrund kann kein verfassungsrechtlich schützenswertes Vertrauen in den Fortbestand des Eigenversorgungsprivilegs entstehen. Vielmehr müssen die Betroffenen hier von Anfang an mit (weiteren) Veränderungen der Rahmenbedingungen für die Eigenversorgung rechnen. ¹⁷⁰ Einer stärkeren Einbindung der Eigenversorgung steht daher kein Vertrauensschutz entgegen.

Selbst wenn man hier dennoch eine sog. unechte Rückwirkung annähme, wenn also durch die Rechtsänderung zwar auf gegenwärtige, aber zumindest noch nicht abgeschlossene Sachverhalte und Rechtsbeziehungen für die Zukunft eingewirkt würde,¹⁷¹ käme man bei der dann notwendigen Abwägung zum Ergebnis, dass eine Einbeziehung der Eigenversorgung nicht dem Vertrauensschutz widerspräche. Eine solche Rückwirkung ist nämlich nur dann ausnahmsweise unzulässig, wenn der Betroffene mit dem Eingriff nicht zu rechnen brauchte und sein Vertrauen „*schutzwürdiger ist als die mit dem Gesetz verfolgten Anliegen.*“¹⁷² Der Gesetzgeber hat den Eigenversorgern ihre Vergünstigung zu keinem Zeitpunkt positiv zugesichert oder sich gar auf einen bestimmten Zeitraum der Gewährung festgelegt. Bei der Privilegierung der Eigenversorger handelt es sich, wie bereits beschrieben, lediglich um eine Folge aus der bis zum Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung im EEG vorgesehenen physikalischen Wälzung des EE-Stroms. Dass die Eigenversorgung, trotz der Änderung hin zu einem rein finanziellen Ausgleichsmechanismus, zunächst größtenteils weiterhin von der

¹⁶⁸ EU-Kommission, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), S. 75.

¹⁶⁹ Vgl. zu diesem Gesichtspunkt BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 43 ff.

¹⁷⁰ Vgl. BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, Rn. 45.

¹⁷¹ Das wäre hier nur denkbar, wenn auf die in der Vergangenheit liegende Investition in die Eigenversorgung abgestellt würde.

¹⁷² H. Jarass in: H. Jarass/B. Pieroth, GG, 12. Aufl. 2012, Art. 20 Rn. 74.

EEG-Umlage befreit und dieses Privileg nur nach und nach weiter eingeschränkt wurde, zeigt lediglich, dass für die Eigenversorger zunächst keine Änderung des Status quo gewollt war, macht das Eigenversorgungsprivileg aber noch nicht zu einem gezielt eingeführten Förderinstrument, auf das sich ein Vertrauen stützen könnte. Schließlich kann sich der Begünstigte gerade bei unbefristeten und über viele Jahre wirkenden Begünstigungen nicht darauf berufen, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht mehr zu seinen Lasten verändert werden dürfen.¹⁷³

Diese Ansicht entspricht auch der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts, in der es heißt: *„Der verfassungsrechtlich verbürgte Vertrauensschutz gebietet nicht, den von einer bestimmten Rechtslage Begünstigten vor jeglicher Enttäuschung seiner Hoffnungen oder Erwartungen betreffend die Dauerhaftigkeit der bestehenden Rechtslage zu bewahren.“*¹⁷⁴ Bei der ggf. vorzunehmenden Abwägung zwischen dem Interesse der Allgemeinheit an einer Neuregelung und der Vertrauensschutzposition des Betroffenen¹⁷⁵ ist danach zu fragen, ob ein objektiver Betrachter *„mit einer Änderung der Rechtslage rechnen musste.“*¹⁷⁶ Dies wäre hier aufgrund der bereits oben genannten Gründe der Fall. Denn die Regelungen des EEG befinden sich in einem ständigen Wandel. Auch das Eigenversorgungsprivileg selbst ist in der Vergangenheit bereits mehrfach eingeschränkt worden und zudem legislativ belastet. Der Bürger kann nicht damit rechnen, dass die Rechtslage sich niemals zu seinen Ungunsten ändern kann. Denn *„die Gewährung vollständigen Schutzes zu Gunsten des Fortbestehens der bisherigen Rechtslage würde den dem Gemeinwohl verpflichteten demokratischen Gesetzgeber in wichtigen Bereichen lähmen und den Konflikt zwischen der Verlässlichkeit der Rechtsordnung und der Notwendigkeit ihrer Änderung im Hinblick auf einen Wandel der Lebensverhältnisse in nicht mehr vertretbarer Weise zu Lasten der Anpassungsfähigkeit der Rechtsordnung lösen.“*¹⁷⁷

In seinem Beschluss zur Besteuerung von Biokraftstoffen¹⁷⁸ aus dem Jahr 2007 verneinte das Bundesverfassungsgericht den Vertrauensschutz sodann auch weitgehend, obwohl es sich bei der Steuervergünstigung für Biokraftstoffe um eine gezielt eingesetzte Regelung zur Förderung der Biokraftstoffe handelte, die ursprünglich für einen längeren Zeitraum festgelegt worden war und die der Gesetzgeber frühzeitig hatte auslaufen lassen. Damit dürfte beim Eigenversorgungsprivileg erst recht kein schutzbedürftiges Vertrauen angenommen werden können.

Bei einer stärkeren Einbindung auch der Bestandsanlagen, d.h. insbesondere von Eigenversorgungsmodellen vor September 2011 bzw. August 2014, könnte den Betroffenen demgegenüber durch die Bestandsschutzregelung in § 61 Abs. 3, Abs. 4 EEG 2014 ein gewisses schutzwürdiges Vertrauen zuzubilligen sein.¹⁷⁹ Allerdings sind diese Regelungen von der EU-Kommission beanstandet worden.¹⁸⁰ Zudem muss, jedenfalls wenn schwere Nachteile für wichtige Gemeinschaftsgüter – etwa die Funktionsfähigkeit des EEG-Umlagesystems und damit letztlich der Transformationsprozess im Rahmen der Energiewende – zu erwarten sind, ein Vertrauen der Betroffenen zurückstehen.¹⁸¹ Es erscheint daher rechtlich zumindest nicht ausgeschlossen, auch Bestandsanlagen künftig stärker in die EEG-Umlage einzubinden, wenngleich dies eine genaue Abwägung zwischen einem möglicherweise begründeten

¹⁷³ Vgl. BVerfGE 105, 17, 40.

¹⁷⁴ BVerfGE 76, 256, 349 f.

¹⁷⁵ BVerfGE 31, 222, 227.

¹⁷⁶ BVerfGE 76, 256, 350.

¹⁷⁷ BVerfG, NVwZ 2007, 1168, 1170.

¹⁷⁸ BVerfG, NVwZ 2007, 1168.

¹⁷⁹ Vgl. BT-Drs. 18/3104, S. 154, wo auf den verfassungsrechtlichen Vertrauensschutz abgestellt wird.

¹⁸⁰ EU-Kommission, C(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N), S. 75.

¹⁸¹ BVerfGE 102, 68, 98.

Vertrauenstatbestand einerseits und den Zielen des Gesetzgebers bei der Neugestaltung andererseits bedarf.

Finanzverfassungsrecht

Ebenso wenig stünden finanzverfassungsrechtliche Gesichtspunkte einer stärkeren Einbindung der Eigenversorgung entgegen. Insbesondere handelt es sich bei der EEG-Umlage für die Eigenversorger nicht um eine (finanzverfassungswidrige) Sonderabgabe.

Zwar wird vereinzelt kritisiert, dass zwischen den ÜNB und den Eigenversorgern „gegenseitige Verpflichtungen“ fehlten¹⁸² und dass bei einer grundsätzlichen Zahlungspflicht auch der Eigenversorger kein abgegrenzter Adressatenkreis mehr in Anspruch genommen werde, sondern eine Belastung der Allgemeinheit statfinde.¹⁸³ Demnach handle es sich bei der EEG-Umlage nicht mehr um eine Preisregelung, sondern um eine unzulässige Sonderabgabe¹⁸⁴, bzw. liege ein finanzverfassungswidriger Formenmissbrauch vor, weil es sich bei der EEG-Umlage um ein Substitut für eine andere Handlungsform (Steuer oder Sonderabgabe) handle, deren Voraussetzungen nicht eingehalten werden könnten.¹⁸⁵

Derartige finanzverfassungsrechtliche Bedenken erscheinen jedoch unbegründet. Hierbei wird übersehen, dass es für die Annahme einer hoheitlichen Abgabe und damit auch einer Sonderabgabe einer Aufkommenswirkung zu Gunsten der öffentlichen Hand bedarf.¹⁸⁶ Die EEG-Umlage fließt nicht an den Staat und weist daher diese Aufkommenswirkung nicht auf.¹⁸⁷ Es handelt sich insofern schon nicht um eine Abgabe, folglich auch um keine Sonderabgabe. Außerdem lässt sich der Kritik entgegenhalten, dass es sich auch bei einer Umlagepflicht für die Eigenversorger um einen abgrenzbaren Kreis von Normadressaten handelt, nämlich die in Anspruch genommenen EVU und die Eigenversorger. Dies wäre nach der neueren Rechtsprechung des LG Stuttgart selbst dann der Fall, wenn das EEG die Gesamtheit der Stromverbraucher direkt in Anspruch nähme.¹⁸⁸ Den eigentlichen Prüfungsmaßstab für „Nicht-Abgaben“ bilden allein die Grundrechte.¹⁸⁹

5.5.2.3 Stromsteuer für Eigenerzeuger

Wie bei der EEG-Umlage erfolgt eine stärkere Einbindung der Eigenversorger in das Stromsteuersystem rechtstechnisch über einen Abbau der gesetzlichen Privilegierungsregelungen. Auch hierbei sind die allgemeinen verfassungsrechtlichen Anforderungen zu beachten. Eine abschließende rechtliche Bewertung hinge von der konkreten rechtlichen Ausgestaltung ab.

¹⁸² F. Brahms/M. Maslaton, Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die EEG-Umlage auf die Eigenstromversorgung, NVwZ 2014, S. 760 ff. (S. 763).

¹⁸³ M. Riedel/P. Weiss, Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - Finanzverfassungsrechtliche Grenzen, EnWZ 2013, S. 402 ff. (S. 407).

¹⁸⁴ F. Brahms/M. Maslaton, Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die EEG-Umlage auf die Eigenstromversorgung, NVwZ 2014, S. 760 ff. (S. 763).

¹⁸⁵ So M. Riedel/P. Weiss, Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - Finanzverfassungsrechtliche Grenzen, EnWZ 2013, S. 402 ff. (S. 407); dem ohne eigene Begründung zustimmend J. Panknin, EEG-umlagefreie Eigenerzeugung - Status quo und Ausblick, EnWZ 2014, S. 13 ff. (S. 18).

¹⁸⁶ BGH, RdE 2014, S. 391-394.

¹⁸⁷ So auch G. Wustlich, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, S. 1113 ff. (S. 1120); T. Müller/H. Kahl/F. Sailer, Systemwechsel beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, ER 2014, S. 139 ff. (S. 144).

¹⁸⁸ LG Stuttgart, REE 2013, 54, 56.

¹⁸⁹ Vgl. BVerfGE 114, 196, 257; C. Waldhoff/M. Roßbach, in: L. Böttcher/K. Faßbender/C. Waldhoff, Erneuerbare Energien in der Notar- und Gestaltungspraxis, 2014, § 6 Rn. 76.

Die Eigenerzeugung im Stromsteuergesetz

Zunächst einmal sind die Begrifflichkeiten in den verschiedenen Gesetzen zum Teil unterschiedlich. Im Stromsteuergesetz (StromStG) ist von *Eigenerzeugern* statt von *Eigenversorgern* die Rede. Gemäß § 2 Nr. 2 StromStG ist derjenige Eigenerzeuger, „*der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt*.“ Wie auch im EEG bei der EEG-Umlage ist der Eigenerzeuger grundsätzlich stromsteuerpflichtig. Dies wird in § 5 Abs. 1 StromStG ausdrücklich so formuliert:

„Die Steuer entsteht dadurch, daß vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird, oder dadurch, daß der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Bei Eigenerzeugern entsteht die Steuer vorbehaltlich Satz 1 mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet.“

Der Vorbehalt in Satz 2 stellt dabei klar, dass der Steuerentstehungstatbestand des Versorgers stets Vorrang vor dem Steuerentstehungstatbestand des Eigenerzeugers hat. Sobald der Eigenerzeuger andere mit Strom versorgt, gilt er als Versorger, so dass die Stromsteuerpflicht nach Satz 1 greift.¹⁹⁰ Bekommt der Eigenerzeuger umgekehrt von einem Versorger Strom geleistet und entnimmt er diesen aus dem Leitungsnetz, gilt er in diesem Moment als Letztverbraucher und die Steuerschuld entsteht beim Versorger.¹⁹¹ Allerdings gilt dies nicht immer. Der Eigenerzeuger behält seine Eigenschaft als solcher, so dass er weiterhin Steuerschuldner bleibt, wenn er bspw. lediglich eine gewisse Menge Strom zum Anfahren der Stromerzeugungsanlage fremd bezieht. Der Strom muss also – anders als im EEG – nicht immer zwingend auch selbst erzeugt sein.¹⁹² Im StromStG ist die Steuerpflicht also eher an die Einordnung der betroffenen Person gebunden.

Auch im StromStG gibt es eine Befreiung von der Zahlungspflicht für die Eigenerzeuger. Diese befindet sich in § 9 Abs. 1 Nr. 3a:

„Von der Steuer ist befreit:

(...)

3. Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und

a) vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird.“

Wie bei der Befreiung/Begrenzung im EEG ist also zunächst der Tatbestand für die Zahlungspflicht auch für Eigenversorger erfüllt und als Ausnahme hiervon ist eine gesetzliche Befreiung nötig.¹⁹³ Die gesetzlichen Anforderungen für eine Befreiung sind dabei, im Vergleich zum EEG, nicht sehr hoch. Es kommt bei Eigenerzeugern in vielen Fällen zu einer Befreiung.¹⁹⁴

¹⁹⁰ K. Milewski in: K. Möhlenkamp/K. Milewski, EnergieStG/StromStG, 2012, § 5 StromStG Rn. 21.

¹⁹¹ K. Milewski in: K. Möhlenkamp/K. Milewski, EnergieStG/StromStG, 2012, § 2 StromStG Rn. 21.

¹⁹² K. Milewski in: K. Möhlenkamp/K. Milewski, EnergieStG/StromStG, 2012, § 5 StromStG Rn. 23; T. Theilmann in: BeckOK EEG, § 5 StromStG Rn. 26.

¹⁹³ So ergibt es sich auch aus der Gesetzesbegründung zu § 9 StromStG, BT-Drs. 16/1172, S. 47; R. M. Stein/A. Thoms, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl. 2013, S. 214; K. Milewski in: K. Möhlenkamp/K. Milewski, EnergieStG/StromStG, 2012, § 5 Rn. 20; m.w.N. Kronawitter, Versorgungswirtschaft 2013, 229.

¹⁹⁴ K. Milewski in: K. Möhlenkamp/K. Milewski, EnergieStG/StromStG, 2012, § 5 Rn. 20.

Stärkere Einbindung der Eigenerzeugung in die Stromsteuer

Eine stärkere Einbindung der Eigenerzeugung in die Stromsteuer wäre rechtlich grundsätzlich möglich. Verfassungsrechtliche Bedenken stünden dem nicht entgegen. Diesbezüglich gelten im Grundsatz die obigen Ausführungen zur EEG-Umlage.

5.6 Beteiligung von Einspeisern an Netzentgelten oder ausgewählten Systemkosten

Bei der Erhebung der Netzentgelte wird zwischen Anschluss- und laufenden Kosten unterschieden. Netzananschlusskosten sind dabei die Kosten, die vom Anschlussnehmer direkt bezahlt werden müssen, während die restlichen Kosten über die allgemeinen Netznutzungsentgelte (Use-of-System Charges) gedeckt werden. Netznutzungsentgelte für die Einspeisung sind in verschiedenen europäischen Ländern auf Übertragungsnetzebene üblich. Laut Synthesereport 2013 des Netzwerks der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) zu den Übertragungsnetztarifen in Europa (ENTSO-E 2013) werden in 13 von 31 untersuchten Ländern Entgelte von Einspeisern erhoben (2014: 14 von 32, ENTSO-E (2014)). Zusätzlich zu den dort erfassten Entgelten für die Netznutzung können einmalige Anschlussgebühren erhoben werden, um direkte Kosten des Netzan Anschlusses zu decken. Dabei wird zwischen deep und shallow charges unterschieden je nachdem, in welchem Maße notwendige Ausbaumaßnahmen im Netz dem Anschlussnehmer zugerechnet oder in die allgemeinen Netzentgelte gewälzt werden. Die Berücksichtigung der Netzausbaukosten, die durch den Anschluss verursacht werden, in den Entgelten, setzt bei deep charges Anreize für die Standortwahl: Standorte, an denen freie Kapazität vorhanden ist, haben günstigere Anschlussgebühren. Die Umsetzung von Deep charging in der Praxis ist jedoch problematisch (Brunekreeft et al. 2005), da die Ermittlung der Netzauswirkungen und direkte Zuweisung zu einer Ursache schwierig (und oft nicht eindeutig) ist und die Aufteilung der (Ausbau-)Kosten bei mehreren Nutzern und sequentielltem Anschluss schwierig ist. Zudem ist die Ermittlung der Entgelte (für den Erzeuger) in der Regel nicht transparent, da die Berechnungen auf Basis der Stromflüsse im Netz erfolgen (Brandstätter et al. 2011). Deep charges wirken tendenziell negativ auf die Entwicklung von dezentraler Erzeugung, insbesondere wenn die Entgelte Einzelfallspezifisch ermittelt werden, was für einen echten Bezug der Entgelte zu den verursachten Kosten notwendig wäre. Aber gerade dieser Einzelfallbezug schafft Unsicherheit für Investoren. Alternativ können örtlich differenzierte Netzentgelte auch im Vorfeld ermittelt werden, indem auf Basis von Simulationen der Effekt von zusätzlicher oder reduzierter Einspeisung an verschiedenen Standorten ermittelt wird. Die resultierenden Entgelte können im Voraus, beispielsweise für ein Jahr veröffentlicht werden. Während die Kostenreflektivität gegenüber der Einzelfallberechnung etwas sinkt, ist der zentrale Vorteil dieser Variante eine höhere Transparenz und Einfachheit.

Großbritannien hatte früher ein System mit deep charges, ist davon aber aufgrund der oben genannten Probleme wieder abgekommen (Ofgem 2003) und setzt nun auf eine Zwischenlösung, die einen Teil der Kosten beim anschließenden Erzeuger anlastet „shallow-ish charging“ (siehe Box 3).

Box 3: selektive Kostenanlastung: connection charging im Vereinigten Königreich

Die Anschlusskosten beinhalten die direkten Kosten für den Netzananschluss, einen Teil der ggf. notwendigen Netzverstärkungskosten sowie, sofern zutreffend, die Kosten für allein genutzte Assets. Das heißt, es werden nicht die vollen Ausbaukosten auch in höheren Netzebenen dem Netznutzer angelastet. Eine solche volle Anlastung wäre ein deep charging Ansatz. Beim shallow charging würden dagegen die kompletten Ausbaukosten über die Netznutzungsentgelte gedeckt werden und nicht über Netzananschlussgebühren der Nutzer. In Großbritannien zahlt der Anschlussnehmer

einen Teil der Netzverstärkung über die Anschlussgebühren, der Rest wird in die Netznutzungsentgelte gewälzt. Daher wird dieser Ansatz *shallow-ish charging* genannt. Um die Allgemeinheit der Netznutzer vor hohen Kosten durch einzelne Anschlüsse zu schützen, gibt es zudem einen sogenannten „high-cost project threshold“. Diese Regelung besagt, dass Netznutzer, die Erzeugungseinheiten an das Netz anschließen, entstehenden Kosten oberhalb von 200 €/kW selber tragen müssen.

Bei der Berechnung der Netzanschlusskosten wird eine Minimallösung zugrunde gelegt, die notwendig ist, um die Kapazität für den Anschluss bereit zu stellen. Von dieser Lösung kann der Netzbetreiber abweichen, dies erhöht jedoch nicht die Anschlussgebühr für den Kunden. Wenn jedoch auf Wunsch des Kunden ein Anschluss realisiert wird, der die Kosten der Minimallösung übersteigt, werden die Kosten oberhalb der Minimallösung dem Kunden angelastet (Ofgem 2014). Der Netzbetreiber kann also prinzipiell vorausschauend investieren. Um die Kosten in die Netzentgelte wälzen zu dürfen, muss er den Nutzen für die Kunden darlegen und Zustimmung des Regulierers Ofgem erlangen. Über diesen Mechanismus soll sichergestellt werden, dass eine angemessene Teilung des Risikos zwischen Netzbetreiber und Netzkunden stattfindet.

In Deutschland werden keine Netznutzungsentgelte für die Einspeisung (§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV) erhoben. Es ist sogar so, dass Betreiber von dezentralen Erzeugern ein Entgelt vom Verteilnetzbetreiber (§ 18 StromNEV) erhalten, in dessen Netz sie einspeisen. Dieses Entgelt reflektiert die durch die dezentrale Einspeisung in vorgelagerten Netzebenen vermiedenen Netznutzungsentgelte. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 5.2 behandelt.

5.6.1 Zielsetzung von Netznutzungsentgelten für Einspeiser

Mit Einspeiseentgelten können unterschiedliche Ziel verfolgt werden. Es ist wesentlich zwischen dem Ziel der *Netzfinanzierung* und der *Anreizsetzung* für Einspeiser zu unterscheiden.

