



Dominik Möst, Fabian Hinz,
Matthew Schmidt, Christoph Zöphel

Kurzgutachten zur regionalen Ungleich- verteilung der Netznutzungsentgelte

Bestandsaufnahme und pragmatische Lösungsansätze
Im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH

Oktober 2015



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN



Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Impressum

Herausgeber:

Technische Universität Dresden
Fakultät der Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
01062 Dresden

Tel.: +49 351 463-33297
Fax: +49 351 463-39763
E-Mail: ee2@mailbox.tu-dresden.de
Internet <http://www.ee2.biz>

10/2015

Alle Rechte vorbehalten.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	V
Tabellenverzeichnis.....	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
Länderkürzel.....	VIII
1 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	1
2 Einleitung und Gegenstand der Analyse	5
3 Allgemeine Herausforderungen bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte	7
3.1 Zusammensetzung der Strompreise	7
3.2 Herausforderung der Netzentgeltsystematik im Zuge der Energiewende.....	8
4 Herangehensweise und Modellbeschreibung.....	12
4.1 Herangehensweise der modellgestützten Untersuchung.....	12
4.2 Änderungen bzw. Erweiterungen des Modells	14
4.2.1 Datenaktualisierung und Kalibrierung auf Übertragungsnetzebene.....	14
4.2.2 Datenaktualisierung und Kalibrierung auf Verteilernetzebene	17
4.2.3 Prognose der Lastveränderung	19
5 Ergebnisse unter der heutigen Systematik und verschiedener Anpassungsvarianten	23
5.1 Entwicklung der Netznutzungsentgelte unter Zugrundelegung der heutigen Systematik – Status Quo	23
5.2 Übertragungsnetze: Einheitliches Übertragungsnetzentgelt	26
5.3 Verteilernetze: Streichung vermiedener Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger	31
5.3.1 Konzeptionelle Einordnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte.....	31
5.3.2 Grundproblematik der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE)	31
5.3.3 Untersuchung der Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE)	33
5.4 Übertragungs- / Verteilernetze: Preiskorridor für Endkundenentgelte	37
5.5 Übertragungs- / Verteilernetze: Bundeseinheitliche Entgelte für Endkunden	41
5.6 Verteilernetze: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten.....	42
5.6.1 Konzeptionelle Einordnung der EE-bedingten Verteilernetzkosten.....	43
5.6.2 Herausforderungen bei den EE-bedingten Verteilernetzkosten	44
5.6.3 Untersuchung eines Wälzens der EE-bedingten Verteilernetzkosten	45
6 Sensitivitätsanalyse und Differenzierung ausgewählter Modellaspkte	48
6.1 Analyse der tatsächlichen Mehrbelastung der Industriekunden unter Berücksichtigung der Ausgleichsregelung nach §19 Abs.2 StromNEV	48
6.2 Sensitivitätsrechnung bezüglich des Netzausbaus	51
7 Umsetzung der Anpassungsvarianten	54
7.1 Übertragungsnetze: Einheitliches Übertragungsnetzentgelt	54

7.2	Übertragungs- / Verteilernetze: Preiskorridor für Endkundenentgelte	55
7.3	Übertragungs- / Verteilernetze: Bundeseinheitliche Entgelte für Endkunden	57
7.4	Verteilernetze: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten.....	57
8	Bewertung der Anpassungsvarianten.....	60
8.1	Vermeidung extremer Belastungen.....	60
8.2	Verursachungsgerechtigkeit.....	61
8.3	Umsetzbarkeit	62
8.4	Zusammenfassung der Bewertung	63
9	Literaturverzeichnis	64
10	Anhang.....	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Durchschnittliche Zusammensetzung der Endkundenpreise für elektrischen Strom	8
Abbildung 2: Entwicklung und Verteilung der Netznutzungsentgelte.....	9
Abbildung 3: Investitionsvolumina im Übertragungsnetz	14
Abbildung 4: Kostenwälzen zwischen den unterschiedlichen Netzebenen.....	18
Abbildung 5: Bedarf an Neuinvestitionen sowie durchschnittliche jährliche Kostensteigerungen in den Verteilernetzen 2014-2024.....	19
Abbildung 6: Verbrauchsveränderung von Industrie und Haushalten auf Kreisebene	22
Abbildung 7: Entwicklung Übertragungsnetzkosten und Kostentreiberanalyse	23
Abbildung 8: Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden.....	24
Abbildung 9: Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Industriekunden	25
Abbildung 10: Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden.....	27
Abbildung 11: Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf Netznutzungsentgelte für Industriekunden	28
Abbildung 12: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Solar- und Onshore-Windenergieanlagen.....	33
Abbildung 13: Auswirkungen der Streichung der vNNE für Wind und Photovoltaik auf Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden	34
Abbildung 14: Auswirkungen der Streichung der vNNE für Wind und Photovoltaik auf Netznutzungsentgelte für Industriekunden	36
Abbildung 15: Schematische Darstellung der Entgeltkorridore.....	38
Abbildung 16: Entgeltkorridore von 20% und 30% – Netznutzungsentgelte für Haushalts- / Gewerbekunden	39
Abbildung 17: Entgeltkorridore von 20% und 30% – Netznutzungsentgelte für Industriekunden.....	40
Abbildung 18: Bundeseinheitliche Entgelte – Netznutzungsentgelte für Haushalts- / Gewerbe- sowie Industriekunden.....	42
Abbildung 19: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten (Ausbau und Einsenkung) – Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden	45
Abbildung 20: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten (Ausbau und Einsenkung) – Netznutzungsentgelte für Industriekunden	46
Abbildung 21: Tatsächliche Mehrbelastungen der Industriekunden je Bundesland	50
Abbildung 22: Sensitivitätsrechnung verzögerter Netzausbau: Übertragungsnetzkosten pro Letztverbrauch 2024	52
Abbildung 23: Umsetzungsvorschlag für einheitliche Übertragungsnetzentgelte	55
Abbildung 24: Umsetzungsvorschlag für Entgeltkorridore.....	56
Abbildung 25: Umsetzungsvorschlag für bundeseinheitliche Netznutzungsentgelte	57
Abbildung 26: Umsetzungsvorschlag für ein Wälzen EE-bedingter Verteilernetzkosten	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Letztverbrauch laut EEG Jahresabrechnung 2014	14
Tabelle 2: Annahmen zu zentralen Kostenparametern der Übertragungsnetzbetreiber	15
Tabelle 3: Kosten und Verteilungsschlüssel der Systemdienstleistungen	16
Tabelle 4: Kontrahierte Reservekraftwerke und Leistung der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2014/2015.....	17
Tabelle 5: Stromverbrauch einer Person in Abhängigkeit der Haushaltsgröße inklusive eines anteiligen Aufschlags für Gewerbekunden	21
Tabelle 6: Relative und absolute Mehr- und Minderbelastung für Haushalts- und Gewerbekunden pro Jahr durch einheitliche Übertragungsnetzentgelte	29
Tabelle 7: Relative und absolute Mehr- und Minderbelastung für Industriekunden pro Jahr durch einheitliche Übertragungsnetzentgelte	30
Tabelle 8: Entschädigungszahlungen nach §13.2 EnWG und §15 EEG	43
Tabelle 9: Zusammenfassung der Bewertung der Anpassungsvarianten	63
Tabelle 10: Mehr- und Minderbelastung von Haushalts- und Gewerbekunden für das Jahr 2014	67
Tabelle 11: Mehr- und Minderbelastung von Haushalts- und Gewerbekunden für das Jahr 2024	67
Tabelle 12: Jährliche Steigerungsraten der Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden bis 2024 verglichen mit dem Status Quo von 2014	68
Tabelle 13: Mehr- und Minderbelastung von Industriekunden für das Jahr 2014	68
Tabelle 14: Mehr- und Minderbelastung von Industriekunden für das Jahr 2024	69
Tabelle 15: Jährliche Steigerungsraten der Netznutzungsentgelte für Industriekunden bis 2024 verglichen mit dem Status Quo von 2014.....	69

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BBSR	Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BNetzA	Bundesnetzagentur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAGR	Compound Annual Growth Rate (dt. jährliche Steigerungsrate)
ct	Euro-Cent
dena	Deutsche Energieagentur
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEN	EE-bedingte Netzkosten
eNNE	bundeseinheitliches Netznutzungsentgelt
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
eÜNNE	einheitliches Übertragungsnetznutzungsentgelt
EUR	Euro
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
kNNE	Kalkulatorisches Netznutzungsentgelt
kÜNNE	kalkulatorisches Übertragungsnetznutzungsentgelt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MHS	Mittel- und Hochspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NNE	Netznutzungsentgelte
NS	Niederspannung
O&M	Operations and Maintenance (dt. Betriebs- und Instandhaltungskosten)
OLG	Oberlandesgericht
p.a.	per annum (dt. pro Jahr)
PV	Photovoltaik
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
SB	Sockelbetrag
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜNNE	Übertragungsnetzentgelt
VNB	Verteilnetzbetreiber
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

Länderkürzel

BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
BE	Berlin
BB	Brandenburg
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NS	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
SH	Schleswig-Holstein
TH	Thüringen

1 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Durch die Umgestaltung des Elektrizitätssystems im Rahmen der Energiewende ist eine Anpassung der Netzinfrastruktur in Deutschland notwendig. Diese ist ähnlich zum Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) je nach Region stark unterschiedlich. Dies führt zu regional unterschiedlichen Kosten, die wiederum in der heutigen Netzentgeltsystematik der Endkunde im jeweiligen Versorgungsgebiet (zumindest in Teilen) zu tragen hat. Durch den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien und die damit verbundenen Anpassungen in der Netzinfrastruktur stellt sich die Frage, wie sich die Netznutzungsentgelte in den nächsten Jahren regional für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden entwickeln werden. Falls durch die notwendige Anpassung der Infrastruktur die sach- und verursachungsgerechte Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik nicht mehr gegeben ist, sind zudem die Auswirkungen verschiedener Lösungsansätze bei der Netzentgeltsystematik auf die Endkunden von Interesse.

Ziel des Kurzgutachtens ist es – neben einer Abschätzung der Entwicklung regionaler Netznutzungsentgelte für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden – verschiedene Varianten für eine Anpassung der Netzentgeltsystematik und deren Auswirkungen auf die regionale Verteilung zu untersuchen. Hierbei wird unterschieden zwischen einer **Vereinheitlichung der Entgelte auf Übertragungsnetzebene**, den Effekten einer **Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger**, einer Begrenzung der Entgelte auf Übertragungs- und Verteilernetzebene durch Einführung eines **Preiskorridors bestehend aus einer Ober- und Untergrenze** für die Endkundenentgelte, einem **bundeseinheitlichen Entgelt für Endkunden** sowie einer Umlage auf Verteilernetzebene. Im letzten Fall wird das **Wälzen von Kosten untersucht, die direkte oder indirekte Folgen des Ausbaus von Erneuerbaren Energien**, also EE-bedingt, sind. Hierbei handelt es sich in erster Linie um die EE-bedingten Netzausbaukosten auf Verteilernetzebene sowie die Entschädigungen für Ausfallarbeit nach §14 und §15 EEG 2014. Die Anreizregulierung ebenso wie die individuellen über die Anreizregulierung bestimmten Erlösobergrenzen sollen bei diesem Vorgehen von der Anpassung unberührt bleiben. Lediglich die an den Kunden weitergegebenen Netznutzungsentgelte sollen harmonisiert werden. Entsprechend ist nur ein Ausgleich zwischen der Differenz von Erlösobergrenzen und angepasster Entgeltsystematik vorzunehmen. Ebenso ist die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen durch die Anpassungen, u.a. die Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte nicht betroffen, da diese lediglich die bundesweite EEG-Umlage reduzieren.

Zur Abschätzung der regionalen Entwicklung der Netznutzungsentgelte und der diskutierten Anpassungsvarianten wird ein detailliertes (bottom-up) Modell der Kosten für Übertragungs- und Verteilernetze genutzt, welches am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden entwickelt wurde.

Im Durchschnitt wird für Haushalts- und Gewerbekunden ein Anstieg der Netznutzungsentgelte von 6,27 ct/kWh in 2014 auf 7,71 ct/kWh¹ im Jahr 2024 ermittelt, was einer jährlichen Steigerungsrate von ca. 2,1% entspricht. Allerdings nimmt die regionale Ungleichverteilung stark zu. So liegen zwar im Jahr

¹ Inklusive der Preise für Messstellenbetrieb und Abrechnung

2014 die neuen Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen bereits deutlich über dem durchschnittlichen Netznutzungsentgelt, aber diese weisen bis 2024 teilweise auch die höchsten Steigerungsraten auf, wie bspw. Mecklenburg-Vorpommern mit der höchsten (3,6% p.a.). Die Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg weisen deutlich geringere Entgelte für Haushalts- und Gewerbekunden auf und kommen gleichzeitig auf die geringsten Steigerungsraten, wie bspw. Hamburg mit der geringsten (1,0% p.a.). Dabei ist anzumerken, dass mit dem Vergleich von Bundesländern bereits „nur“ Durchschnittswerte (von Netzgebieten) betrachtet werden und die regionalen Unterschiede innerhalb eines Bundeslandes teilweise deutlich extremer sind. So liegen beispielsweise in Brandenburg in der Stadt Potsdam die Entgelte mit etwa 6,6 ct/kWh nahe dem Durchschnitt während in ländlichen Regionen, wie im Landkreis Märkisch Oderland die Entgelte fast 10 ct/kWh betragen. Zudem nimmt die Bandbreite der Netzentgelte für die verschiedenen Bundesländer in den Berechnungen stark zu. Während im Jahr 2014 der Unterschied zwischen den Bundesländerdurchschnitten maximal 2,9 ct/kWh beträgt, steigt die Differenz im Jahr 2024 auf 5,4 ct/kWh. Für Industriekunden fällt der relative Anstieg der Netznutzungsentgelte bis zum Jahr 2024 mit einer jährlichen Steigerungsrate von ca. 4,5% p.a. noch deutlich höher aus. Auch hier nimmt die regionale Ungleichverteilung zu. Netzentgelte von Industriekunden in Mecklenburg-Vorpommern weisen den höchsten jährlichen Anstieg mit ca. 8,0% p.a. auf. Im Jahr 2024 löst damit Mecklenburg-Vorpommern gegenüber dem Bezugsjahr 2014 Schleswig-Holstein als Bundesland mit dem höchsten Entgelt ab. Die Unterschiede zwischen dem niedrigsten und dem höchsten durchschnittlichen Netznutzungsentgelt auf Landesebene nehmen auch für Industriekunden von 2014 (0,9 ct/kWh) bis zum Jahr 2024 (2,9 ct/kWh) deutlich zu. Die Höhe der Netznutzungsentgelte ist mittlerweile für die Industriekunden ein nicht zu vernachlässigender wirtschaftlicher (Standort-)Aspekt. Aufgrund der zu zahlenden Netznutzungsentgelte ergeben sich bspw. für die Bundesländer Niedersachsen, Bayern, Schleswig-Holstein, Thüringen, Sachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Mecklenburg-Vorpommern mit überdurchschnittlich hohen Kosten wirtschaftliche Nachteile. Allerdings bietet die Ausgleichsregelung nach §19 Abs.2 StromNEV für Industriekunden mit einem hohen Stromverbrauch deutliche Entlastungen bei den Netznutzungsentgelten, sodass die im Rahmen dieser Studie ermittelten Mehr- bzw. Minderbelastungen insbesondere für große Industriekunden deutlich geringer ausfallen können. Eine detaillierte Analyse hierzu findet sich in Abschnitt 6.1.

Da der Fortschritt beim Netzausbau trotz Netzentwicklungsplan mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet ist und ein verzögerter Netzausbau entsprechende Eingriffe im Netzmanagement nach sich zieht, kann dies unterschiedliche Auswirkungen sowohl auf die Höhe als auch auf die Verteilung der Netznutzungsentgelte nach sich ziehen. Als Tendenz lässt sich erkennen, dass sich die Kosten für Kunden in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Baden-Württemberg und Teilen von Hessen und Bayern bei ausbleibendem Ausbau eher verringern, während vor allem in Thüringen, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern die Kosten durch den unterstellten hohen Anteil an Redispatchmengen deutlich ansteigen.

Ein **einheitliches Übertragungsnetzentgelt** stellt eine erste Möglichkeit dar, um vor allem einer nicht verursachungsgerechten Mehrbelastung in Regionen mit hohem Netzausbau entgegenzuwirken. Generell ist zur Entwicklung der Netznutzungsentgelte vorab anzumerken, dass die absolute Entgeltsteigerung von 2014 bis 2024 deutlich höher als die Effekte eines der im Folgenden aufgezeigten Ausgleichsmechanismen ist. Für Haushalts- und Gewerbekunden resultieren aus einem einheitlichen Übertragungsnetzentgelt kaum merkliche Änderungen mit einer maximalen Entlastung von ca. 0,22 ct/kWh in 2024 in der Regelzone von TenneT. Für Industriekunden ergeben sich prozentual deutlich höhere Entlastungen im Osten sowie im Norden Deutschlands. Dies betrifft vor allem die Bundesländer Brandenburg, Berlin, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen und Thüringen sowie Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Neben dem Saarland sind es die Industriezentren in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz, die hingegen eine geringe Mehrbelastung von jeweils über 0,10 ct/kWh bei einem einheitlichen Übertragungsnetzentgelt im Vergleich zur heutigen Systematik aufweisen würden.

Eine alternative Möglichkeit ist die sach- und verursachungsgerechte Zuordnung von EE-bedingten Netzkosten auf Verteilernetzebene. Darüber hinaus lassen sich die Annahmen bezüglich einer Verringerung der Netzausbaukosten sowie einer in sich geschlossenen Verwertung der erzeugten Elektrizität im Niederspannungsnetz nach aktuellen Erfahrungswerten nicht mehr vertreten, sodass ein erster Schritt die **Abschaffung vermiedener Netzentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger (Wind und Photovoltaik)** sein könnte. Bezogen auf Haushalts- und Gewerbekunden würde sich durch die Streichung der vermiedenen Netzentgelte im Bezugsjahr 2014 eine bundesweit durchschnittliche Verringerung der Netznutzungsentgelte um etwa 0,12 ct/kWh ergeben. Vom Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte würden dabei vor allem die lastschwachen ostdeutschen Bundesländer profitieren. Kunden in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern würden um etwa 0,5 ct/kWh entlastet, während in Thüringen und Sachsen-Anhalt der Rückgang gegenüber der Beibehaltung der heutigen Netzentgeltsystematik (Status Quo) etwa 0,2 ct/kWh beträgt. Hiermit würde eine – wenn auch geringe – Annäherung an den bundesweiten Durchschnitt erzielt. Für das Jahr 2024 ergibt sich ein ähnliches Entlastungsbild, wobei sich die Auswirkungen verstärken und die Bundesländer stärker von der entfallenen Entgeltkomponente profitieren. Im Durchschnitt gehen die bundesweiten Netznutzungsentgelte im Fall einer Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger um 0,16 ct/kWh zurück. Hierbei reduzieren sich die Netznutzungsentgelte analog zum Bezugsjahr in den Bundesländern mit den höchsten Beträgen, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, am stärksten. Durch die Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte ergäbe sich eine Erhöhung der EEG-Umlage, welche um etwa 0,11 ct/kWh in 2014 und um etwa 0,16 ct/kWh in 2024 ansteigen würde. Für Industriekunden ergibt sich eine ähnliche Tendenz hinsichtlich der Größenordnung und Verteilung des Entlastungseffekts. Im Bezugsjahr 2014 beträgt die Entgeltminderung durchschnittlich 0,06 ct/kWh. Auffallend bei der Verteilung der Entlastungen sind die vergleichsweise starken Rückgänge in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg (- 0,4 ct/kWh). Eine Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für EE-Anlagen mit dargebotsabhängiger Einspeisung wäre vor dem Hintergrund der ungleich und nicht verursachungsgerecht verteilten Kosten anzustreben.

Eine noch weiter gehende Anpassungsvariante wäre das **Wälzen der EE-bedingten Verteilernetz(ausbau)kosten**, um dem Auseinanderklaffen der Netznutzungsentgelte stärker entgegenzuwirken. Für das Bezugsjahr 2014 ergeben sich für diesen Fall kaum Entlastungs- bzw. Mehrbelastungseffekte. Dies liegt daran, dass keine Differenzierung der historischen Investitionen in EE-bedingte und sonstige Kosten vorgenommen werden kann und sich mögliche Änderungen lediglich aus der geringen Summe der entschädigten Ausfallarbeit ergeben. Dies verdeutlicht auch die Herausforderung der Abgrenzung EE-bedingter Netzkosten. Für 2024 lassen sich im Modell allerdings beachtliche Effekte feststellen. Die höchsten Entlastungen entfallen maßgeblich auf Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. In den jeweiligen Bundesländern würden sich die Netznutzungsentgelte um 1,9 ct/kWh bzw. 1,3 ct/kWh gegenüber dem Status Quo für Haushalts- und Gewerbekunden verringern. Demgegenüber treten die höchsten absoluten Mehrbelastungen im Saarland (+ 0,4 ct/kWh), in Nordrhein-Westfalen (+ 0,4 ct/kWh) und in Hamburg (+ 0,3 ct/kWh) auf. Ähnliche Effekte zeigen sich auch bei den Industriekunden, jedoch fallen die Mehrbelastungen unter dem Einbezug der in § 19 Abs. 2 StromNEV gewährten Vergünstigungsfälle niedriger aus. Das Wälzen EE-bedingter Verteilernetzkosten würde zwar einer verursachungsgerechten Verteilung eher entsprechen, allerdings wäre dies mit der Herausforderung verbunden, Netzausbaumaßnahmen nach ihrem Verursacher scharf abzugrenzen. Eine scharfe Abgrenzung von EE-bedingten und sonstigen Verteilernetzkosten lässt sich allerdings vermutlich schwer vornehmen.

Auf Übertragungs- und Verteilernetzebene könnte die **Einführung eines Preiskorridors für Endkundenentgelte**, bestehend aus einer Ober- und Untergrenze je Spannungsebene, eine einfache Möglichkeit sein, um extreme Preisdifferenzen zwischen Regionen abzufedern. Ein Korridor von +/-20%, also zwischen 5,06 und 7,57 ct/kWh für Haushalts- und Gewerbekunden, hätte eine deutliche Reduktion der Spitzenentgelte bei einem moderaten zu wälzenden Volumen von 136 Mio. EUR zur Folge. Auch wären in diesem Fall weniger als 10% des Letztverbrauchs überhaupt von der Anpassung betroffen. Ein solcher Korridor hätte sowohl von der Höhe als auch dem Ausgleich ähnliche Effekte wie das Wälzen der EE-bedingten Ausbaurkosten, allerdings mit dem Vorteil einer einfacheren Umsetzbarkeit.