In Spanien beispielsweise steht der Beitrag der Erzeuger zur Netzfinanzierung und damit die Verteilung der Infrastrukturkosten auf eine breitere Grundlage von Netznutzern im Vordergrund. In Großbritannien werden dagegen die Anreize örtlich differenzierter Preissignale betont. Dementsprechend ist auch die Ausgestaltung der Einspeiseentgelte und der geleistete Finanzierungsbeitrag in den Ländern unterschiedlich.

Die Aufteilung der Netzentgelte¹⁹⁵ zwischen Einspeisern und Abnehmern, also der Finanzierungsbeitrag beider Nutzergruppen, wird auch als Generation-Load-Split (G-L-Split) bezeichnet. Der G-L-Split bei den 13 Ländern aus dem ENTSOE-Bericht hat teilweise nur einen sehr geringen Anteil für Einspeiser (Frankreich 2%, Portugal 7%, Belgien 7%), ist in anderen Ländern aber in der Größenordnung von bis zu gut 30% (Norwegen 38%, Schweden 33%, Österreich 32%, Großbritannien 27%, Irland und Nordirland n 25%) (vgl. Abbildung 27). Durch eine Kombination von positiven und negativen Entgelten (bspw. abhängig vom Standort) können Einspeiseentgelte prinzipiell auch ohne Finanzierungsbeitrag (G-L-Split = 0:100) gestaltet werden, wenn das Ziel lediglich ist, örtliche Anreize zu setzen.

Neben einem generellen Finanzierungsbeitrag zu den gesamten Netzkosten, können Einspeiseentgelte auch mit Bezug zu einzelnen Kostenkomponenten wie beispielsweise Verlusten, (örtlichen) Netzausbaukosten oder Systemdienstleistungen erhoben werden.

¹⁹⁵ Bezogen auf die Einnahmen des Netzbetreibers, d.h. diese Größe gibt Auskunft über den Beitrag der Erzeuger/ Nachfrager zur Finanzierung der Infrastruktur.

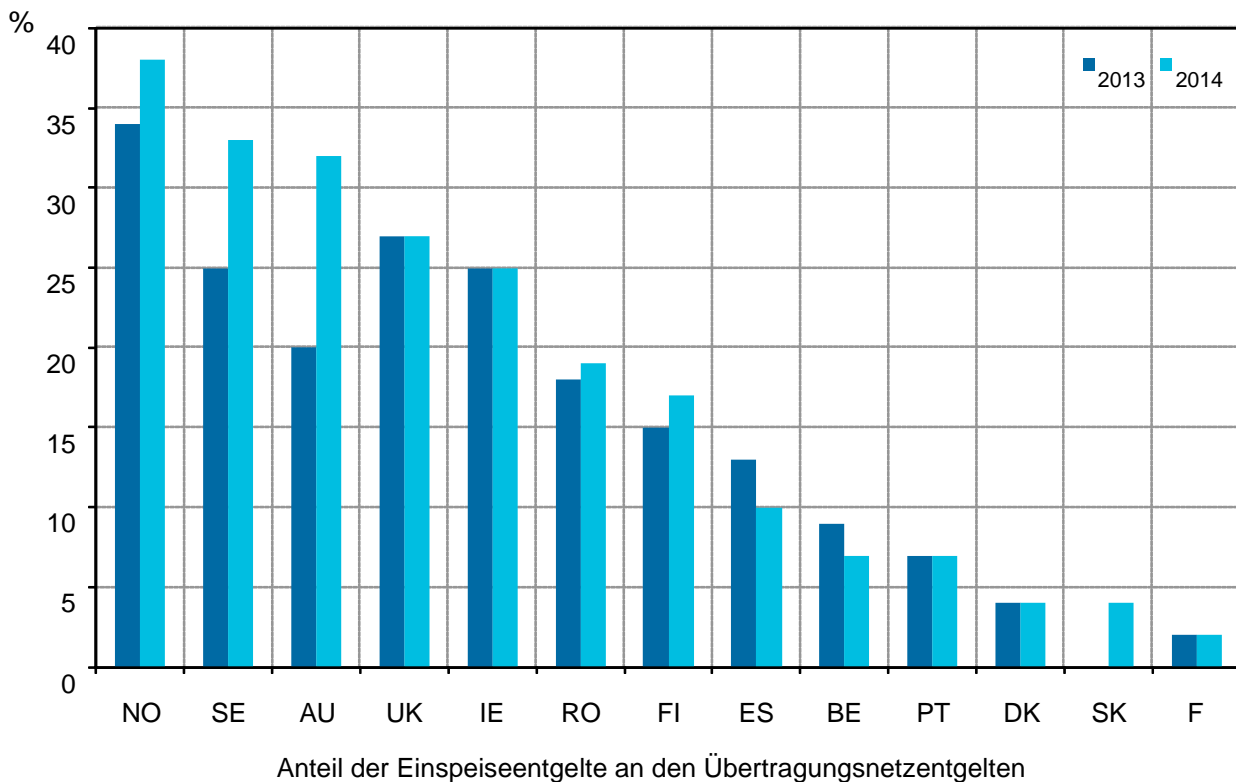


Abbildung 27: Anteil der Übertragungsnetzentgelte, der durch Einspeiser getragen wird

Quelle: eigene Darstellung basierend auf (ENTSO-E 2014, 2013)

5.6.2 Ausgestaltung von Einspeiseentgelten

Einspeiseentgelte können unterschiedlich ausgestaltet sein, dabei sind neben dem bereits erwähnten Finanzierungsbeitrag folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- **Differenzierung:** einheitlich (uniform) vs. örtlich und/ oder zeitlich, Zulässigkeit von negativen Entgelten, d.h. Bonuszahlungen
- **Bezugsgröße:** Kapazität, Energie, Pauschalbetrag
- **Anwendungsbereich:** alle Einspeiser, bestimmte Technologien oder Größenklassen

Ein Großteil der europäischen Länder, in denen Einspeiseentgelte im Übertragungsnetz erhoben werden, hat energiebezogene Einspeiseentgelte. Schweden, Großbritannien und Irland haben kapazitätsbezogene Einspeiseentgelte und in Norwegen wird das Einspeiseentgelt pauschal erhoben. Die Pauschale orientiert sich dabei an der durchschnittlichen Produktion in der Vergangenheit (10 Jahre) und ist so gestaltet, dass sie keine Rückwirkungen auf kurzfristige Produktionsentscheidungen oder Investitionen hat (ACER 2014). Tabelle 22 gibt einen Überblick über die Ausgestaltung und Höhe von Einspeiseentgelten im Übertragungsnetz in Europa.

Tabelle 22: Überblick über Designaspekte von Einspeisentgelten (Übertragungsnetz) in Europa

	Bezugsgröße			Differenzierung		Finanzierungsbeitrag	Höhe (2012)	Höhe (2012)	In Übertragungsnetzentgelten enthalten								
									SDL								
	Energie	Kapazität	Pauschal	zeitlich	örtlich	%	€/MWh	€/MW*	Verluste	Reserve	Engpassmanagement						
									Primär	Sekundär	Tertiär	National	international	Spannungshaltung	Schwarzstart		Ausgleichsenergie
Norwegen**			x	x	x	38			x	x	x	x	x	x	x	0	0
Schweden		x			x	33		4 090	x	x	x	x	x	x	x	0	0
Österreich	x					32	2,03		x	x	x	x	x	x	x	0	0
Großbritannien***		x		x	x	27		6 994	0	x	x	x	x	x	x	x	x
Irland		x			x	25		5 590	0	x	x	x	x	x	x	0	0
Rumänien	x				x	19	1,93		x	0	x	x	x	x	x	0	0
Finnland	x			x		17	0,5		x	0	0	x	x	x	x	0	0
Spanien	x					10	0,5		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Belgien	x			x		7	0,91		0	x	x	x	x	x	x	0	0
Portugal	x			x		7	0,5		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dänemark	x					4	0,4		x	x	x	x	x	x	x	x	x
Slowak. Republik	x					4	0,5		x	x	x	x	0	x	x	0	0
Frankreich	x			x		2	0,19		x	x	0	x	0	x	x	0	0

Quellen: (ENTSO-E 2014; ACER 2014)

*bezogen auf installierte Kapazität

** Die zeitliche Differenzierung in Norwegen erfolgt über die Verlustenergie, die über die Grenzkosten der Verluste für jeden Anschlusspunkt ermittelt werden.

*** Für Systemdienstleistungen wird in Großbritannien ein separates Entgelt erhoben. Erzeuger tragen hier 50% der Kosten.

Auffallend ist, dass pro Jahr betrachtet, die aufgelisteten kapazitätsbezogenen Entgelte für viele Erzeuger zu deutlich höheren Zahlungen (+50%) als die energiebezogenen Entgelte führen (siehe Beispielrechnung in Box 4). Da die kapazitätsbezogenen Zahlungen unabhängig von der tatsächlichen Erzeugung sind, ist die spezifische Belastung pro erzeugter kWh umso höher, je niedriger die Produktion ist.

Box 4: Beispielrechnung kapazitäts- versus energiebezogenes Einspeiseentgelt für eine Beispiel Wind Onshore Anlage

Annahmen:

installierte Leistung 2,42 MW el,

jährliche Erzeugung¹⁹⁶: 3 146 GWh/a (Binnenstandort mit 1300 Volllaststunden pro Jahr) bis 6534 GWh/a (Küstenstandort mit 2700 Volllaststunden pro Jahr)

Energiebasiertes Einspeisentgelt: 0,5 Euro/MWh → jährliche Zahlung 1 573 Euro bis 3 267 Euro

Kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt: 4 000 Euro/MW → jährliche Zahlung 9 680 Euro

5.6.3 Ökonomische Analyse von Einspeiseentgelten

Einspeiseentgelte sind eine zusätzliche Kostenkomponente für Erzeuger und beeinflussen möglicherweise den Betrieb der Anlage und Investitionsentscheidungen. Dies kann gewünscht sein, wie bei örtlich oder zeitlich differenzierten Entgelten zur Steuerung der Netzauslastung. Wenn über die Entgelte lediglich ein Finanzierungsbeitrag erhoben werden soll, sollte das Entgelt dagegen möglichst neutral hinsichtlich der Betriebs- und Investitionsentscheidungen sein, um bestehende Marktsignale möglichst nicht zu verzerren. Die Effekte von energie- und kapazitätsbasierten Entgelten unterscheiden sich dabei deutlich wie im Folgenden erläutert wird. Beiden Varianten ist gemeinsam, dass die Behandlung von Bestandsanlagen diskutiert werden muss, da die Erhebung von Einspeiseentgelten einen massiven Effekt auf deren Ertragssituation hat. Die Investitionsentscheidung ist irreversibel und wurde i.d.R. unter der Prämisse „kein Einspeiseentgelt“ gefällt. Um den wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen nicht zu gefährden, ist daher zu erwägen, ob Sonderregelungen für Bestandsanlagen notwendig sind oder ob eine Gleichbehandlung von Alt- und Neuanlagen stattfinden soll, ist hier sorgfältig abzuwägen. Beide Varianten haben erhebliche Verteilungseffekte, die, wenn es um die stärkere Orientierung der Kostenanlastung an der Kostenverursachung geht, durchaus gewünscht sein können.

5.6.3.1 Energiebasierte Einspeiseentgelte

Ein Einspeisenentgelt bezogen auf die erzeugte Energiemenge erhöht die variablen Kosten der Erzeugung. Es ist davon auszugehen, dass dieser Kostenanstieg kurzfristig eingepreist und so an die Kunden weitergegeben wird, wodurch die Finanzierung im Ergebnis wieder bei den Abnehmern liegt. Wird das Einspeiseentgelt von allen Erzeugern uniform erhoben, erhöht sich der Strompreis entsprechend, ohne dass es zu Verschiebungen in der merit order kommt. Bei differenzierten Entgelten kann es zu Verschiebungen in der merit order kommen. Differenzierte Erzeugerkomponenten sorgen für Preisunterschiede (zeitlich, örtlich oder zwischen Technologien) und können so Anreize für Erzeugungsansiedlung und Einspeisung setzen. Dabei wird ein Standort attraktiver, wenn die Netzentgelte geringer sind, da diese eingepreist werden müssen und die Erzeugungskosten erhöhen und (bei gleichem erzielbaren Preis aufgrund von Wettbewerb) die Marge schmälern. Ob und wann aus System-sicht eine Verlagerung sinnvoll ist, hängt von der Alternative ab, d.h. werden durch die Verlagerung Kosten im Netz vermieden bspw. weil ein Netzausbau zur Behebung von Kapazitätsengpässen in einzelnen Stunden des Jahres vermieden wird oder weil Erzeuger sich in Gebieten mit freier Anschlusskapazität statt in Gebieten mit Erzeugungsüberschuss ansiedeln? Häufig ist dabei Netzausbau die

¹⁹⁶ basierend auf Vollstunden nach ISE 2013 niedrig: 1300 h/a und hoch: 2700h/a

günstigere Variante und nicht in allen Fällen wird tatsächlich die Standortentscheidung oder Einspeisung beeinflusst werden, da andere Faktoren einen größeren Einfluss haben (bspw. Standortqualität). Trotzdem kann die Beteiligung der Einspeiser einen positiven Effekt hinsichtlich der verursachungsgerechten Kostentragung haben.

Die Erlöse aus energiebasierten Einspeiseentgelten sind mit Unsicherheit belegt, da die genaue Erzeugungsmenge nicht im Vorfeld bekannt ist. Insbesondere bei Ausnahmeregelungen für Eigenerzeugung, bei denen für selbstverbrauchten Strom kein Entgelt gezahlt wird, kann es auch zu Rückkopplungseffekten kommen: die Netzeinspeisung wird im Verhältnis teurer, der Eigenverbrauch (ggf. mit Speicherung) wird attraktiver, so dass u.U. die ins Netz eingespeiste Energiemenge und die darauf erhobenen Einspeiseentgelte sinken.

Energiebasierte Einspeiseentgelte werden voraussichtlich relativ direkt eingepreist und an die Kunden weitergegeben, da es sich um variable Betriebskosten handelt (ACER 2014). Dies wird als Grund für pauschale Einspeiseentgelte (Norwegen, Diskussion für Schweden (THEMA 2015)) bzw. kapazitätsbezogene Entgelte (UK) genannt. In Spanien dagegen werden Einspeiseentgelte mit Energiebezug erhoben, obwohl der Fokus auf der Beteiligung der Erzeuger an der Finanzierung liegt (siehe Box 5).

Box 5: Kostenverteilung auf alle Netznutzer: Netzentgelte für die Einspeisung in Spanien

In Spanien tragen neben den Abnehmern auch die Einspeiser zur Deckung der Kosten für die Stromnetze und den Systembetrieb bei. Hinsichtlich der Übertragungsnetzentgelte beträgt der Erzeugeranteil 13% (ENTSO-E 2013). In den normalen Übertragungsnetzentgelten sind dabei die Kosten für den Systembetrieb und Verluste nicht enthalten, diese werden separat gedeckt.

Einspeiser zahlen ein Netzentgelt mit Energiebezug (d.h. Einspeisung). Erzeuger (bei Erzeugern im *regimen especial*, d.h. erneuerbare Energien und KWK nur Anlagen mit einer Kapazität von mehr als 1 MW) zahlen zudem eine Gebühr zur Finanzierung der Tätigkeiten des Systembetreibers und einen Beitrag für den Marktbetreiber des gemeinsamen iberischen Strommarktes von Portugal und Spanien (Iberian Market Operator (OMI)) (Orden IET/221/2013). Die Gebühr wird in Bezug auf die verfügbare Kapazität erhoben (ENTSO-E 2014). Die Faktoren zur Berechnung der verfügbaren Kapazität sind in der Richtlinie nach Technologie festgelegt (MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO 01/2013).

Das energiebezogene Entgelt für Einspeiser wurde auf den maximal zulässigen Wert nach EU Vorgaben (Verordnung Nr. 838/2010) festgelegt: 0,5 Euro/MWh.

Das Hauptziel der Erzeugungsentgelte ist die Beteiligung der Erzeuger an den Systemkosten, da dieses von Abnehmern wie auch Einspeisern genutzt wird (CNE 2012a). Der spanische Stromsektor hat ein Einkommensdefizit [2013: 3,6 Mrd. Euro] (CNMC 2014). Genauer gesagt handelt es sich um ein akkumuliertes strukturelles Defizit im regulierten Bereich. Die Netzentgelte lagen über Jahre zu niedrig, um die (anerkannten) Kosten zu decken. Ein Grund dafür lag darin, dass mit den Netzentgelten auch die Förderung erneuerbarer Energien refinanziert wird. Parallel zur Einführung der Entgelte für Einspeiser (inklusive dezentrale Erzeuger) wurde auch die Förderung erneuerbarer Stromerzeugung massiv gekürzt.

Laut ACER (2014) gibt es keine Engpässe im spanischen Übertragungsnetz, so dass örtliche Anreize keine Priorität haben. Gleiches gilt hinsichtlich der Anreize für zusätzliche Kapazität: diese sind nicht notwendig, da Spanien über ausreichende Erzeugungskapazität verfügt (ACER 2014).

In einer öffentlichen Konsultation der nationalen Regulierungsbehörde CNE wurde darauf hingewiesen, dass die variablen Erzeugernetzentgelte ineffizient seien, da sie in die Angebotspreise der Erzeuger eingepreist und somit letztendlich von den Endkunden getragen werden und dann besser

direkt dort anzulasten seien. Zudem trügen sie dem Fixkostencharakter der Netze keine Rechnung (CNE 2012a). In den Antworten auf die Konsultation wurde dieser Position entgegengehalten, dass fixe Tarife pro MW ein Risiko für die Erzeuger sind und Erzeuger benachteiligen, die nur in wenigen Stunden des Jahres zum Einsatz kommen (CNE 2012b).

Für den Erzeugerbeitrag zu den Systembetriebskosten wird für 2014 übergangsweise ein Wert von monatlich 34,89 €/MW (bezogen auf die verfügbare Kapazität) vorgeschlagen. Die restlichen Akteure sollen einen energiebezogenen Beitrag von 0,09864 Euro/MWh zahlen (CNMC 2014). Aus diesen beiden Komponenten werden Einnahmen von 52,3 Mrd. Euro erwartet. Hinsichtlich der Entgelte für den Marktbetrieb wurden Entgelte von monatlich 10,03 €/MW für Erzeuger und 0,02844 €/MWh für die restlichen Kunden vorgeschlagen (CNMC 2014).

5.6.3.2 Kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte

Da kapazitätsbasierte Einspeiseentgelte die kurzfristigen variablen Kosten nicht beeinflussen, haben sie keinen direkten Einfluss auf das Bietverhalten der Betreiber der Erzeugungsanlagen an der Börse und die Strompreise. Sie sind daher eher als energiebasierte Entgelte dazu geeignet einen Finanzierungsbeitrag von den Einspeisern zu erheben, da kurzfristig keine Weitergabe der Kosten an die Abnehmer erfolgt. Langfristig ist auch hier davon auszugehen, dass die Kosten von den Endkunden getragen werden. In welchem Ausmaß die Kosten an die Abnehmer weitergereicht werden, hängt stark von der Wettbewerbsintensität (im Strommarkt) ab. Je intensiver der Wettbewerb umso schwerer ist die Kostenweitergabe. Eine geringe Möglichkeit der Kostenweitergabe wirkt sich negativ auf die Rentabilität der Erzeuger aus und senkt damit die Investitionsanreize.

Im Gegensatz zu einem energiebasierten Einspeiseentgelt, wirkt sich ein kapazitätsbasiertes Entgelt unterschiedlich auf verschiedene Erzeugungstechnologien aus, da es eine degressive Wirkung hat: Erzeuger mit geringen Volllaststunden sind benachteiligt, da hier die erzeugte Kilowattstunde spezifisch höher belastet wird. Dieser Effekt ist nachteilig für bspw. Spitzenlastkraftwerke und PV-Anlagen.

Durch den Bezug auf die Kapazität sind die Einnahmen gut prognostizierbar.

5.6.3.3 Pauschale Einspeiseentgelte

Auch pauschale Einspeiseentgelte bspw. als jährliche Zahlung abhängig von den Netzkosten und den angeschlossenen Erzeugern und Netznutzern, gehen nicht in die kurzfristigen variablen Kosten ein und sind daher zunächst neutral hinsichtlich Bietverhalten und Strompreis.

In Norwegen werden die Einspeiseentgelte auf den historischen 10-Jahres Mittelwert der Einspeisung bezogen mit dem Ziel kurzfristige Betriebsentscheidungen und langfristige Investitionsentscheidungen möglichst nicht zu verzerren (ACER 2014). Das heißt im Jahr 2015 werden die Entgelte bezogen auf die Einspeisung in der Periode 2004-2013 bezahlt. In Regionen, in denen ein Erzeugungszubau positiv für das Netz ist, gab es in der Vergangenheit in Norwegen spezielle, reduzierte Einspeiseentgelte für neue Anlagen. Aktuell (2015) werden entsprechende Tarife nicht angeboten, für vorher privilegierte Anlagen jedoch fortgeführt. Der entsprechende Satz beträgt mit 0,1 öre/kWh etwa 10% des regulären Einspeiseentgeltes von 1,2 öre/kWh (inkl. 0,2 öre/kWh Zuschlag für Systemdienstleistungen, Statnett 2015). In dem Entgelt sind Kosten für Verlustenergie enthalten. Der Anteil, den Einspeiser an den gesamten Netzkosten tragen lag 2014 bei 40% (ENTSO-E 2015).

5.6.3.4 Örtliche und zeitliche Differenzierung von Einspeiseentgelten

Bei der Ermittlung kostenreflektiver Entgelte spielt die Bepreisung der Nutzung zu Spitzenlastzeiten (peak load pricing) eine besondere Rolle, da die Spitzenlast den Kapazitätsbedarf treibt und damit

zentraler Einflussfaktor auf die Netzkosten ist. Ein Großteil der Netzkosten fällt für die Errichtung und Instandhaltung der Infrastruktur an und gehört damit zu den fixen Kosten. Die Kapazität oder bestellte Leistung der Anschlussnehmer ist ein wichtiger Einflussfaktor (und Kostentreiber). Variable Kosten machen nur einen relativ geringen Teil der Netzkosten (etwa 5%¹⁹⁷, siehe Abschnitt 3.2) aus. Vor dem Hintergrund dieser weitgehend fixen Infrastrukturkosten stellt sich daher auf der einen Seite die Frage, ob die Entgelte einen höheren fixen Anteil (orientiert an den Kapazitätsanforderungen) haben sollten. Im bestehenden Netzentgeltsystem wird ein großer Teil der Kosten über variable Entgelte gedeckt. Eine Stärkung des leistungsbasierten Anteils im Netzentgelt bis hin zu einem Kapazitätstarif wird in Abschnitt 5.4 aufgegriffen.

Durch die mengenmäßig abnehmende Netznutzung aufgrund von Eigenverbrauch und Effizienzsteigerungen gewinnen Kapazitätsbepreisung und Spitzenlastbepreisung noch an Bedeutung, da eine Verteilung der Kosten allein über die vom Netz bezogene Energiemenge (in kWh) zu unerwünschten Effekten, wie der Entsolidarisierung der Eigenerzeuger von den Netzkosten beitragen kann.

Spitzenlasttarifizierung entstand ursprünglich als Konzept der zeitvariablen Bepreisung, wurde aber in verschiedene Richtungen weiterentwickelt. Für die Bepreisung von Stromnetzen sind hier insbesondere Bohn et al. (1984) sowie Schweppe et al. (1988) zu nennen, die neben der zeitlichen Variation die örtliche Komponente berücksichtigen, um die Transportkosten im Netz im Preis zu reflektieren. Dies ist besonders relevant beim Auftreten von Engpasssituationen, also lokalen Knappheiten von Netzkapazität. Diese tauchen nicht bundesweit einheitlich auf, sondern sind ein örtliches Phänomen. Durch eine parallele Bepreisung der Energieerzeugung und der Netznutzung sind die (örtlich unterschiedlichen) Kosten der Netznutzung bzw. des Stromtransports im Energiepreis enthalten. Mit dem bestehenden System in Deutschland ist dieser Ansatz nicht kompatibel, sondern würde einen Systemwechsel bedeuten. Das Konzept ist bekannt als „nodal pricing“ oder „locational marginal pricing“ und wird in einigen Regionen für Übertragungsnetze angewandt. Bekannte Beispiele sind Neuseeland und bestimmte Regionen der USA (beispielsweise das Marktgebiet von PJM im Nordwesten der USA). Es gibt auch Varianten, die eine weniger detaillierte örtliche Auflösung haben, das sogenannten zonal pricing, bei dem verschiedenen Netzknoten zu einer Preiszone zusammengefasst werden. Die Preiszonen können dabei variable festgelegt werden, um die Engpasssituation im Netz wiederzuspiegeln. Ein europäisches Beispiel für zonal pricing sind die skandinavischen Länder. Ein Teil der Zonen (bspw. die zwei dänischen Zonen) ist hier allerdings fest definiert. Örtlich differenzierte Einspeiseentgelte sind als Konzept insbesondere für Übertragungsnetze bekannt und bereits in vielen Ländern etabliert (siehe auch Tabelle 22). Die Umsetzung für Verteilnetze wäre deutlich schwieriger aufgrund der anderen Netzstruktur (weniger vermascht, stärker radial) sowie der höheren Komplexität. In Verteilnetzen ist das Konzept bisher nicht verbreitet. Ein weitere Grund hierfür könnte sein, dass die Transaktionskosten im Verhältnis zum möglichen Nutzen vermutlich relativ hoch sind. Im Kontext der steigenden Anteile erneuerbarer und dezentraler Erzeugung sowie der Entwicklung von smart grids und smart metering, stellt sich jedoch die Frage, ob sich das in Zukunft ändern wird oder ändern muss.

Alternative Konzepte zur örtlichen Bepreisung differenzieren lediglich die Netznutzungsentgelte, um die lokal unterschiedlichen Netzkosten, die durch eine Änderung der Last oder Einspeisung entstehen zu reflektieren. Ein Beispiel ist Großbritannien (siehe Box 6).

¹⁹⁷ Dabei beinhalten die fixen Kosten neben Kapitalkosten insbesondere auch die fixen Betriebskosten, wie bspw. Personalkosten.

Box 6: Örtliche Anreize und Verursachungsgerechte Tarifierung: locational network pricing auf Basis langfristiger Grenzkosten im Vereinigten Königreich

In Großbritannien sind die Netzentgelte sowohl auf der Übertragungsnetzebene wie auch in den Verteilnetzen örtlich differenziert. Die Berechnungsmodelle zielen auf verursachungsgerechte Entgelte, indem sie vorausschauend die Kosten des Netzes durch zusätzliche Last bzw. Einspeisung reflektieren. Dabei wird der Effekt (und das resultierende Entgelt) nach Nutzergruppen, Zonen oder sogar Netzknoten differenziert. Ausgangspunkt für die Entgeltberechnung sind die zugestanden Erlöse im Rahmen der Regulierung und die Berechnungsmethodiken für Übertragungsnetz (CUSC Section 16), Hochspannungsverteilstromnetz (EDCM – Extra high voltage distribution charging methodology) und Verteilstromnetz (CDCM – common distribution charging methodology). Auf Basis von Modellen werden zunächst örtlich differenzierte Entgelte berechnet. Die daraus resultierenden erwarteten Erlöse stimmen nicht unbedingt mit den zugestanden Erlösen überein. Eine zusätzliche Komponente sorgt daher dafür, dass die erwarteten Erlöse der zugestanden Obergrenze entsprechen (sogenanntes „revenue matching“).

Für die **Übertragungsnetze** sind die Übertragungsnetzentgelte in **Zonen** aufgeteilt und für Einspeiser und Abnehmer unterschiedlich. Die Einspeiseentgelte werden derzeit in 27 Zonen unterschieden und variieren von -4,7 £/kW in West Devon und Cornwall bis +27,7 £/kW in Nordschottland. Die Entgelte für Abnehmer sind in 14 Zonen unterschieden und reichen für nicht lastganggemessene Kunden von 2,19 pence/kWh in Nordschottland bis zu 5,24 pence/kWh im Südwesten.¹⁹⁸ Für die Berechnung der Tarife wird ein Gleichstrom-Lastfluss-Netzmodell (direct current Load Flow Investment Cost Related Pricing Transport Model – DCLF IRCP Transport Model) eingesetzt, um die inkrementellen Investitionskosten zu berechnen, die durch zusätzliche Last oder Erzeugung je Netzknoten verursacht werden (CUSC 2014, Section 14). Die Methodik sieht eine nicht-örtlich differenzierte Komponente vor, mit der sichergestellt wird, dass die Netzbetreiber die erlaubten Erlöse erzielen (revenue matching).

In den **Hochspannungs-Verteilnetzen (110kV)** wurde mit der extra high voltage distribution charging methodology (EDCM) im April 2012 für Abnehmer und April 2013 für Einspeiser eine einheitliche Netzentgeltsystematik eingeführt. EDCM beinhaltet **standortspezifische** Entgelte. Die Verteilnetzbetreiber können zwischen zwei Ansätzen für die Berechnung wählen: forward cost pricing (FCP) und long run incremental cost pricing (LRIC). FCP berechnet die Tarife auf Basis von Zonen (Netzgruppen) ähnlich wie auf Übertragungsnetzebene, während der LRIC Ansatz die inkrementellen Zusatzkosten je Netzknoten ermittelt. Die Entgelte werden jedes Jahr im Voraus berechnet und veröffentlicht.

In den **nachgelagerten Verteilnetzen (unterhalb 110 kV)** werden die Netzentgelte auf Basis der Common distribution charging methodology (CDCM seit April 2010) berechnet. Diese beinhaltet keine standortspezifische Differenzierung. Auch hier wird jedoch nach **Zonen** mit Einspeiseüberschuss (generation dominated) und Nachfrageüberschuss (demand dominated) unterschieden. In Nachfrage dominierten Regionen sind die Entgelte für Einspeiser negativ, das heißt sie erhalten einen Bonus für vermiedenen Netzkosten. Auch CDCM basiert auf einer zukunftsorientierten Betrachtung der Netzkosten mit Hilfe des distribution reinforcement models (DRM). In DRM werden die Ausbaukosten für einen Zuwachs der Last um 500 MW berechnet und dann pro kW normiert.

¹⁹⁸ <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/System-charges/Electricity-transmission/Transmission-network-use-of-system-charges/> Zugriff: 22.5.2014

Sowohl EDCM als auch CDCM enthalten ebenfalls einen Mechanismus zum revenue matching. Durch die differenzierte Bepreisung wird eine bessere Nutzung der vorhandenen Netzkapazität und eine Vermeidung von Netzinvestitionen erwartet.

5.6.3.5 Anreize hinsichtlich grenzüberschreitender Stromflüsse

Analog zu den Wirkungen innerhalb eines Landes können Einspeisenentgelte die Preisdifferenz für Strom aus unterschiedlichen Ländern beeinflussen, sofern in einem Land Netzentgelte für Einspeisung erhoben werden (bspw. Dänemark) und in einem anderen nicht (bspw. Deutschland). In der Stromhandelsverordnung sind solche Standortbezogenen Preissignale explizit erwähnt: Artikel 14 „Netzzugangsentgelte“ Absatz (2)

„Gegebenenfalls müssen von der Höhe der den Erzeugern und/oder Verbrauchern berechneten Tarife standortbezogene Preissignale auf Gemeinschaftsebene ausgehen, und diese Tarife müssen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und Investitionskosten für Infrastrukturen Rechnung tragen.“

Es werden keine Netzentgelte für den grenzüberschreitenden Handel erhoben. Es gelten jeweils die nationalen Netzentgelte für Netznutzung und Zugang. Um die ÜNB für die Kosten aus grenzüberschreitendem Handel bzw. grenzüberschreitenden Stromflüssen zu kompensieren, wurde der Inter TSO Kompensationsmechanismus eingeführt (Commission Regulation No 838/2010).

Diese Regelung beschreibt, dass ein Fond etabliert werden soll, um die Kosten für die notwendige Infrastruktur zur Ermöglichung grenzüberschreitender Stromflüsse und zur Kompensation der zusätzlich entstehenden Verluste zu decken. Der Umfang soll dabei EU-weit auf Basis einer Abschätzung der langfristigen zusätzlichen Kosten (long-run incremental cost – LRIC) bestimmt werden. Die beteiligten ÜNB tragen auf Basis der Nettoflüsse in und aus ihrem Netzgebiet im Verhältnis zu allen Zu-/Abflüssen in die beteiligten Netzgebiete bei. Die Auszahlungen werden auf Basis von einem Load und einem Transit-Faktor berechnet, die jeweils ein Verhältnis der Last/ des Transits im Netzgebiet des jeweiligen ÜNB im Verhältnis zu Last/ Transit im gesamten Betrachtungsraum angeben. Die Kosten und Einnahmen aus dem Belastungsausgleich müssen in der Berechnung der Netzentgelte berücksichtigt werden. Da die ÜNB die resultierenden Kosten geltend machen können, werden für die Netzbetreiber die Auswirkungen kompensiert; die Kosten tragen die Netznutzer. Abgesehen von potenziell in der Gemeinschaft unterschiedlichen Netzentgelten für Nachfrager und/ oder Erzeuger, die standortbezogene Anreize setzen, resultieren aus diesen Regelungen keine Anreize hinsichtlich grenzüberschreitender Stromflüsse.

Im Rahmen der Commission Regulation 838/2010 werden Bandbreiten für Ländergruppen angegeben, in denen sich die durchschnittlichen Übertragungsnetzentgelte für Erzeuger bewegen sollen (Commission Regulation 838/2010 PART B Guidelines for A Common Regulatory Approach to Transmission Charging): 0 to 0,5 EUR/MWh für alle Länder außer Dänemark, Schweden, Finnland (Gruppe A), Irland, Großbritannien und Nordirland (Gruppe B), Rumänien, Für Gruppe A wird als Bandbreite 0 to 1,2 EUR/MWh, für Gruppe B 0 to 2,5 EUR/MWh und für Rumänien 0 to 2,0 EUR/MWh angegeben. Dadurch wird der Einfluss regional unterschiedlicher Netzentgelte, die von den Erzeugern eingepreist werden begrenzt. Die Begrenzungen beziehen sich dabei auf die Netzentgelte für Einspeisung in den jeweiligen Ländern. Dabei ist irrelevant, ob der entsprechende Strom grenzüberschreitend vermarktet wird oder nicht.

5.6.4 Anpassungsvorschlag

Laufende Einspeiseentgelte werden nicht empfohlen

Ökonomisch betrachtet ist zu erwarten, dass laufende energiebasierte Einspeiseentgelte direkt in die Erzeugungskosten eingepreist und an die Kunden weitergegeben würden, aber auch bei kapazitätsbasierten Entgelten ist zu erwarten, dass die Kosten zumindest langfristig eingepreist werden. Je nach konkreter Ausgestaltung entstehen Verteilungseffekte je nach Technologie, Alt- gegenüber Neuanlagen oder nach Standort. Die konkreten Effekte hängen auch davon ab, welches Kraftwerk preissetzend an der Börse ist. Laufende Einspeiseentgelte erscheinen daher nur sinnvoll, wenn ein Mehrwert gegenüber einer direkten Zuordnung der Kosten auf die Endkunden realisiert werden könnte, bspw. über Anreize für netzdienliche Einspeisung, d.h. eher zu Spitzenzeiten oder an erzeugungsschwachen Standorten. Die Effektivität solcher Anreize wird eher kritisch gesehen. Es kommt jedoch zu einer veränderten Kostentragung. Langfristig könnte dies zu einer höheren Verursachungsgerechtigkeit beitragen.

Baukostenzuschüsse für Einspeiser als Finanzierungsbeitrag und Standortanreiz

Ein Standortanreiz könnte einfacher über einen Baukostenzuschuss gesetzt werden, der örtlich differenziert ist.¹⁹⁹ So könnten Erzeuger bei einem Anschluss in bereits erzeugungsdominierten Gebieten an den resultierenden Netzausbaukosten beteiligt werden. In nachfragedominierten Gebieten wäre das Entgelt 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.

In der langfristigen Perspektive sollte über die Entwicklung von variablen Netzentgelten sowohl auf Verbrauchs- als auch Erzeugungsseite nachgedacht werden, um Flexibilität auf beiden Seiten zu fördern. Alternativ zu generell variablen Entgelten könnten auch situationsabhängige Entgelte oder Bonus-Malus-Zahlungen eingeführt werden. Eine Privilegierung eines konstanten Strombezugs ist insbesondere in der langfristigen Perspektive nicht mehr gerechtfertigt.

Eine Differenzierung der Entgelte führt tendenziell zu Nachteilen für Kraftwerke in den „teureren“ Regionen. Wenn die Kosten erzeugungsgetrieben sind, kann das sinnvoll sein. Eine Beteiligung der Einspeiser hätte jedoch tendenziell eine negative Wirkung für den Erzeugungszubau auch von erneuerbaren Energien, sodass ggf. die Förderhöhe angepasst werden müsste.

Beteiligung von Einspeisern an einzelnen Kostenkomponenten prüfen

Alternativ zu generellen Einspeiseentgelten könnten Erzeuger an einzelnen Kostenkomponenten wie beispielsweise Verlusten, (örtlichen) Netzausbaukosten oder Systemdienstleistungen (Ausgleichsenergie, Regelernergie) beteiligt werden. Sofern Erzeuger SDL bereitstellen, werden sie dafür u.U. bereits vergütet bzw. es könnte umgekehrt ein Entgelt von jenen Einspeisern erhoben werden, die keine

¹⁹⁹ Im Rahmen der allgemeinen Netzanschlusspflicht (§ 18 EnWG) können die Netzbetreiber von den angeschlossenen Letztverbrauchern angemessene Baukostenzuschüsse verlangen (§ 11 Abs. 1 NAV). Nach Ansicht der BNetzA (BK6, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung, S. 1) können BKZ darüber hinaus aber auch in höheren Netzebenen verlangt werden, da diese als „allgemein üblich und rechtlich unbedenklich anerkannt“ seien; auf eine gesetzliche Regelung komme es nicht an. Dies betrifft auch die Einspeiseseite. Zu beachten ist, dass nach der derzeitigen Rechtslage von Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von 100 Megawatt an Elektrizitätsversorgungsnetzen mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt keine Baukostenzuschüsse verlangt werden können (§ 8 Abs. 3 KraftNAV). Diese Vorschrift könnte jedoch ohne Weiteres gestrichen werden, so dass neue Anlagen im Sinne der KraftNAV zukünftig mit BKZ belastet werden könnten.

SDL bereitstellen. Die entsprechenden Kostenpositionen fielen dann im regulären Netzentgelt nicht mehr an und würden somit dort zu einer Minderung beitragen.

5.6.5 Rechtliche Bewertung der Einführung von Netzentgelten für die Stromeinspeisung

Die rechtliche Bewertung der Einführung von Netzentgelten für die Stromeinspeisung setzt sich allgemein mit der Frage auseinander, inwiefern eine solche Rechtsänderung zulässig ist. Dabei wird nicht zwischen den verschiedenen Umsetzungsformen – mit oder ohne Finanzierungsbeitrag, mit oder ohne Steuerungswirkung, verbrauchsorientiert oder kapazitätsbasiert, fix oder variabel, Beschränkung auf bestimmte Kostenpunkte usw. – differenziert, so dass ggf. weiterer Forschungsbedarf besteht.

5.6.5.1 Rechtlicher Status quo des Netzentgeltsystems: keine Entgelte für die Stromeinspeisung

Die Netzentgelte richten sich – anders als die EEG-Umlage oder die Stromsteuer – nicht nach dem Letztverbrauch von Strom, sondern nach der Netznutzung. Sie bilden die monetäre Gegenleistung für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und verteilernetzen (§ 1 StromNEV). Folglich entsteht die Zahlungspflicht auch nicht für den Letztverbraucher von Strom, also denjenigen, der Energie für den eigenen Verbrauch kauft (§ 3 Nr. 25 EnWG), sondern für den Netznutzer.²⁰⁰ Dies lässt sich auch aus den Vorschriften der StromNEV ableiten. In § 3 Abs. 2 StromNEV, der Regelung zu den Grundsätzen der Entgeltbestimmungen, heißt es etwa:

*„Mit der Entrichtung des Netzentgelts wird die Nutzung der Netz- oder Umspannebene des jeweiligen Betreibers des Elektrizitätsversorgungsnetzes, an die der **Netznutzer** angeschlossen ist, und aller vorgelagerten Netz- und Umspannebenen abgegolten.“²⁰¹*

Und im Rahmen der Ermittlung der Netzentgelte regeln die §§ 16 Abs. 1 S. 1 und 17 Abs. 1 S. 1 StromNEV:

*„Die Zuteilung der Kosten einer Netz- oder Umspannebene auf die aus dieser Netz- oder Umspannebene entnehmenden **Netznutzer** hat möglichst verursachungsge- recht zu erfolgen.“²⁰²*

*„Die von **Netznutzern** zu entrichtenden Netzentgelte sind ihrer Höhe nach unab- hängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung elektri- scher Energie und dem Ort der Entnahme.“²⁰³*

Der Begriff des Netznutzers ist im EnWG definiert, nach § 3 Nr. 28 EnWG sind hierunter zu verstehen:

„natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasver- sorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen.“

Mit der Bezugnahme auf den Netznutzer ist das Netzentgeltsystem im Grundsatz daher sowohl auf den Strombezug aus einem Versorgungsnetz als auch auf eine Stromeinspeisung in ein solches Netz ausgerichtet. Für den Netznutzerbegriff selbst ist es also zunächst ohne Bedeutung, ob die Person

²⁰⁰ Vgl. auch F. Lietz, Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung, E-WeRK 2014, S. 96 ff. (S. 100 ff.).

²⁰¹ Hervorhebung durch den Verfasser.

²⁰² Hervorhebung durch den Verfasser.

²⁰³ Hervorhebung durch den Verfasser.

Strom aus dem Netz entnimmt oder in das Netz einspeist. Erfasst werden grundsätzlich alle Personen, die an ein Versorgungsnetz angeschlossen sind.²⁰⁴ Sowohl bei der Netzaus- als auch der Netzeinspeisung läge demnach im Grundsatz eigentlich eine netzentgeltspflichtige Netznutzung vor. Hiervon macht jedoch § 15 Abs. 1 StromNEV in Satz 3 eine entscheidende Ausnahme für die Netzeinspeisung:

*„Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Die nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzentgelt gedeckt. **Für die Einspeisung elektrischer Energie sind keine Netzentgelte zu entrichten.**“²⁰⁵*

Im derzeitigen Netzentgeltsystem wird – anders als zum Teil in anderen europäischen Ländern – somit darauf verzichtet, von den Stromeinspeisern, also denjenigen, die dem Netz Strom zuführen²⁰⁶, Netzentgelte zu verlangen. Es gibt hier also keine sog. „G-Komponente“.²⁰⁷

Die derzeit bestehenden Regelungen nehmen deshalb in weiten Teilen nur Bezug auf die Stromentnahmeseite. Dies lässt sich beispielsweise anhand eines Vergleichs der nachträglich eingefügten Regelungen in § 20 Abs. 1a (für die Stromseite) und Abs. 1b EnWG (für die Gasseite) erkennen. Während Absatz 1a die vertraglichen Gestaltungsmöglichkeiten bei der Stromnetznutzung für Letztverbraucher und Lieferanten ausschließlich bezogen auf die Entnahmeseite regelt, geht es in Absatz 1b für die Versorgung aus dem Gasnetz sowohl um Einspeise- als auch um Ausspeiseverträge. Im Gasbereich sind die Einspeiser netzentgeltpflichtig.²⁰⁸

Dies spiegelt sich auch bei den Regelungen zur Ermittlung der Strom-Netzentgelte nach der StromNEV wieder. Trotz grundsätzlichen Bezugs auf den Netznutzer ist die StromNEV momentan auf Ausspeise-Entgelte ausgerichtet. So heißt es etwa zur Ermittlung der Netzentgelte in § 17 Abs. 1 S. 2, Abs. 2 oder Abs. 7 StromNEV:

*„Die Netzentgelte richten sich nach der Anschlussnetzebene der **Entnahmestelle**, den jeweils vorhandenen Messvorrichtungen an der **Entnahmestelle** sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle.“²⁰⁹*

*„Das Netzentgelt pro **Entnahmestelle** besteht aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen **Entnahme** im Abrechnungsjahr.“²¹⁰*

*„Ferner ist für jede **Entnahmestelle** und getrennt nach Netz- und Umspannebenen jeweils ein Entgelt für den Messstellenbetrieb, ein Entgelt für die Messung und ein Entgelt für die Abrechnung festzulegen, wobei die nach § 14 Abs. 4 auf die Netz-*

²⁰⁴ P. Salje, EnWG, 2006, § 3 Rn. 199.