Eine vollständige Angleichung der Entgelte durch **bundeseinheitliche Netznutzungsentgelte für Endkunden** je Spannungsebene würde zu einer Reduktion des Spitzenentgelts von 34% führen. Hierfür müsste ein Volumen von etwa 1 Mrd. EUR gewälzt werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass ein Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten zu einer deutlich verursachungsgerechteren Verteilung der Netzkosten führen würde. Auch würden hierdurch extreme Entgeltbelastungen stark limitiert werden. Da diese Anpassungsvariante kaum umsetzbar ist, stellt ein Entgeltkorridor eine flexible Alternative dar, da bereits relativ breite Korridore extreme Entgeltbelastungen wirksam verhindern könnten. Ein bundeseinheitliches Entgelt für Endkunden hätte den wesentlichen Vorteil, dass sich – abgesehen von der Konzessionsabgabe – ein einheitlicher Strompreis für ganz Deutschland ergeben würde und Stromvertriebe ihre Produkte nicht regional differenzieren müssten. Allerdings muss an dieser Stelle erwähnt werden, dass der Umsetzungsaufwand gegenüber der Umsetzung eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts deutlich höher ist.

2 Einleitung und Gegenstand der Analyse

Mittlerweile sind in Deutschland mehr als 90 GW zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Ressourcen installiert, wobei je nach Region die Netzbetreiber davon unterschiedlich betroffen sind. In Einzelfällen ist regional die installierte Leistung heute nahezu doppelt so hoch wie die maximale Netzlast. Durch die Umgestaltung des Energiesystems im Rahmen der Energiewende ist auch weiterhin eine Anpassung der Netzinfrastruktur in Deutschland notwendig (Übertragungsnetzbetreiber, 2014a; 2014b; Bundesnetzagentur, 2015d). Der regenerativ erzeugte Strom muss in das Netz integriert werden, um von den Erzeugungsgebieten in Norddeutschland zu den Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland transportiert zu werden. Da ein großer Teil der Elektrizität aus erneuerbaren Energien dezentral erzeugt wird, müssen neben den Übertragungs- auch die Verteilernetze den veränderten Gegebenheiten angepasst werden, was zu einer Anpassung der Infrastruktur und entsprechend einem Investitionsbedarf in den nächsten Jahren führt.

Bei der Finanzierung von Netzinfrastrukturen soll eine faire Lastenverteilung sichergestellt werden und die zur Deckung der Kosten ermittelten Netzentgelte dabei verursachungsgerecht, angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sein (vgl. § 21 EnWG und StromNEV). Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die damit einhergehenden Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur stellen die sach- und verursachungsgerechte Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik allerdings in Frage (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015, p. 16). Eine weitreichende Diskussion um die „richtige“ Netzentgeltsystematik wurde entfacht (Hinz et al. (2014), RAP (2014), Hiersig & Wittig (2015)). Diskutiert werden u.a. Entgelte für Einspeiser, die Abschaffung vermiedener Netznutzungsentgelte, die Aufteilung zwischen Arbeits- und Leistungspreis, die (stärkere) Beteiligung der Eigenversorger, die Einführung dynamischer Netznutzungsentgelte sowie lokale oder bundesweit einheitliche Entgelte. Die Zielrichtung der Diskussion ist allerdings sehr unterschiedlich und durch verschiedene Interessen der jeweiligen Netznutzer geprägt.

Um einen Beitrag zu einer sachlichen, faktenorientierten, offenen und lösungsorientierten Diskussion zu liefern, sollen im Rahmen dieses Kurzgutachtens die Entwicklung regionaler Netznutzungsentgelte sowie die Auswirkungen verschiedener Anpassungsvarianten abgeschätzt werden. Dabei sollen insbesondere folgende Fragen beantwortet werden:

- Wie entwickeln sich die Netznutzungsentgelte regional und unter Berücksichtigung des erwarteten Ausbaus Erneuerbarer Energien und die damit verbundene Anpassung der Netzinfrastruktur in den nächsten 10 Jahren für Industrie- sowie für Haushalts- und Gewerbekunden?
- Welche Auswirkungen bringen die Anpassungsvarianten
 - Einheitliches Übertragungsnetzentgelt,
 - Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger,
 - Preiskorridor für Endkundenentgelte auf Übertragungs- und Verteilernetzebene,
 - Bundeseinheitliche Entgelte für Endkunden sowie
 - Wälzen der EE-bedingten Netzkosten auf Verteilernetzebene

für die Kundengruppen mit sich?

Ziel des Kurzgutachtens ist es daher – neben einer Abschätzung der Entwicklung regionaler Netznutzungsentgelte² für Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden – verschiedene Varianten für eine Anpassung der Netzentgeltsystematik und deren Auswirkungen auf die regionale Verteilung zu untersuchen. Hierbei wird unterschieden zwischen einer Vereinheitlichung der Entgelte auf Übertragungsnetzebene, einer Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger auf Verteilernetzebene, einer Begrenzung der Entgelte auf Übertragungs- und Verteilernetzebene durch Einführung eines Preiskorridors bestehend aus einer Ober- und Untergrenze für die Endkundenentgelte sowie einer bundesweiten Vereinheitlichung der Endkundenentgelte. Darüber hinaus wird eine Umlage der Kosten, die direkte oder indirekte Folgen des Ausbaus von Erneuerbaren Energien (EE-bedingt) sind, also der EE-bedingten Verteilernetzausbaukosten sowie der Entschädigungen für Ausfallarbeit nach §13 Abs. 2 EnWG in Verbindung mit §§14 und 15 EEG 2014, analysiert.

Zur Abschätzung der regionalen Entwicklung der Netznutzungsentgelte und der diskutierten Anpassungsvarianten wird ein detailliertes (bottom-up) Modell der Kosten für Übertragungs- und Verteilernetze genutzt³, welches am Lehrstuhl entwickelt wurde und bereits für das Gutachten zur „Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland“ im Auftrag der sächsischen Staatskanzlei zum Einsatz kam. Aufbauend auf einer aktualisierten Datengrundlage zeichnet sich das vorliegende Kurzgutachten im Gegensatz zum vorherigen darüber hinaus durch eine Erweiterung des Untersuchungsgegenstands durch die Betrachtung vielfältiger Anpassungsvarianten aus. Für diese Varianten werden jeweils regionale Prognosen für die einzelnen Landkreise bis 2024 erstellt und auf Bundeslandebene mit dem Status Quo verglichen. Die prognostizierten Entgelte sind hierbei zu realen Preisen des Jahres 2014 zu verstehen.

Die Betrachtung von Landkreisen anstelle von Versorgungsgebieten der Netzbetreiber ermöglicht eine bessere geographische Zuordnung der Untersuchungsergebnisse und die Verwendung regionaler Strukturdaten für die Bevölkerungsentwicklung sowie für die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts. Damit werden nicht nur die Netzkosten (der „Zähler“ der Entgeltbestimmung), sondern auch Letztverbräuche (der „Nenner“ der Entgeltbestimmung) in die Analyse einbezogen.

² Neben den Preisen für die Netznutzung beinhalten die im Rahmen dieser Studie analysierten Entgelte ebenfalls die Preise für Messstellenbetrieb und Abrechnung.

³ Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich in Hinz et al. (2014).

3 Allgemeine Herausforderungen bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte

Im Folgenden werden neben der Zusammensetzung des Strompreises die aktuellen Herausforderungen bei der Netzentgeltsystematik diskutiert. In den Analysen im weiteren Verlauf dieses Kurzgutachtens werden Lösungsvorschläge für einen Teil dieser Herausforderungen erarbeitet und quantitativ beleuchtet.

3.1 Zusammensetzung der Strompreise

Der Endkundenpreis für elektrischen Strom setzt sich neben dem Einkaufspreis des Lieferanten, dessen Vertriebskosten und Marge aus einer Vielzahl weiterer Komponenten wie Umlagen, Steuern, Konzessionsabgabe, Preis für Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb sowie dem Netznutzungsentgelt zusammen. Wie aus Abbildung 1 ersichtlich, ist die Höhe der einzelnen Komponenten je nach Kundengruppe sehr unterschiedlich. Während ein Haushaltskunde mit einer Jahresabnahme von 3500 kWh durchschnittlich 30,50 ct/kWh bezahlt, beträgt der Durchschnittspreis für Industriekunden mit 24 GWh pro Jahr 15,11 ct/kWh. Je nach in Anspruch genommenen Vergünstigungen kann sich dieser Tarif bis auf 5,65 ct/kWh reduzieren (Bundesnetzagentur, 2014a). Entsprechend ist jede Kundengruppe unterschiedlich stark von Entwicklungen in der Energiewirtschaft betroffen. Insbesondere für Industriekunden mit Vergünstigungen sind die Energiekosten in den letzten Jahren aufgrund sinkender Großhandelspreise gesunken, während unter anderem die EEG-Umlage einen starken Anstieg des Arbeitspreises für Elektrizität für Haushaltskunden mit sich brachte. Durch die Anpassung der Netzinfrastruktur (Übertragungsnetzbetreiber, 2014a; 2014b) ist in den nächsten Jahren mit einem weiteren Anstieg der Netznutzungsentgelte zu rechnen, wobei dieser für die jeweiligen Spannungsebenen bzw. Kundengruppen unterschiedlich ausfallen wird.

Netznutzungsentgelte sind regional unterschiedlich, im Gegensatz zum Großteil der Bestandteile des Strompreises (siehe Abbildung 1): **Lieferanten können an den Strombörsen unabhängig von der Entfernung zum versorgten Endkunden zu einem einheitlichen Preis Strom beziehen.** Umlagen und Steuern werden bundeseinheitlich festgelegt. Lediglich das Netznutzungsentgelt, die Konzessionsabgabe sowie die Preise für Messung und Abrechnung sind abhängig vom jeweiligen Versorgungsgebiet. Vor dem Hintergrund einer durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien bedingten nicht mehr sach- und verursachungsgerechten Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik stellt sich die Frage, welche regionalen Auswirkungen sich durch ein Wälzen einzelner Kostenbestandteile für die verschiedenen Kundengruppen ergeben.

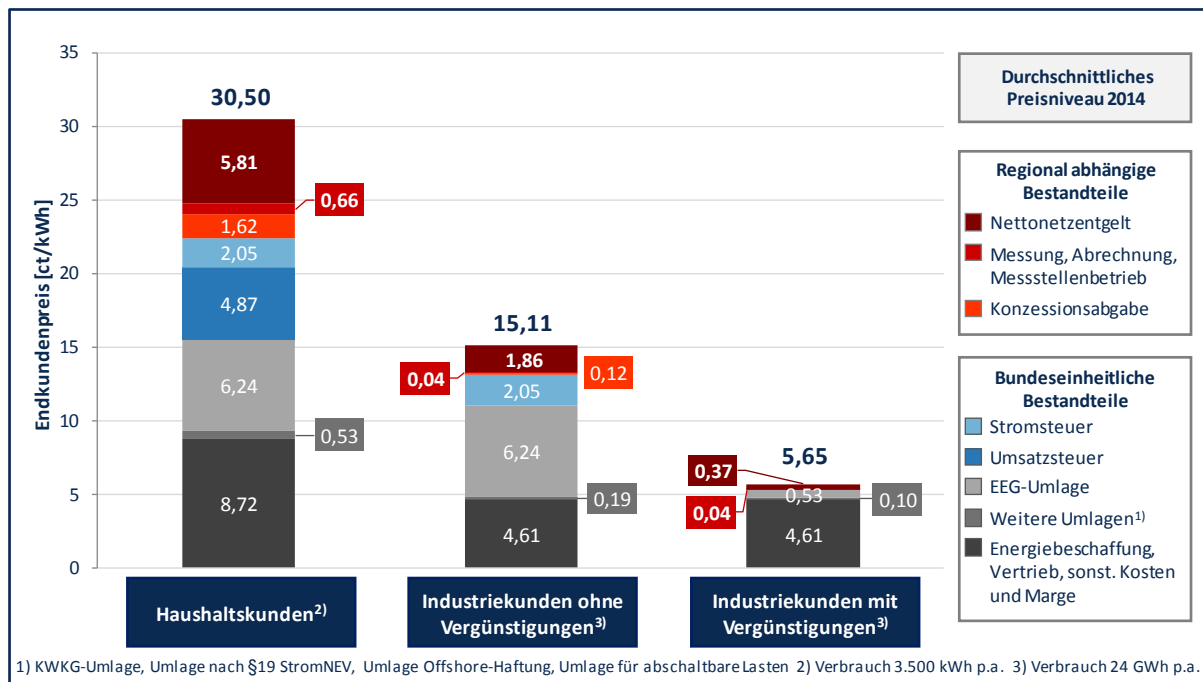


Abbildung 1: Durchschnittliche Zusammensetzung der Endkundenpreise für elektrischen Strom 2014 (Bundesnetzagentur, 2014a)

3.2 Herausforderung der Netzentgeltsystematik im Zuge der Energiewende

Die Übertragungs- und Verteilernetze stellen vor allem aufgrund der hohen Investitionen und sonstigen Fixkosten sowie geringen Betriebskosten natürliche Monopole dar. Vor diesem Hintergrund wurde nach 1998 im Zuge der Privatisierung der Stromnetze eine Marktregulierung notwendig, welche bei einer angemessenen Kostendeckung und einem effizienten Netzbetrieb sowohl Monopolrenditen verhindern als auch eine gerechte Kostenallokation gewähren sollte (RAP, 2014, p. 5). Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sind die Bedingungen einer solchen Regulierung festgelegt. Letztere beiden Verordnungen dienen dabei unter anderem der Bestimmung der Netznutzungsentgelte, welche die Stromkunden bezahlen und mit deren Hilfe die Netzbetreiber ihre Ausgaben für den Betrieb, den Unterhalt und den Ausbau aller Netzebenen decken sollen. Dazu weisen die Netzbetreiber ihre aufwandsgleichen Kosten (inklusive den kalkulatorischen Abschreibungen, der Eigenkapitalverzinsung und den Steuern) sowie Verbräuche und Maximalentnahmen pro Netzebene nach. Zusammen mit der Einbeziehung von Effizienzvorgaben werden Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber gebildet, welche mit den Netznutzungsentgelten möglichst genau abgebildet werden soll. Diese Obergrenzen werden vor einer Regulierungsperiode von fünf Jahren für jedes Jahr festgelegt. Bei einem Übersteigen der Erlösobergrenze um mehr als 5 % durch Einnahmen aus Netznutzungsentgelten muss eine Anpassung der Entgelte vorgenommen werden. Die Kosten der Übertragungsnetzbetreiber werden dabei auf die darunter liegenden Kundengruppen (bspw. Verteilernetzebenen) gewälzt, mit den dort entstehenden Kosten summiert und anteilig an den jeweiligen Jahreshöchstlasten als Netznutzungsentgelte an die an die in Hoch- und Mittelspannung angeschlossenen Kunden (bspw. Industriekunden) weitergeben bzw. an die Niederspannungsebene weiterverrechnet. Auf der Niederspannungsebene werden die gewälzten Kosten mit den Kosten

eben dieser Spannungsebene summiert und so die Netznutzungsentgelte für die lokalen Endkunden bestimmt.

In Abbildung 2 ist die Entwicklung der Netznutzungsentgelte in den Jahren 2006 bis 2014 dargestellt. Dabei kann der Rückgang bzw. die Stagnation der Netznutzungsentgelte bis zum Jahr 2011 zunächst auf eine Kostensenkung und eine Steigerung der Produktivität bei den Netzbetreibern zurückgeführt werden (Radkte, et al., 2015, p. 5). Ab 2011 ist jedoch eine Erhöhung der durchschnittlichen Netznutzungsentgelte zu verzeichnen. So betrugen die Steigerungsraten für die Jahre 2011 bis 2014 ca. 4,0 % p.a. für Haushaltskunden, 4,9 % p.a. für Gewerbekunden und 9,2 % p.a. für Industriekunden. Diese Erhöhung wird unter anderem der Energiewende zugerechnet, da der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland zu steigenden Investitionen für den Netzum- und -ausbau führt. Auf Übertragungsnetzebene sind hier vor allem Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks und den Netzausbau der für den Stromtransport des Windstroms von Norden nach Süden erforderlich ist, zu nennen. Außerdem können auch durch Redispatchmaßnahmen oder Einspeisemanagement weitere (zum Teil nicht unerhebliche) Kosten entstehen.

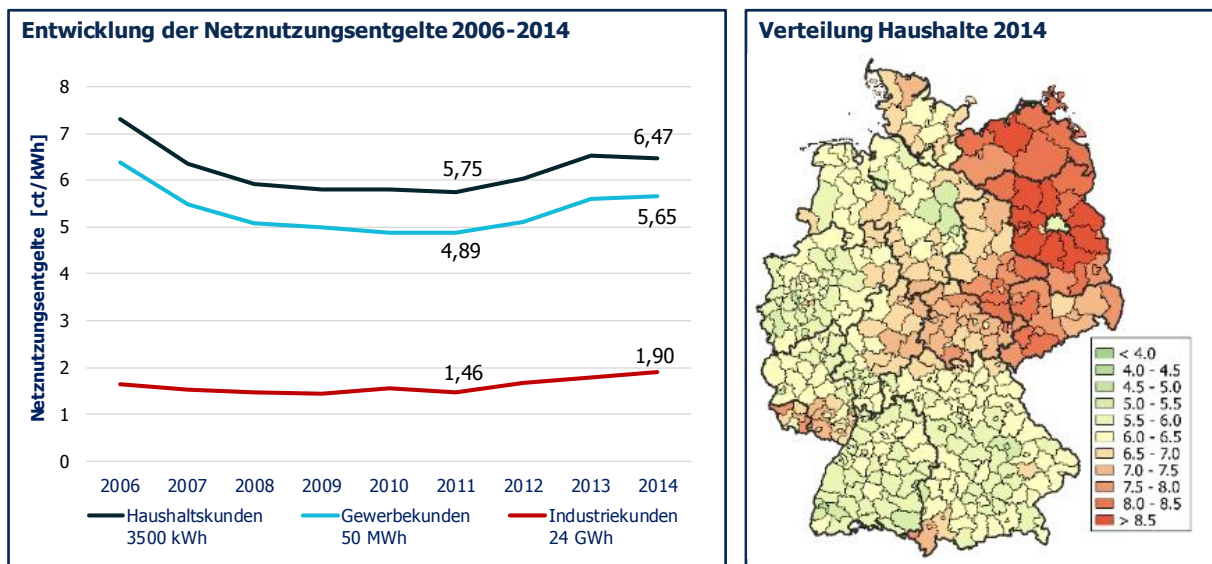


Abbildung 2: Entwicklung und Verteilung der Netznutzungsentgelte in ct/kWh, eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur (2014a) und ene't GmbH (2015)

Auf Verteilernetzebene entsteht unter anderem Investitionsbedarf für die Anpassung dieser Netzebene an die dezentrale Stromeinspeisung sowie Kosten für vermiedene Netznutzungsentgelte. Vor allem in Netzgebieten mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien kann es zu hohen Leistungsspitzen bei der Einspeisung von Strom und so zu einer Umkehrung der Lastflussrichtung kommen. Damit verändern sich die Anforderungen an die Verteilernetze, da diese nicht mehr nur die Strommengen aus dem Übertragungsnetz an die Endkunden weiterleiten, sondern auch die dezentral erzeugten Strommengen rückspeisen müssen. So verzeichnet beispielsweise der Verteilnetzbetreiber MITNETZ (tätig in den Bundesländern Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen) in seinem Netzgebiet eine gegenüber der maximalen Netzlast nahezu doppelte so hohe installierte Leistung aus Wind- und Solarenergie. Dies führte im Jahr 2013 dazu, dass die maximal rückgespeiste Leistung die maximal bezogene Leistung

überstieg (Hiersig & Wittig, 2015, p. 1). Die Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage ist dabei durch eine bundesweit einheitliche Verteilung der anfallenden Kosten gekennzeichnet. Die bei der Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromnetz anfallenden Ausgaben der Netzbetreiber werden jedoch nicht einheitlich, sondern regional auf die Stromverbraucher umgelegt, so dass steigende Unterschiede der Netznutzungsentgelte in unterschiedlichen Regionen in Deutschland auftreten (50Hertz, 2014, p. 4; Hinz, et al., 2014, p. 4).

Die regionalen Unterschiede entstehen dabei in erster Linie durch die jeweiligen infrastrukturellen und demografischen Gegebenheiten (vgl. Abbildung 2). Dabei ist diese Entwicklung vordergründig zwischen Stadt und Land sowie zwischen den alten und neuen Bundesländern zu beobachten. Im ersten Fall zeigen die niedrigeren Netznutzungsentgelte in städtischen Gebieten den Einfluss einer hohen Absatzdichte mit dementsprechend vielen Verbrauchern bei tendenziell kürzeren Stromleitungsdistanzen und entsprechend niedrigeren spezifischen Aus- und Umbaukosten für das Stromnetz. Ländliche Netzgebiete hingegen weisen einen geringeren Verbrauch und eine größere Ausdehnung auf. Die Netzkosten werden dabei auf wenige Verbraucher umgelegt, was tendenziell zu höheren Entgelten führt. Die Unterschiede der Netznutzungsentgelte zwischen den alten und neuen Bundesländern sind wiederum auf verschiedene Ursachen zurückzuführen. Nach der Wiedervereinigung wurden die Stromnetze in den ostdeutschen Ländern erneuert, sodass hier heute höhere Kosten durch Abschreibungen für die Betriebsmittel anfallen als in Westdeutschland. Die Abwanderung der Bevölkerung aus den neuen Bundesländern führt zusätzlich zu höheren Netznutzungsentgelten, da die quasi fixen Kosten der Stromnetze auf die verbleibenden Stromverbraucher umgelegt werden. Zudem befinden sich in den neuen Bundesländern verstärkt Windkraftanlagen, welche den Investitionsbedarf und somit die Netznutzungsentgelte vor allem in bevölkerungsschwachen Gebieten wie oben beschrieben ebenfalls erhöhen (RAP, 2014, p. 14). Seit einigen Jahren führen hohe Entgelte in einigen Regionen zu Belastungen der Privathaushalte sowie des Gewerbe- und Industriesektors.