²⁰⁵ Hervorhebung durch den Verfasser.

²⁰⁶ P. Salje, EnWG, 2006, § 3 Rn. 202.

²⁰⁷ G-Komponente: Einbeziehung der Erzeugungsseite („generation“).

²⁰⁸ Vgl. § 13 Abs. 2 Satz 1 GasNEV: „Die Ein- und Ausspeiseentgelte sind als Kapazitätsentgelte in Euro pro Kubikmeter pro Stunde pro Zeiteinheit oder in Kilowatt pro Zeiteinheit auszuweisen.“; § 15 Abs. 1 S. 1 und 2 GasNEV: „Die Netzkosten sind möglichst verursachungsgerecht zunächst in die Beträge aufzuteilen, die durch Einspeiseentgelte einerseits und Ausspeiseentgelte andererseits zu decken sind. Es ist eine angemessene Aufteilung der Gesamtkosten zwischen den Ein- und Ausspeisepunkten zu gewährleisten.“

²⁰⁹ Hervorhebung durch den Verfasser.

²¹⁰ Hervorhebung durch den Verfasser.

*und Umspannebenen verteilten Kosten jeweils vollständig durch die Summe der pro **Entnahmestelle** entrichteten Entgelte der jeweiligen Netz- oder Umspannebene zu decken sind. Die Entgelte nach Satz 1 sind jeweils für jede **Entnahmestelle** einer Netz- oder Umspannebene zu erheben. In der Niederspannung sind davon abweichend jeweils Entgelte für leistungs- und für nicht leistungsgemessene **Entnahmestellen** zu bilden.“²¹¹*

Die „Entnahmestelle“ ist dabei „der Ort der Entnahme elektrischer Energie aus einer Netz- oder Umspannebene durch Letztverbraucher, Weiterverteiler oder die jeweils nachgelagerte Netz- oder Umspannebene“ (§ 2 Nr. 6 StromNEV).

Insofern wird die Netzentgeltbefreiung für Einspeiser nach § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV gleichsam von den Vorschriften vorausgesetzt. Die Ergänzung des derzeitigen Netzentgeltsystems um eine G-Komponente dürfte also über eine Aufhebung des § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV hinaus noch erheblichen weiteren gesetzlichen Änderungsbedarf nach sich ziehen.

5.6.5.2 Rechtliche Umsetzbarkeit von Netzentgelten für die Stromeinspeisung

Rechtsgrundlage im EnWG

Das EnWG enthält in § 24 S. 5 EnWG bereits eine Ermächtigungsgrundlage, die die Einführung einer sog. G-Komponente ermöglicht:

*„Regelungen nach Satz 2 Nr. 4 und 5 können vorsehen, dass Entgelte nicht nur auf der Grundlage von Ausspeisungen, sondern **ergänzend auch auf der Grundlage von Einspeisungen von Energie berechnet und in Rechnung gestellt werden**, wobei bei Einspeisungen von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen auch eine **Erstattung eingesparter Entgelte** für den Netzzugang in den vorgelagerten Netzebenen vorzusehen ist.“²¹²*

Der Verordnungsgeber in Person der Bundesregierung (mit Zustimmung des Bundesrates) hat nach dieser Vorschrift also die Möglichkeit, zusätzlich zu den derzeit bestehenden Ausspeiseentgelten auch Einspeiseentgelte einzuführen. Eine alleinige G-Komponente ist hiernach allerdings nicht zulässig.

§ 24 S. 5 a.E. EnWG nimmt Bezug auf die Erstattung der vermiedenen Netzentgelte bei dezentralen Erzeugungsanlagen, die in § 18 StromNEV geregelt und auch in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) vorgesehen sind (siehe sogleich). Diese stellen im Grunde eine „negative“ G-Komponente dar, da insoweit den Betreibern solcher dezentraler Erzeugungsanlagen ein Entgelt gezahlt wird.²¹³ Die Regelung wird damit begründet, dass aufgrund der dezentralen Einspeisung weniger Strom aus vorgelagerten Netzen bezogen wird und sich dadurch auch die Netzentgeltzahlungen an die vorgelagerten Netzbetreiber reduzieren; dieser positive Beitrag der dezentralen Stromerzeuger soll nicht den Netzbetreibern zugute kommen, sondern bei den Erzeugern verbleiben.²¹⁴ Nach dem Wortlaut der Verordnungsermächtigung müsste die Erstattung eingesparter Entgelte bei dezentralen Erzeugungsanlagen auch bei Einführung von Entgelten für die Einspeisung berücksichtigt werden.

²¹¹ Hervorhebung durch den Verfasser.

²¹² Hervorhebung durch den Verfasser.

²¹³ H. Bruhn, in: F.J. Säcker (Hrsg.), Energierecht, Band 1 (Halbband 1), 3. Aufl. 2014, § 24 EnWG Rn. 31.

²¹⁴ BR-Drs. 245/05, S. 39.

Dies könnte etwa dadurch bewerkstelligt werden, dass dezentrale Erzeuger keine oder eine entsprechend geringere Zahlung für ihre Stromeinspeisung leisten müssen.

Verfassungs- und europarechtliche Anforderungen

Verfassungsrecht

Die Befreiung von Stromeinspeisern von der Beteiligung an den Netzentgelten stellt eine gesetzliche Privilegierung dar. Einspeiser zählen an sich, ebenso wie Entnehmer, zu den Netznutzern (§ 3 Nr. 28 EnWG) und fallen damit grundsätzlich in den Kreis der Netzentgeltpflichtigen (vgl.o.). Zudem ermöglicht § 24 S. 5 EnWG ohnehin die Einführung von Einspeise-Netzentgelten (vgl.o.). Diese Regelung war auch bereits im EnWG 2005 enthalten.²¹⁵

Bei einer Einführung von Einspeise-Entgelten in Form eines Privilegierungsabbaus sind die allgemeinen verfassungsrechtlichen Anforderungen zu beachten, insbesondere aus den Grundrechten und dem Vertrauensschutz. Im Rahmen des Vertrauensschutzes wäre zu berücksichtigen, dass § 24 S. 5 EnWG die Einführung einer G-Komponente ausdrücklich schon vorsieht. Insofern ließe sich hier möglicherweise eine sog. „legislative (Vor-)Belastung“ annehmen, bei der das BVerfG aufgrund schon im Recht angelegter Überprüfungs- und Anpassungsmöglichkeiten einen Vertrauensschutz verneint.²¹⁶ Jedenfalls dürfte dies im Rahmen einer Abwägung zu Lasten eines Vertrauensschutzes zu berücksichtigen sein. Durch die Änderung von Rechtsvorschriften wird zwar nicht selten das Vertrauen des Bürgers in den Fortbestand der jeweiligen Vorschrift enttäuscht, vor allem, wenn die Änderung belastende Wirkung entfaltet.²¹⁷ Ein solches Vertrauen in den Fortbestand von (begünstigenden) Gesetzen bzw. die allgemeine Erwartung des Bürgers, dass das geltende Recht unverändert fortbestehen werde, ist jedoch verfassungsrechtlich grundsätzlich nicht geschützt.²¹⁸ Daher können die Bürger nicht darauf vertrauen, dass der Gesetzgeber Vergünstigungen, die er aus wirtschaftspolitischen Erwägungen einmal gewährt hat, uneingeschränkt auch für die Zukunft aufrechterhält. Dem Gesetzgeber steht aus verfassungsrechtlicher Sicht die Wahl zwischen der Einführung bzw. Ausdehnung einer Begünstigung oder ihrer generellen Abschaffung grundsätzlich frei.²¹⁹

Europarecht

In europarechtlicher Hinsicht ist noch auf die Verordnung (EU) Nr. 714/2009 (StromhandelZVO) hinzuweisen. Dort heißt es in Art. 14 Abs. 2:

„Gegebenenfalls müssen von der Höhe der den Erzeugern und/oder Verbrauchern berechneten Tarife standortbezogene Preissignale auf Gemeinschaftsebene ausgehen, und diese Tarife müssen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und Investitionskosten für Infrastrukturen Rechnung tragen.“

Weiter heißt es in Art. 18 Abs. 2 der StromhandelZVO:

²¹⁵ BGBl. I S. 1970, 3621.

²¹⁶ Vgl. BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, ZNER 2007, S. 308 ff. (S. 311): „Die Steuerbefreiung für Biokraftstoffe war zudem von Beginn an mit einem Vorbehalt der Überprüfung auf eine etwaige Überkompensation der im Zusammenhang mit ihrer Erzeugung anfallenden Mehrkosten gleichsam legislativ belastet [...]. Danach mussten die Beschwerdeführer im Hinblick auf diesen Überkompensationsvorbehalt von Anfang an mit kurzfristigen Veränderungen der steuerlichen Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe rechnen“.

²¹⁷ Allgemein zum Vertrauensschutz H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth, GG, 13. Aufl. 2014, Art. 20 Rn. 67.

²¹⁸ Vgl. BVerfGE 105, 17, 40; 103, 271, 287; H. Schulze-Fielitz in: H. Dreier, GG, 2. Aufl. 2006, Art. 20 Rn. 151.

²¹⁹ H. Dreier, in: H. Dreier, GG, 3. Aufl. 2013, Vorb. Rn. 93.

„Die Leitlinien können ferner geeignete Regeln enthalten für eine schrittweise Harmonisierung der zugrunde liegenden Grundsätze für die Festsetzung der nach den nationalen Tarifsystemen von Erzeugern und Verbrauchern (Last) zu zahlenden Entgelte einschließlich der Einbeziehung des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern in die nationalen Netzentgelte und der Vermittlung geeigneter und wirksamer standortbezogener Preissignale, nach den in Artikel 14 dargelegten Grundsätzen.“

Dem EU-Sekundärrecht ist also die Einführung einer G-Komponente ebenfalls nicht fremd. In vielen Mitgliedstaaten (Großbritannien, Spanien, Schweden usw.) gibt es solche bereits.

Zu beachten sind weiterhin die in Verordnung Nr. 838/2010 enthaltenen Ausführungen zu Art. 18 StromhandelZVO. Dort heißt es in Art. 2, dass die von den Netzbetreibern für den Zugang zum Übertragungsnetz erhobenen Entgelte im Einklang mit den Leitlinien in Teil B festgesetzt werden. In Teil B wiederum wird geregelt, dass sich die Höhe der von den Erzeugern in den einzelnen Mitgliedstaaten zu zahlenden durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte²²⁰ in Deutschland in einer Größenordnung von 0,0 bis 0,5 Euro/MWh bewegen muss. Zwar stehen hier der „grenzüberschreitende Stromhandel“ bzw. „grenzüberschreitende Stromflüsse“ im Fokus.²²¹ Die Höchstgrenzen dürften jedoch bei Einführung eines Einspeise-Entgelts generell zu berücksichtigen sein, da es auf der Ebene der Netzentgelte irrelevant ist, ob der entsprechende Strom grenzüberschreitend vermarktet wird oder nicht. Vor diesem Hintergrund spricht auch Art. 18 Abs. 2 der StromhandelZVO von einer „schrittweise[n] **Harmonisierung der zugrunde liegenden Grundsätze für die Festsetzung der nach den nationalen Tarifsystemen von Erzeugern und Verbrauchern (Last) zu zahlenden Entgelte.**“²²² Und im Erwägungsgrund Nr. 10 der VO Nr. 838/2010 heißt es wiederum: „**Unterschiede bei den von den Stromerzeugern für den Zugang zum Übertragungsnetz zu entrichtenden Entgelten sollten nicht den Binnenmarkt unterminieren. Die durchschnittlichen Netzzugangsentgelte in den Mitgliedstaaten sollten innerhalb bestimmter Grenzen gehalten werden, damit Vorteile der Harmonisierung zum tragen kommen.**“²²³ Hier kommt also auch der Gedanke der generellen Harmonisierung der inländischen Entgeltregelungen zum Ausdruck.

Im Detail noch ungeklärt ist jedoch die inhaltliche Begrenzung auf die Entgelte „für den Zugang zum Übertragungsnetz“ in der VO Nr. 838/2010. Hieraus könnte geschlossen werden, dass die europäi-

²²⁰ Berechnung nach Teil B Nr. 2: „Die von den Erzeugern zu zahlenden durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte entsprechen dem Gesamtbetrag der von den Erzeugern zu zahlenden jährlichen Übertragungsentgelte, **dividiert durch** die von den jeweiligen Erzeugern ins Übertragungsnetz eines Mitgliedstaats jährlich eingespeiste gemessene Gesamtenergie-menge. [...]“.

²²¹ In Art. 1 der StromhandelZVO, auf der VO Nr. 828/2010 gründet, heißt es:
„Ziel dieser Verordnung ist:

a) die **Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel** und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte. Dies umfasst die Schaffung eines **Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse** und die Festlegung harmonisierter Grundsätze für die **Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung** und für die Vergabe der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten;

b) das Entstehen eines reibungslos funktionierenden und transparenten Großhandelsmarkts mit einem hohen Maß an Stromversorgungssicherheit zu erleichtern. Diese Verordnung enthält Mechanismen zur **Harmonisierung der Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel.**“ (Hervorhebungen durch Verfasser).

²²² Hervorhebung durch den Verfasser.

²²³ Hervorhebung durch den Verfasser.

sche Entgeltregulierung nur für die Einspeisung in das Übertragungsnetz – und damit nur für Erzeugungsanlagen, die hieran angeschlossen sind - gilt und die Verteilernetzebene davon unberührt bleibt. Insbesondere, wenn sich die Stromflüsse aus dem Verteilernetz umkehren und eine Einspeisung von der Verteilernetzebene in das vorgelagerte Übertragungsnetz erfolgt, könnten diese Vorgaben möglicherweise aber auch für die Einspeisung auf den nachgelagerten Netzebenen – und damit auch für Erzeugungsanlagen am Verteilernetz – gelten. Zudem stellt sich die Frage, ob zumindest der Kostenanteil aus dem Übertragungsnetz bei der Festlegung von Einspeiseentgelten auf Verteilernetzebene dieser Deckelungsregelung unterfällt und sich damit mittelbar auch hier auswirkt.

Ebenso ungeklärt ist die Bezugnahme der Höchstgrenze auf die „jährlichen durchschnittlichen Übertragungsentgelte“. Da hier nur der Durchschnitt der Entgelte angesprochen wird, ließe sich wohl vertreten, dass die Einspeiseentgelte z.B. im Falle einer standortbezogenen Staffelung in bestimmten Regionen im Einzelfall auch höher als 0,5 Euro/MWh ausfallen können, solange nur der Gesamtdurchschnitt die Höchstgrenze nicht überschreitet. Sofern dieser Spielraum gesetzgeberisch genutzt werden soll, müsste die Regelung aber jedenfalls die Einhaltung der durchschnittlichen Obergrenze sicherstellen, was vor allem auch praktische Fragen der Administrierbarkeit aufwerfen dürfte.

Schlussendlich wäre bei einer Einführung von Einspeise-Netzentgelten noch Art. 16 Abs. 8 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) zu beachten. Dort heißt es:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energiequellen einsetzen, erhobenen Tarife die zu erzielenden Kostenvorteile [sic] aus dem Anschluss der Anlage an das Netz widerspiegeln. Solche Kostenvorteile könnten sich aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes ergeben.“

Zwar ist nicht ganz eindeutig, ob sich diese Regelung auf Einspeise- und/oder Ausspeiseentgelte bezieht.²²⁴ Dass die Regelung jedenfalls (auch) *Einspeise*-Entgelte umfasst, kann jedoch angesichts des Wortlauts („...für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus Anlagen, die erneuerbare Energiequellen einsetzen, erhobenen Tarife...“) angenommen werden. Tarife für die Übertragung und Verteilung von EE-Strom sind nämlich im Grunde nur auf Einspeiseebene vorstellbar.²²⁵ In diesem Fall müssten folglich die Einspeisetarife „die zu erzielenden Kostenvorteile“, z.B. durch den Anschluss von EE-Anlagen ans Niederspannungsnetz, entsprechend berücksichtigen. Im derzeitigen System erfolgt dies über § 18 StromNEV (vgl. hierzu 5.2).

Einspeise-Entgelte sind also auch europarechtlich grundsätzlich zulässig, es müssen jedoch gewisse Vorgaben beachtet werden, die zum Teil noch nicht abschließend geklärt sind.

²²⁴ Für Letzteres wohl *D. Fouquet u.a.*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 285: „Es wird in Art. 16 Abs. 8 EE-RL ausdrücklich erwähnt, dass sich aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes Kostenvorteile ergeben, die sich bei der Tarifberechnung widerspiegeln sollen. Dies ist aufgrund der für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen typischen dezentralen Erzeugung in Anlagen mit vergleichsweise geringer Leistung ein sehr praxisrelevanter Gesichtspunkt. Durch die Einspeisung direkt auf der Niederspannungsebene werden Netzkosten auf den höheren Spannungsebenen vermieden; der Effekt der Einspeisung ist damit eine Kostendämpfung“ und S. 287: „Insbesondere werden schon jetzt - vgl. § 18 Abs. 2 und 3 StromNEV - die Vorteile einer Einspeisung von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene bei der Bildung der Netzentgelte berücksichtigt.“

²²⁵ Andererseits handelt es sich auch bei Entnahme-Entgelten um Tarife für die Übertragung und Verteilung von (jeglichem) Strom, was EE-Strom mit einschließt.

5.7 (Individuelle) Netzentgelte für (Pump-)Speicher

5.7.1 Beschreibung der Ausgangssituation für (Pump-)Speicher

Pumpspeicher werden teilweise als wichtiger Baustein der Energiewende beschrieben,²²⁶ da sie eine großtechnische, verfügbare und erprobte Technologie zur Speicherung von Strom sind und damit in einem stärker durch fluktuierende Erzeugung geprägten Stromsystem eine wichtige Ausgleichsfunktion übernehmen und die Integration von erneuerbarer Energie fördern könnten. Allerdings sind die finanziellen Rahmenbedingungen für Speicher derzeit problematisch, da die Preisspannen zwischen Spitzen- und Grundlast gesunken sind. Pumpspeicher können unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nur unzureichende Deckungsbeiträge erwirtschaften, so dass kein Neubau zu erwarten ist (Hildmann et al. 2014, S. 7).

In einer trilateralen Studie zu Pumpspeichern in Deutschland, der Schweiz und Österreich schlussfolgern Forscher der ETH Zürich, dass Pumpspeicher zwar bei steigenden Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung einen zunehmenden Beitrag zur Netz- und Marktintegration leisten können, der Einfluss in den kommenden 10 Jahren unter Annahme von ca. 40% erneuerbarer Stromerzeugung jedoch zunächst gering ist, da die vorhandene Flexibilität ausreichend ist. Erst in der längerfristigen Perspektive (20 Jahre), bei höheren Anteilen erneuerbarer (50%) und darüber hinaus steigt der Nutzen von Pumpspeichern deutlich an. Da der Standort der Pumpspeicher häufig nicht in Regionen mit hohen Potenzialen erneuerbarer Stromerzeugung fällt, ist für die Nutzung des Flexibilitätspotenzials der Speicher zudem ein leistungsfähiges Übertragungsnetz erforderlich (Hildmann et al. 2014, S. 3)

Pumpspeicher werden im Netznutzungssystem zunächst als Letztverbraucher behandelt. Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG fällt jedoch keine Stromsteuer an. Auch von der Zahlung der EEG-Umlage sind Pumpspeicher gemäß § 60 Abs. 3 EEG 2014 befreit. Allerdings zahlen Pumpspeicher prinzipiell Netznutzungsentgelte für die aus dem Netz entnommene Energie, mit der Ausnahme von neu errichteten Anlagen, die nach § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit sind (Satz 1). Für Anlagen mit Leistungs- oder Kapazitätserweiterung gilt eine befristete Befreiung von 10 Jahren (Satz 2).

Zudem erhalten viele Pumpspeicher individuelle Netzentgelte im Rahmen des § 19 Abs. 2 Satz 1 aufgrund atypischer Netznutzung.²²⁷ Diese Regelung ermöglicht die Reduktion des Netzentgeltes um bis zu 80% bei netzdienlichem Betrieb des Speichers.

Das Ergebnis einer Recherche der aktuellen Netzentgeltreduktion für 19 Pumpspeicher in Deutschland ist in Tabelle 23 dargestellt. Für die Pumpspeicher zu denen Informationen über die Höhe der Reduktion recherchiert werden konnten, liegt die Reduktion mit 70-80% nahe der maximal möglichen. Da die Reduktionen auf Basis eines netzdienlichen Einsatzes ermittelt werden, impliziert dies einen weitgehend netzdienlichen Einsatz der entsprechenden Pumpspeicher. Für das Pumpspeicherwerk in Geesthacht, zu dem aktuell keine Höhe der Reduktion ermittelt werden konnte, wurde für 2010 und 2009 eine Netzentgeltreduktion von 25,5% respektive 44,5% veröffentlicht. Diese Abweichung könnte auf Konflikte einer stärker marktorientierten Betriebsweise mit dem Netz hindeuten, da sie darauf hinweist, dass 2010 ein höherer Leistungsbezug im Hochlastzeitfenster stattfand und

²²⁶ siehe Beispielsweise die Pumpspeicherplattform der deutschen Energieagentur (dena): <http://www.pumpspeicher.info/>, letzter Zugriff 17.12.2014

²²⁷ Auch für verschiedene Pumpwerke (bspw. in der Wasserversorgung) gibt es Reduktionen. Im Netzgebiet der Netze BW z.B. um 43,75% bis 80% für die Pumpwerke Wessingen, Liptingen, Hohe Warte, Duttenberg und Waichingen, BK4 11-086.

dadurch die Netzentgeltreduktion 2010 deutlich niedriger ausfiel als 2009. Bei der Berechnung der individuellen Netzentgelte sind „Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers, oder durch die Erbringung negativer Regelleistung induziert wurden, [...] bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen.“ (BNetzA 2011, S. 9) Umgekehrt lässt sich aber auch schließen, dass in vielen Fällen vermutlich kein großer Konflikt zwischen markt- und netzdienlichem Verhalten besteht, da auch die Pumpspeicher, die eine hohe Netzentgeltreduktion erhalten einen (Groß-)Teil ihrer Erlöse durch Optimierung am Strommarkt erwirtschaften werden, parallel jedoch den Pumpstrombezug in Hochlastzeitfenstern weitgehend vermeiden. Dies gilt sofern die Hochlastzeitfenster angemessen die Netzbelastung reflektieren (siehe weiter unten).

Eine Auswertung der Anträge für atypische Netznutzung der BNetzA, die insgesamt 24 Anträge umfasst, wurde ein Entlastungsvolumen für Pumpspeicher von 94 Mio. € in 2013 angegeben.

Tabelle 23: Individuelle Netzentgelte für Pumpspeicher

Name	Bundes-land	Netzbetreiber	Letzt-verbraucher	Nennleistung MW	Netzebene	Reduktion	Akten-zeichen
PSW Goldisthal	Thüringen	50Hertz Transmission GmbH	Vattenfall Europe Generation AG	1060	HöS	n.a	BK4-11-285
PSW Markersbach	Sachsen	50Hertz Transmission GmbH		1050	HöS	n.a	BK4-11-285
PSW Waldeck II	Hessen	Tennet	PSW Waldeck 2	600	HöS	80%	BK4 12-920 (alt: BK 4-11/123)
PSW Hohenwarte II	Thüringen	50Hertz Transmission GmbH	Vattenfall Europe Generation	320	HöS	n.a	BK4-11-285
PSW Erzhausen an der Leine	Niedersachsen	Tennet	Statkraft markets/ PSW Erzhausen	220	HöS	80%	BK 4-12-4335
PSKW Happurg bei Nürnberg	Bayern	Eon Netz		160	HS	n.a	BK4-11-020
PSW Waldeck I	Hessen	Eon Netz	Eon Wasserkraft	140	HS	n.a	BK4-11-020
PSW Rönkhäusen in Finnentrop	Nordrhein-Westfalen	Enervie Asset-Network GmbH	Mark-E AG	140	HS	n.a	BK4-12-888
PSW Tanzmühle	Bayern	Eon Netz	GDF Suez	25,2	HS	n.a	BK4-11-015
PSW Reisach	Bayern	Eon Netz	GDF Suez	98,3	HS	n.a	BK4-11-015
PSKW Geesthacht	Schleswig-Holstein	Vattenfall Stromnetz HH	Vattenfall Europe Generation	120	HS	n.a	BK4-11-140
Leitzachwerk	Bayern	SWM Infrastruktur GmbH	Stadtwerke München GmbH	98	HS	k.A.	BK-11-103
Schluchsewerk	Baden-Württemberg	EnBW Regional AG	EnBW Kraftwerke AG	90	HS	80%	BK4-11-084
PSW Gloms in Metzingen-Gloms	Baden-Württemberg	EnBW Regional AG	EnBW Kraftwerke AG	90	HS	80%	BK4-12-975, 973
PSW Bleiloch	Thüringen	TEN Thüringer Energienetze GmbH	Vattenfall Europe Generation	80	HS	Aktuell keine Reduktion veröffentlicht (alt: 70%)	BK4-11-189

PSW Wen-defurth (Harz)	Sachsen-Anhalt	HSN Magdeburg GmbH	Vattenfall Europe Generation AG	80	HS	71,15%	BK4-12-750
PSW Hohenwarte I	Thüringen	TEN Thüringer Energienetze GmbH	Vattenfall Europa Generation	63	HS	Aktuell keine Reduktion veröffentlicht (alt:80%)	BK4-11-190
Schwarzenbach-Kraftwerk in Forbach	Baden-Württemberg	EnBW Regional AG	EnBW Kraftwerke AG	45	HS	n.a	BK4-12-974
PSW Oberberg	Bayern	Bayernwerk	Elektrizitätswerk Schwan-dorf GmbH	14	HS	80%	BK4-12-2643

Quelle: eigene Recherche auf den Websites der Netzbetreiber und in der Beschlussdatenbank der Bundesnetzagentur.

Zwischenfazit

Pumpspeicher werden im Netznutzungssystem zunächst als Letztverbraucher behandelt für die jedoch keine Stromsteuer und auch keine Zahlung der EEG-Umlage anfällt. Allerdings zahlen Pumpspeicher prinzipiell Netznutzungsentgelte für die aus dem Netz entnommene Energie, mit der Ausnahme von neu errichteten Anlagen, die nach § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit sind (Satz 1). Für Anlagen mit Leistungs- oder Kapazitätserweiterung gilt eine befristete Befreiung von 10 Jahren (Satz 2).

Zudem erhalten ein Großteil der Pumpspeicher individuelle Netzentgelte im Rahmen des § 19 Abs 2 Satz 1 StromNEV aufgrund atypischer Netznutzung. Diese Regelung 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 gem. § 19 Abs. 2 Satz 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. Die aktuelle Definition der Hochlastzeitfenster basiert auf sehr langen Vorlaufzeiten und berücksichtigt dabei auch nicht die aktuelle Einspeisesituation im jeweiligen Netzgebiet. Dadurch können die Zeitfenster unnötigerweise länger als netzdienlich erforderlich ausgewiesen werden. In diesen Zeiten ist eine Reaktion z.B. auf niedrige Marktpreise nicht zu erwarten.

5.7.2 Anpassungsvorschlag

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 Speichern auf Grund der hohen Kosten derzeit sehr stark ein, so dass eine weitere Technologieförderung für Speicher notwendig erscheint. Diese sollte jedoch nicht über die Netzentgelte realisiert werden. Eine technologiespezifische Erhebung von Netzentgelten wird daher nicht empfohlen.

Sonderregelungen für atypische Netznutzung beibehalten und Hochlastzeitfenster dynamischer festlegen

Die Beibehaltung der Sonderregelungen für atypische Netznutzung erscheint für Pumpspeicher sinnvoll. Die bisher starr festgelegten Hochlastzeitfenster sollten jedoch zukünftig mit einer kürzeren

Vorlaufzeit bzw. auch dynamisch festgelegt werden, um ein tatsächlich netzdienliches Verhalten zu ermöglichen. Bisher basiert die Festlegung der Hochlastzeitfenster auf Lastverlaufsdaten aus der Vergangenheit, die bis zu zwei Jahre zurückliegen können. Darüber hinaus hängt die tatsächliche Netzsituation auch von der jeweiligen Einspeisung in dieser Netzebene ab. Eine kurzfristigere Festlegung als auch die Berücksichtigung der lokalen Einspeisesituation würde zu einer verbesserten Definition von Hochlastzeitfenstern führen. Dabei ist die Regelung der atypischen Netznutzung grundsätzlich geeignet, speziell Pumpspeicher aber auch andere Flexibilitätsoptionen zu fördern. Eine Technologieneutralität ist damit gewährleistet. Die für Pumpspeicher vorgeschlagene Maßnahme von reduzierten Netzentgelten für atypische Netznutzung ist auch für andere Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat oder Elektromobilität eine Option, um neue Verbraucher netzdienlich zu integrieren und dabei unnötige Restriktionen für ein marktdienliches Verhalten zu vermeiden.

Wechselwirkungen zwischen den unterschiedlichen Privilegierungsregelungen sollten beachtet werden. So sollten negative Anreize für Flexibilitätsoptionen von der atypischen Netznutzung abzuweichen und auf 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.

Im Weißbuch Strommarktdesign wird unter Maßnahme 8 eine Öffnung der individuellen Netzentgelte für mehr Lastflexibilität gefordert und eine Weiterentwicklung von § 19 Abs. 2 StromNEV vorgeschlagen (BMWi 2015a). Konkrete Umsetzungsvorschläge werden dort nicht diskutiert. Hervorzuheben ist der Bezug auf Flexibilitätsoptionen insgesamt, d.h. auch hier ist technologieneutralität angelegt.

6 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

In einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung verändern sich die Anforderungen an das Stromversorgungssystem ggü. der früheren Stromversorgung auf Basis großer, fossiler Kraftwerke.

Der Bedarf an Flexibilität steigt, da ein Großteil der Einspeisung dargebotsabhängig ist und Abweichungen zwischen Nachfrage und Verbrauch auch in Hochlastzeiten aber geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder aber Schwachlastzeiten mit viel Einspeisung weiterhin ausgeglichen werden müssen. Eine Flexibilisierung der konventionellen Erzeugung und die Nutzung von Speichern sind hier Bausteine ebenso wie eine Flexibilisierung der Nachfrage und der Ausbau der Netze, um überregionale Ausgleichseffekte zu erzielen. Zudem sind aufgrund veränderter Stromflüsse Anpassungen und Ausbau in den Verteilnetzen notwendig. Beim Um- und Ausbau der Stromnetze sollte die Gesamtsystemeffizienz, also die Stromerzeugung und der Transport über die Netze, in den Blick genommen werden.

Die Veränderungen in den Stromflüssen sowie bei Abnahme und Einspeisung und die erwarteten Netzinvestitionen werfen die Frage auf, ob und ja welche Anpassungen der Netzentgeltsystematik es gibt. Zentrale Aspekte dabei sind:

- 1) die Bepreisung der Vorhaltung von Netzkapazität wird wichtiger (d.h. der Kunde bezahlt dafür, dass er ans Netz angeschlossen ist) und
- 2) die Bepreisung von Netzknappheiten gewinnt an Relevanz bspw. durch variable oder dynamische Netztarife, wobei Variation hier sowohl eine örtliche als auch zeitliche Komponente haben kann
- 3) die Abstimmung zwischen Netz und Markt.

Flexibles Abnahmeverhalten ist ein zentraler Baustein in einem zukünftigen Stromversorgungssystem basierend auf erneuerbarer Energien und sollte nicht unnötig durch eine ungünstige Netzentgelt-systematik behindert werden. Das heißt einer Reaktion der Nachfrage auf Marktsignale aus netztechnischer Sicht nichts entgegen steht, sollten die Netzentgelte dies auch nicht behindern. Um diesen Anforderungen (siehe auch Abschnitt 4) gerecht zu werden, gibt es verschiedene Optionen zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems. Der Fokus des Projektes lag dabei auf solchen Änderungen, die ggf. auch kurzfristig umgesetzt werden können. Optionen, die einen Systemwechsel erfordern, wie bspw. die Einführung von Nodal Pricing wurden nicht näher untersucht. Im folgenden wird dargestellt, welche Empfehlungen hinsichtlich einer Anpassungen aus dem Projekt abgeleitet werden.

- Privilegierungsregeln und Netzdienlichkeit

Die Privilegierungsregeln für stromintensive Verbraucher zielen auf einen netzentlastenden Nutzen, der sich aus der Nähe des Verbrauchsstandortes zu einem Grundlastkraftwerk ergibt. In der Vergangenheit ohne fluktuierende Erzeugung erscheint diese Vorgehensweise sachgerecht. Hier stellt sich mittelfristig jedoch die Frage, wo netzgünstige Standorte für stromintensive Verbraucher in einem zukünftigen Netz sind. Ein zweiter Aspekt ist es, dass sich eine Beteiligung von stromintensiven Verbrauchern an netzdienlichen Maßnahmen, z.B. Regelleistungsbereitstellung, nicht negativ im Rahmen der Privilegierungsregeln auswirken darf. Vergleichbares gilt auch für Reaktionen auf hohe Marktpreise, bei denen eine Abschaltung ggf. das Erreichen der Privilegierungskriterien erschweren kann. Daher wird empfohlen, die Privilegierung anzupassen, um die Behinderung flexibler Nachfrage-reaktion zu verringern. Dazu könnte die Beteiligung an Systemdienstleistungen für privilegierte Unternehmen verpflichtend gemacht werden (Netzdienlichkeit). Um marktdienliche Flexibilität besser zu ermöglichen, ohne dem Netz zu schaden, könnten bei der Bestimmung der Leistungsspitze durch den Netzbetreiber definierte Zeitfenster bei der Ermittlung ausgenommen werden, in denen eine hohe Lastspitze unkritisch ist. Mittelfristig sollten diese Zeitfenster dynamisch festgelegt werden.

- vermiedene Netznutzungsentgelte

Es wird empfohlen, die vNNE abzuschaffen,²²⁸ da diese nicht mehr zeitgemäß sind, weil sie auf einer eindeutigen Richtung der Stromflüsse (von Höchstspannung zu Niederspannung) und der Annahme vermiedener Netzkosten basieren. Insbesondere für fluktuierende Einspeiser und Netze mit einem Erzeugungsüberschuss ist dies bereits jetzt nicht mehr zutreffend, d.h. die vNNE Zahlungen sind nicht verursachungsgerecht und führen zu einer Mehrbelastung für die verbleibenden Netznutzer. Die vNNE für EEG-Anlagen führen zu weiteren Verteilungseffekten: während die EEG-Differenzkosten gesenkt werden, steigen die Netzentgelte in Gebieten mit hohen Anteilen dezentraler EEG-Anlagen. Eine Abschaffung der vNNE erscheint daher angezeigt und auch mit EU-Recht grundsätzlich insoweit vereinbar. Da dies die wirtschaftliche Situation für KWK-Anlagen verschlechtert, sollte parallel eine Anpassung anderen Förderinstrumente wie bspw. das KWK-G erwogen werden. Eine Überarbeitung der vNNE zur Orientierung an realen Kostenvermeidungseffekten wird auf Grund der Komplexität und Vielzahl an Anlagen als nicht sinnvoll eingeschätzt. Es erscheint problematisch die Effekte zu reflektieren und gleichzeitig transparente, diskriminierungsfreie und nachvollziehbare vNNE zu berechnen.

²²⁸ Der Entwurf des Strommarktgesetzes beinhaltet eine Abschaffung der vNNE für Neuanlagen ab 2021.

► Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsnetzebene

Während es bereits einige Komponenten im Netzentgeltsystem gibt, für die ein bundesweiter Ausgleichsmechanismus existiert, verbleiben andere Kosten im jeweiligen Netzgebiet und tragen zu regionalen Differenzen in den Netzentgelten bei. Sofern diese Kosten dem Ausbau der erneuerbaren Energien oder anderen gesamtgesellschaftlichen Zielen zuzurechnen sind und nicht im Einfluss des Netzbetreibers liegen, erscheint es sachgerecht, die Belastungen zwischen den Netzgebieten auszugleichen.

Für die Übertragungsnetze wird eine Vereinheitlichung der Entgelte empfohlen, da sie für alle Netznutzer gleichermaßen notwendig sind. Das gesamte System wirkt zusammen, so dass auch die regional unterschiedlich anfallenden Kosten für Systemdienstleistungen, Redispatch und Ausbau von allen Nutzern getragen werden sollten.

Für die Verteilnetze wird eine Vereinheitlichung zunächst nicht empfohlen. Es sollte zunächst geprüft werden, ob eine Abgrenzung und Wälzung der energiewendebedingten Kosten möglich ist, um hier soweit möglich einen Belastungsausgleich einzuführen. Eine entsprechende Verordnungsermächtigung hierzu existiert bereits (§ 24 S. 2 Nr. 4 EnWG). Es sollte näher untersucht werden, wie sich die Verteilungseffekte bundesweit einheitlicher Verteilnetzentgelte im Zeitverlauf darstellen würden, bspw. wenn Netzerneuerungen stattfinden. Eine mögliche Vereinheitlichung sollte lediglich die Netzentgelte, also die Ebene der Verbraucher, betreffen. Die Regulierung und netzspezifische Erlösobergrenzen, die steuernd auf den Ausbau und den Netzbetrieb wirken, bleiben so erhalten.

► Erhöhung des Grundpreises für SLP Kunden in der Niederspannung

Eine Erhöhung des Grundpreises ist im jetzigen Rahmen möglich und erscheint 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. Derzeit machen von der Möglichkeit zur Erhebung eines Grundpreises bereits über 99 Prozent der Verteilnetzbetreiber Gebrauch. Durch den Grundpreis wird 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 oder eine generelle Beteiligung von Einspeisern an den Netzentgelten in der Niederspannung erfolgen. Dies erscheint auch deswegen sachgerecht, da Kunden mit Eigenerzeugung das Netz auch für die Einspeisung nutzen.

Die stärkere Beteiligung von Abnehmern mit Eigenerzeugung verringert zudem auch 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 kann dazu führen, dass der PV-Ausbau gehemmt wird. Dies macht ein Abwägen zwischen Ausbauzielen und sachgerechter Kostenverteilung erforderlich.

Bei Kunden in höheren Spannungsebenen, die üblicherweise über eine registrierende Leistungsmessung verfügen, wird ein großer Anteil des jährlichen Netzentgeltes über den Leistungspreis erhoben (für das Beispiel in Tabelle 21 in der Größenordnung von 80%), so dass in diesem Bereich kein Handlungsbedarf gesehen wird.

► Einbeziehung der Eigenstromerzeugung

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. In der derzeitigen Netzentgeltsystematik wird dies über die Möglichkeit für eine begrenzte Dauer kostengünstigere Netzreservekapazitäten zu nutzen bereits abgebildet. Die Nutzung der Netzreservekapazitäten ist jedoch nicht in bestimmten Markt- oder Netz-situationen ausgeschlossen, sondern nur zeitlich (bis zu 600 h/a) begrenzt. Hier besteht zukünftig ggf. Handlungsbedarf.

Im industriellen Bereich besteht bereits eine stärkere Gewichtung der Leistungspreiskomponente, die beibehalten werden sollte. Ausnahmen bzw. deutliche Reduktionen hiervon sollten zukünftig enger an ein netzdienliches Verhalten gekoppelt sein.

► Beteiligung von Einspeisern

In Deutschland werden derzeit keine Netznutzungsentgelte für die Einspeisung erhoben. Betreiber von dezentralen Erzeugern erhalten ein Entgelt für vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE). Diese sollten wie oben beschrieben abgeschafft werden, um ungünstige Anreizwirkungen und Verteilungseffekte zu mindern, Aus rechtlicher Sicht gibt es im EnWG in § 24 S. 5 EnWG eine Ermächtigungsgrundlage, die die Einführung eines Einspeiseentgeltes ermöglicht. Die Einführung würde dabei einen gewissen gesetzlichen Änderungsbedarf erfordern. 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.

Laufende Einspeiseentgelte erscheinen kurzfristig nicht empfehlenswert. Die Änderung und Verteilungseffekte gegenüber dem Status quo wären hoch, allerdings böten Einspeiseentgelte ggf. die Chance a) dezentrale Erzeugungsanlagen mit Eigenverbrauch stärker an den Kosten des Netzes zu beteiligen, insbesondere bei kapazitätsbasierten Entgelten und b) die Einspeisung örtlich differenziert je nach Netzkosten an den verursachten Kosten zu beteiligen. . Langfristig könnten laufende ggf. variable Netzentgelte sowohl für Einspeiser als auch Nachfrager eine sinnvolle Option zu sein, um Flexibilität zu fördern und sollten daher näher geprüft werden.

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 über einen erhöhten Grundpreis, stärker an der Netzfinanzierung beteiligt werden (siehe Abschnitt 5.4). 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 sollten beachtet werden. Zudem sollten Wechselwirkungen zwischen § 19 Abs. 1 StromNEV Satz 1 und Satz 2 berücksichtigt werden. Um zu vermeiden, dass es Anreize gibt von flexibler Fahrweise mit atypischer Netznutzung auf Bandbezug umzustellen, empfiehlt es sich die Reduktionen so zu gestalten, dass die Maximal-Reduktion in 19 Abs. 2 S. 1 (bislang 80%) höher sein sollte als bei 19 Abs. 2 S. 2 (bislang 90%).

► (Individuelle) Netzentgelte für (Pump-)Speicher

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 Speichern auf Grund der hohen Kosten derzeit sehr stark ein, so dass eine weitere Technologieförderung für Speicher notwendig erscheint. Diese sollte jedoch nicht über die Netzentgelte realisiert werden. Eine technologspezifische Erhebung von Netzentgelten wird daher nicht empfohlen.

Die Beibehaltung der Sonderregelungen für atypische Netznutzung erscheint für Pumpspeicher sinnvoll. Die bisher starr festgelegten Hochlastzeitfenster sollten jedoch zukünftig mit einer kürzeren Vorlaufzeit bzw. auch dynamisch festgelegt werden, um ein tatsächlich netz- und marktdienliches Verhalten zu ermöglichen. Dabei ist die Regelung der atypischen Netznutzung grundsätzlich geeignet, speziell Pumpspeicher aber auch andere Flexibilitätsoptionen zu fördern. Eine Technologieneutralität ist damit gewährleistet.