Zusätzlich zu diesen infrastrukturellen und demografischen Auswirkungen können weitere Herausforderungen für die bestehende Netzentgeltsystematik identifiziert werden. Ein Faktor sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte, welche für eine dezentrale Einspeisung auf Verteilernetzebene gewährt werden. Grundgedanke dieser Regelung war anfangs, dass die Einspeisung auf Mittel- und Niederspannungsebene eine entlastende Wirkung für die vorgelagerten Netze hat und somit den Netzausbaubedarf verringern kann. Ist dies bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht auszuschließen, erfordert der meist auf niedrigen Spannungsebenen stattfindende Ausbau der Erneuerbaren Energien jedoch einen erhöhten Netzausbau, sowohl durch die netztechnische Erschließung der Anlagenparks als auch durch die Rückspeisung der regenerativ erzeugten Strommengen in übergelagerte Netze. Dabei werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte über die Endkundenentgelte in der jeweiligen Region auf die Stromverbraucher umgelegt (50Hertz, 2014, p. 5). Bei einer Förderung der Anlagen durch das EEG stellen diese vermiedenen Netznutzungsentgelte als Bestandteil der EEG-Vergütung zwar keine zusätzlichen Einnahmen für den Betreiber dar, allerdings werden sie auf Ebene der Verteilnetzbetreibers mit den Erstattungen aus dem EEG-Konto verrechnet. Dies führt dazu, dass dieser Teil der EEG-Vergütung nicht

bundesweit über die EEG-Umlage von allen nicht-privilegierten Letztverbrauchern, sondern von den Stromkunden des betreffenden Versorgungsgebiets getragen wird. Auf diese Problematik wird detailliert in Abschnitt 5.3.2 eingegangen.

Ein weiterer Punkt sind die erhöhten Anreize für die Eigenerzeugung und einen Eigenverbrauch durch hohe Netznutzungsentgelte und entsprechend hohe Strompreise. Da damit weniger Strom aus dem Netz bezogen werden muss und die Netzkosten über die Netznutzungsentgelte auf einen kleineren Teil der Stromverbraucher übertragen werden, erhöhen sich die Entgelte und gleichzeitig wiederum die Anreize für die Eigenstromversorgung (RAP, 2014, p. 31).

Von den auseinandergehenden Entwicklungen bei den Netznutzungsentgelten ist das Stromnetz des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz im Osten Deutschlands durch einen hohen Anteil an regenerativen Erzeugungsanlagen und einen vergleichsweise geringen Stromverbrauch am deutlichsten betroffen (siehe Abbildung 2). In seinem Positionspapier zur Netzentgeltsystematik identifiziert das Unternehmen dazu die bereits benannten Ursachen und schlägt als Lösung eine schrittweise Vereinheitlichung der Netznutzungsentgelte vor (50Hertz, 2014, p. 7). Diese Maßnahme soll dabei zunächst durch eine Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängig einspeisende Anlagen und ein bundesweit einheitliches Netznutzungsentgelt für die Kosten des Übertragungsnetzes eingeleitet werden. Zusätzlich diskutiert 50Hertz (2014, p. 8) eine Umgestaltung der Bemessungsgrundlage für die Höhe des Netznutzungsentgeltes. Demnach soll statt dem Verbrauch (Arbeit) die Kapazität des Netzan schlusses die Berechnungsgrundlage sein, um so der sogenannten „Entsolidarisierung“ durch Eigenstromverbrauch auf den niedrigen Spannungsebenen entgegenzuwirken.

Vor dem Hintergrund dieser Ungleichgewichte und Herausforderungen, aber auch, um den Entwicklungen beim Ausbau der Erneuerbaren Energien Rechnung zu tragen, fordert auch die Bundesregierung in ihrem Weißbuch *Ein Strommarkt für die Energiewende* eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015, p. 16). Allgemeines Ziel einer Umgestaltung der Netzentgeltsystematik ist dabei die Vermeidung einer Verzerrung der Preissignale durch Netznutzungsentgelte und eine Stärkung der Stromgroßhandelspreissignale, damit die Strommarktakeure auf diese reagieren können. Vor allem die für die Integration der Erneuerbaren Energien wichtige Flexibilisierung der Erzeugung und Nachfrage bildet hier den Ausgangspunkt der Überlegungen. So wird eine Öffnung der Sondernetznutzungsentgelte (bzw. reduzierten Netznutzungsentgelte) für flexible Großverbraucher, die Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte aber auch die Einführung eines bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelts diskutiert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015, p. 69ff).

4 Herangehensweise und Modellbeschreibung

Um einen Teil der oben genannten Herausforderungen bei der Netzentgeltsystematik zu überwinden, werden die in Kapitel 2 beschriebenen Lösungsansätze im Rahmen dieses Kurzgutachtens untersucht. Hierbei werden die Auswirkungen auf unterschiedliche Kundengruppen und Regionen quantitativ analysiert.

4.1 Herangehensweise der modellgestützten Untersuchung

Der vorliegenden Analyse der Entwicklung der Netznutzungsentgelte liegt ein modellbasierter Ansatz zugrunde. Dieses Modell bildet die zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte notwendigen Kostenbestandteile auf der Übertragungs- und Verteilernetzebene ab. Auf Grundlage der ausgewiesenen Daten zum Netzgeschäft werden die relevanten Kostentreiber für die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber ermittelt. Dabei wird den Rahmenbedingungen der geltenden Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und Anreizregulierungsverordnung (ARegV), denen die Netzbetreiber unterliegen, Rechnung getragen. Die jeweiligen Erlösobergrenzen der Netzbetreiber werden so modellgestützt abgeschätzt. Zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte werden die anfallenden Kosten und Verbrauchsmengen auf den jeweiligen Netzebenen herangezogen. Die Kosten werden an die nachgelagerten Netzebenen bzw. die Direktentnahmen weiterverrechnet. Diese Kostenverrechnung wird im Modell vereinfacht dargestellt, da die zugrunde gelegten Erlösobergrenzen der Netzbetreiber nicht veröffentlicht werden. Daher wird als Indikator für die Kostenverrechnung die jährliche Entnahmemenge herangezogen. Der zukünftigen Entwicklung der Netznutzungsentgelte liegt eine Prognose basierend auf der Auswertung von Studien zur notwendigen Investitionstätigkeit infolge der Erweiterung von Übertragungs- und Verteilernetze zugrunde. Darüber hinaus schließt die Entgeltabschätzung die Berücksichtigung von Verbrauchsänderungen auf Grundlage regionaler demografischer sowie BIP-bedingter Einflüsse ein.

Das im Rahmen dieser Untersuchung verwendete Modell basiert im Wesentlichen auf Hinz et al. (2014) und gliedert sich in die folgenden drei Teile:

Kostenmodell des Übertragungsnetzes

Basierend auf dem veröffentlichten Anlagenbestand der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber sowie den im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (2014a) ausgewiesenen Kosten für Systemdienstleistungen werden die Kostenpositionen der einzelnen Betreiber abgeschätzt.

Mit Hilfe der in den Jahresabschlüssen der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2014 ausgewiesenen Erlöse aus dem Netzgeschäft sowie der kumulierten Erlösobergrenzen⁴ werden diese Bottom-Up-Abschätzungen für das Jahr 2014 kalibriert.

Die Übertragungsnetzkosten für die folgenden Jahre werden auf Basis der in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber ausgewiesenen Erweiterungsinvestitionen unter Berücksichtigung

⁴ Die Gesamtsumme der Erlösobergrenzen geht aus einer Antwort des Parlamentarischen Staatssekretärs beim Bundesminister für Wirtschaft und Energie Uwe Beckmeyer vom 6. Februar 2015 auf eine schriftliche Frage des Bundestagsabgeordneten Oliver Krischer hervor (Deutscher Bundestag, 2015).

der Abschreibung von Altanlagen sowie mit Hilfe von Annahmen über die Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen prognostiziert. Hierbei werden neben den Systemdienstleistungen Kapital-, Betriebs- und Wartungs- sowie Gemeinkosten berücksichtigt.

Kostenmodell der Verteilernetze

Die Kosten der Verteilernetze für das Jahr 2014 werden auf Basis der Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber nach §27 StromNEV und den sich daraus ergebenden Erlösen abgeschätzt. Aus den in der Datenbank Netznutzung Strom Deutschland der Firma ene't GmbH (2015) erfassten Letztverbräuchen pro Spannungsebene, der Anzahl der Entnahmestellen sowie den Preisblättern für Netznutzung, Messung und Abrechnung werden die Netzkosten pro Verteilnetzbetreiber geschätzt. Da die Qualität dieser veröffentlichten Daten eine genauere Unterteilung in verschiedene Netzebenen nicht zulässt, wird hier lediglich zwischen der Niederspannungsebene NS (Haushalts- und Gewerbekunden) sowie einer kombinierten Mittel- und Hochspannungsebene MHS (Industriekunden) unterschieden. Zur Bestimmung der Erlöse werden die Anzahl der Entnahmestellen auf den beiden Ebenen jeweils mit Grund- und Jahrespreisen sowie die Entnahmemengen mit den Arbeitspreisen multipliziert. Auf der Mittel- und Hochspannungsebene werden Annahmen über die Volllaststunden so getroffen, dass sich multipliziert mit dem Leistungspreis im Mittel der im Monitoringbericht veröffentlichte Durchschnittspreis für Industriekunden von 1,90 ct/kWh ergibt⁵.

Die so ermittelten Netzkosten pro Betreiber werden auf die betroffenen Landkreise verteilt, um eine regionale Zuordnung der Kosten zu ermöglichen. Hierbei wird eine Unterscheidung in Betriebs- und Kapitalkosten vorgenommen.

Da die dadurch ermittelten Einnahmen durch die Weiterverrechnung zwischen den Netzebenen die Kosten des Übertragungsnetzes enthalten, werden diese Kostenbestandteile herausgerechnet. Ebenso wird eine Anpassung aufgrund der Weiterverrechnung zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannung vorgenommen, um die Kostenentwicklung der unterschiedlichen Netzebenen getrennt zu modellieren.

Die Prognose für die folgenden Jahre basiert auf den Abschreibungen der Altanlagen, Investitionen in den Erhalt des Netzes und in den Bau von Neuanlagen sowie der Entwicklung der vermiedenen Netznutzungsentgelte und der Kosten für die Einsenkung von Anlagen nach §§14 und 15 EEG.

Modell des regionalen Stromverbrauchs

Für das Bezugsjahr werden die regionalen Verbräuche, die in das Kostenmodell des Verteilernetzes eingehen, herangezogen. Auf Basis der Bevölkerungsentwicklung und der Haushaltszusammensetzung wird für die Zukunft eine Prognose des regionalen Haushaltsstromverbrauchs erstellt. Für die Industriekunden wird ein analoges Vorgehen unter Einbeziehung der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts auf Landkreisebene sowie der Zusammensetzung der Branchenstruktur und deren Stromintensität gewählt.

⁵ Der Preis bezieht sich auf eine jährliche Verbrauchsmenge von 24 GWh bei einer Jahresbenutzungsdauer von 6000 Stunden und einer Jahreshöchstlast von 4 MW für über Mittelspannung (10 oder 20 kV) versorgte Industriekunden ohne Berücksichtigung von besonderen Ausgleichsregelungen für stromintensive Unternehmen; siehe hierzu Bundesnetzagentur (2014a, p. 152f.).

4.2 Änderungen bzw. Erweiterungen des Modells

Für die vorliegende Studie wird das von Hinz et al. (2014) verwendete Modell für das Bezugsjahr 2014 aktualisiert und eine angepasste Methodik zur Prognose des Stromverbrauchs verwendet. Darüber hinaus werden zur Untersuchung der Anpassungsvarianten notwendige Erweiterungen vorgenommen.

4.2.1 Datenaktualisierung und Kalibrierung auf Übertragungsnetzebene

Auf Grundlage der Jahresabschlüsse für das Geschäftsjahr 2014 der vier Übertragungsnetzbetreiber sowie des von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Monitoringberichts 2014 werden die jeweiligen Kostenbestandteile der Übertragungsnetzbetreiber im Modell nachgebildet. Die jeweiligen Annahmen zu den einzelnen Kostenkomponenten werden so getroffen, dass sich die einzelnen Bestandteile auf die geschätzte Erlösobergrenze aufsummieren.

Als Berechnungsgrundlage für die Entwicklung der Übertragungsnetzkosten wird der aktuelle Entwurf des Netzentwicklungsplans 2014 herangezogen. Die dort ausgewiesenen Einzelmaßnahmen werden mit den dafür unterstellten Kostensätzen bewertet. Ausgehend von den durch die Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahmen im Bereich der Onshore- und Offshore-Netze wird so ein Gesamtinvestitionsbedarf in Höhe von 30,1 Mrd. EUR im Zeitrahmen bis 2024 ermittelt. Die individuellen Kostenanteile für die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber sind der folgenden Abbildung 3 zu entnehmen.

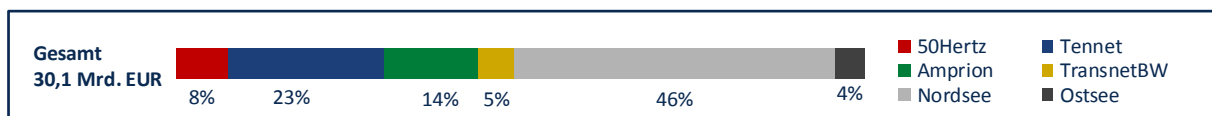


Abbildung 3: Investitionsvolumina im Übertragungsnetz, eigene Darstellung basierend auf Übertragungsnetzbetreiber (2014a; 2014b)

Der auf die Offshore-Anbindungen entfallende Kostenanteil wird von den anschließenden Netzbetreibern TenneT (Nordsee) und 50Hertz (Ostsee) an die anderen Übertragungsnetzbetreiber teilweise weitergereicht. Hierfür kommt der Letztverbrauchsschlüssel aus der EEG-Jahresabrechnung 2014 zur Anwendung, welcher der Tabelle 1 zu entnehmen ist. Somit werden die Offshore-Investitionskosten nach dem Letztverbraucherschlüssel bundesweit gewälzt.

Tabelle 1: Letztverbrauch laut EEG Jahresabrechnung 2014 (Übertragungsnetzbetreiber, 2015)

	50Hertz	TenneT	Amprion	TransnetBW	Gesamt
Letztverbrauch 2014 [TWh]	95,0	140,9	166,6	60,7	463,3
Anteil	20,5%	30,4%	36,0%	13,1%	100%

Hinsichtlich der für das Netzgeschäft der Netzbetreiber wesentlichen Kostenparameter werden die Annahmen der nachstehenden Tabelle 2 dem Kostenmodell auf Übertragungsnetzebene zugrunde gelegt. Diese ergeben sich aus der Neukalibrierung der einzelnen Parameter für den Anlagenbestand mit den unterstellten Erlösobergrenzen. Der Anteil der abbeschriebenen Anlagen der jeweiligen Betreiber spiegelt die nach der Wende angefallenen Netzneubau- und Modernisierungsmaßnahmen in der Regelzone

50Hertz wider. Es wird davon ausgegangen, dass die in Ansatz gebrachten Investitionen hier verhältnismäßig stärker zu den Netzkosten beitragen (Leipziger Institut für Energie, 2014a, p. 23). Hinsichtlich der betreiberbezogenen Betriebs- und Wartungskosten (O&M-Kosten) wird von einem Anteil von 2,0 – 2,6% des Wiederbeschaffungswertes ausgegangen. Die nicht direkt dem Netzbetrieb zuordenbaren Kosten für Verwaltung, Planung, etc. werden über einen Gemeinkostenanteil erfasst.

Tabelle 2: Annahmen zu zentralen Kostenparametern der Übertragungsnetzbetreiber, eigene Darstellung

	50Hertz	TenneT	Amprion	TransnetBW	Offshore
Anteil abgeschriebener Anlagen	25%	30%	30%	30%	0%
O&M Kostensatz (% des Invests)	2,0%	2,2%	2,0%	2,6%	2,0%
Gemeinkostensatz (EUR/GWh Letztverbrauch)	830	888	826	1.030	-

Zur Aktualisierung der Kosten der Systemdienstleistungen werden die einzelnen Positionen aus dem Monitoringbericht 2014 als Eingangsdaten in das Kostenmodell übernommen. Aus der folgenden Tabelle 3 sind die Gesamtbeträge und die betreiberspezifische Aufteilung der in Ansatz gebrachten Kosten ersichtlich. Mangels neuerer Zahlen werden die Gesamtbeträge aus dem Monitoringbericht für das Jahr 2013 mit Ausnahme von Redispatch und Regelernergie auf das Bezugsjahr 2014 übertragen. Im letzteren Fall herrscht eine hohe Markttransparenz, sodass auf Basis der öffentlichen Ausschreibungsergebnisse Abschätzungen getroffen werden können.

Tabelle 3: Kosten und Verteilungsschlüssel der Systemdienstleistungen, eigene Darstellung

Systemdienstleistung	Total [Mio. EUR]	50Hertz	TenneT	Amprion	TransnetBW	Verteilungsschlüssel
Regelenergie	433	bundesweit gewälzt				
Redispatch §13.1 EnWG	176 ⁶	55%	43%	0%	1%	Mengenangaben im BNetzA Monitoringbericht 2014
Einsenkung EEG-Anlagen §13.2 EnWG	16	55%	43%	0%	1%	Verteilung analog zum Redispatch im BNetzA Monitoringbericht 2014
Reservekraftwerke	41	0%	74%	12%	14%	Kontrahierte Leistung pro Regelzone, laut Geschäftsbericht
Verlustenergie	333	30%	28%	32%	9%	Netzverluste lt. Betreiberseiten

Die Annahmen zu der für die Prognose relevanten Kostenentwicklung bleiben ohne expliziten Hinweis analog zu Hinz et al. (2014) bestehen. Hierzu gilt weiterhin die Kostenprognose für den Einsatz von Regelenergie nach Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) (2012). Es wird mit Ausnahme des Abrufs von Primärregelleistung von einem leichten Anstieg der Kosten bis 2020 ausgegangen. Hinsichtlich der Redispatchkosten nach §13.1 EnWG wird ein jährlicher Kostenzuwachs bis 2018 unterstellt. Hierbei gilt die Annahme, dass die Netzausbaumaßnahmen laut dem aktuellen Entwurf des NEP 2014 plangemäß umgesetzt werden.

Um dennoch dem stochastischen Charakter der Engpassereignisse und den damit verbundenen Kosten Rechnung zu tragen, wird im Abschnitt 6.2 eine Sensitivitätsrechnung für Kosten nach §13.1 (Redispatch) und §13.2 EnWG bzw. §§14 und 15 EEG durchgeführt. Beim Letzteren handelt es sich um die zur Behebung von Netzengpässen ergriffenen Einspeisemanagementmaßnahmen, die eine vorübergehende Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, KWK- und Grubengasanlagen darstellen. Den betroffenen Anlagenbetreibern werden nach §13.2 EnWG bzw. §§14 und 15 EEG Entschädigungssummen in Höhe von 95% der durch die Abregelungsmaßnahme entgangenen Erlöse ausgezahlt. Die Entschädigungspflicht entfällt auf den Netzbetreiber, in dessen Netz der zu behebende Engpass aufgetreten ist (ECOFYS GmbH Germany, 2012, p. 7f.). Der auf die ÜNB entfallende Entschädigungsaufwand von 16,1 Mio. EUR stellte im Jahr 2013 einen relativ geringen Kostenbestandteil dar, so dass ein Wälzen dieser Kosten im Modell nicht betrachtet wurde.

Zur Sicherung der Kraftwerksleistung für den Redispatcheinsatz wird auf Grundlage von §13a EnWG und der Reservekraftwerkverordnung (ResKV) die Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerken durch eine Kostenerstattung für den Betreiber verhindert (Bundesnetzagentur, 2014b, p. 9f.). Wie in Tabelle 3

⁶ Hochrechnung der vorläufigen Kosten für das Jahr 2014 (50Hertz, 2015)

ausgewiesen, beliefen sich die Kosten für die Bereitstellung und Einsatz von einer Gesamtleistung von ca. 2700 MW für die Winterperiode 2013/2014 auf 41 Mio. EUR. Bei den Vorhaltekosten für die kontrahierte Kraftwerksleistung von über 3600 MW für den Winter 2014/2015 ergibt sich ein Kostenanstieg auf mindestens 69 Mio. EUR (Bundesnetzagentur, 2015b). Gemäß einer Auswertung der aktuellen Geschäftsberichte der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber entfiel diese kontrahierte Reserveleistung auf die in Tabelle 4 aufgeführten Kraftwerke.

Für die weitere Abschätzung bis 2024 wird zur Ermittlung des Kostenbestandteils die von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs bis 2020 herangezogen. Hieraus geht ein bis zum Jahr 2018 wachsender Bedarf an Reserveleistung hervor.

Tabelle 4: Kontrahierte Reservekraftwerke und Leistung der Übertragungsnetzbetreiber für den Winter 2014/2015, eigene Darstellung

Kontrahierte Reservekraftwerke (2014/2015)	50Hertz	TenneT	Amprion	TransnetBW
Theiß 1 (Österreich)	-	65 MW	-	-
Theiß A (Österreich)	-	130 MW	-	-
Theiß Kombi (Österreich)	-	140 MW	-	-
Korneuburg (Österreich)	-	450 MW	-	-
Irsching 3	-	415 MW	-	-
Staudinger 4	-	622 MW	-	-
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	-	-	325 MW	-
Walheim 1&2	-	-	-	244 MW
Marbach GT II/III/DT III	-	-	-	424 MW
Heilbronn 5/6	-	-	-	220 MW
Großkraftwerk Mannheim 3/4	-	-	-	406 MW
Enel (Italien)	-	-	-	220 MW
Summe	0 MW	1822 MW	325 MW	1477 MW

4.2.2 Datenaktualisierung und Kalibrierung auf Verteilernetzebene

Wie bereits im vorangehenden Abschnitt zur modellspezifischen Methodik erläutert, wird analog zu Hinz et al. (2014) ein pauschales Verfahren zur Abbildung der Kostenstrukturen auf Verteilernetzebene gewählt. Hierbei werden die aktualisierten Daten aus der ene't-Datenbank für das Jahr 2014 herangezogen (ene't GmbH, 2015). Das Verrechnungsprinzip mit den aggregierten Daten für 2014 ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt. Hierbei werden die Kosten des Höchstspannungsnetzes an die obersten Verteilernetzebenen weitergereicht. Direktentnahmen von Großverbrauchern, wie beispielsweise Stahlwerken, werden hierbei nicht berücksichtigt. Diese summierten Kosten pro Ebene werden gemäß den Entnahmen auf die Kunden der entsprechenden Ebene umgelegt oder auf die unterlagerte Netzebene weiterverrechnet.