7 Anhang zur Netzentgeltsystematik

7.1 Netzentgelte „im engeren Sinn“ (Netznutzung)

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Rechtsgrundlagen: §§ 20 ff. EnWG, StromNEV, StromNZV, ARegV ○ § 24 S. 1 Nr. 1 EnWG: „Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Bedingungen für den Netzzugang einschließlich der Beschaffung und Erbringung von Ausgleichsleistungen oder Methoden zur Bestimmung dieser Bedingungen sowie Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Netzzugang gemäß den §§ 20 bis 23 festzulegen“ ○ Gezahlt wird – als Gegenleistung für die Netznutzung – für Bereitstellung und Ausbau der Netzinfrastuktur, Systemdienstleistungen und Netzverluste; Zahlungsverpflichtet ist der Netznutzer, Empfänger der Netzbetreiber ○ § 15 Abs. 1 StromNEV: „Grundlage des Systems der Entgeltbildung für den Netzzugang ist ein transaktionsunabhängiges Punktmodell. Die nach § 4 ermittelten Netzkosten werden über ein jährliches Netzentgelt gedeckt“ ○ Zusammensetzung grundsätzlich aus Jahresleistungsentgelt (Euro/kW) und Arbeitspreis (Cent/kWh), § 17 Abs. 2 StromNEV; auf der Niederspannungsebene wird für die Entnahme ohne Leistungsmessung dagegen im Grundsatz allein ein Arbeitspreis festgelegt (§ 17 Abs. 6 StromNEV); daneben kann jedoch auch ein Grundpreis verlangt werden
-------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Bei privaten Letztverbrauchern regelmäßig kein separater Netznutzungsvertrag sondern „all-inclusive“-Vertrag mit einem EVU ○ Keine Netzentgelte, wenn keine Netznutzung (z.B. Eigenverbrauch)
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 118 Abs. 6 EnWG: befristete Befreiung von den Netzentgelten für neue Stromspeicher-Anlagen (Satz 1) bzw. für bestehende Pumpspeicherkraftwerke nach Leistungs- oder Kapazitätserweiterung (Satz 2) ○ § 19 Abs. 1 StromNEV: Abrechnung auf der Basis von Monatsleistungspreisen; möglich auch: vertragliche Vereinbarung von Reservekapazität ○ § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV: verringertes individuelles Netzentgelt für atypisches/netzdienliches Nutzungsverhalten (<i>Lastabsenkung in zuvor definierten Hochlastzeitfenstern</i>) ○ § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV: gestaffelt verringertes individuelles Netzentgelt für intensives Nutzungsverhalten bei Großverbrauch („Bandbezug“) mit Stromverbrauch von über 10 Gigawattstunden und Benutzungsstundenzahl von mindestens <ul style="list-style-type: none"> - 7.000 Benutzungsstunden (Reduzierung um max. 80 % des veröffentlichten Netzentgeltes), - 7.500 Benutzungsstunden (Reduzierung um max. 85 % des veröffentlichten Netzentgeltes) oder - 8.000 Benutzungsstunden (Reduzierung um max. 90 % des veröffentlichten Netzentgeltes) <p>Zudem physikalische Komponente in Satz 4: Die Staffe- lung dient nur als Untergrenze – die Höhe des zu zah- lenden Entgelts bestimmt sich anhand der physikali- schen Komponente („Die Bemessung des nach den Sät- zen 2 und 3 gebildeten individuellen Netzentgeltes hat den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene, an die der Letztverbraucher ange- schlossen ist, widerzuspiegeln.“). Bei dieser ist auf eine fiktive Leitungsnutzung vom Netzanschlusspunkt zur nächsten geeigneten Erzeugungsanlage bzw. zu einem geeigneten Netzknotenpunkt abzustellen (vgl. BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 38)</p> <p>§ 19 Abs. 2 S. 5-12 StromNEV n.F.: die Vereinbarung indi- vidueller Netzentgelte nach den Sätzen 1-4 bedarf der Ge- nehmigung der Regulierungsbehörde, es sei denn, die</p>

	<p>BNetzA hat die Kriterien der sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte durch Festlegung konkretisiert, dann genügt eine schriftliche Anzeige (§ 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV); mit dem Beschluss vom 11.12.2013 (BK4-13-739) hat die BNetzA diese Konkretisierungen geschaffen, so dass seit dem 01.01.2014 die schriftliche Anzeige der getroffenen Vereinbarung gegenüber der Regulierungsbehörde genügt</p> <p>Nach Ansicht der BNetzA haben Verringerungen der allgemeinen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV keine Auswirkungen auf die übrigen Abgaben und Umlagen wie Konzessionsabgaben, KWK-Umlage, EEG-Umlage, Offshore-Haftungsumlage oder § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage (BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 49).</p> <p>§ 15 Abs. 3 AbLaV: Lastabschaltungen nach der AbLaV verringern nicht die Benutzungsstundenzahl nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (bleiben außer Betracht, siehe auch unten 6.2.4)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 14a EnWG: reduziertes Netzentgelt für die Steuerungsmöglichkeit von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen zum Zweck der Netzentlastung durch den Netzbetreiber (<i>etwa Wärmepumpen oder Elektro-mobile</i>) in Niederspannung; unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sind dem Anwendungsbereich des § 19 Abs. 2 StromNEV entzogen; nähere Umsetzung durch Rechtsverordnung (§ 14a S. 3 Hs. 2 EnWG), bislang noch nicht erfolgt ▪ Keine Netzentgelte für Einspeiser (§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV); die Ermächtigungsgrundlage in § 24 EnWG legt sich jedoch nicht auf reine Ausspeisungsentgelte fest, sondern sieht ausdrücklich vor, „<i>dass Entgelte nicht nur auf der Grundlage von Ausspeisungen, sondern ergänzend auch auf der Grundlage von Einspeisungen von Energie berechnet und in Rechnung gestellt werden [können], wobei bei Einspeisungen von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen auch eine Erstattung eingesparter Entgelte für den Netzzugang in den vorgelagerten Netzebenen vorzusehen ist</i>“ (§ 24 S. 5 EnWG)
Weiteres	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 18 StromNEV: Entgelt für dezentrale Einspeisung (für Betreiber von Erzeugungsanlagen) wegen vermiedener Netznutzung der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene; hierauf nehmen weitere Vorschriften Bezug (insbes. §§ 33c Abs. 2 Nr. 1b, 35 Abs. 2, 47 Abs. 2 EEG; 4 Abs. 3

	<p>KWKG). Jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres nehmen die Verteilernetzbetreiber gemäß § 4 Abs. 3 Nr. 2 i.V.m. § 11 Abs. 2 Nr. 8 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund der Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte im Sinne von § 18 StromNEV, § 35 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 3 KWKG vor.²²⁹</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 32 Abs. 11 StromNEV: Untersuchungs- und Berichtspflicht der BNetzA (an das BMWi) in Bezug auf § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ○ § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG: über Rechtsverordnungen kann vorgesehen werden, <i>„dass insbesondere Kosten des Netzbetriebs, die zuordenbar durch die Integration von dezentralen Anlagen zur Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen verursacht werden, bundesweit umgelegt werden können“</i>; hierauf könnte ggf. eine bundesweite Umlage von Netzeintegrationskosten gestützt werden (BT-Drs. 17/6365, S. 33) ○ § 24 S. 2 Nr. 4 EnWG weiterhin: es können auf dem Verordnungswege Netzentgelt-Regelungen getroffen werden, <i>„wobei vorgesehen werden kann, dass [...] Anreize zu netzentlastender Energieeinspeisung und netzentlastendem Energieverbrauch gesetzt werden.“</i> ○ § 40 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 EnWG: bei Energielieferungen an Letztverbraucher sind die Belastungen aus den Netzentgelten (und ggf. darin enthaltene Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung) gesondert auszuweisen ○ § 27 Abs. 1 S. 1 StromNEV: die Netzbetreiber haben die für ihr Netz geltenden Netzentgelte auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen und zudem jedermann auf Anfrage unverzüglich in Textform mitzuteilen
Anreizregulierung	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 21a Abs. 1 EnWG: die Netzzugangsentgelte der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen können im Wege der Anreizregulierung gebildet werden, also einer Methode, die Anreize für eine effiziente Leistungserbringung setzt; der Gesetzgeber hat sich für diesen Weg entschieden und die ARegV erlassen – seit dem 01.01.2009 werden deshalb die Netzentgelte im Wege der Anreizregulierung bestimmt (§ 1 Abs. 1 S. 2 ARegV) ○ Im Rahmen der Anreizregulierung werden unter Berücksichtigung von Effizienzvorgaben Obergrenzen für die

²²⁹ BNetzA, Hinweise für Verteilernetzbetreiber zur Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2014, Anlage 1.

	<p>Gesamterlöse aus Netzentgelten festgelegt (§ 21a Abs. 2 EnWG, §§ 4 ff. ARegV)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Bei der Ermittlung der Kostenbasis werden die Kosten eines effizienten Netzbetriebs (Kapitalkosten, Betriebskosten, sonstige Kosten) je Netzgebiet in Ansatz gebracht ○ Dabei wird eine „<i>angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste</i>“ Verzinsung des eingesetzten Kapitals der Netzbetreiber berücksichtigt (§ 21 Abs. 2 EnWG) ○ Es findet kein (regionaler) Ausgleich der Kosten zwischen den Netzbetreibern statt ○ Ansetzbare Kosten werden unterschieden in (dauerhaft bzw. vorübergehend) nicht beeinflussbare Kostenanteile und beeinflussbare Kostenanteile, § 21a Abs. 4 EnWG, § 11 ARegV ○ Nicht beeinflussbare Kostenanteile sind beispielsweise: <ul style="list-style-type: none"> ▪ § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV: gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (insbesondere die Einspeisevergütungen nach EEG und KWKG) ▪ § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 ARegV: Konzessionsabgaben ▪ § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 4 ARegV: erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen ▪ § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 5 ARegV: Nachrüstung von Wechselrichtern nach §§ 10 Abs. 1, 22 Abs. 1 SysStabV ▪ § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 8 ARegV: vermiedene Netzentgelte ▪ § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 15 ARegV: Erdkabel-Kosten nach § 2 Abs. 4 EnLAG (Wälzung unter den ÜNB nach § 9 Abs. 3 KWKG) ▪ § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 16 ARegV: Offshore-Kosten nach § 17d Abs. 7 EnWG (Wälzung unter den ÜNB nach § 9 Abs. 3 KWKG) ▪ § 11 Abs. 2 S. 2-4 ARegV: Maßnahmen des Netzbetreibers, die einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen (insbesondere nach der StromNZV) ○ Beeinflussbare Kostenanteile sind alle Kostenanteile, „<i>die nicht dauerhaft oder vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile sind</i>“ (§ 11 Abs. 4 ARegV). Sie sind als sog. ineffiziente Kosten vom Netzbetreiber im Laufe der Zeit abzubauen, um eine Renditeabsenkung zu vermeiden (§ 16 ARegV)
--	--

<p>Wichtige Einflussnormen aus dem EU-Recht</p>	<ul style="list-style-type: none"> ○ RL 2009/72/EG: Dritte Binnenmarkt-Richtlinie/ Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (Elt-RL)²³⁰ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Art. 32 Abs. 1 S. 1 Elt-RL: „Die Mitgliedstaaten gewährleisten die Einführung eines Systems für den Zugang Dritter zu den Übertragungs- und Verteilernetzen auf der Grundlage veröffentlichter Tarife; die Zugangsregelung gilt für alle zugelassenen Kunden und wird nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Netzbenutzern angewandt.“ ▪ Art. 37 Abs. 6 Elt-RL: „Den Regulierungsbehörden obliegt es, zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung folgender Bedingungen mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten festzulegen oder zu genehmigen.“ ▪ Näher Art. 37 Abs. 6 lit. a) Elt-RL: „die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung oder ihrer Methoden. Diese Tarife oder Methoden sind so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.“ ▪ Art. 37 Abs. 8 Elt-RL: „Bei der Festsetzung oder Genehmigung der Tarife oder Methoden und der Ausgleichsleistungen stellen die Regulierungsbehörden sicher, dass für die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber angemessene Anreize geschaffen werden, sowohl kurzfristig als auch langfristig die Effizienz zu steigern, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit zu fördern und entsprechende Forschungsarbeiten zu unterstützen.“ (Effizienz meint hier Kosteneffizienz, nicht etwa Energieeffizienz) ▪ Anh. I Abs. 2 zur Elt-RL: „Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. Die Einführung dieser Messsysteme kann einer wirtschaftlichen Bewertung unterliegen, bei der alle langfristigen Kosten und Vorteile für den Markt und die einzelnen Verbraucher geprüft werden sowie untersucht wird, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und kostengünstig ist und in welchem zeitlichen Rahmen die Einführung praktisch möglich ist. [...] Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so
--	---

²³⁰ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

	<p>werden mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.“</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ VO (EG) Nr. 714/2009: Stromhandelszugangsverordnung (StromhandelZVO) für den grenzüberschreitenden Stromhandel²³¹ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ziel der VO ist nach Art. 1 lit. a) insbesondere „die Festlegung gerechter Regeln für den grenzüberschreitenden Stromhandel und somit eine Verbesserung des Wettbewerbs auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte. Dies umfasst die Schaffung eines Ausgleichsmechanismus für grenzüberschreitende Stromflüsse und die Festlegung harmonisierter Grundsätze für die Entgelte für die grenzüberschreitende Übertragung und für die Vergabe der auf den Verbindungsleitungen zwischen nationalen Übertragungsnetzen verfügbaren Kapazitäten“. Die Verordnung nennt insofern übergreifende Maßstäbe der grenzüberschreitenden Entgeltregulierung.²³² ▪ Art. 14 Abs. 1 StromhandelZVO: „Die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen berechnen, müssen transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern widerspiegeln, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen, und ohne Diskriminierung angewandt werden. Diese Entgelte dürfen nicht entfernungsabhängig sein.“ ▪ Art. 14 Abs. 2 StromhandelZVO: „Gegebenenfalls müssen von der Höhe der den Erzeugern und/oder Verbrauchern berechneten Tarife standortbezogene Preissignale auf Gemeinschaftsebene ausgehen, und diese Tarife müssen dem Umfang der verursachten Netzverluste und Engpässe und Investitionskosten für Infrastrukturen Rechnung tragen.“ ▪ Art. 18 Abs. 2 StromhandelZVO zu Leitlinien: „Die Leitlinien [siehe sogleich unten VO (EU) Nr. 838/2010] können ferner geeignete Regeln enthalten für eine schrittweise Harmonisierung der zugrunde liegenden Grundsätze für die Festsetzung der nach den nationalen Tarifsyste men von Erzeugern und Verbrauchern (Last) zu zahlenden
--	--

²³¹ Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.

²³² J.-P. Schneider, in: Schneider/Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 2 Rn. 61.

	<p>Entgelte, einschließlich der Einbeziehung des Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern in die nationalen Netzentgelte und der Vermittlung geeigneter und wirksamer standortbezogener Preissignale, nach den in Artikel 14 dargelegten Grundsätzen. Die Leitlinien sehen geeignete und wirksame harmonisierte standortbezogene Preissignale auf Gemeinschaftsebene vor. Eine Harmonisierung hindert die Mitgliedstaaten nicht daran, bestimmte Mechanismen anzuwenden, um sicherzustellen, dass die von den Verbrauchern (Last) zu tragenden Netzzugangsentgelte in ihrem gesamten Hoheitsgebiet vergleichbar sind.</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ VO (EU) Nr. 838/2010²³³ zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte. Nach Art. 1, Anhang A wird der Ausgleichsmechanismus unter den ÜNB näher geregelt, nach Art. 2, Anhang B die Leitlinien für die Netzentgelte, wonach sich die Höhe der von den Erzeugern zu zahlenden durchschnittlichen jährlichen Übertragungsentgelte für Deutschland in einer Größenordnung von 0 bis 0,5 EUR/MWh bewegen müssen. Die Vorschrift ist zu beachten bei Einführung von Netzentgelten für die Stromeinspeisung. ○ RL 2009/28/EG: Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL)²³⁴ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Art. 16 Abs. 7 EE-RL: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen – darunter insbesondere Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen, die in Randgebieten, beispielsweise Inselregionen, und in Gebieten mit niedriger Bevölkerungsdichte erzeugt wird – bei der Anlastung der Tarife für die Übertragung und Verteilung nicht benachteiligt wird.“ ▪ Art. 16 Abs. 8 EE-RL: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze für die Übertragung und Verteilung von Elektrizität aus
--	--

²³³ Verordnung (EU) Nr. 838/2010 der Kommission vom 23. September 2010 zur Festlegung von Leitlinien für den Ausgleichsmechanismus zwischen Übertragungsnetzbetreibern und für einen gemeinsamen Regelungsrahmen im Bereich der Übertragungsentgelte (Text von Bedeutung für den EWR).

²³⁴ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

	<p><i>Anlagen, die erneuerbare Energiequellen einsetzen, erhobenen Tarife die zu erzielenden Kostenvorteile aus dem Anschluss der Anlage an das Netz widerspiegeln. Solche Kostenvorteile könnten sich aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes ergeben.“</i> Die Vorschrift ergänzt die Vorgaben aus Art. 23 Abs. 4 i.V.m. Abs. 2a der Richtlinie 2003/54/EG, wo es heißt, dass die Tarife für die Elektrizitätsübertragung und -verteilung angemessen und nichtdiskriminierend angewendet werden müssen.²³⁵ Kostenvorteile aufgrund der Einspeisung von EE-Strom auf Niederspannungsebene sind damit im Rahmen des Netzentgeltsystems – trotz des nicht ganz eindeutigen Wortlauts möglicherweise (auch) bei Ausspeiseentgelten²³⁶ – zu berücksichtigen, z.B. durch Entgelte für dezentrale Einspeisung (§ 18 StromNEV: „<i>Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt. Dieses Entgelt muss den gegenüber den vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten entsprechen</i>“) bzw. durch entsprechende Berücksichtigung bei – in Deutschland gemäß § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV derzeit nicht vorgesehenen – Ausspeiseentgelten.</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ RL 2012/27/EU: Energieeffizienzrichtlinie (EnEff-RL)²³⁷ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Umsetzung der RL in nationales Recht (soweit Änderungen im Vergleich zu RL 2004/8/EG bzw. 2006/32/EG vorliegen) war grundsätzlich bis zum 05. Juni 2014 erforderlich;²³⁸ soweit ersichtlich, ist es hinsichtlich der Netzentgeltvorgaben zu keinen Änderungen im dt. Recht gekommen ▪ Relevante Erwägungsgründe:
--	---

²³⁵ D. Fouquet u.a., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 294.

²³⁶ In diese Richtung wohl D. Fouquet u.a., Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, 2010, S. 285: „Es wird in Art. 16 Abs. 8 EE-RL ausdrücklich erwähnt, dass sich aus der direkten Nutzung des Niederspannungsnetzes Kostenvorteile ergeben, die sich bei der Tarifberechnung widerspiegeln sollen. Dies ist aufgrund der für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen typischen dezentralen Erzeugung in Anlagen mit vergleichsweise geringer Leistung ein sehr praxisrelevanter Gesichtspunkt. Durch die Einspeisung direkt auf der Niederspannungsebene werden Netzkosten auf den höheren Spannungsebenen vermieden; der Effekt der Einspeisung ist damit eine Kostendämpfung“ und S. 287: „Insbesondere werden schon jetzt - vgl. § 18 Abs. 2 und 3 StromNEV - die Vorteile einer Einspeisung von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene bei der Bildung der Netzentgelte berücksichtigt.“

²³⁷ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG.

²³⁸ Vgl. Gesetz zur Teilumsetzung der Energieeffizienzrichtlinie und zur Verschiebung des Außerkrafttretens des § 47g Absatz 2 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen vom 15.04.2015.