Zur Ermittlung der zukünftig auf Verteilernetzebene anfallenden Neuinvestitionen werden zwei sachbezogenen Studien ausgewertet. Hierbei handelt es sich um die dena-Verteilernetzstudie (2012), worin der Ausbau- und Investitionsbedarf im Verteilernetzbereich über den Zeithorizont von 2012 bis 2030 untersucht wird, und die BMWi-Verteilernetzstudie (2014), die sich mit dem Investitionsaufwand im Zeitverlauf von 2013 bis 2032 befasst. Schwerpunkt beider Untersuchungen liegt in der Abschätzung des zukünftigen Investitionsaufwands zur Netzintegration der Erneuerbaren Energien. Die Ergebnisse beider Studien weichen je nach betrachtetem Szenario ab. Um eine vergleichbare Datengrundlage zwischen den beiden Untersuchungen herzustellen, wird das Stichjahr 2024 im NEP-Szenario herangezogen.

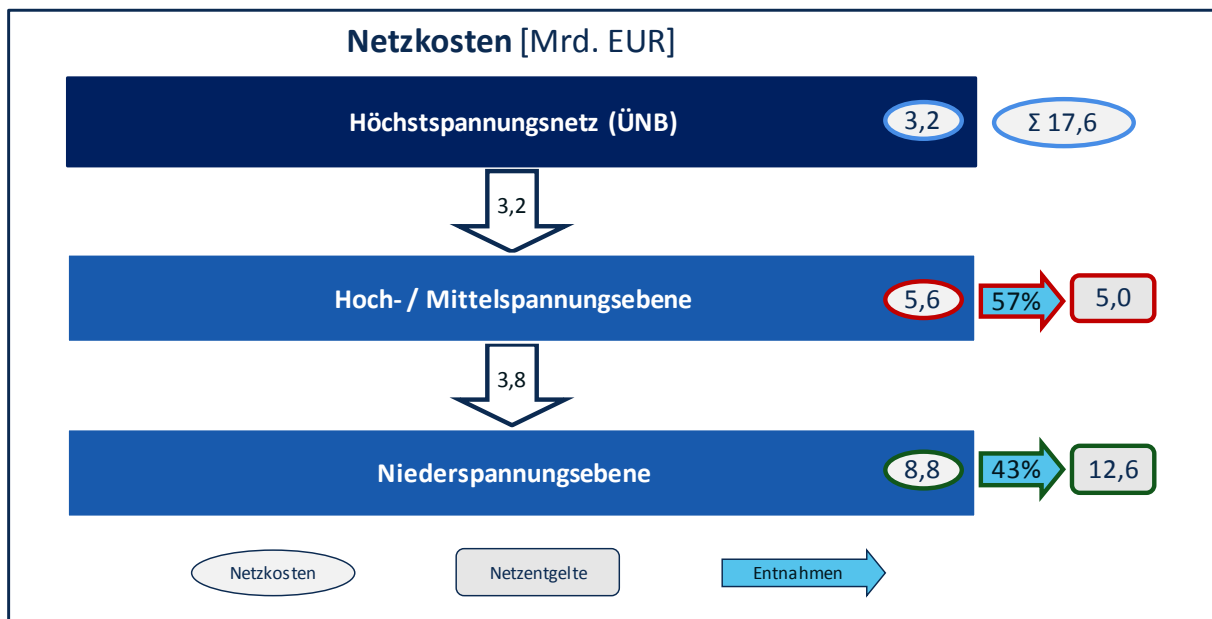


Abbildung 4: Kostenwälzen zwischen den unterschiedlichen Netzebenen, eigene Darstellung

Ausgehend von dem im Monitoringbericht für die Jahre 2011 bis 2013 ausgewiesenen getätigten Investitionsaufkommen in Höhe von 4,1 Mrd. EUR und den nach Stützjahren aufgeschlüsselten Investitionsaufwendungen, werden die bis zum Jahr 2024 noch zu tätigen Investitionen ermittelt. Aufgrund der räumlichen Aufteilung der Investitionskosten über einen regionalen Schlüssel im Rahmen der Studie von BMWi (2014) wird der bundeslandspezifische Verteilungsschlüssel aus dena (2012) für die Verteilung innerhalb der Regionen herangezogen. Eine Zuordnung der Investitionen auf Landkreisebene erfolgt parallel zu Hinz et al. (2014) anhand von landkreisspezifischen wirtschaftlichen PV- und Wind-Potentialdaten.

Zwischen den beiden Studien ergeben sich kaum Unterschiede beim gesamten Investitionsvolumen. Auf Basis von BMWi (2014) betragen die Investitionen bis 2024 18,0 Mrd. EUR, im Vergleich zu 17,9 Mrd. EUR auf Basis von dena (2012) im gleichen Zeitraum. Auch die regionale Aufteilung der Investitionen ist ähnlich. Unterschiede bestehen vor allem bei der Zuordnung zu den unterschiedlichen Spannungsebenen. Laut BMWi (2014) fällt ein größerer Anteil der Investitionen in der Niederspannungsebene an. Insofern ergeben sich bspw. in Bayern, wo sich verhältnismäßig viele Photovoltaik-Anlagen befinden,

im Vergleich zu dena (2012) deutlich höhere Investitionen auf Niederspannungsebene. In der folgenden Abbildung 5 ist die Aufschlüsselung des Investitionsbedarfs für BMWi (2014) dargestellt.

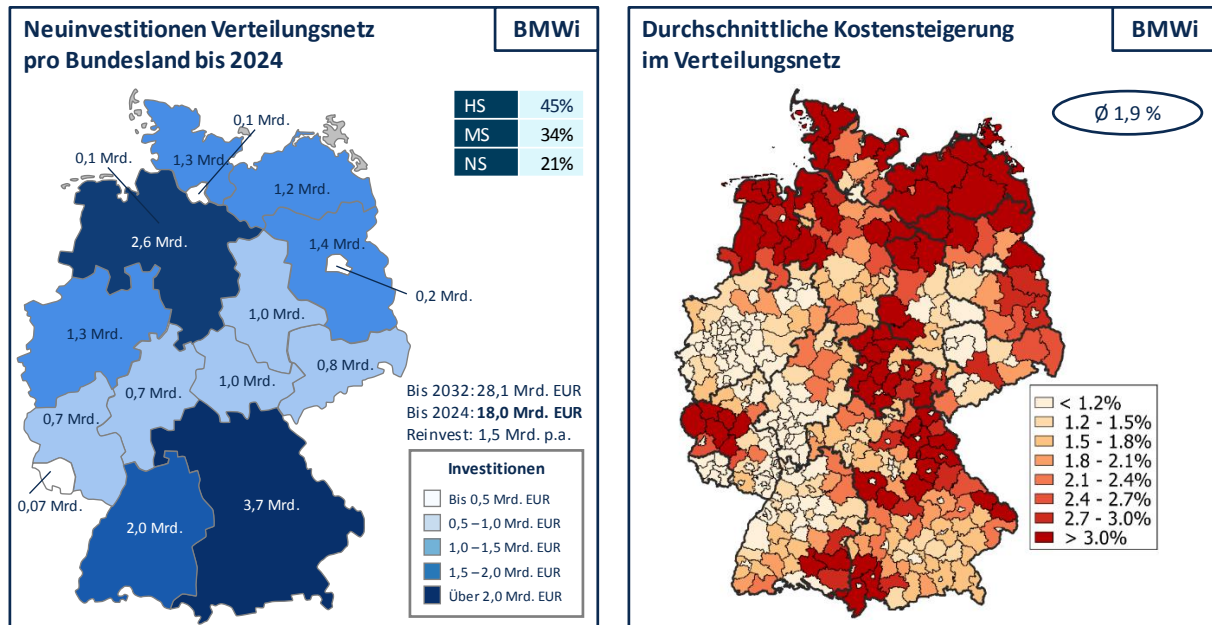


Abbildung 5: Bedarf an Neuinvestitionen sowie durchschnittliche jährliche Kostensteigerungen in den Verteilernetzen 2014-2024, eigene Darstellung auf Datengrundlage von BMWi (2014)

Die Abbildung veranschaulicht, dass der Großteil des Investitionsaufwands im Verteilernetzbereich in Nord- bzw. Süddeutschland anfällt. Hierbei sind vor allem Bayern und Niedersachsen stark betroffen. Für die Modellierung der Kostenprognose auf Verteilernetzebene werden die Ergebnisse aus BMWi (2014) herangezogen, da dieser Studie eine aktuellere Datenbasis zugrunde liegt.

Für die Modellierung der Netzkosten im Verteilernetzbereich werden Ersatzinvestitionen analog zu Hinz et al. (2014) angesetzt. Hierbei schließen die getroffenen Annahmen mit ein, dass eine gewisse Schnittmenge zwischen Neu- und Ersatzinvestitionen existiert. Die jährlichen Ersatzinvestitionen sind auf dieser Basis mit etwa 1,5 Mrd. EUR bemessen, was in etwa den jährlichen Ersatzinvestitionen laut Bundesnetzagentur (2014a) entspricht.

Anhand dieser Eingangsparameter werden die Netzkosten auf Jahresbasis modelliert. Hierbei ergibt sich ein Anstieg der Verteilernetzkosten von etwa 2,5 Mrd. EUR über den Zeitraum von 2014 bis 2024 (14,4 auf ca. 17,0 Mrd. EUR). Dabei ist eine jährliche Steigerungsrate der Netzkosten von durchschnittlich 1,9% zu erwarten. Analog zum Verhältnis zwischen Neuinvestitionen und Letztverbrauch findet der stärkste Zuwachs in den nördlichen Bundesländern statt. Demgegenüber verzeichnen die Stadtstaaten sowie die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Hessen, Saarland und Baden-Württemberg die geringsten Steigerungsraten.

4.2.3 Prognose der Lastveränderung

Die Lastprognose für die Jahre 2014 bis 2024 wird für die Kundengruppen Haushalt und Gewerbe (Niederspannungsebene) sowie Industrie (Mittel- / Hochspannung) durchgeführt. Dabei liegt der Fokus auf

der regionalen Verschiebung der Last und den sich daraus ergebenden Effekten. In der wissenschaftlichen Diskussion finden sich unterschiedliche Prognosen über die künftige Entwicklung des Strombedarfs, von einer fallenden bis zu einer leicht steigenden Tendenz (vgl. hierzu BDEW (2011), ZEW (2009), EWI (2005)). Da es keine einheitliche Meinung zur Tendenz gibt und um die regionalen Effekte zu verdeutlichen, wird über den Betrachtungszeitraum insgesamt von einem in Summe etwa konstanten Strombedarf ausgegangen.

Haushalte

Grundlage für die Prognose des jährlichen Stromverbrauchs der Haushalte in Deutschland ist die Bevölkerungsentwicklung. Ausgehend von den Prognosen für 2014 bis 2024 auf Kreisebene können somit lokale Zuwächse, Abnahmen und resultierende Verschiebungen des Strombedarfs abgeschätzt werden. Die auf Basis der Letztentnahmen der ene't Datenbank (ene't GmbH, 2015) berechneten Verbrauchswerte auf Kreisebene für das Bezugsjahr 2014 werden somit fortgeschrieben. Die Kalkulation fußt dabei auf verschiedenen Indikatoren.

Aus den Zahlen der Raumordnungsprognose des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) wird die Bevölkerungsgröße der Landkreise und kreisfreien Städte für jedes Betrachtungsjahr ermittelt. Diese Prognose geht tendenziell von einem Bevölkerungswachstum in urbanen Gebieten aus, während im ländlichen Raum mit einer Bevölkerungsabnahme gerechnet wird (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), 2012a). Basierend auf dieser Bevölkerungsbewegung kommt es auch zu einer Verschiebung des regionalen Stromverbrauchs. Neben einer reinen Betrachtung der Einwohnerzahl wird auch die Entwicklung der Haushaltsgrößen mit in die Prognose einbezogen. Eine detaillierte Betrachtung der Bevölkerungsentwicklung zeigt hierbei auf, dass die Anzahl der Haushalte über drei Personen rückläufig ist, während vor allem die Anzahl der Ein- und Zweipersonenhaushalte im Betrachtungszeitraum zunimmt (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumordnung (BBSR), 2012b). Mit verringerter Haushaltsgröße steigt jedoch der Stromverbrauch pro Kopf, beispielsweise durch die reduzierte gemeinschaftliche Nutzung von Verbrauchsgeräten (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2013). Für eine exaktere Betrachtung ist es daher unerlässlich, zusätzlich zur Entwicklung der Einwohnerzahlen auch die Entwicklung der Haushaltsgrößen zu betrachten.

Aus Tabelle 5 ist die durchschnittliche prozentuale Abweichung des Stromverbrauchs pro Kopf abhängig von der Haushaltgröße ersichtlich. Als Referenzwert wurde der Stromverbrauch pro Kopf in einem 3-Personhaushalt zu Grunde gelegt (Energieagentur NRW, 2011).

Tabelle 5: Stromverbrauch einer Person in Abhängigkeit der Haushaltsgröße inklusive eines anteiligen Aufschlags für Gewerbekunden, eigene Darstellung

Stromverbrauch nach Haushaltsgrößen	Stromverbrauch pro Person (inkl. Gewerbekundenanteil)
1 Personenhaushalt	2922 kWh
2 Personenhaushalt	2103 kWh
3 Personenhaushalt	1833 kWh
4 Personenhaushalt	1622 kWh
5 und mehr Personenhaushalt	1437 kWh

Ausgehend von der Verteilung der Haushaltsgrößen auf regionaler Ebene wird pro Landkreis ein durchschnittlicher Stromverbrauch pro Kopf relativ zum Referenzwert bestimmt⁷. Der Referenzwert für den Durchschnittsstromverbrauch pro Kopf auf Niederspannungsebene in Deutschland wurde für den Betrachtungszeitraum mit 2485 kWh pro Jahr ermittelt. Dieser Wert ergibt sich aus den Gesamtentnahmen auf Niederspannungsebene dividiert durch die gesamte Bevölkerungszahl. Er liegt deutlich über den gängigen Werten für den Haushaltsstromverbrauch pro Kopf von etwa 1700 kWh pro Jahr (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2013), was darauf zurückzuführen ist, dass in den Verbräuchen auf Niederspannungsebene neben den Haushaltskunden auch Verbräuche von Gewerbekunden enthalten sind. Da davon auszugehen ist, dass die Anzahl und damit der Stromverbrauch der Gewerbekunden einer Region von der Bevölkerungszahl abhängig ist, ist eine weitere Differenzierung an der Stelle nicht notwendig und die Gewerbeverbräuche können über das oben beschriebene Verfahren mit abgeschätzt werden.

Aus diesem Durchschnittsstromverbrauch, dem Referenzwert für die Haushaltsgrößen der Region, der Bevölkerungszahl sowie dem fixierten Korrekturfaktor wird der Stromverbrauch pro Landkreis für jedes Jahr bestimmt.

Industrie

Die Abschätzung für industrielle Verbräuche basiert auf der Veränderung des Bruttoinlandsprodukts auf Kreisebene und pro Wirtschaftszweig sowie auf der Veränderung der Stromintensität der einzelnen Wirtschaftszweige. Die Entwicklung des BIP wird der regionalen Strukturdatenprognose 2030 des ifo Instituts und des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) entnommen (ifo Institut, 2012). Ausgehend von den realen BIP-Werten für 2010 und den Wirtschaftswachstumsprognosen wird das BIP für 2014 fortgeschrieben. Die Wertschöpfung der einzelnen Branchen ist mit einer unterschiedlich hohen Stromintensität verbunden. So weisen beispielsweise die Papierindustriebetriebe

⁷ Dabei beinhaltet eine Region jeweils mehrere Landkreise. Der für die Region ermittelte Faktor wird auf alle in der Region enthaltenen Landkreise angewandt. Anhand dieses Faktors und der Einwohnerzahl wird ein Bottom-Up-Stromverbrauch ermittelt, der mit Hilfe eines Korrekturfaktors auf den zuvor ermittelten realen Stromverbrauch normiert wird.

oder Raffinerien einen deutlich höheren spezifischen Stromverbrauch als andere Branchen auf. Die Bottom-Up-Bestimmung der Entwicklung des Stromverbrauches basiert deshalb auf dem BIP auf Kreisebene sowie der Stromintensität der Branche (Prognos AG, EWI, GWS, 2014) für die Betrachtungsjahre 2014 und 2024. Der Zeitraum innerhalb der Betrachtungsspanne wird linear interpoliert um Verbräuche für alle Jahre des Beobachtungszeitraums abzuschätzen. Analog zur Prognose der Haushalte wird der bottom-up errechnete Wert mittels eines Korrekturfaktors auf den zuvor ermittelten realen Stromverbrauch auf Mittel- und Hochspannungsebene für Industriekunden aus der ene't Datenbank normiert. Die resultierenden jährlichen Verbrauchsveränderungen als Compound Annual Growth Rate (CAGR) für die Industrie sowie die Haushalte lassen sich der Abbildung 6 entnehmen.

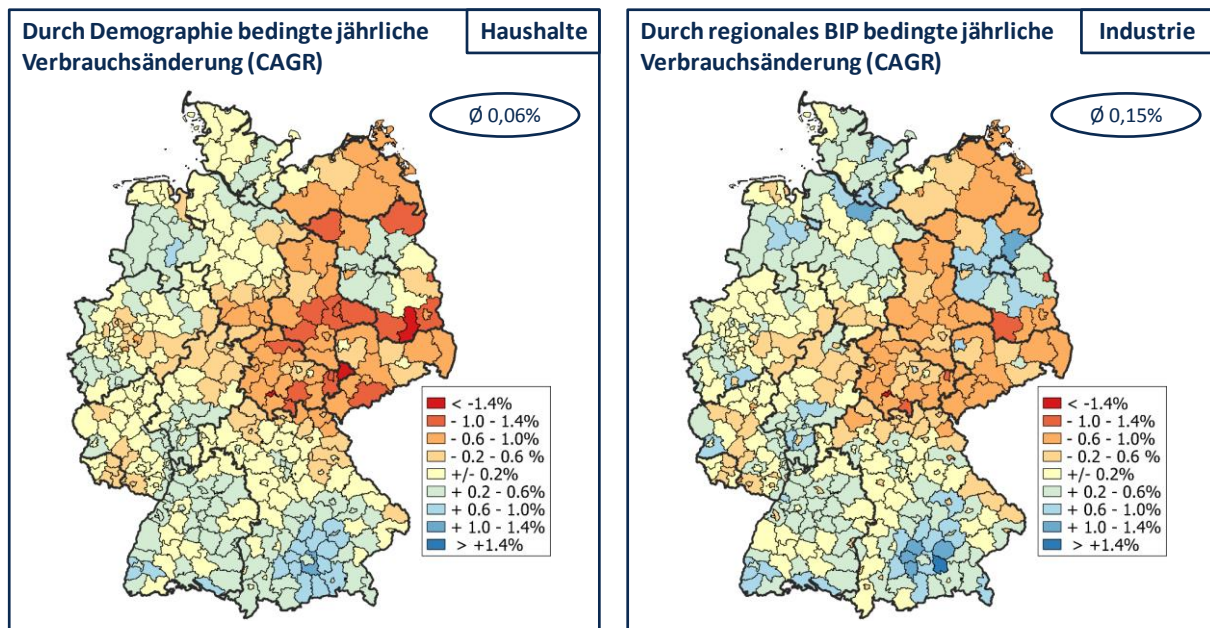


Abbildung 6: Verbrauchsveränderung von Industrie und Haushalten auf Kreisebene, eigene Darstellung

Die bereits in den Bevölkerungszahlen erkennbare Tendenz einer Zunahme der Bevölkerungsdichte in der Nähe der urbanen Zentren spiegelt sich ebenfalls in einer Zunahme des Stromverbrauchs wider. Deutlich wird dabei auch ein Rückgang des Strombedarfs vor allem in den ländlichen Regionen der neuen Bundesländer. Ein überdurchschnittlich hoher Anstieg ist hingegen in den Ballungsgebieten um München, Hamburg, Frankfurt, Köln und Berlin sowie in Baden-Württemberg und in Teilen Niedersachsens zu erkennen. Ähnliche Tendenzen ergeben sich aus den Prognosen für die Industrie. Industriestandorte im Süden und Norden Deutschlands sowie im Großraum Berlin verbuchen eine Steigerung des Stromverbrauchs, während industrieschwache Landkreise in den östlichen Bundesländern sowie in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und in Teilen Bayerns und Hessens einen Rückgang verzeichnen.

5 Ergebnisse unter der heutigen Systematik und verschiedener Anpassungsvarianten

5.1 Entwicklung der Netznutzungsentgelte unter Zugrundelegung der heutigen Systematik – Status Quo

Mit Hilfe der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Modellen können die Übertragungsnetzkosten abgeschätzt und prognostiziert werden (siehe Abbildung 7). Demnach steigen die Kosten von rund 3,2 Mrd. EUR im Jahr 2014 auf ca. 6,4 Mrd. EUR im Jahr 2024 um durchschnittlich 7,3% p.a. Im Jahr 2024 fällt dabei in der Regelzone TenneT mit ca. 36% der größte und in der Regelzone TransnetBW mit rund 12% der kleinste Kostenanteil an. Die in Abbildung 7 ebenfalls dargestellten Kostentreiber zeigen, dass der Ausbau der Offshore-Windenergie und der HGÜ- und Wechselstromleitungen an Land mit einem erheblichen Anstieg der Übertragungsnetzkosten verbunden ist. Dieser Kostenanteil wächst im Jahr 2024 auf 50% der Gesamtkosten des Übertragungsnetzes, wobei der Offshore-Ausbau den größten Einfluss hat. Gleichzeitig kann für die Regelzone TenneT die höchste und in der Regelzone 50Hertz die geringste jährliche Steigerungsrate prognostiziert werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass laut Netzentwicklungsplan 2014 (Übertragungsnetzbetreiber, 2014a) bezogen auf die Entnahmen auf TenneT der höchste Teil der Investitionen für den Onshore-Bereich und auf 50Hertz der kleinste Anteil entfällt.