	<ul style="list-style-type: none"> - Nr. 31: „Die Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG verpflichten die Mitgliedstaaten, zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Strom- und Erdgasversorgungsmarkt unterstützt wird.“ - Nr. 33 (u.a.): „Die Einführung intelligenter Verbrauchserfassungssysteme ermöglicht häufige Abrechnungen auf der Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs.“ - Nr. 44: „Die Laststeuerung ist ein wichtiges Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz, da sie den Verbrauchern oder von ihnen benannten Dritten erheblich mehr Möglichkeiten einräumt, aufgrund von Verbrauchs- und Abrechnungsinformationen tätig zu werden; sie liefert somit einen Mechanismus, um den Verbrauch zu verringern oder zu verlagern, was zu Energieeinsparungen sowohl beim Endverbrauch als auch – durch bessere Nutzung der Netze und Erzeugungskapazitäten – bei der Energieerzeugung, -übertragung bzw. -fernleitung und -verteilung führt.“ ▪ Nr. 45: „Die Laststeuerung kann auf der Reaktion der Endkunden auf Preissignale oder auf Gebäudeautomatisierung beruhen. Die Bedingungen für die Laststeuerung und der Zugang hierzu sollten verbessert werden, auch für kleine Endverbraucher. Um der fortlaufenden Realisierung intelligenter Netze Rechnung zu tragen, sollten daher die Mitgliedstaaten dafür Sorge tragen, dass die nationalen Energieregulierungsbehörden in der Lage sind sicherzustellen, dass die Netztarife und Netzregelungen Anreize für Verbesserungen bei der Energieeffizienz bieten und eine dynamische Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerungsmaßnahmen seitens der Endkunden unterstützen. ▪ Art. 10 Abs. 1 UAbs. 2 EnEff-RL zur Verbrauchsabrechnung: „Diese Verpflichtung kann durch ein System der regelmäßigen Selbstablesung seitens der Endkunden erfüllt werden, bei dem die Endkunden die an ihrem Zähler abgelesenen Werte dem Energieversorger mitteilen. Nur wenn der Endkunde für einen bestimmten Abrechnungszeitraum keine Zählerablesewerte mitgeteilt hat, erfolgt die Abrechnung auf der Grundlage einer Verbrauchsschätzung oder eines Pauschaltarifs.“ (Hinweis: wohl rein technische Vorschrift) ▪ Art. 15 Abs. 1 EnEff-RL: „(...) Insbesondere gewährleisten die Mitgliedstaaten, dass die nationalen Energieregulierungsbehörden durch die Erarbeitung von Netztarifen und Netzregulierung im Rahmen der Richtlinie 2009/72/EG und unter Berücksichtigung der Kosten und des Nutzens der einzelnen Maßnahmen Anreize für die Netzbetreiber vorsehen,
--	--

	<p>damit sie für die Netznutzer Systemdienste bereitstellen, mit denen diese im Rahmen der fortlaufenden Realisierung intelligenter Netze Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz umsetzen können.“</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Art. 15 Abs. 4 EnEff-RL: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Anreize in Übertragungs- und Verteilungstarifen, die sich nachteilig auf die Gesamteffizienz (auch die Energieeffizienz) der Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -lieferung auswirken oder die die Teilnahme an der Laststeuerung (Demand Response) sowie den Zugang zum Markt für Ausgleichsdienste und zur Erbringung von Hilfsdiensten verhindern könnten, beseitigt werden. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Netzbetreiber Anreize erhalten, um bezüglich Auslegung und Betrieb der Infrastruktur Effizienzverbesserungen zu erzielen, und dass – im Rahmen der Richtlinie 2009/72/EG – es die Tarife gestatten, dass die Versorger die Einbeziehung der Verbraucher in die Systemeffizienz verbessern, wozu auch eine von nationalen Gegebenheiten abhängige Laststeuerung zählt.“²³⁹ ▪ Anhang XI Nr. 1 zur EnEff-RL: „Netztarife müssen Kosteneinsparungen in Netzen, die durch nachfrageseitige und Laststeuerungs-Maßnahmen (Demand Response) sowie durch dezentrale Erzeugung erzielt wurden, darunter Einsparungen durch Senkung der Bereitstellungskosten oder durch Netzinvestitionen und optimierten Netzbetrieb, kostenorientiert widerspiegeln.“ ▪ Anhang XI Nr. 2 zur EnEff-RL: „Netzregulierung und Netztarife dürfen Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten zur Verfügung zu stellen.“ (insbesondere Lastverlagerung von Spitzenzeiten in Nebenzeiten) ▪ Anhang XI Nr. 3 zur EnEff-RL: „Netz- oder Einzelhandels-tarife können einer dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerung-Maßnahmen seitens der Endkunden förderlich sein.“ (Bsp.: nutzungszeitspezifische Tarife, Tarifierung in kritischen Spitzenzeiten, Echtzeit-Tarifierung, Spitzenzeitenrabatte)
--	--

²³⁹ Siehe hierzu auch § 40 Abs. 5 EnWG: „Lieferanten haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Lieferanten haben daneben stets mindestens einen Tarif anzubieten, für den die Datenaufzeichnung und -übermittlung auf die Mitteilung der innerhalb eines bestimmten Zeitraums verbrauchten Gesamtstrommenge begrenzt bleibt.“

	○

7.2 Weitere wichtige netzentgeltbezogene Strompreisbestandteile

7.2.1 KWK-Umlage

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 9 (Abs. 7 S. 1) KWKG ○ Bundesweiter Belastungsausgleich hinsichtlich der Zahlung von KWK-Zuschlägen durch die Netzbetreiber, §§ 4 Abs. 3, 9 KWKG ○ § 9 Abs. 7 S. 1 KWKG: „<i>bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen</i>“ ○ § 9 Abs. 7 S. 6 KWKG: „<i>Werden Netznutzungsentgelte nicht gesondert in Rechnung gestellt, können die Zahlungen nach Satz 1 bei dem Gesamtpreis für den Strombezug entsprechend in Ansatz gebracht werden.</i>“; diese Vorschrift betrifft die „all-inclusive“-Verträge zwischen EVU und Letztverbrauchern
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<p>Spezielle Deckelungsregelung (§ 9 Abs. 7 KWKG) für</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Letztverbraucher mit Jahresverbrauch > 100.000 kWh (Satz 2) ○ Produzierendes Gewerbe mit Stromkosten > 4% des Umsatzes (Satz 3) ○ Schienenverkehrs- und Eisenbahninfrastruktur-unternehmen (Satz 5)

7.2.2 Offshore-Haftungsumlage²⁴⁰

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 17f EnWG ○ Bundesweiter Belastungsausgleich hinsichtlich der Entschädigungsleistung nach § 17e EnWG bei Störung oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen durch die ÜNB ○ § 17f Abs. 1 S. 2, 3 EnWG: „<i>Die Kosten nach Satz 1 können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf Letztver-</i>
-------------------	---

²⁴⁰ Nicht zu verwechseln mit den unter den ÜNB gewälzten Offshore-Kosten nach § 17d Abs. 7 EnWG.

	<p><i>braucher umgelegt werden. § 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist entsprechend anzuwenden, soweit sich aus den Absätzen 2 bis 6 [...] nichts anderes ergibt.“</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 17f Abs. 5 S. 1 EnWG: „als Aufschlag auf die Netzentgelte gegenüber Letztverbrauchern geltend zu machen“ ○ Allgemeine Deckelungsregelung in § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG für Strombezüge bis 1 Mio. kWh
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<p>Spezielle Deckelungsregelung (§ 17f Abs. 5 S. 2 und S. 3 EnWG) für</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Letztverbraucher mit Jahresverbrauch > 1 Mio. kWh (Satz 2) ○ Produzierendes Gewerbe mit Stromkosten > 4% des Umsatzes (Satz 3)

7.2.3 StromNEV-Umlage

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV n.F. ○ Bundesweiter Belastungsausgleich: Entgangene Erlöse der Netzbetreiber aufgrund individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV werden im Ergebnis auf die Letztverbraucher umgelegt ○ § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV: „Die Kosten nach den Sätzen 13 und 14 können als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden; § 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes [...] ist in der jeweils geltenden Fassung entsprechend anzuwenden.“
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<p>Spezielle Deckelungsregelung (§ 19 Abs. 2 S. 15 Hs. 2 StromNEV i.V.m. § 9 Abs. 7 KWKG)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Letztverbraucher mit Jahresverbrauch > 1 Mio. kWh ○ Produzierendes Gewerbe mit Stromkosten > 4% des Umsatzes

7.2.4 Umlage nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV-Umlage)

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 13 Abs. 4a, 4b EnWG, § 18 Abs. 1 AbLaV ○ Bundesweiter Belastungsausgleich: Verpflichtung der ÜNB zum Erwerb von Abschaltleistung, Zahlungen und
-------------------	---

	<p>Aufwendungen nach der AbLaV werden im Ergebnis auf die Letztverbraucher umgelegt (§ 18 Abs. 1 AbLaV)</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 18 Abs. 2 Satz 2 AbLaV: „Die Umlage nach Absatz 1 kann mit anderen Entgeltbestandteilen durch Festlegung nach § 30 Absatz 2 Nummer 6 der Stromnetzentgeltverordnung zusammen erhoben werden.“ ○ § 13 Abs. 4b Satz 6 EnWG, § 18 Abs. 1 Halbs. 2 AbLaV: „ein Belastungsausgleich erfolgt dabei entsprechend § 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes“ ○ § 15 Abs. 3 AbLaV: Lastabschaltungen nach der AbLaV verringern nicht die Benutzungsstundenzahl nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (bleiben außer Betracht)
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Belastungsgrenzen für Großverbraucher und Produzieren- des Gewerbe finden ausdrücklich keine Anwendung (§ 13 Abs. 4b S. 6 EnWG, § 18 Abs. 1 Hs. 2 AbLaV)

7.2.5 Konzessionsabgaben

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ §§ 46, 48 EnWG, KAV ○ Als Gegenleistung für Wegenutzungsrecht ○ § 1 Abs. 2 KAV: „Konzessionsabgaben sind Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrs- wege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Ge- meindegebiet mit Strom und Gas dienen“ ○ Gläubiger sind die Gemeinden, Schuldner die EVU ○ § 2 Abs. 6 KAV: Regelung zur Gleichbehandlung von Drit- ten in Durchleitungsfällen ○ Es wird unterschieden zwischen Tarifkunden (§ 1 Abs. 3 KAV: im Wesentlichen Kunden in der Grundversorgung, § 36 EnWG) und Sondervertragskunden (§ 1 Abs. 4 KAV), im Übrigen Fiktionsregelung in § 2 Abs. 7 KAV ○ § 4 Abs. 1 KAV: „Konzessionsabgaben sind in den Entgel- ten für den Netzzugang und allgemeinen Tarifen auszu- weisen. Gelten die Entgelte für den Netzzugang und allge- meinem Tarifpreise für mehrere Gemeinden, genügt die An- gabe der für sie maßgeblichen Höchstbeträge sowie der Hin- weis auf den Vorrang von Vereinbarungen, daß keine oder niedrigere Konzessionsabgaben zu zahlen sind.“
-------------------	---

	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 4 Abs. 2 KAV: eine Vereinbarung über den Erlass oder die Senkung von Konzessionsabgaben (zwischen Versorgungsunternehmen und Gemeinde) soll beim Endkunden ankommen/an ihn weitergegeben werden ○ Allgemeine Deckelung in § 2 KAV ○ Kein bundesweiter Ausgleichsmechanismus ○ Erhöhung der Erlösobergrenze bei der Netzentgeltermittlung, da dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2 Nr. 2 ARegV ○ § 40 Abs. 2 S. 1 Nr. 7 EnWG: bei Energielieferungen an Letztverbraucher sind die Belastungen aus der Konzessionsabgabe gesondert auszuweisen
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<p>Eigene Deckelungsregelung (§ 2 KAV) für</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ bestimmte Tarifikunden (Schwachlaststrom/kleinere Gemeinden, Abs. 2 S. 1 Nr. 1) und ○ Sondervertragskunden (Abs. 3 Nr. 1) <p>Befreiung bestimmter Sondervertragskunden (§ 2 Abs. 4 KAV)</p>

7.2.6 Einspeisemanagement-Kosten nach § 15 Abs. 2 EEG 2014

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ § 15 Abs. 2 EEG 2014 ○ Bei Reduzierung der EE-/KWK-Einspeisung wegen eines Netzengpasses ist Entschädigung zu leisten (§ 15 Abs. 1 EEG 2014) ○ § 15 Abs. 2 EEG 2014: Betroffener Netzbetreiber „<i>kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen</i>“ ○ Kein bundesweiter Ausgleichsmechanismus ○ Erhöhung der Erlösobergrenze bei der Netzentgeltermittlung, da wohl dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV²⁴¹
-------------------	---

²⁴¹ So V. Hoppenbrock, in: Altröck/Oschmann/Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 12 Rn. 80; R. Ruge, in: Gabler/Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EL 2012, § 12 Rn. 24.

Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	Keine spezifischen Ausnahmeregelungen.
---	--

7.2.7 Nachrüst-Kosten nach §§ 10 Abs. 1, 22 Abs. 1 SysStabV

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ SysStabV (neue Fassung)²⁴², 2015 ausgeweitet auf alle EE- und KWK-Anlagen ○ Nachrüstung von EE- und KWK-Anlagen aus Gründen des Frequenzschutzes; bei PV-Anlagen bereits aufgrund vorheriger Fassung der VO im Gange/abgeschlossen ○ Bei PV-Anlagen: Verantwortung der Verteilnetzbetreiber, Regelung in den §§ 4-10 SysStabV ○ Die Kosten der Nachrüstung von PV-Anlagen werden je zur Hälfte über die EEG-Umlage (Erstattung durch die ÜNB nach § 57 Abs. 2 EEG 2014 i.V.m § 3 Abs. 4 Nr. 1b AusglMechV) und die Netzentgelte (§ 10 Abs. 1 SysStabV) gewälzt. ○ § 10 Abs. 1 SysStabV: „Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind berechtigt, 50 Prozent der ihnen durch die Nachrüstung nach dieser Verordnung zusätzlich entstehenden jährlichen Kosten über die Netzentgelte geltend zu machen“ ○ Für die übrigen EE-Anlagen sowie KWK-Anlagen gelten nun die §§ 11-23 SysStabV, die Pflicht/Verantwortung zur Nachrüstung obliegt insoweit nicht mehr den Netzbetreibern sondern den Anlagenbetreibern (§ 13 SysStabV), allerdings ggf. zumindest anteilige Kostenübernahme durch die ÜNB (§ 21 SysStabV) und Wälzung über die Netzentgelte (§ 22 Abs. 1 SysStabV) ○ § 22 Abs. 1 SysStabV: „Die Betreiber von Übertragungsnetzen und die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind berechtigt, die ihnen durch ihre Verpflichtungen nach den §§ 11 bis 21 zusätzlich entstehenden jährlichen Kosten über die Netzentgelte geltend zu machen“ ○ Kein bundesweiter Ausgleichsmechanismus ○ Erhöhung der Erlösobergrenze bei der Netzentgeltermittlung, da dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2 Nr. 5 ARegV
-------------------	---

²⁴² Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1635), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 9. März 2015 (BGBl. I S. 279) geändert worden ist.

Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	Keine spezifischen Ausnahmeregelungen.

7.3 EEG-Umlage und Stromsteuer

7.3.1 EEG-Umlage

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Rechtsgrundlagen: §§ 56 ff. EEG 2014, AusglMechV, AusglMechAV ○ Die Umlage folgt aus § 60 Abs. 1 S. 1, § 61 EEG 2014 ○ Keine Wälzung über die Netzentgelte, sondern eigenes Wälzungssystem
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<p><i>Befreiung für</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Stromspeicher (§ 60 Abs. 3 EEG 2014) ○ Spezielle Eigenversorgung und Eigenversorgungs-Bestandsanlagen (§§ 61 Abs. 2, 61 Abs. 3 EEG 2014) <p><i>Verringerung für</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ bestimmte stromkostenintensive Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (§ 64 EEG 2014 i.V.m. Anlage 4) ○ Schienenbahnen (§ 65 EEG 2014) ○ EE-/KWK-Eigenversorgung (§ 61 Abs. 1 i.V.m. § 5 Nr. 12 EEG 2014)

7.3.2 Stromsteuer

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Rechtsgrundlagen: StromStG, StromStV ○ Steuerentstehung und Steuerschuldner ergeben sich aus § 5 Abs. 1, 2 StromStG: vom Versorger geleisteter Strom wird durch einen Letztverbraucher entnommen bzw. der Versorger entnimmt Strom zum Selbstverbrauch (Steuerschuldner ist jeweils der Versorger) oder – nachrangig zu prüfen – ein Eigenerzeuger entnimmt Strom zum Selbstverbrauch (Steuerschuldner ist der Eigenerzeuger)
-------------------	--

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Keine Wälzung über die Netzentgelte, sondern eigenes Wälzungssystem
Ausnahmen/ Privilegierungen/ Deckelungen	<p><i>Allgemeine Steuerbefreiungen, Steuerermäßigungen (§ 9 StromStG i.V.m. §§ 8 ff. StromStV) u.a. für</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ○ EE-Netze (Nr. 1) ○ Stromerzeugung (Nr. 2) ○ Eigenerzeugung und Selbstverbrauch (Nr. 3a) ○ Direktverbrauch durch Dritte (Nr. 3b) ○ Notstromanlagen (Nr. 4) ○ Wasser-/Luft-/Schienenfahrzeuge und Schienenbahnen (Nr. 5) etc. <p>Erlass, Erstattung oder Vergütung der Steuer für bestimmte Prozesse und Verfahren bei Produzierendem Gewerbe (§ 9a StromStG)</p> <p>Steuerentlastung für Stromentnahmen für betriebliche Zwecke bei Produzierendem Gewerbe und Forst- und Landwirtschaft (§ 9b StromStG)</p> <p>Erlass, Erstattung oder Vergütung in Sonderfällen bei Produzierendem Gewerbe (§ 10 StromStG)</p>

7.4 Weiterer Rechtsrahmen: Netzanschluss und Netzausbau

7.4.1 Netzanschluss

Grundlagen	<ul style="list-style-type: none"> ○ Rechtsgrundlagen: EnWG, NAV, KraftNAV, EEG, KWKG ○ Grundsätzlich Netzanschlussanspruch nach § 17 EnWG für Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speichieranlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie („zu <i>technischen und wirtschaftlichen Bedingungen</i> anzuschließen, die <i>angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb des Unternehmens [...] angewendet werden</i>“), ggf. Verweigerung nach § 17 Abs. 2 EnWG aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen möglich ○ Netzanschlussverhältnis (zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber) und Anschlussnutzungsverhältnis (zwischen Anschlussnutzer und Netzbetreiber; umfasst
-------------------	---

	<p>aber nicht Belieferung mit Strom bzw. den Zugang zu den Versorgungsnetzen nach § 20 EnWG; beginnt automatisch mit erstmaliger Entnahme von Strom aus dem Netz); vgl. hierzu §§ 2 f. NAV</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Spezialregelung für Letztverbraucher an Niederspannungsnetzen der allgemeinen Versorgung nach § 18 EnWG („Allgemeine Netzanschlusspflicht“); Näheres hierzu regelt die NAV; keine Anschlusspflicht, wenn wirtschaftlich nicht zumutbar (§ 18 Abs. 1 Satz 2), bei Eigenbedarfsanlagen und Netzanschluss durch Dritte (§ 18 Abs. 2) ○ Spezialregelungen für Stromerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung ab 100 MW mit Anschluss an Hoch- bzw. Höchstspannungsnetze enthält die KraftNAV ○ Spezialregelungen für unverzüglichen vorrangigen Anschluss von EEG-Anlagen nach § 8 EEG 2014 bzw. von hocheffizienten KWK-Anlagen nach § 4 KWKG
<p>Regelungen zu den Netzan-schlusskosten</p> <p>(keine laufenden Zahlungen, sondern grundsätzlich einmalig)</p>	<p>Regelungen zu § 18 EnWG i.V.m. NAV:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 9 NAV: Berechtigung des Netzbetreibers, vom Anschlussnehmer Kostenerstattung für die Herstellung des Netzan-schlusses zu verlangen, ggf. pauschaliert ○ § 11 NAV: Berechtigung des Netzbetreibers, vom Anschlussnehmer einen Baukostenzuschuss für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen des Niederspannungsnetzes zu verlangen, ggf. pauschaliert <p>Regelungen der KraftNAV:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 8 Abs. 1 KraftNAV: der Anschlussnehmer trägt die Kosten für die Verbindung zwischen Erzeugungsanlage und Netzanschlusspunkt ○ § 8 Abs. 2 KraftNAV: der Anschlussnehmer trägt zudem die Kosten für die erforderliche Ertüchtigung des Netzan-schlusspunktes (insoweit sie ausschließlich durch vom Anschlussnehmer genutzte Netzbetriebsmittel verursacht sind) sowie für den Ausbau des Netzes bis zum nächsten Netzknoten (vgl. § 6 Abs. 1 KraftNAV) ○ § 8 Abs. 3 KraftNAV: Netzverstärkungskosten sowie ein Baukostenzuschuss sind vom Anschlussnehmer nicht zu tragen <p>Regelungen in EEG und KWKG:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 16 EEG 2014: der Anlagenbetreiber trägt die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung

	<p>von Strom aus EE oder Grubengas an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 oder 2 EEG</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ § 17 EEG 2014: die Kosten der Optimierung, Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt der Netzbetreiber ○ § 4 Abs. 1a KWKG: bei Neuanschlüssen und Anschlussveränderungen findet für KWK-Anlagen unter 100 MW (ungeachtet der Spannungsebene) § 8 KraftNAV entsprechende Anwendung; bei einer Leistung von mehr als 100 MW gilt die KraftNAV unmittelbar
Wichtige Einflussnormen aus dem EU-Recht	<ul style="list-style-type: none"> ○ RL 2009/28/EG: Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) ▪ Art. 16 Abs. 3 EE-RL: „Die Mitgliedstaaten verlangen von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze die Aufstellung und Veröffentlichung ihrer Standardregeln für die Übernahme und Teilung der Kosten für technische Anpassungen wie Netzanschlüsse und Netzverstärkungen, verbesserter Netzbetrieb und Regeln für die nichtdiskriminierende Anwendung der Netzkodizes, die zur Einbindung neuer Produzenten, die aus erneuerbaren Energiequellen erzeugte Elektrizität in das Verbundnetz einspeisen, notwendig sind. Diese Regeln müssen sich auf objektive, transparente und nichtdiskriminierende Kriterien stützen, die insbesondere sämtliche Kosten und Vorteile des Anschlusses dieser Produzenten an das Netz und die besonderen Umstände von Produzenten in Randgebieten und in Gebieten mit niedriger Bevölkerungsdichte berücksichtigen. Diese Regeln können verschiedene Arten von Anschlüssen vorsehen.“ ▪ Art. 16 Abs. 4 EE-RL: „Die Mitgliedstaaten können gegebenenfalls von den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze verlangen, die in Absatz 3 genannten Kosten vollständig oder teilweise zu übernehmen.“ ○ Art. 37 Abs. 6 lit. a) Elt-RL (vgl.o.: Netzentgelte)

7.4.2 Netzausbau

Ausbaupflichten	<ul style="list-style-type: none"> ○ Allgemeine Ausbaupflicht nach §§ 11, 12 Abs. 3 EnWG ▪ § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“
------------------------	---

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vgl. hierzu § 12 Abs. 3 EnWG: „<i>Betreiber von Übertragungsnetzen haben dauerhaft die Fähigkeit des Netzes sicherzustellen, die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen und insbesondere durch entsprechende Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit des Netzes zur Versorgungssicherheit beizutragen.</i>“; gilt nach § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch für die Verteilnetzbetreiber ○ Umstritten, ob sich darüber hinaus mittelbar auch aus dem Netzzugangsanspruch nach § 20 EnWG eine Ausbaupflicht ergibt ○ Spezielle Ausbaupflicht nach § 12 EEG 2014 ▪ § 12 Abs. 1 EEG 2014: „<i>Netzbetreiber sind auf Verlangen der Einspeisewilligen verpflichtet, unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas sicherzustellen.</i>“ ▪ Gilt auch für vorgelagerte Netze mit einer Spannung bis einschl. 110 kV ▪ § 12 Abs. 3 EEG 2014: keine Verpflichtung, wenn wirtschaftlich unzumutbar ○ Spezielle Ausbaupflicht nach § 4 Satz 2 KWKG i.V.m. §§ 8 Abs. 4, 12 EEG 2014²⁴³ für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen)
Hoheitliche Ausbausteuerung	<ul style="list-style-type: none"> ○ Bedarfsplanung und Ausbausteuerung durch Netzentwicklungspläne, §§ 12a ff., 17a ff. EnWG, Bundesbedarfsplangesetz ○ Bedarfsplanung nach EnLAG
Wichtige Einflussnormen aus dem EU-Recht	<ul style="list-style-type: none"> ○ Art. 16 Abs. 3 und 4 EE-RL (vgl.o.: Netzanschluss)

²⁴³ K. Lührig, in: Säcker, Energierecht, Bd. 2, 3. Aufl. 2014, § 4 KWKG Rn. 14.

8 Quellenverzeichnis

- ACER (2014): ACER Opinion 09-2014. Opinion of the Agency for the cooperation of energy regulators No 09/2014 of 15 April 2014 on the appropriate range of transmissions charges paid by electricity producers PAID BY ELECTRICITY PRODUCERS, zuletzt geprüft am 16.10.2014.
- ACM (2013): Enexis Tarifbeschluss Strom (Bijlage 2a bij Tarievenbesluit Elektriciteit) 2014. <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/12342/Besluit-ACM-tarieven-2014-Enexis-regionaal-netbeheer-elektriciteit/>.
- Agora Energiewende; Consentex, Fraunhofer IWES (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland - Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Studie durchgeführt von Consentec, Fraunhofer IWES im Auftrag der Agora Energiewende.
- Agora Energiewende; European Climate Foundation; Regulatory Assistance Project (2013): Reform des Konzessionsabgabenrechts. Gutachten vorgelegt von Raue LLP. Christian von Hammerstein, Dr. Stefanie von Hoff, LL.M. (Ann Arbor).
- Altrock, M.; Oschmann, V.; Theobald, C. (2013): EEG, 4. Aufl. 2013.
- Bachmann, P.; Erling, U. M. (2012): Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen et 6/2012 S. 97 ff.
- BAFA (2014): Kraft-Wärme-Kopplung, Statistik zugelassene KWK-Anlagen 2009 bis 2013. online verfügbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/publikationen/statistik_kwkanlagen.pdf (besucht am 15.12.2014).
- Bardt, H.; Chrischilles, E.; Growitsch, C.; Hagspiel, S.; Schaupp, L. (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom Stand, Potentiale und Trends. Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., zuletzt geprüft am 23.12.2014.
- BGH, 17.11.2009 – EnVR 56/08, ZNER 2010, S. 172 ff.
- BGH, 25.6.2014 – VIII ZR 169/13, EnWZ 2014, S. 467 ff., RdE 2014, S. 391 ff.
- BKWK (2011): Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie. effizient produzieren - nachhaltig wirtschaften. Hg. v. Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (B.KWK). Online verfügbar unter http://www.bkwk.de/fileadmin/users/bkwk/industrie/Broschuere_KWK_in_der_Industrie.pdf, zuletzt geprüft am 17.12.2014.
- BMWi (2015a): Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Juli 2015.
- BMWi (2015b): Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Online verfügbar: <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/referentenentwurf-entwurf-gesetz-digitalisierung-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Zuletzt geprüft: 09.11.2015.
- BNetzA (2011): Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (Stand September 2011). Online verfügbar unter http://www.stadtwerke-wernigerode.de/content/downloads/Leitfaden_BNetzA_individuelle_NNE_2011.pdf, zuletzt geprüft am 17.12.2014.
- BNetzA (2013): Netzentgelte Elektrizität – Umlage von Kosten, Strukturen und Entwicklungstendenzen und Ansätze zur Weiterentwicklung.“ Berlin, 18.09.2013. Vortrag von Alexander Lüdtke-Handjery, Vorsitzender Beschlusskammer 8. Dialogforum „Netzentgelte im Stromversorgungssystem - Fragen und Ansätze zur Weiterentwicklung.“. Berlin, 18.09.2013, zuletzt geprüft am 23.12.2014.
- BNetzA (2014): Antworten BNetzA zum Fragen- und Sachverständigenkatalog "Bundesweit einheitliches Netzentgelt einführen: Kosten für den Netzausbau regional fair verteilen". Online verfügbar unter http://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/Dokumente/Ausschuesse/Energieausschuss/Bundesnetzagentur_Antwort_Fragenkatalog.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2014.

BNetzA (2015): Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen Evaluierungsbericht gemäß § 32 Abs. 11 StromNEV. Hg. v. BNetzA. Online verfügbar unter <https://fragdenstaat.de/files/foi/27068/15-03-27Evaluierungsbericht19Abs2StromNEV.PDF>, zuletzt geprüft am 22.08.2015.

BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739.

BNetzA/BKartA (2013): Monitoringbericht 2013 Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: Dezember 2013, zuletzt geprüft am 21.10.2014.

BNetzA/BKartA (2014): Monitoringbericht 2014. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 14. November 2014. Hg. v. Bundeskartellamt Bundesnetzagentur, zuletzt geprüft am 16.12.2014.

BNetzA: BK6, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKZ) für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung.

BNetzA: BNetzA, Hinweise für Verteilernetzbetreiber zur Anpassung der Erlösobergrenze für das Kalenderjahr 2014, Anlage 1.

Bohn, R. E.; Caramanis, M. C.; Schweppe, F. C. (1984): Optimal pricing in electrical networks over space and time. In: The Rand Journal of Economics, S. 360–376.

Böhni, T. (2013): Abschaffung der degressiven Stromtarife. Keine Flatrate für die Netznutzung. Motion 13.3498. Eingereicht 19.06.2013 von Thomas Böhni im Nationalrat, Schweiz.

Borszcz, U. (2003): Ökonomische Überlegungen zur Bildung von Netzentgelten in der Stromwirtschaft. Dissertation. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg. Fachbereich 4/ Wirtschafts- und Rechtswissenschaften.

Böttcher, L.; Fassbender, K.; Waldhoff, C. (Hg.) (2014): Erneuerbare Energien in der Notar- und Gestaltungspraxis.

Brahms, F.; Maslaton, M. (2014): Verfassungsrechtliche Bedenken gegen die EEG-Umlage auf die Eigenstromversorgung. In: Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ) 2014, S. 760ff.

Brandstätt, C.; Brunekreeft, G.; Friedrichsen, N. (2011): Locational Signals to Reduce Network Investments in Smart Distribution Grids: What Works and What Not? In: Utilities Policy 19, S. 244–254.

Braun, M. (2008): Provision of Ancillary Services by Distributed Generators. Technological and Economic Perspective: kassel university press GmbH (10).

Brodowski, C. (2007): Der Belastungsausgleich im Erneuerbare-Energien-Gesetz und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz im Rechtsvergleich.

Brunekreeft, G.; Neuhoﬀ, K.; Newbery, D. (2005): Electricity Transmission: An Overview of the Current Debate. In: Utilities Policy 13 (2), S. 73–93.

Bundesrat (2011): Beschluss des Bundesrates - Entschließung des Bundesrates zur Herstellung gleichwertiger Lebensverhältnisse im Bundesgebiet durch Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Übertragungs- und Verteilnetzebene. Drucksache 868/10 (Beschluss), 15.04.2011. Online verfügbar unter https://www.umwelt-online.de/PDFBR/2010/0868_2D10B.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2014.

Bundesrats-Drucksache: BR-Drs. 245/05.

Bundestags-Drucksachen: BT-Drs. 14/7024, BT-Drs. 16/1172, BT-Drs. 17/6071, BT-Drs. 17/6365, BT-Drs. 17/10754, BT-Drs. 18/3104.

BVerfG, 25.07.2007 – 1 BvR 1031/07, NVwZ 2007, S. 1168 ff., ZNER 2007, S. 308 ff.

BVerfGE, Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts, in fortlaufenden Einzelbänden, Tübingen.

CNE (2012a): Metodología de asignación de costes a los pajes de acceso eléctricos – Consulta pública. Comisión Nacional de Energía. 14.6.2012.

- CNE (2012b): Metodología de asignación de costes a los pajes de acceso eléctricos – Resumen de las respuestas a la consulta pública. Comisión Nacional de Energía. 16.11.2012.
- CNMC (2014): Informe sobre la propuesta de orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica. Comisión nacional de los mercados y la competencia. 21.1.2014.
- COM(2013) 762 final.
- COM(2014) 5081 final, SA.38632 (2014/N).
- Danner, Wolfgang; Theobald, Christian (2013): EnWG, Bd. 2, 78. EL 2013.
- DESTATIS (2014): Destatis, 2009 - 2013, Erhebung 060: Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, Erhebung 067: Produzierendes Gewerbe. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030. dena-Verteilnetzstudie. Agricola, Annegret-Cl.; Höflich, Bernd; Richard, Phillipp; Völker, Jakob; Rehtanz, Christian; Greve, Marco; Gwisdorf, Björn; Kays, Jan; Theresa, Noll; Schwippe, Johannes; Seack, André; Teuwsen, Jan; Brunekreeft, Gert Prof. Dr.; Meyer. Unter Mitarbeit von Roland und Vanessa Liebert. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- DLR; IWES; IFNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2011, zuletzt geprüft am 30.10.2014.
- Dreier, H. (2013): Grundgesetz. 3. Aufl..
- E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Forschungsprojekt Nr. 44/12 -Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), zuletzt geprüft am 30.09.2014.
- ED Netze (2012): Technische Anschlussbedingungen Strom der ED Netze, zuletzt geprüft am 17.12.2014.
- Eder, J.; Sösemann, F. (2012): Die Festlegung der BNetzA zur § 19 StromNEV-Umlage – Hintergrund, Inhalt und rechtliche Einschätzung. IR 2012, S. 77 ff.
- ENTSO-E (2013): ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013.
- ENTSO-E (2014): ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2014, zuletzt geprüft am 14.10.2014.
- ENTSO-E (2015): Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2015. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/ENTSO-E%20Overview%20of%20Transmission%20tariffs%202015_FINAL.pdf, zuletzt geprüft am 18.08.2015.
- EPEX Spot (2014): European Power Exchange: EPEX-Spot, Clearing Preise des Day-Ahead Marktes sowie mittlere Marktpreise des Intra-day Handels, online verfügbar unter: <http://www.epexspot.com/de/> (besucht am 15.12.2014).
- Epping, V.; Hillgruber, C. (2013): GG. 2. Aufl. 2013.
- EuGH, 24.07.2003 – Rs. C-280/00.
- Fehling, M. (2014): Neues Regulierungssystem im Anschluss an die Energiewende. Verw 2014, S. 313 ff.
- Fouquet, D.; Prall, U.; Luhmann, J.; Jelitte, A.; Hoffmann, I.; Zeiss, C.; Maaß, W. (2010): Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU.
- Gabler, A. (2012): EEG. 2. EL 2012.
- Giessing, F.-H. (2010): Ein Beitrag zum Kapazitätstarif für die Netznutzung von Standardlastprofilkunden. Dissertation. Universität Rostock, Rostock. Fakultät für Informatik und Elektrotechnik.
- Heller, H. (2013): Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie. EWeRK 2013, S. 177 ff.

- Herz, S.; Valentin, F. (2013): Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen. EnWZ 2013, S. 16 ff.
- Hildmann, M.; Pirker, B.; Schaffner, C.; Spreng, D.; Ulbig, A.; (Keine Angabe) (2014): Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz. Bericht erstellt auf Basis dreier wissenschaftlicher Studien zur „Bewertung des Beitrags von Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung“. ETH Zürich.
- Hinz, F.; Iglhaut, D.; Frevel, T.; Möst, D. (2014): Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Tu Dresden (Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, 3).
- Holznagel, B.; Schütt, R. (2013): ARegV 2013.
- IE Leipzig (2014a): Beantwortung des Fragenkatalogs für die öffentliche Anhörung - "Bundesweit einheitliches Netzentgelt einführen: Kosten für den Netzausbau regional fair verteilen". Unter Mitarbeit von Werner Bohnenschäfer. Online verfügbar unter http://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/Dokumente/Ausschuesse/Energieausschuss/Leibnitz_Institut_Energie_Antwort_Fragenkatalog.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2014.
- IE Leipzig (2014b): Regionale Strompreis-Unterschiede in Deutschland. Kurzgutachten des Leipziger Instituts für Energie im Auftrag der BündnisGrünen Landtagsfraktionen von Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Bayern. Unter Mitarbeit von Alexander Schiffler und Johannes Gansler. Online verfügbar unter http://gruene-fraktion-mv.de/userspace/MV/lft_mv/Dokumente/Sonstiges/IE-2014-03-07_Endbericht-Kurzgutachten-Strompreis-Unterschieden.pdf, zuletzt geprüft am 16.12.2014.
- Illing, B. (2012): Netzentgelt-Flatrate – Ansatz für eine leistungsorientierte Netznutzung.
- Illing, B. (2014): Neue Netzentgelte – Auswirkungen auf die Haushaltskunden und das Niederspannungsnetz. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen et 2014, Heft 7, S. 49 ff.
- Ipsen, H. P. (1976): Kartellrechtliche Preiskontrolle als Verfassungsfrage..
- ISE (2013): Levelized Cost of Electricity. Renewable Energy Technologies. Unter Mitarbeit von C. Kost, J. N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartmann, C. Senkpiel, S. Philipps et al. Hg. v. Fraunhofer ISE.
- Jarass, H. D.; Pieroth, B. (2014): GG. 13. Aufl.
- Kieft, A.; Niesten, E.; Alkemade, F.; Maandag, M. (2013): Het energiemarktmodel Wat is de ruimte voor smart grid dienstverleningsconcepten?
- Klemm, A. (2013): REE 2013, S. 1 ff.
- Koenig, C.; Kühling, J.; Rasbach, W. (2013): Energierecht, 3. Aufl. 2013.
- Kreuter-Kirchhof, C. (2014): Grundrechtliche Maßstäbe für eine Reform des EEG. NVwZ 2014, S. 770 ff.
- Landtag MV (2014): Antrag der Fraktion Bündnis 90/ Die Grünen - Bundesweit einheitliches Netzentgelt einführen: Kosten für den Netzausbau regional fair verteilen. Drucksache 6/2837, 26.03.2014. Online verfügbar unter <http://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/Dokumente/Ausschuesse/Energieausschuss/Drs06-2837.pdf>, zuletzt geprüft am 16.12.2014.
- Lehnert, W.; Vollprecht, J. (2012): Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher. ZNER 2012, S. 356 ff.
- LG Stuttgart (2013): , 20.11.2013 – 38 O 55/12, REE 2013, S. 54 ff.
- Lietz, F. (2014): Die Qualifikation von Stromspeicherbetreibern als Letztverbraucher – Eine kritische Betrachtung. E-WeRK 2014, S. 96 ff.
- Lismann, C. (2014): Einführung in das Regulierungsrecht der Netzwirtschaften am Beispiel der energiewirtschaftsrechtlichen Anreizregulierungsverordnung. NVwZ 2014, S. 691 ff.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (01/2013): Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO 1698.

Möhlenkamp, K.; Milewski, K. (2012): EnergieStG/StromStG, 2012.

Müller, T.; Kahl, H.; Sailer, F. (2014): Das neue EEG 2014. ER 2014, S. 139 ff.

Müller, T.; Kahl, H.; Sailer, F. (2014): Systemwechsel beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, ER 2014, S. 139 ff.

Münch, I. v.; Kunig, P. (Hrsg.) (2012):, GG, Band II, 6. Aufl. 2012.

Netze BW (2014): Netze BW, Preise und Regelungen für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Netze BW GmbH, gültig ab 1.1.2014 online verfügbar unter <https://www.netze-bw.de/unternehmen/veroeffentlichungen-nach-enwg/entgelte/index.html> (besucht am 15.12.2014).

Netztransparenz (2014): Informationsplattform der vier Übertragungsnetzbetreiber, Redispatch-Maßnahmen online verfügbar unter: <http://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm> (besucht am 15.12.2014). 50 Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW.

Ofgem (2003): Structure of electricity distribution charges. Initial decision document 142/03.

Panknin, J. (2014): EEG-umlagefreie Eigenerzeugung - Status quo und Ausblick. EnWZ 2014, S. 13 ff..

Peek, M. & Diels, R. (2015): Strommarktdesign der Zukunft. Studie von r2b energy consulting GmbH, Köln im Auftrag des UBA. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, FKZ 3712 97 100, UBA-FB 002214

Peter, M. (2011): Degressive Stromtarife verhindern. Abschaffung der Grundgebühr. Motion 11.3241. Eingereicht 18.03.2011 von Malama Peter im Nationalrat, Schweiz.

Reshöft, J.; Schäfermeier, A. (2014): EEG, 4. Aufl. 2014.

Riedel, M.; Weiss, P. (2013): Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - Finanzverfassungsrechtliche Grenzen. EnWZ 2013, S. 402 ff.

Rohde, M.; Sojer, M.; Smolka, T.; Haslbeck, M.; Brückl, O. (2013): Regelbare Ortsnetztransformatoren: "Mehr Platz" im Spannungsband. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (10), S. 78–81.

Sachs, M. (Hrsg.) (2014): GG, 7. Aufl. 2014.

Säcker, F.J. (Hrsg) (2014): Energierecht, Band 1 (Halbband 1), 3. Aufl. 2014.

Säcker, F.J. (Hrsg) (2014): Energierecht, Band 2, 3. Aufl. 2014.

Sailer, F. (2012): Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende. ZNER 2012, S. 153 ff..

Salje, P. (2006): EnWG, 2006.

Salje, P. (2014): Zur Auslegung des Begriffs „räumlicher Zusammenhang“ im Sinne von § 37 Abs. 3 EEG 2012. RdE 2014, S. 149 ff.

Schmidt-Bleibtreu, B.; Hofmann, H.; Hopfauf, A. (2011): GG, 12. Aufl. 2011.

Schneider, J.-P.; Theobald, C. (2013): Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013.

Schwab, A. J. (2009): Elektroenergiesysteme. Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. 2. Aufl. Berlin: Springer Berlin.

Schweppe, F. C.; Caramanis, M. C.; Tabors, R. D.; Bohn, R. E. (1988): Spot pricing of electricity. Boston: Kluwer Academic (The Kluwer international series in engineering and computer science Power electronics & power systems, SECS 46).

Sensfuß, F.; Müller, T.; Leprich, W.; Altröck, M.; Sterner, M. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Juni 2011.

SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten – Sondergutachten. Hg. v. Sachverständigenrat für Umweltfragen.

Stappert, H.; Vallone, A.; Groß, F.-R. (2015): Die Netzentgeltbefreiung für Energiespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG. RdE 2015, S. 62 ff.

Statnett (2015): Sentralnettariifen 2015. Online verfügbar unter <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystem/Tariff%20og%20tilknytning/Tariffhefte%202015.pdf>, zuletzt geprüft am 18.08.2015.

Stein, R. M.; Thoms, A. (2013): Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl. 2013.

Strauch, B.; Wustlich, G. (2012): RdE 2012, S. 409 ff.

THEMA (2015): Harmonisation of generator tariffs in the Nordics and the EU. Commissioned by Fortum, Skellefteå Kraft, Statkraft and Vattenfall. THEMA Consulting Group. Online verfügbar unter <http://www.thema.no/wp-content/uploads/2015/04/THEMA-Report-2014-43-FINAL-Harmonisation-of-transmission-tariffs.pdf>, zuletzt geprüft am 18.08.2015.

UCPartners (2008): Het capaciteitstarief Een vaste vergoeding voor netbeheer als noodzakelijk onderdeel van een verbeterd marktmodel voor kleinverbruikers van energie.

ÜNB (2013): EEG-Jahresabrechnung 2012, 26.07.2013, zuletzt geprüft am 30.10.2014.

ÜNB (2014a): Netzentwicklungsplan Strom 2014, Zweiter Entwurf. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2014_2_Entwurf_Kap_1_bis_3.pdf, zuletzt geprüft am 17.12.2014.

ÜNB (2014b): EEG-Jahresabrechnung 2013, 25.07.2014, zuletzt geprüft am 30.10.2014.

VDP (2012): Papier 2012 - Ein Leistungsbericht. Verband deutscher Papierfabriken (VDP).

Verbraucherzentrale Südtirol (2009): Verbrauchertelegramm Nr. 16, März 2009. Online verfügbar unter <http://www.centroconsumatori.it/download/11v54478d46415.pdf>, zuletzt geprüft am 23.12.2014.

VKU (2012): Zum Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums „Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für eine zukunftsfähige Energienetzinfrastruktur“.

VKU: Netzentgelte im Stromversorgungssystem – Fragen und Ansätze zur Weiterentwicklung Dena-Dialogforum Berlin, 18. September 2013 Rainer Stock.

von Oppen, M. (2012): Neue Absatzwege für Strom nach der EEG-Photovoltaiknovelle 2012?, ER 2012, S. 56 ff.

Wustlich, G. (2012): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, S. 1113 ff.