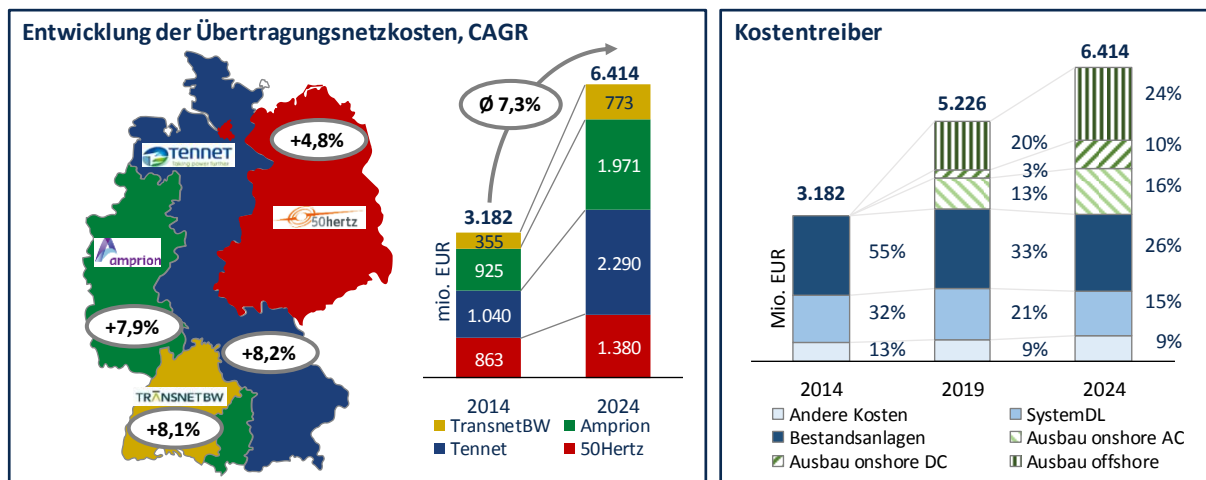


Abbildung 7: Entwicklung Übertragungsnetzkosten und Kostentreiberanalyse, eigene Darstellung

Auf Basis der Modelle kann die Entwicklung der Netzentgelte prognostiziert werden. In Abbildung 8 ist zu erkennen, dass die Netznutzungsentgelte auf Landkreisebene erhebliche Unterschiede aufweisen und diese sich bis zum Jahr 2024 weiter erhöhen. Im Durchschnitt wird für Haushalts- und Gewerbekunden ein Anstieg von 6,27 ct/kWh auf 7,71 ct/kWh im Jahr 2024 geschätzt, was einer jährlichen Steigerungsrate von 2,1% entspricht⁸. Außerdem wird die in Abschnitt 3.2 beschriebene divergierende

⁸ Die im Rahmen dieser Studie gewählte Betrachtung fußt auf den Annahmen der Netzentwicklungspläne. Insbesondere sind die HGÜ-Verbindungen dort als Freileitungen geplant. Der geplante Vorrang für Erdverkabelung bei

Entwicklung zwischen Ost und West sowie zwischen Stadt und Land deutlich. So liegen sowohl im Jahr 2014 als auch im Jahr 2024 die neuen Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen über dem durchschnittlichen Netznutzungsentgelt, während beispielsweise die Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg geringere Entgelte für Haushalts- und Gewerbekunden aufweisen. Gleichzeitig kommt auf Hamburg die geringste (1,0%) und auf Mecklenburg-Vorpommern die höchste (3,6%) jährliche Steigerungsrate zu.

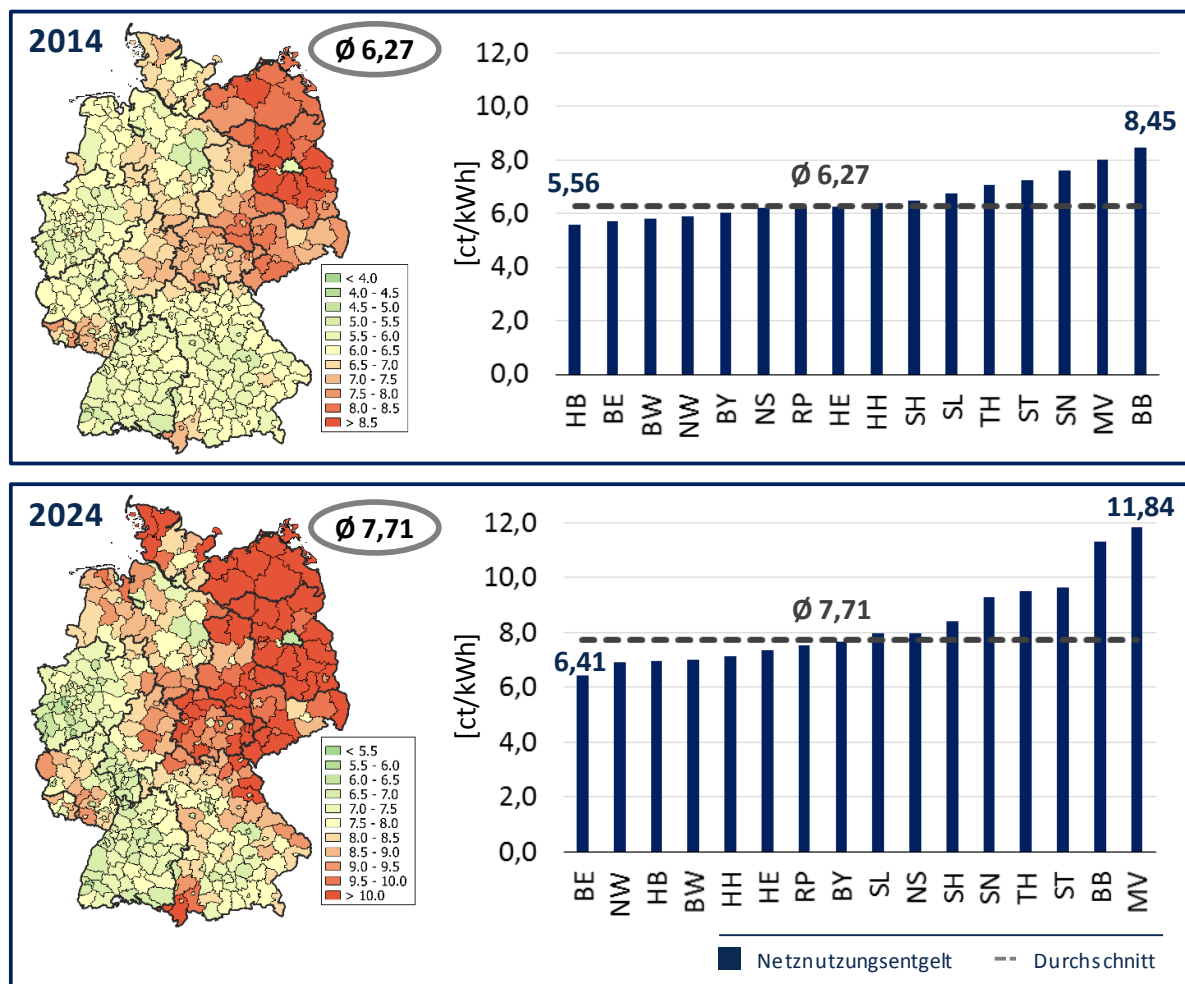


Abbildung 8: Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden, in ct/kWh, eigene Darstellung

Von der Entwicklung bis 2024 profitieren Kunden im Bundesland Hessen am stärksten, da sich hier die Netznutzungsentgelte am deutlichsten unter den Durchschnitt verschieben. Dabei können ebenfalls erhebliche Unterschiede in der Höhe der Entgelte innerhalb der Bundesländer festgestellt werden. So liegen beispielsweise in Brandenburg in der Stadt Potsdam die Entgelte mit etwa 6,6 ct/kWh nahe dem Durchschnitt während in ländlichen Regionen, wie im Landkreis Märkisch Oderland die Entgelte fast 10 ct/kWh betragen. Die Berechnungen zeigen außerdem, dass die Bandbreite der Netznutzungsentgelte zwischen den Bundesländern bedeutend zunimmt. Während im Jahr 2014 der Unterschied zwischen den

HGÜ-Verbindung verursacht laut BMWi Mehrinvestitionen von 3-8 Milliarden EUR. Unter der Annahme von 8 Mrd. EUR an zusätzlichen Investition bis 2024 steigen die Übertragungsnetzkosten 2024 auf 7,3 Mrd. EUR. Das durchschnittliche Entgelt für Haushalts- / Industriekunden stiege somit auf 7,89 ct/kWh / 3,13 ct/kWh.

Bundesländerdurchschnitten maximal 2,9 ct/kWh beträgt, steigt die Differenz im Jahr 2024 auf 5,4 ct/kWh.

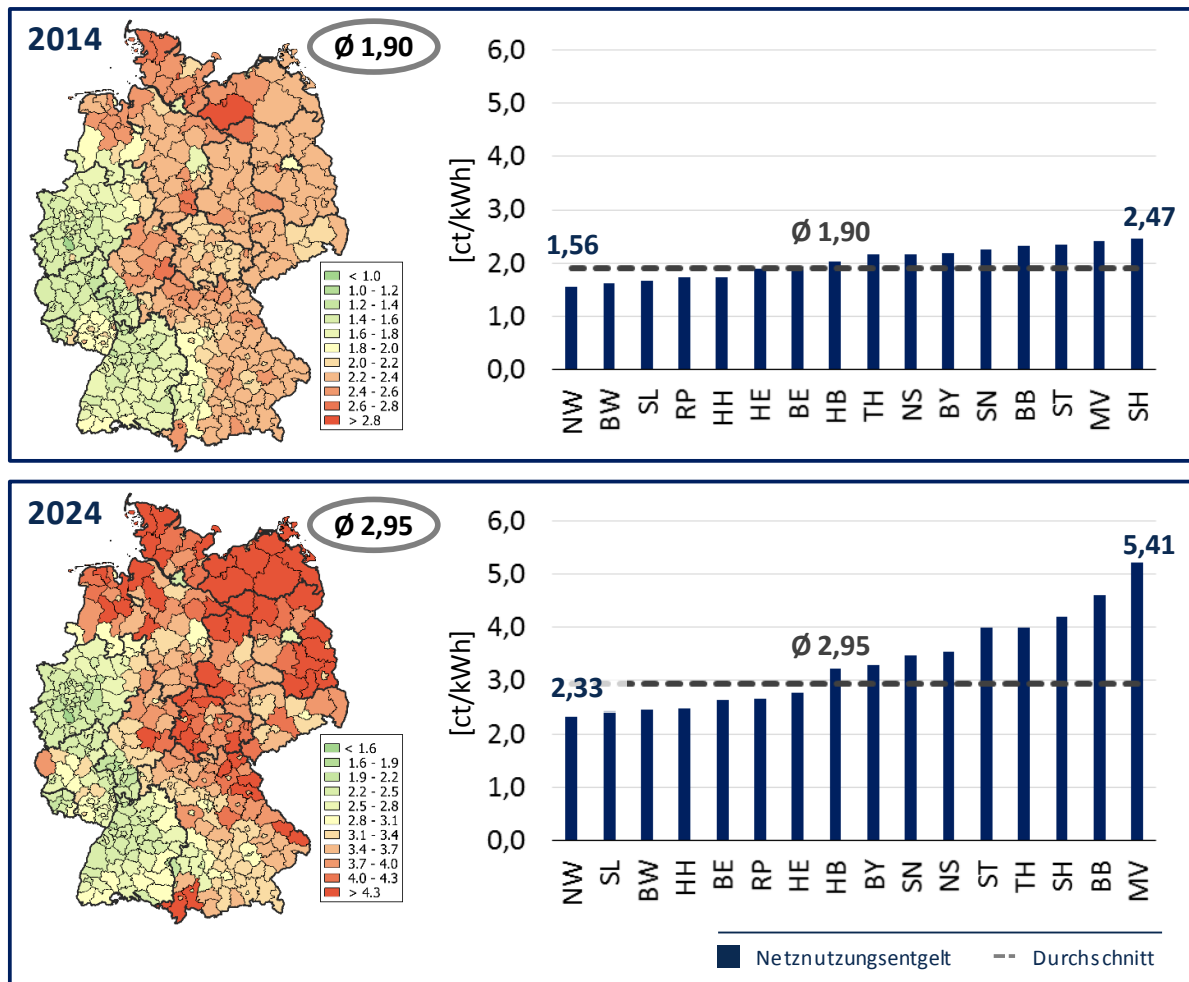


Abbildung 9: Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Industriekunden, in ct/kWh, eigene Darstellung

Für Industriekunden ergibt sich für das Bezugsjahr 2014 ein durchschnittliches Netznutzungsentgelt von 1,90 ct/kWh. Abbildung 9 zeigt die Prognose auf Landkreisebene. Für Industriekunden fällt der relative Anstieg der Netznutzungsentgelte bis zum Jahr 2024 mit einer jährlichen Steigerungsrate von 4,5% p.a. noch deutlicher aus. In Summe erhöhen sich die Netzentgelte für Industriekunden auf durchschnittlich 2,95 ct/kWh, wobei Nordrhein-Westfalen die niedrigsten Entgelte vorweist und alle neuen Bundesländer deutlich über dem Durchschnitt liegen. Netzentgelte von Industriekunden in Mecklenburg-Vorpommern weisen den höchsten jährlichen Anstieg mit 8,0% p.a. auf. Im Jahr 2024 löst damit Mecklenburg-Vorpommern gegenüber dem Bezugsjahr 2014 Schleswig-Holstein als Bundesland mit dem höchsten Entgelt ab. Die Unterschiede zwischen dem niedrigsten und dem höchsten durchschnittlichen Netznutzungsentgelt auf Landesebene nehmen auch für Industriekunden von 2014 (0,9 ct/kWh) bis zum Jahr 2024 (2,9 ct/kWh) deutlich zu.

Fazit: Entwicklung der Entgelte unter Zugrundelegung der heutigen Systematik (Status Quo)

- Starke Steigerung der Übertragungsnetzentgelte um durchschnittlich 7,3% p.a., in etwa Verdopplung der Kosten des Übertragungsnetzes
- Moderate Steigerung der Entgelte für Haushalts- und Gewerbekunden um durchschnittlich 2,1% p.a. von 6,27 ct/kWh auf 7,71 ct/kWh
- Starke Steigerung der Entgelte für Industriekunden um durchschnittlich 4,5% p.a. von 1,90 ct/kWh auf 2,95 ct/kWh
- Wachsende regionale Ungleichverteilung der Entgelte

5.2 Übertragungsnetze: Einheitliches Übertragungsnetzentgelt

Durch den vor allem im Norden stattfindenden Ausbau der Windenergie und dem damit verbunden Investitionsbedarf für das Übertragungsnetz zur Weiterleitung der Strommengen in den Süden und Westen von Deutschland ergeben sich wie gezeigt regional sehr unterschiedliche Kosten und letztendlich Netznutzungsentgelte. Um eine sach- und verursachungsgerechte Verteilung der Kosten auf Übertragungsnetzebene zu erreichen und um nicht verursachungsgerechten Mehrbelastungen in Regionen mit hohem Netzausbau entgegenzuwirken, wird im *Weißbuch Ein Strommarkt für die Energiewende* ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt gefordert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015, p. 71). Auch an anderer Stelle wurde ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt bereits diskutiert (50Hertz, 2014, p. 7; Hinz, et al., 2014, p. 38). Ähnlich des bereits praktizierten bundesweiten Ausgleichs für die Anschlusskosten beim Offshore-Ausbau könnte so eine gerechtere Verteilung der zu großen Teilen durch die Energiewende bedingten Netzausbau- und Netzbetriebskosten auf Übertragungsnetzebene erreicht werden. Zur Diskussion dieser Anpassungsvarianten werden in dem vorliegenden Kurzgutachten die berechneten gesamten Übertragungsnetzkosten zu gleichen Teilen auf den Letztverbrauch umgelegt, so dass sich im Endkundenentgelt ein einheitlicher Kostensatz für das Übertragungsnetz ergibt.

In Abbildung 10 sind die Veränderungen im Vergleich zum Status Quo⁹ für Haushalts- und Gewerbekunden dargestellt. Für das Bezugsjahr 2014 ergeben sich geringe Veränderungen im Vergleich zum Status Quo für Regionen mit hohen Entgelten. Die damit auch geringen Entlastungen treten dabei vor allem in den neuen Bundesländern Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie in Berlin auf. Mehrbelastungen ergäben sich vor allem für Kunden in Rheinland-Pfalz, dem Saarland, Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg.

⁹ Die in Kapitel 5.1 dargestellte Entwicklung der Netzentgelte wird im Folgenden als Vergleich herangezogen und als Status Quo bezeichnet.

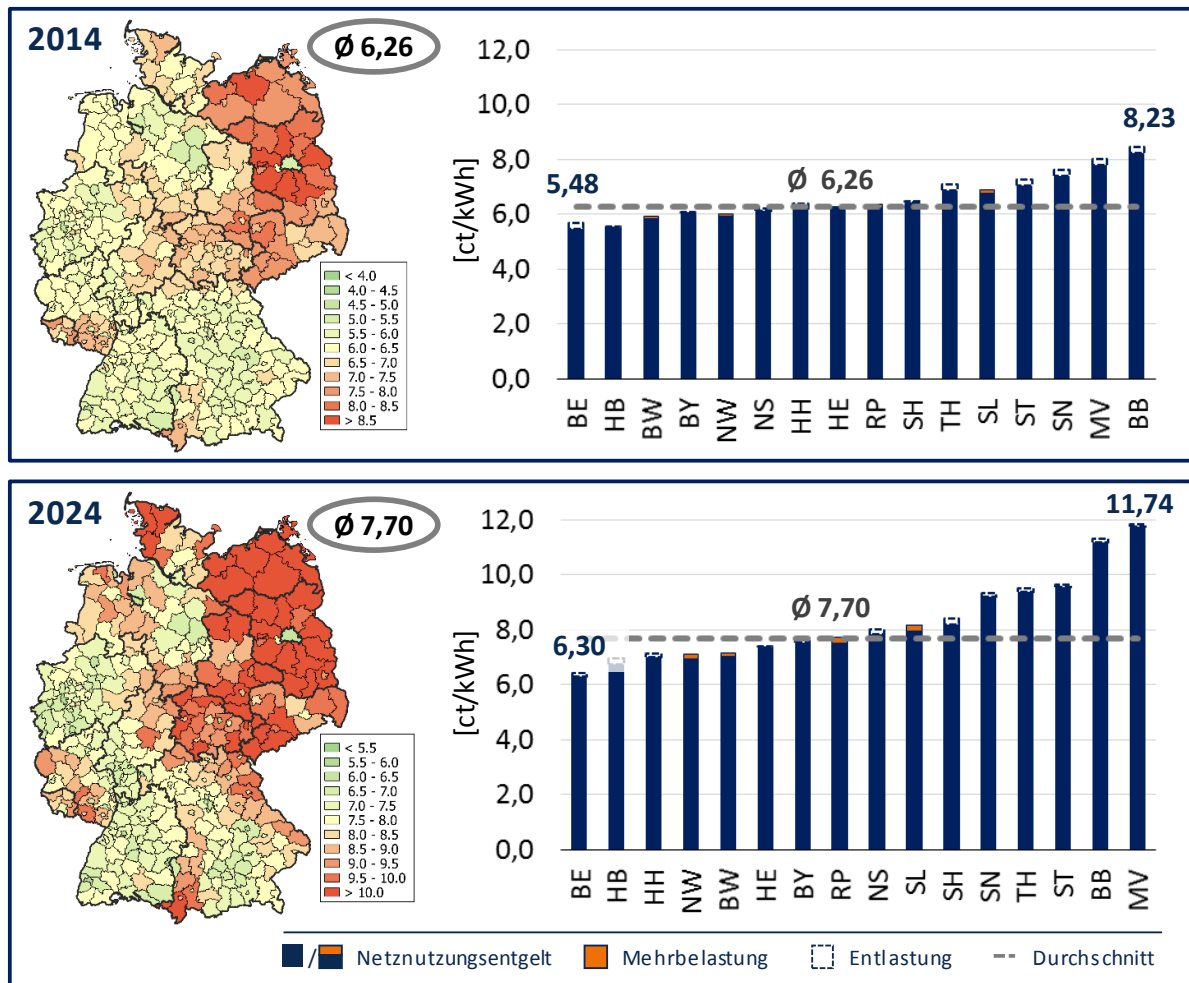


Abbildung 10: Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden¹⁰, in ct/kWh, eigene Darstellung

Für Industriekunden zeigt Abbildung 11 für das Bezugsjahr 2014 prozentual deutlichere Entlastungen ebenfalls im Osten sowie im Norden Deutschlands. Dies betrifft vor allem die neuen Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie Berlin, Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Neben dem Saarland sind es die Industriezentren in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz, die demgegenüber eine Mehrbelastung von jeweils über 0,10 ct/kWh bei einem einheitlichen Übertragungsnetzentgelt im Vergleich zur heutigen Systematik aufweisen würden. Hierbei ist zu beachten, dass die Netzentgelte für Industriekunden eine Mischkalkulation aus Arbeits- und Leistungspreis sowie aus Entgelten auf Hoch- und Mittelspannungsebene darstellen.

¹⁰ Die Mehr- und Minderbelastungen sind in Tabelle 6 sowie im Anhang aufgeführt.

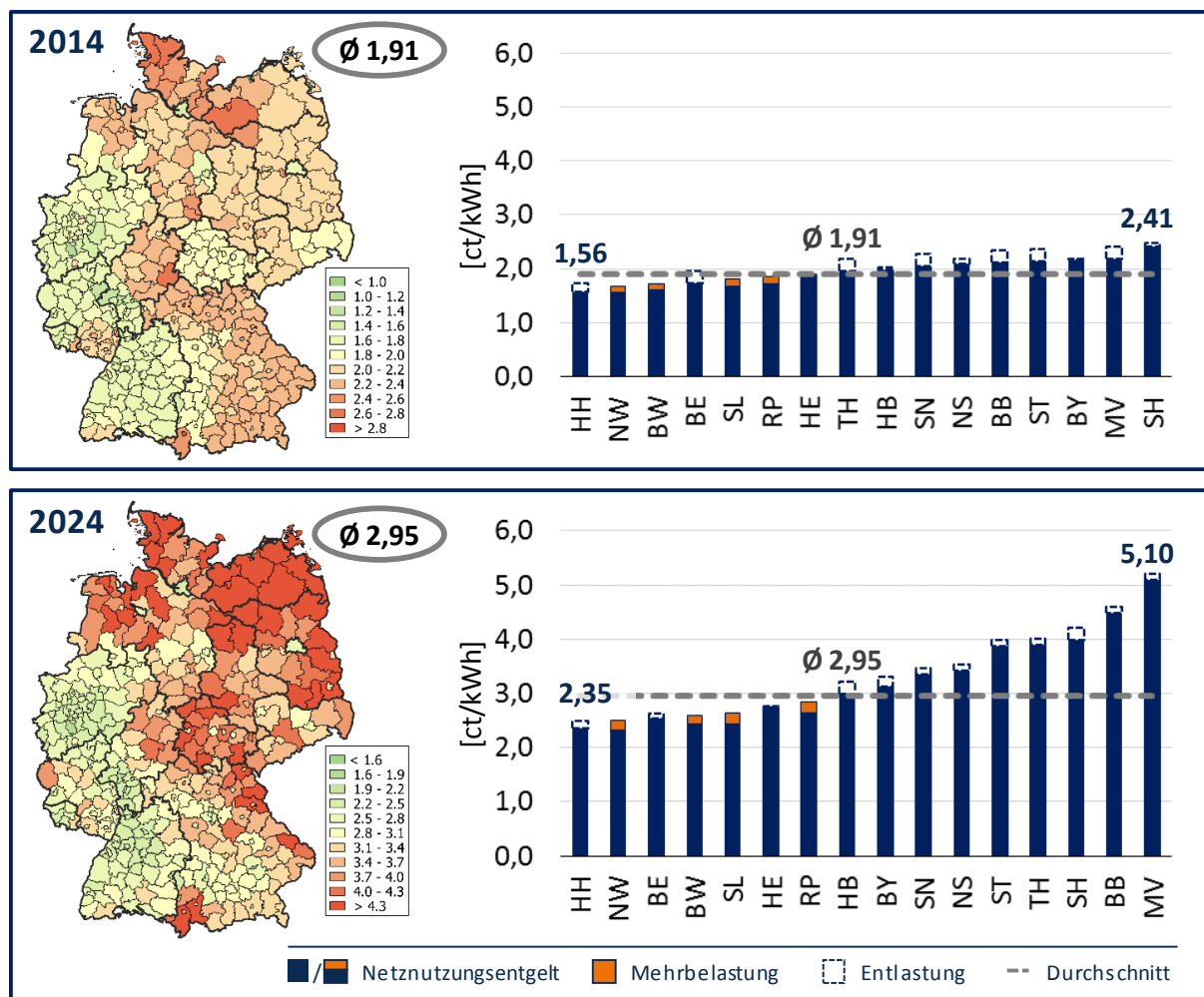


Abbildung 11: Auswirkungen eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts auf Netznutzungsentgelte für Industriekunden¹¹, in ct/kWh, eigene Darstellung

Bei einer gemeinsamen Betrachtung der Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden zeigt ein Vergleich gegenüber dem Status Quo, dass im Bezugsjahr 2014 Kunden in den neuen Bundesländern Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie in Berlin am deutlichsten entlastet würden (-0,22 ct/kWh). Auch Kunden in Hamburg würden mit etwa -0,17 ct/kWh entlastet. Ebenso würden sich leichte Entlastungen in Niedersachsen (-0,07 ct/kWh Haushalte, -0,09 ct/kWh Industrie), Schleswig-Holstein (-0,06 ct/kWh) sowie in Bremen (-0,05 ct/kWh) und Bayern (-0,02 ct/kWh Haushalte, -0,03 ct/kWh Industrie) ergeben. Mehrbelastungen kämen in erster Linie auf Kunden im Saarland und in Rheinland-Pfalz (+0,13 ct/kWh) sowie in Nordrhein-Westfalen (+0,12 ct/kWh) und Baden-Württemberg (+0,10 ct/kWh) zu. In Hessen würden sich für Haushaltskunden zwar leichte Mehrbelastung (+0,04 ct/kWh) ergeben, Industriekunden würden jedoch mit -0,01 ct/kWh entlastet.

Im Gegensatz zum Bezugsjahr profitierten im Jahr 2024 vor allem die norddeutschen Länder Bremen und Schleswig-Holstein von einem einheitlichen Übertragungsnetzentgelt mit einer maximalen Entlastung von ca. -0,22 ct/kWh. Auch in Bayern (-0,16 ct/kWh Haushalte, -0,18 ct/kWh Industrie), Hamburg

¹¹ Die Mehr- und Minderbelastungen sind in Tabelle 7 sowie im Anhang aufgeführt.

(-0,14 ct/kWh) und Niedersachsen (-0,14 ct/kWh Haushalte, -0,11 ct/kWh Industrie) sowie in den neuen Bundesländern und Berlin (-0,11 ct/kWh) wären Entlastungen zu erwarten. In Hessen wäre zu erwarten, dass sich Be- und Entlastungen in etwa aufwiegen (-0,01 ct/kWh Haushalte, -0,03 ct/kWh Industrie). Die deutlichsten Mehrbelastungen wären in diesem Fall in Rheinland-Pfalz und im Saarland (+0,20 ct/kWh) zu erwarten. Auch Kunden in Nordrhein-Westfalen (+0,16 ct/kWh Haushalte, +0,18 ct/kWh Industrie) und Baden-Württemberg (+0,14 ct/kWh) hätten mit Mehrbelastungen zu rechnen.

Es ergäbe sich für das Prognosejahr 2024 also eine Verschiebung der Entlastungen von den neuen Bundesländern in den Norden Deutschlands mit Schleswig-Holstein, Bremen, Niedersachsen und Hamburg sowie nach Bayern. Zurückzuführen ist dies auf den erhöhten Übertragungsnetzausbaubedarf bis zum Jahr 2024 vor allem in der Regelzone von TenneT, dessen Kosten in der vorliegenden Anpassungsvariante auf alle Endkunden verteilt würden.

In Tabelle 6 und Tabelle 7 werden die relativen sowie die absoluten jährlichen Mehrbelastungen bzw. Entlastungen für typische Kundenprofile aus dem Haushalts-, Gewerbe und Industriebereich aufgezeigt. Hieraus würde sich im Bezugsjahr 2014 für Haushalts- und Gewerbekunden eine maximale Entlastung von ca. -3,9% in Berlin sowie eine maximale Mehrbelastung von +2,1% in Rheinland-Pfalz ergeben. Dies entspricht in etwa 0,7% bzw. 0,4% des durchschnittlichen Strompreises. Für Industriekunden fielen diese relativen Änderungen mit -11,4% in Berlin und +7,9% im Saarland deutlich stärker aus. In Hinblick auf das Prognosejahr 2024 schrumpfen die maximalen relativen Entlastungen auf etwa -3,2% bei Haushaltskunden sowie -6,9% bei Industriekunden in Bremen.

Tabelle 6: Relative (in %) und absolute Mehr- und Minderbelastung (in EUR) für Haushalts- und Gewerbekunden pro Jahr durch einheitliche Übertragungsnetzentgelte, eigene Darstellung

Bundesland		Prozentual		Ent- /Belastung für Haushalte in EUR p.a. (3500 kWh p.a.)		Ent-/Belastung für Gewerbe in EUR p.a. (50 MWh p.a.)	
		2014	2024	2014	2024	2014	2024
BW	Baden-Württemberg	+1,8%	+2,0%	+3,64	+5,02	+51,93	+71,69
BY	Bayern	-0,4%	-2,1%	-0,84	-5,60	-12,05	-79,98
BE	Berlin	-3,9%	-1,7%	-7,75	-3,79	-110,69	-54,21
BB	Brandenburg	-2,6%	-1,0%	-7,75	-3,79	-110,69	-54,21
HB	Bremen	-0,9%	-3,2%	-1,77	-7,82	-25,32	-111,68
HH	Hamburg	-2,7%	-2,0%	-5,93	-5,02	-84,70	-71,71
HE	Hessen	+0,6%	-0,1%	+1,41	-0,29	+20,21	-4,15
MV	Mecklenburg-Vorpommern	-2,8%	-0,9%	-7,75	-3,79	-110,69	-54,21
NS	Niedersachsen	-1,1%	-1,8%	-2,31	-5,03	-32,99	-71,81
NW	Nordrhein-Westfalen	+2,0%	+2,4%	+4,08	+5,74	+58,28	+82,02
RP	Rheinland-Pfalz	+2,1%	+2,6%	+4,57	+6,88	+65,31	+98,22
SL	Saarland	+2,0%	+2,5%	+4,62	+6,99	+66,01	+99,82
SN	Sachsen	-2,9%	-1,2%	-7,75	-3,79	-110,69	-54,21
ST	Sachsen-Anhalt	-3,0%	-1,1%	-7,72	-3,82	-110,23	-54,53
SH	Schleswig-Holstein	-0,9%	-2,6%	-1,99	-7,63	-28,50	-108,93
TH	Thüringen	-3,1%	-1,2%	-7,71	-3,82	-110,10	-54,60

Tabelle 7: Relative (in %) und absolute Mehr- und Minderbelastung (in EUR) für Industriekunden pro Jahr durch einheitliche Übertragungsnetzentgelte, eigene Darstellung

Bundesland		Prozentual		Industrie klein in EUR p.a. (1 GWh p.a.)		Industrie mittel in EUR p.a. (24 GWh p.a.)		Industrie groß ¹² in EUR p.a. (150 GWh p.a.)	
		2014	2024	2014	2024	2014	2024	2014	2024
BW	Baden-Württemberg	+6,4%	+5,8%	+1.030	+1.416	+24.717	+33.991	+154.478	+212.446
BY	Bayern	-1,5%	-5,5%	-327	-1.810	-7.848	-43.446	-49.049	-271.539
BE	Berlin	-11,4%	-4,1%	-2.214	-1.084	-53.130	-26.020	-332.065	-162.625
BB	Brandenburg	-9,5%	-2,4%	-2.214	-1.084	-53.130	-26.020	-332.065	-162.625
HB	Bremen	-2,5%	-6,9%	-506	-2.234	-12.155	-53.608	-75.970	-335.050
HH	Hamburg	-9,8%	-5,8%	-1.690	-1.437	-40.563	-34.481	-253.520	-215.509
HE	Hessen	-0,4%	-1,0%	-76	-271	-1.827	-6.514	-11.419	-40.710
MV	Mecklenburg-Vorpommern	-9,2%	-2,1%	-2.214	-1.084	-53.130	-26.020	-332.065	-162.625
NS	Niedersachsen	-4,2%	-3,1%	-918	-1.101	-22.043	-26.435	-137.771	-165.219
NW	Nordrhein-Westfalen	+7,8%	+7,6%	+1.214	+1.768	+29.148	+42.441	+182.174	+265.254
RP	Rheinland-Pfalz	+7,6%	+7,5%	+1.313	+1.980	+31.510	+47.511	+196.936	+296.944
SL	Saarland	+7,9%	+8,2%	+1.320	+1.996	+31.687	+47.915	+198.042	+299.468
SN	Sachsen	-9,8%	-3,1%	-2.214	-1.084	-53.130	-26.020	-332.065	-162.625
ST	Sachsen-Anhalt	-9,4%	-2,7%	-2.206	-1.090	-52.935	-26.152	-330.847	-163.449
SH	Schleswig-Holstein	-2,3%	-5,1%	-560	-2.153	-13.441	-51.670	-84.007	-322.936
TH	Thüringen	-10,2%	-2,7%	-2.207	-1.089	-52.964	-26.128	-331.028	-163.301

Auch wenn die Modellrechnungen für diese Anpassungsvariante relativ geringe Änderungen ergibt, könnten durch ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt punktuelle Mehrbelastungen beispielsweise durch Redispatch oder Einsenkungsmaßnahmen (siehe Abschnitt 6.2) abgemildert werden.

Fazit: Einheitliche Übertragungsnetzentgelte

- Entlastungen 2014 sowohl für Haushalts- und Gewerbekunden als auch für Industriekunden in den neuen Bundesländern, Berlin, Hamburg, Bremen, Niedersachsen sowie in Teilen Bayerns
- Mehrbelastungen 2014 in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland
- Im Prognosejahr 2024 Verschiebung des Volumens der Entlastungen von den neuen Bundesländern Richtung Bayern, Bremen, und Schleswig-Holstein
- Entlastungs- und Mehrbelastungsvolumen relativ gering (<10%)
- Vermeidung von Mehrbelastungen bedingt durch Redispatch und Einsenkungsmaßnahmen
- Relativ einfach umsetzbar

¹² Insbesondere große Industriekunden erhalten nach § 19 Abs.2 StromNEV häufig ein reduziertes Netzentgelt, d.h. sie können eine Reduzierung von 80-90% des allgemeinen Netzentgelts erhalten. In den hier ausgewiesenen Beträgen sind diese reduzierten Netzentgelte nicht berücksichtigt, so dass die tatsächliche Mehr-/Minderbelastung in der Realität deutlich geringer ausfällt als hier dargestellt. Für die Analyse dieser auf alle Stromkunden gewälzten Mehrbelastungen siehe Abschnitt 6.1.

5.3 Verteilernetze: Streichung vermiedener Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger

Schwerpunkt des folgenden Abschnitts bildet die Analyse der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Es folgt eine allgemeine Erläuterung des Konzepts dieses Entgeltbestandteils sowie eine Erörterung der Grundproblematik bei der Ausgestaltung dieser Entgeltkomponente unter Berücksichtigung der aktuellen Netzentgeltsystematik. Anschließend wird der Entlastungseffekt einer Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für die jeweiligen Netzkunden anhand des Kostenmodells untersucht.

5.3.1 Konzeptionelle Einordnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte

Zum Gegenstand der Modellerweiterung gehört eine eingehende Analyse des Kosteneffekts einer Streichung der Entgeltkomponente der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE). Nach §18 Abs. 1 StromNEV sind Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet, die Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen für den vermiedenen Bezug aus der vorgelagerten Netzebene zu entlohnen. Die Höhe des Entgelts soll dabei dem Satz entsprechen, der ohne die dezentrale Einspeisung für die vorgelagerte Netzebene gezahlt werden müsste. Demnach richtet sich die vNNE-Vergütung nach der Kostenstruktur der vorgelagerten Spannungsebene (Deutscher Bundestag, 2014, p. 21).

Diese Regelung entspringt dem Gedanken, dass der Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen eine dämpfende Auswirkung auf den Netzausbaubedarf hätte. Dieser Logik folgend speisen EEG- und KWK-Anlagen verbrauchsnahe ins Nieder-, Mittel- oder Hochspannungsnetz ein, was dazu führt, dass sich der Bedarf an Strom aus Großkraftwerken, der von der Höchst- bis in die Niederspannungsebene transformiert werden muss, verringert. Demnach soll sich eine Kostenentlastung im Verteilernetz ergeben. Ein weiterer Aspekt bei der Einführung der vermiedenen Netzentgelte war der Wettbewerbsnachteil von Kleinanlagen. Großkraftwerke haben auf Grund von Skaleneffekten einen Wettbewerbsvorteil gegenüber Kleinanlagen. Durch die Einführung des Instruments der vermiedenen Netzentgelte sollte die Wettbewerbsfähigkeit der dezentralen Energieanlagen gegenüber den vorgelagerten Großkraftwerken gestärkt werden (Stadtwerke Duisburg AG, 2015, p. 4).

5.3.2 Grundproblematik der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE)

Insbesondere die Annahmen bezüglich einer Verringerung der Netzausbaukosten sowie einer in sich geschlossenen Verwertung der erzeugten Elektrizität im Niederspannungsnetz lassen sich nach aktuellen Erfahrungswerten nicht mehr vertreten. Vor allem aufgrund der großen installierten Leistungen von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien tritt immer häufiger der Fall auf, dass in Zeiten hoher Stromeinspeisung die netzspezifische Last übertroffen wird, was zu einer Rückspeisung in das vorgelagerte Netz entgegen der üblichen Flussrichtung führt. Die vertikale Jahreshöchstlast verändert sich dabei aber in der Regel nur geringfügig. Dies bedeutet, dass die Netze weiterhin auf den maximalen Lastfall ausgelegt sind, zusätzlich aber in der Lage sein müssen zum Teil hohe Leistungen in die vorgelagerte Netzebene abzutransportieren.

Insofern wird hierbei (häufig) keine Entlastung erzielt und demnach auch keine Kostenvermeidung bewirkt. Im Gegenteil hat dies zur Folge, dass die Dimensionierung der Netzinfrastruktur angepasst werden muss bzw. langfristig Erweiterungsmaßnahmen erforderlich werden, woraus eine mögliche Kostenspirale entsteht (Deutscher Bundestag, 2014, p. 21). Außerdem wird bei den vermiedenen Netznutzungsentgelten auf mögliche Fehlanreize hingewiesen. Da nach der aktuellen gesetzlichen Regelung die Höhe der vNNE-Ausschüttung auf Basis des netzspezifischen Entgelts berechnet wird, steigt die Anspruchshöhe mit der Verbrauchsnähe der Netzebene. Daraus entsteht ein Fehlanreiz, Anlagen in einer niedrigen Netzebene anzuschließen. Dies ist zwar für den Betreiber wirtschaftlich vorteilhaft, zieht aber gegebenenfalls höhere Kosten zur Integration dieser Einspeisung für die Netzkunden nach sich (RAP, 2014, p. 31).

Bei KWK-Anlagen werden neben dem KWK-Zuschlag auch die vermiedenen Netznutzungsentgelte an den Betreiber ausgezahlt. Die Kosten, die sich aus der Gewährung der vNNE ergeben, trägt der jeweilige Verteilnetzbetreiber und refinanziert diese über die Netznutzungsentgelte seiner Verbrauchskunden. Für die dezentralen EEG-geförderten Erzeugungsanlagen sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte bereits im Vergütungssatz enthalten und werden auf Ebene der Verteilnetzbetreiber mit der EEG-Vergütung verrechnet. Werden Anlagen nach §19 EEG mit einer Einspeisevergütung oder Marktprämie gefördert, so besteht nach §18 Abs.1 StromNEV kein Anspruch auf die Auszahlung der vermiedenen Netznutzungsentgelte. Allerdings muss in diesem Fall die äquivalente Summe nach §57 Abs.3 EEG an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber abgeführt werden, der diese mit Ansprüchen aus dem EEG-Konto verrechnet (Säcker, 2015, p. 1006). Dies führt dazu, dass dieser wachsende Kostenblock zwar die EEG-Umlage geringfügig verringert, dafür aber von den Verbrauchskunden des anschließenden Verteilnetzgebiets getragen wird, ohne dass diese dafür eine Gegenleistung in Form geringerer Netzausbaukosten erhalten.

Für eine Reform der bestehenden Gesetzesgrundlage für die vermiedenen Netznutzungsentgelte spricht sich eine breite Basis von Befürwortern aus. Auch die Bundesnetzagentur äußerte sich zustimmend (Deutscher Bundestag, 2014). Mitte Juli 2015 unterbreitete die Bundesregierung im Rahmen des öffentlichen Weißbuchs *Ein Strommarkt für die Energiewende* den Reformvorschlag, die vermiedenen Netznutzungsentgelte sowohl für alle regenerativen als auch konventionellen Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen, abzuschaffen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015, p. 72).

Es ist zu beachten, dass aufgrund der Vergütungsstruktur bei den EEG-geförderten Erzeugungsanlagen ein Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte keine Auswirkung auf deren Wirtschaftlichkeit nach sich ziehen würde, da die gewährten vNNE lediglich mit den Vergütungssätzen verrechnet werden. Entsprechend wären EEG-Anlagenbetreiber – jedenfalls für den Zeitraum der EEG-Förderdauer – nicht betroffen, aber eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für EEG-geförderte Anlagen würde eine Erhöhung der EEG-Umlage nach sich ziehen (RAP, 2014, p. 32).

5.3.3 Untersuchung der Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE)

Die vorliegende Analyse untersucht den entlastenden Effekt auf die Netznutzungsentgelte durch eine Streichung der vNNE für die dargebotsabhängigen Erzeuger Onshore-Wind und Photovoltaik. Hierbei werden sowohl die Entgelte für Bestands- als auch für Neuanlagen in die Betrachtung einbezogen. Hierzu wird der Entgeltbestand auf Ebene der Verteilnetzbetreiber für das Jahr 2013 ermittelt und das anfallende Entgeltaufkommen bis 2024 abgeschätzt. Die Eingangsdaten für die Prognose bilden die von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Anlagenstamm- bzw. Bewegungsdaten für das Jahr 2013. Diese Zahlungen werden den jeweiligen Landkreisen und Spannungsebenen zugeordnet. Da diese detaillierte Aufschlüsselung nur für 2013 verfügbar ist, werden die einzelnen Summen für das Bezugsjahr 2014 mit der EEG-Jahresabrechnung 2014 skaliert. Demnach hat sich das Gesamtvolumen an vermiedenen Netznutzungsentgelten für EEG-Einspeiser von 2013 auf 2014 von ca. 655 Mio. auf 755 Mio. EUR erhöht. Bezogen auf den dargebotsabhängigen Erzeugungsanteil ist ein Anstieg der vermiedenen Netznutzungsentgelte im Umfang von etwa 65 Mio. EUR auf 396 Mio. EUR zu verzeichnen (Übertragungsnetzbetreiber, 2015).

Zur Abschätzung der Entwicklung des Entgeltvolumens über den Zeitraum von 2014 bis 2024 wird die auf der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichte EEG-Mittelfristprognose 2015-2019 herangezogen. Demnach steigt der Anteil von Anlagen zur Nutzung dargebotsabhängiger Ressourcen (Wind und Photovoltaik) bis 2019 von etwa 410 auf 510 Mio. EUR an (Leipziger Institut für Energie, 2014b). Darüber hinaus wird die Abschätzung bis 2024 unter der Annahme weitergeführt, dass der in BMWi (2015) unterbreitete Reformvorschlag der kompletten Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für Neuanlage ab dem Jahr 2021 umgesetzt wird. Ab 2021 werden keine Steigerungen mehr unterstellt.

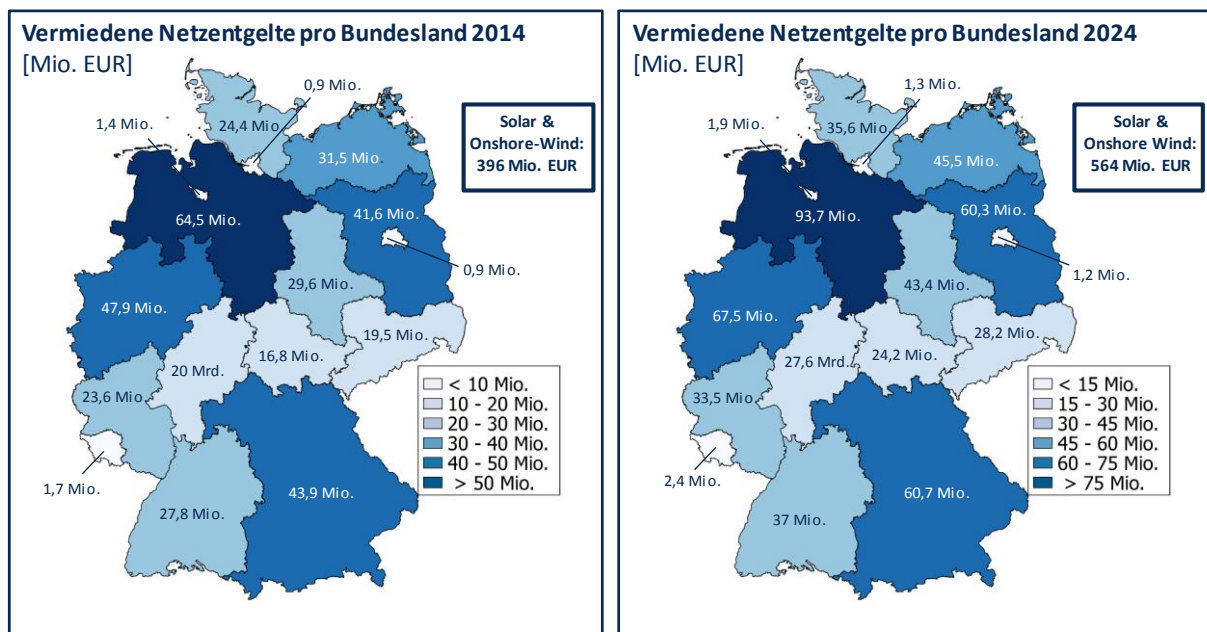


Abbildung 12: Vermiedene Netznutzungsentgelte für Solar- und Onshore-Windenergieanlagen je Bundesland für 2014 und 2024; eigene Darstellung

Die nach Bundesland aufgeschlüsselten Entgeltaufkommen für die Solar- und Onshore-Windenergieeinspeisung für das Bezugsjahr 2014 und die prognostizierten Volumina für 2024 sind der Abbildung 12 zu entnehmen.

Ein Großteil der 396 Mio. EUR, die 2014 für dargebotsabhängige Erzeuger angefallen sind, entfällt erwartungsgemäß auf Bundesländer mit hoher dargebotsabhängiger Einspeisung. Dies trifft vor allem auf die nördlichen Bundesländer mit einer hohen Windenergieerzeugung sowie auf Bayern mit einer hohen installierten Photovoltaik-Leistung zu. Mit Blick auf die Prognose für das Jahr 2024 wird von einer Entgeltsumme von bundesweit etwa 564 Mio. EUR ausgegangen. Hierbei sind starke Zuwächse in Norddeutschland zu erwarten, insbesondere in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen.

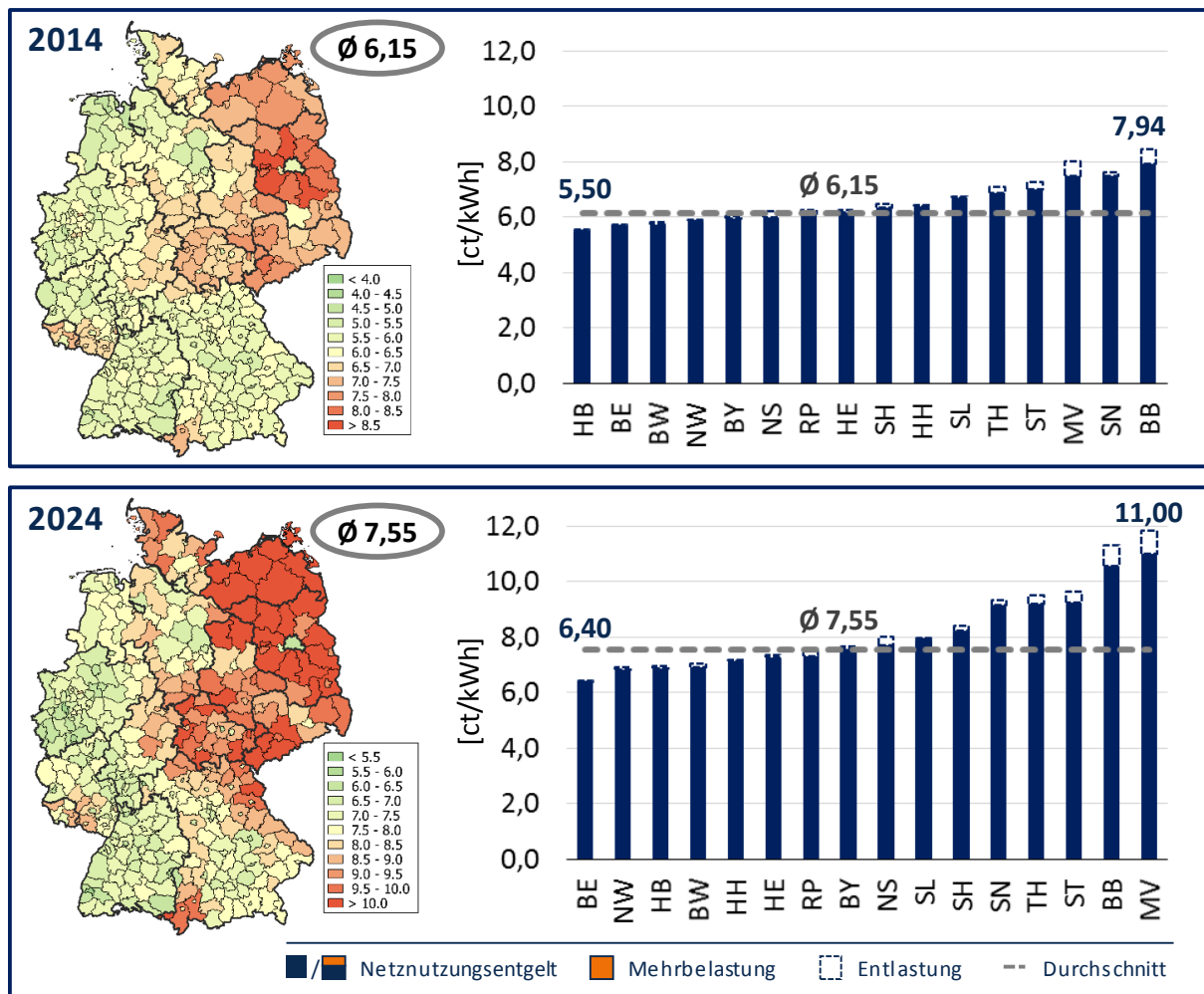


Abbildung 13: Auswirkungen der Streichung der vNNE für Wind und Photovoltaik auf Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden, in ct/kWh für die Jahre 2014 und 2024, eigene Darstellung

Aus der Modellrechnung bzgl. einer Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger ergeben sich die in Abbildung 13 aufbereiteten Ergebnisse. Bezogen auf Haushalts- und Gewerbekunden wird durch die Streichung der vNNE im Bezugsjahr eine bundesweit durchschnittliche Verringerung der Netznutzungsentgelte um etwa -0,12 ct/kWh erzielt. Vom Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte profitieren dabei vor allem die lastschwachen ostdeutschen Bundesländer.

Kunden in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern würden um etwa -0,5 ct/kWh entlastet, während in Thüringen und Sachsen-Anhalt der Rückgang gegenüber dem Status Quo etwa -0,2 ct/kWh beträgt. Hiermit würde eine – wenn auch geringe – Annäherung an den bundesweiten Durchschnitt erzielt. Für das Jahr 2024 ergibt sich ein ähnliches Entlastungsbild, wobei sich die Auswirkungen aber verstärken und die Bundesländer stärker von der entfallenen Entgeltkomponente profitieren. Im Durchschnitt gehen die bundesweiten Netznutzungsentgelte im Fall einer Streichung der vNNE für dargebotsabhängige Erzeuger um -0,16 ct/kWh zurück. Hierbei reduzieren sich die Netzentgelte analog zum Bezugsjahr in den Bundesländern mit den höchsten Beträgen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern am stärksten. Die Entgeltverringerung beträgt hier über -0,7 ct/kWh, während sich in Sachsen-Anhalt und Thüringen die Einsparungen auf jeweils -0,4 bzw. -0,3 ct/kWh belaufen. Darüber hinaus sind Entgeltminderungen im Westen bzw. Norden Deutschlands in Niedersachsen und Schleswig-Holstein von jeweils ca. -0,3 bzw. -0,2 ct/kWh zu verzeichnen. Besonders bei den weit über dem Mittelwert liegenden Bundesländern wie Mecklenburg-Vorpommern (11,8 ct/kWh) und Brandenburg (11,3 ct/kWh) kann so eine teilweise Annäherung an den Bundesdurchschnitt erreicht werden.

Wie bereits ausgeführt entsteht durch die Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte eine Mehrbelastung des EEG-Kontos. Im Fall einer Streichung dieser Entgeltkomponente würden die Verteilernetze um diese Kosten entlastet, der Kostenblock würde aber auf das EEG-Konto übertragen werden und so zu einer Steigerung der EEG-Umlage führen. Für das Jahr 2014 würde dies bei einem nicht privilegierten Letztverbrauch von 350 TWh¹³ eine Steigerung um etwa +0,11 ct/kWh bedeuten. Unter der Annahme eines gleichbleibenden nicht privilegierten Letztverbrauchs ergäbe sich für 2024 entsprechend eine Mehrbelastung von etwa +0,16 ct/kWh. Die durch die Streichung der Netznutzungsentgelte entstandenen Entlastungen werden von den Mehrkosten des Anstiegs der EEG-Umlage aufgehoben, hierbei allerdings auf einen großen Teil der Stromkunden verteilt. Durch den Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger würden daher Regionen entlastet, in denen sich bislang der Zubau erneuerbarer Energien konzentriert.

Auf Industrieebene geht aus der Modellrechnung wie aus Abbildung 14 ersichtlich eine ähnliche Tendenz hinsichtlich der Größenordnung und Verteilung des Entlastungseffekts hervor. Im Bezugsjahr 2014 beträgt die Entgeltminderung durchschnittlich -0,06 ct/kWh.

Auffallend bei der Verteilung der Entlastungen sind die vergleichsweise starken Rückgänge bei Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg (-0,4 ct/kWh). Im Status Quo entfällt die Höchstbelastung bei den Industriekunden auf diese beiden Bundesländer sowie auf Schleswig-Holstein. Durch den Streichungseffekt reihen sich die Netznutzungsentgelte jener beiden Bundesländer ins Mittelfeld der durchschnittlichen Entgeltbeträge ein.

¹³ Wert für den nicht privilegierten Letztverbrauch bezieht sich auf Prognos AG (2014).

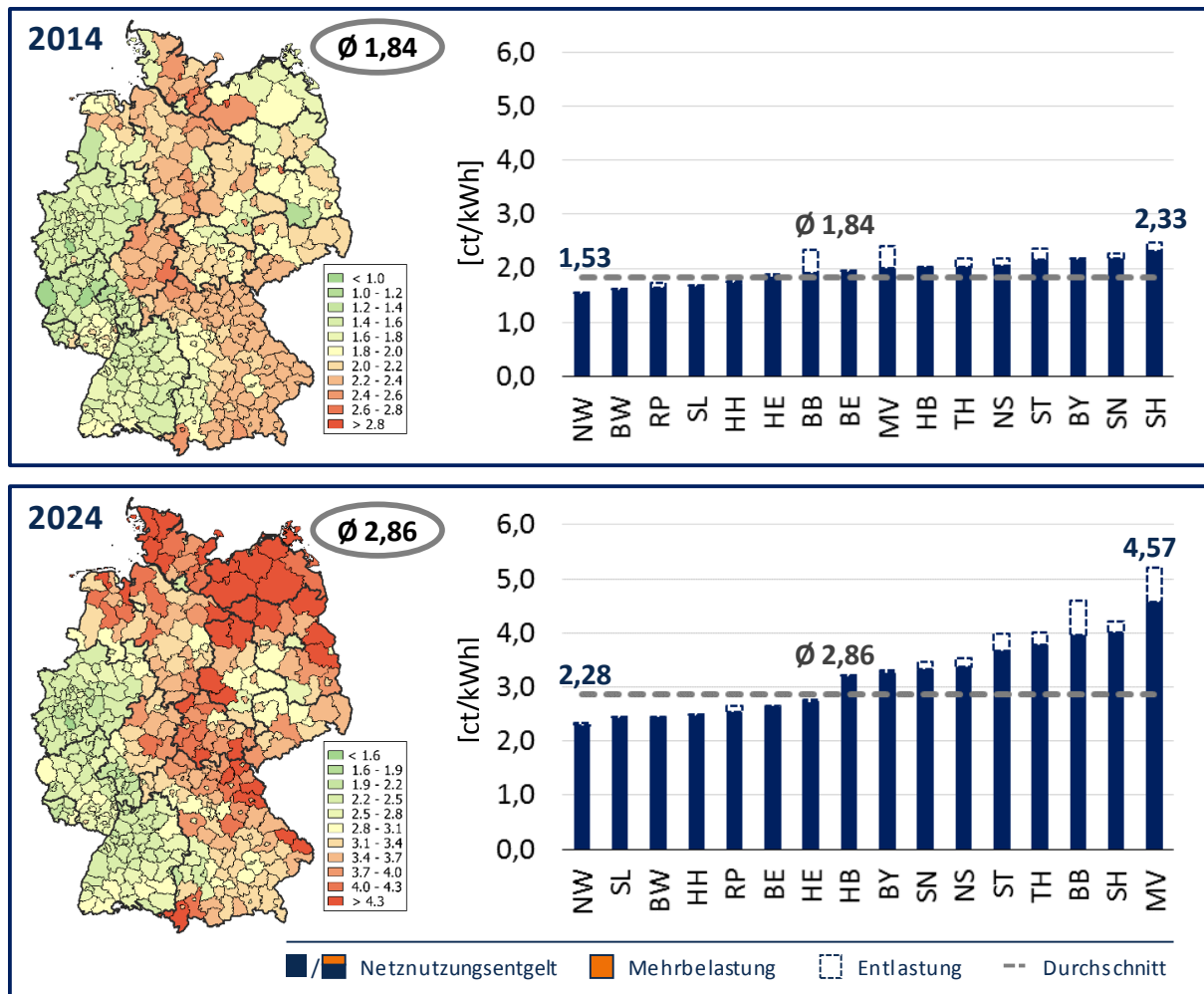


Abbildung 14: Auswirkungen der Streichung der vNNE für Wind und Photovoltaik auf Netznutzungsentgelte für Industriekunden, in ct/kWh für die Jahre 2014 und 2024, eigene Darstellung

Nach dem prognostizierten Anstieg der vNNE bis 2024 vergrößert sich der Entlastungseffekt für die Industriekunden. Im Bundesdurchschnitt verringert sich das mittlere Entgelt um -0,09 ct/kWh auf 2,86 ct/kWh. Auf die Industriekunden der jeweiligen Bundesländer übertragen, verzeichnen wie im Bezugsjahr 2014 Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg die höchsten Minderungsbeträge. Die Netznutzungsentgelte reduzieren sich in beiden Bundesländern um etwa -0,7 ct/kWh, wobei im Vergleich zum Jahr 2014 die relative Auswirkung der Abschaffung des vermiedenen Entgeltbestands auf die Endkundenentgelte geringer ausfällt. Aufgrund der erheblichen Kostenzuwächse in den Mittel- und Hochspannungsnetzen und der strukturellen Lastveränderung auf der Entnahmeebene bleiben die Netznutzungsentgelte auch beim Wegfall des Entgeltbestands weit über dem Bundesdurchschnitt. Überdurchschnittliche Entlastungseffekte entfallen ebenfalls auf die anderen östlichen Bundesländer Sachsen-Anhalt (-0,3 ct/kWh), Thüringen (-0,2 ct/kWh) und Sachsen (-0,15 ct/kWh) sowie auf Niedersachsen (-0,2 ct/kWh), Schleswig-Holstein (-0,15 ct/kWh) und Rheinland-Pfalz (-0,1 ct/kWh).

Fazit: Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) für dargebotsabhängige Erzeuger (Onshore Windkraft und Photovoltaik)

- Zunahme der EEG-Umlage um 0,11 ct/kWh (2014) bzw. 0,16 ct/kWh (2024)

Haushalts- und Gewerbekunden

- 2014: Größte Entlastungen in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern sowie Thüringen und Sachsen-Anhalt (0,2 – 0,5 ct/kWh)
- 2024: Vergrößerung der Entlastungen in Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Sachsen-Anhalt (0,3 – 0,7 ct/kWh), geringere Entlastungen in Niedersachsen und Bayern

Industriekunden

- 2014: Annähernde Angleichung an den Bundesdurchschnitt in stark belasteten Ländern Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern
- 2024: Starke Entlastung in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern (0,6 ct/kWh) sowie in Sachsen-Anhalt, Thüringen und Schleswig-Holstein (0,2 – 0,3 ct/kWh).

5.4 Übertragungs- / Verteilernetze: Preiskorridor für Endkundenentgelte

Ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt hat, wie im letzten Abschnitt gezeigt, vor allem für Haushaltskunden nur einen relativ geringen Effekt. Da in dieser Kundengruppe die Kosten der Verteilernetze einen erheblichen Anteil der Netznutzungsentgelte ausmachen, werden im Folgenden Vereinheitlichungen sowohl auf Übertragungs- als auch Verteilernetzebene diskutiert.

Eine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten von Netzausbaumaßnahmen bringt unterschiedliche Herausforderungen mit sich. Die Einführung eines Preiskorridors, bestehend aus einer Ober- und Untergrenze je Spannungsebene, könnte eine einfache Möglichkeit sein, um extreme Preisdifferenzen zwischen Regionen abzufedern. Hierdurch könnten Entlastungen in Gebieten mit hohen Netzausbaukosten und damit eine gerechtere Lastenverteilung geschaffen werden. Darüber hinaus würden grundlegende Effizienzanreize durch lokalen Druck auf die Verteilnetzbetreiber, ihre Entgelte gering zu halten, weitestgehend erhalten bleiben. Bei der Ausgestaltung eines solchen Mechanismus sowie bei der Festlegung der Breite des Korridors gibt es eine Reihe von Möglichkeiten.

Die im Rahmen dieses Kurzgutachtens diskutierte Alternative besteht in der Festlegung einer Ober- und Untergrenze bei den Netzentgelten in Abhängigkeit des durchschnittlichen Entgelts. Dieser Ansatz ist in Abbildung 15 schematisch dargestellt. Um das durchschnittliche Entgelt (gestrichelte Linie) wird ein Entgeltkorridor festgelegt. Regionen, in denen das ursprüngliche Entgelt (blaue Balken) unterhalb der Untergrenze liegt, zahlen einen entsprechenden Aufschlag auf ihr Entgelt (grüne Balken). Regionen, in denen das Entgelt oberhalb der Obergrenze liegt, erhalten einen entsprechenden Abschlag (orangene Balken). Die Auf- und Abschläge werden miteinander verrechnet und die sich daraus ergebende Über- oder Unterdeckung wird mittels eines Sockelbetrags als zusätzliche Zahlung oder Auszahlung auf alle Regionen verteilt.

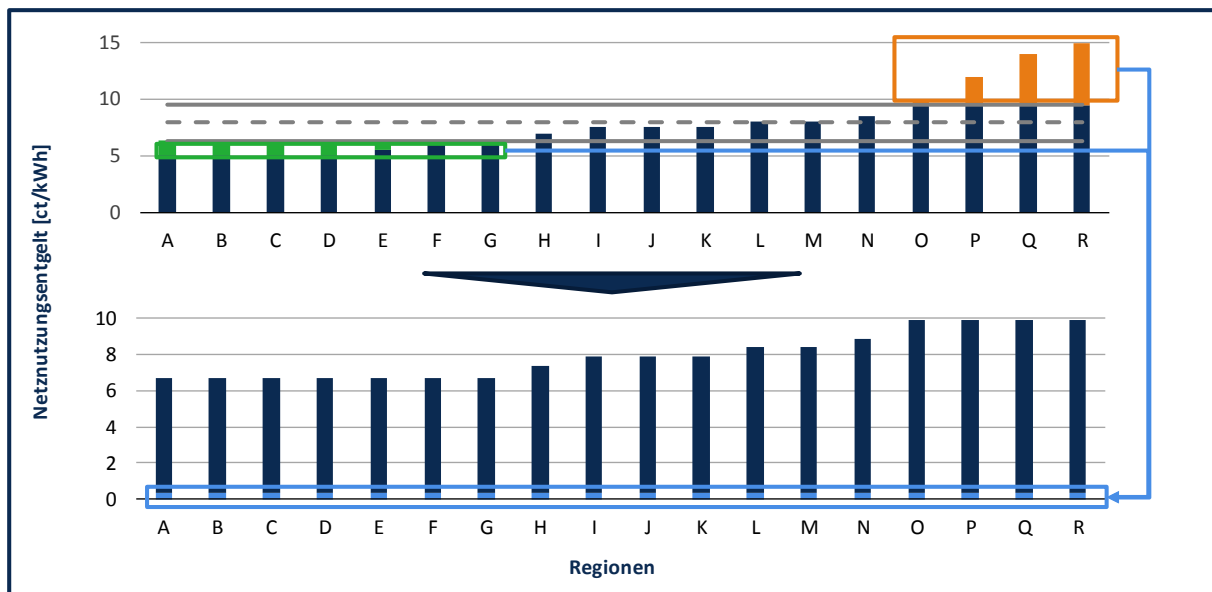


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Entgeltkorridore, eigene Darstellung

Im Folgenden werden die Auswirkungen verschiedener Korridorbreiten diskutiert. Abbildung 16 zeigt die Effekte eines Korridors von $\pm 30\%$ bzw. $\pm 20\%$ für Haushalts- und Gewerbekunden. Auf Landkreisebene ist eine Abschwächung der Extremwerte erkennbar. Die durchschnittlichen Entlastungen pro Bundesland fallen dabei deutlich höher aus als die durchschnittlichen Mehrbelastungen, wie aus Schaubildern im unteren Teil ersichtlich ist. Die Tabelle im mittleren Teil der Abbildung zeigt sowohl die minimalen und maximalen Entgelte, als auch in Klammern deren Reduktion im Vergleich zum Status Quo. Darüber hinaus ist aus dieser Tabelle ersichtlich, welcher Anteil der Verbrauchsmenge sich oberhalb bzw. unterhalb des Entgeltkorridors befindet und von einer Anpassung betroffen wäre. Ergänzend zeigt die Tabelle das Volumen, welches sich aus dem Wälzen der Unter- bzw. Obergrenze ergibt.

Hierbei ist ersichtlich, dass bei einem Korridor von $\pm 20\%$, also zwischen 5,06 und 7,57 ct/kWh im Bezugsjahr 2014, eine deutliche Reduktion der Spitzenentgelte bei einem moderaten zu wälzenden Volumen von etwa 100 Mio. EUR zufolge hätte. Im Prognosejahr 2024 könnte durch diesen Mechanismus das Spitzenentgelt um 39% auf 9,41 ct/kWh gesenkt werden, allerdings bei einem zu wälzenden Volumen von über 300 Mio. EUR. Dies würde einen Sockelbetrag von 0,16 ct/kWh nach sich ziehen.

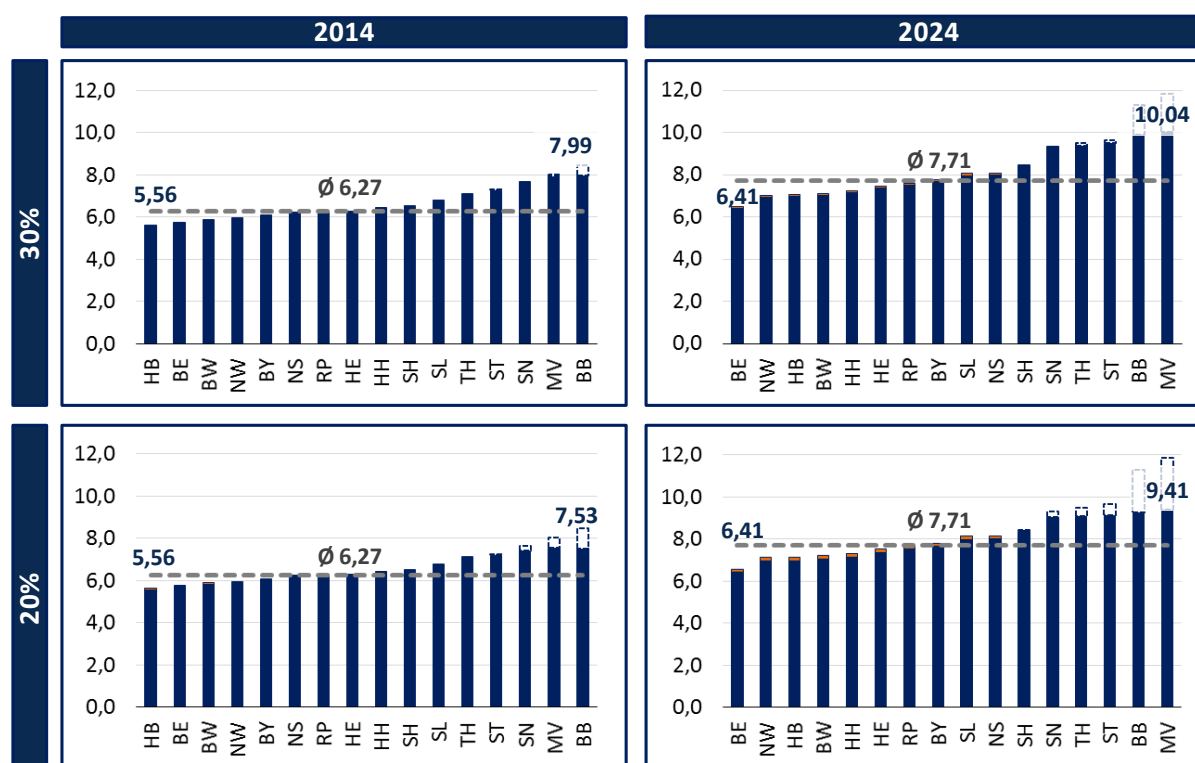
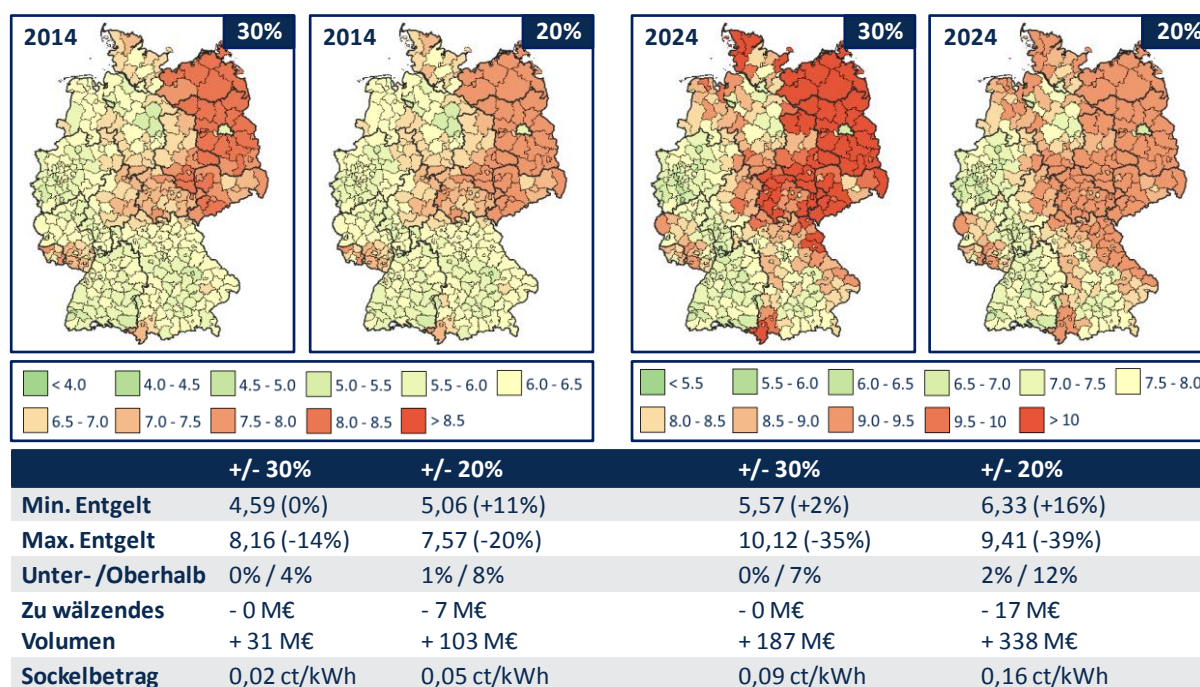


Abbildung 16: Entgeltkorridore in Höhe von 20% und 30% – Netznutzungsentgelte für Haushalts- / Gewerbekunden, in ct/kWh, eigene Darstellung

Im Bereich der Industriekunden beträfe eine Vereinheitlichung um einen Korridor von +/-20% im Bezugsjahr 2014 bereits 35% des Verbrauchs, wie aus Abbildung 17 ersichtlich wird. Hier würden vor allem Kunden in Nord- und Ostdeutschland von einer solchen Regelung profitieren, während in erster Linie Kunden in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen mit Mehrbelastungen zu rechnen hätten. Für das Jahr 2024 zeichnet sich im Bereich der Industriekunden ab, dass durch die starke Spreizung

der Entgelte selbst bei einem Korridor von +/-30% eine erhebliche Entlastung von bis zu 56% für Kunden in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Schleswig-Holstein eintreten würde. Die Mehrbelastungen in Regionen mit niedrigen Entgelten wären dabei auf der anderen Seite relativ gering. Allerdings läge auch in diesem Fall das zu wälzende Volumen bereits über 200 Mio. EUR. Generell ist hierbei anzumerken, dass die absoluten Entgeltsteigerungen von 2014 bis 2024 deutlich höher als die Effekte eines etwaigen Preiskorridors sind.

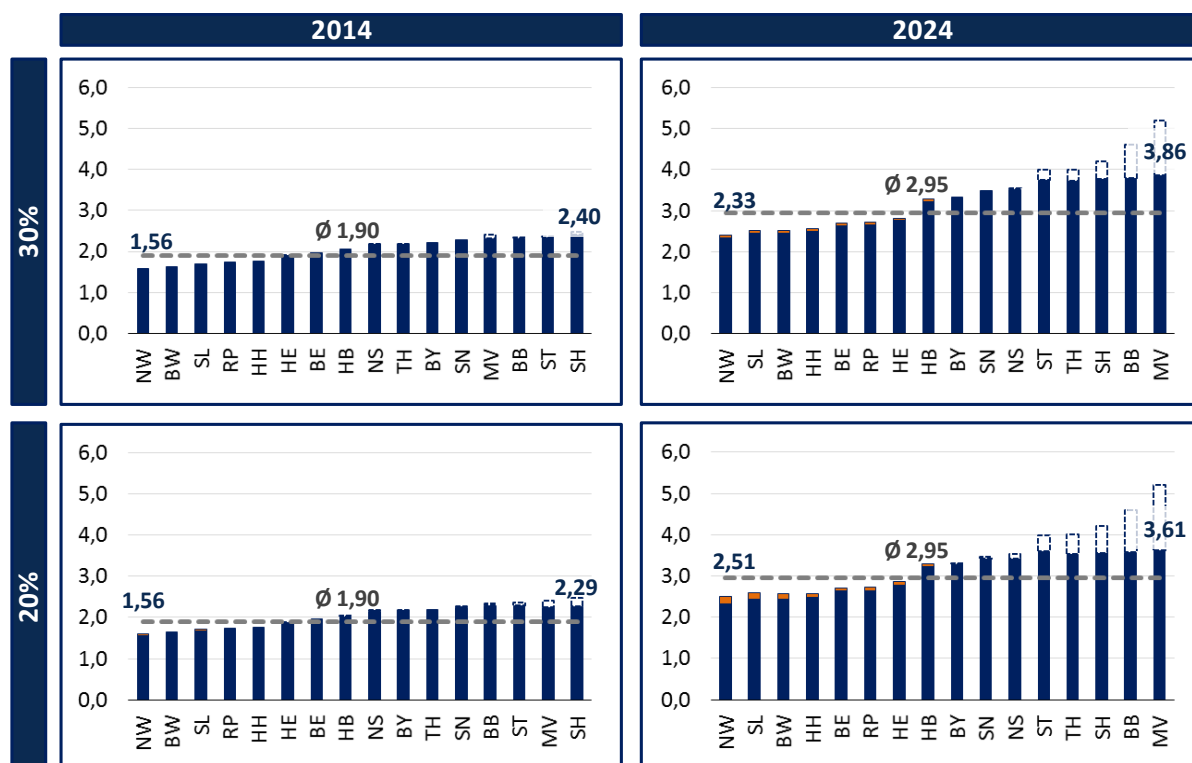
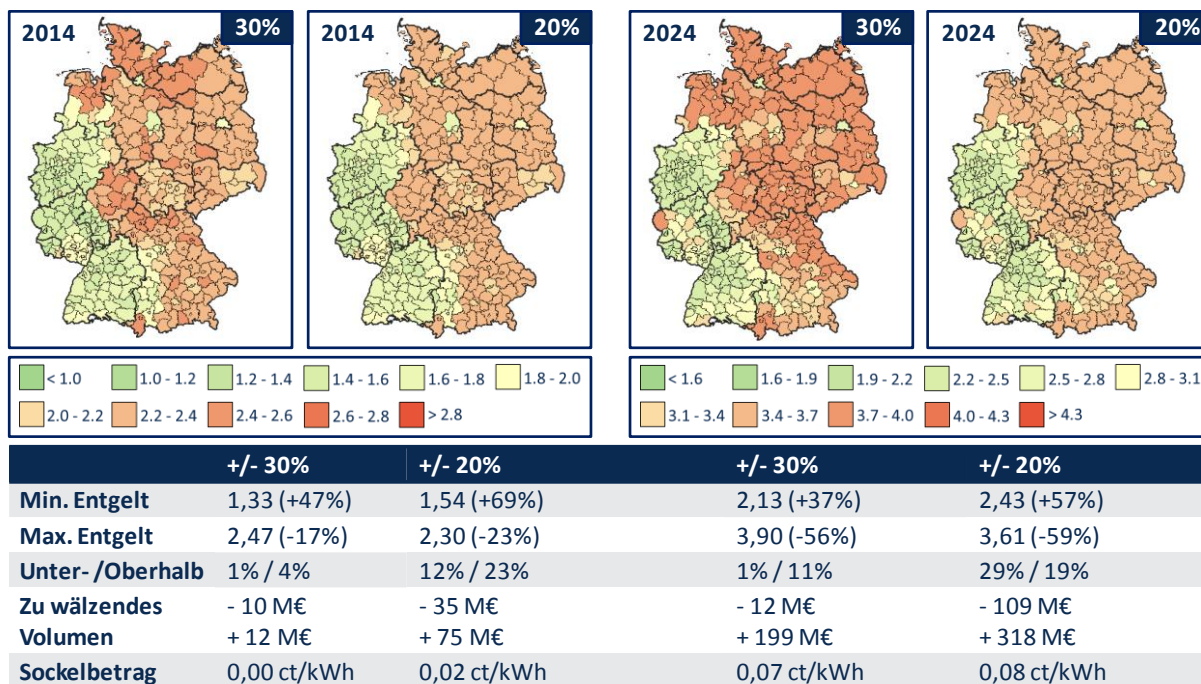


Abbildung 17: Entgeltkorridore in Höhe von 20% und 30% – Netznutzungsentgelte für Industriekunden, in ct/kWh, eigene Darstellung

Fazit: Übertragungs- / Verteilernetze: Preiskorridor für Endkundenentgelte

- Einführung eines Preiskorridors, bestehend aus einer Ober- und Untergrenze je Spannungsebene zur Begrenzung extremer Netzentgeltunterschiede

Korridor von 30%

- 2014: Geringe Effekte, aber Kappung der Spitzenentgelte in Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein, zu wälzendes Volumen ca. 33 Mio. EUR
- 2024: Deutliche Kappung der Spitzenentgelte in Ost- und Norddeutschland, vor allem für Industriekunden, zu wälzendes Volumen ca. 374 Mio. EUR

Korridor von 20%

- 2014: Kappung von Spitzenentgelten aller Kunden in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Schleswig-Holstein (nur Industrie), zu wälzendes Volumen ca. 136 Mio. EUR
- 2024: Starke Entlastungen in Ost- und teilweise Norddeutschland (bis zu 2,4 ct/kWh Haushaltskunden, 1,6 ct/kWh Industriekunden) bei vergleichsweise kleinen Mehrbelastungen in den übrigen Bundesländern (max. 0,2 ct/kWh), zu wälzendes Volumen ca. 530 Mio. EUR

5.5 Übertragungs- / Verteilernetze: Bundeseinheitliche Entgelte für Endkunden

Eine vollständige bundesweite Vereinheitlichung der Entgelte für Endkunden pro Spannungsebene wie in Hinz et al. (2014) diskutiert hätte starke Entlastungen für Regionen mit hohen Entgelten zur Folge, während die Mehrbelastungen für Regionen mit niedrigen Entgelten vergleichsweise gering wären. Aus Abbildung 18 ist diese Asymmetrie gut ersichtlich. Profitieren würden von einer solchen Regelung vor allem Kunden in den neuen Bundesländern sowie im Hinblick auf das Prognosejahr 2024 verstärkt auch Kunden in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Auch Haushaltskunden im Saarland und Industriekunden in Bayern würden profitieren. Mehrbelastungen kämen in erster Linie auf Kunden in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und in den Stadtstaaten (in Bremen lediglich auf Haushaltskunden) zu. Im Gegensatz zu einem Korridormodell wären allerdings die zu wälzenden Volumina deutlich größer. Im Bezugsjahr 2014 läge das Volumen für alle Kundengruppen zusammen bei etwas unter einer Milliarde EUR, im Prognosejahr 2024 bei etwa 1,8 Mrd. EUR. Während auf Haushaltsebene lediglich etwa ein Drittel der Kunden vom Wälzen profitieren würden, wäre es auf Industriebene fast die Hälfte. Daher fällt auch die angesprochene Asymmetrie bei den Haushaltskunden deutlich stärker aus als bei den Industriekunden. Ein wesentlicher Vorteil eines bundeseinheitlichen Entgelts bis zur Steckdosen wäre die Möglichkeit deutschlandweit einheitliche Stromtarife anzubieten, da durch eine Harmonisierung der regionalen Komponenten keine räumliche Differenzierung bei den Tarifen notwendig wäre¹⁴. Dies würde vor allem für kleinere Stromvertriebe eine Entlastung darstellen und so gegebenenfalls auch zu mehr Transparenz und Wettbewerb im Endkundenbereich führen.

¹⁴ Hierzu müssten in letzter Instanz alle regional differenzierten Entgeltbestandteile – also auch die Konzessionsabgabe – vereinheitlicht werden.

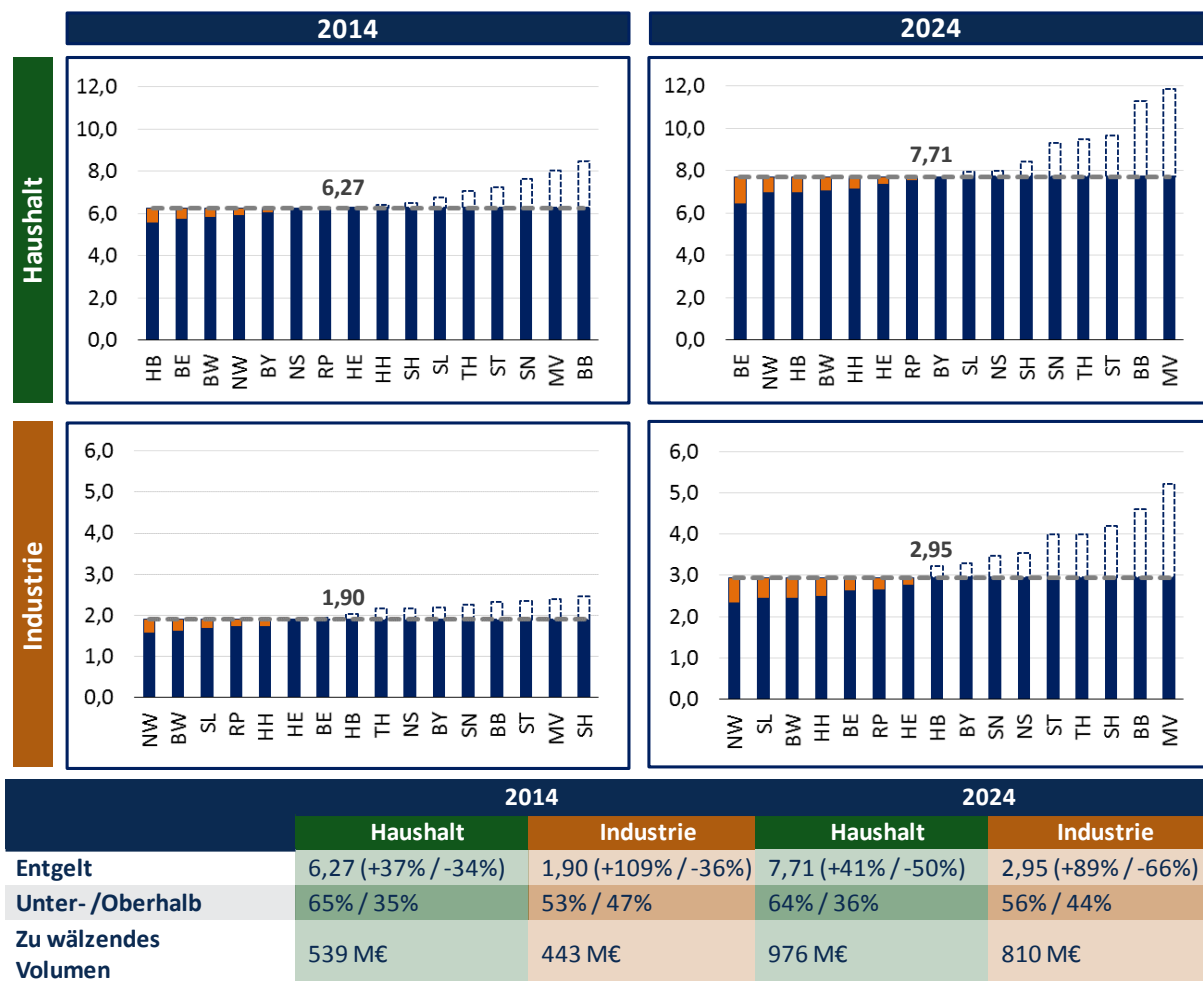


Abbildung 18: Bundeseinheitliche Entgelte – Netznutzungsentgelte für Haushalts- / Gewerbe- sowie Industriekunden, in ct/kWh, eigene Darstellung

Fazit: Übertragungs- / Verteilernetze: Bundeseinheitliche Entgelte für Endkunden

- Vollständige bundesweite Vereinheitlichung der Entgelte für Endkunden je Spannungsebene
- Zu wälzende Volumina deutlich größer als bei Preiskorridoren
- 2014: Starke Entlastungen für Regionen mit hohen Entgelten (Ostdeutschland), Mehrbelastungen für Regionen mit niedrigen Entgelten vergleichsweise gering
- 2024: Starke Entlastungen neben ostdeutschen Ländern nun auch in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie in Teilen Bayerns
- Mögliche Steigerung von Transparenz und Wettbewerb im Endkundenbereich durch Deutschlandweit einheitliche Tarife

5.6 Verteilernetze: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten

Als weitere Anpassungsvariante, um einer Divergenz der Netznutzungsentgelte entgegenzuwirken, wird im Folgenden die Auswirkung eines bundesweiten Wälzens der EE-bedingten Verteilernetzkosten analysiert. Ein solches Wälzen würde zwar einer verursachungsgerechten Verteilung eher gerecht werden

können, allerdings wäre dies mit der Herausforderung verbunden, Netzausbaumaßnahmen nach ihrem Verursacher scharf abzugrenzen. Eine scharfe Abgrenzung von EE-bedingten und sonstigen Verteilernetzkosten lässt sich allerdings in der Praxis kaum vornehmen.

5.6.1 Konzeptionelle Einordnung der EE-bedingten Verteilernetzkosten

Im Rahmen dieser Untersuchung werden die Entlastungs- bzw. Mehrbelastungseffekte sowohl eines bundesweiten Wälzens der Kosten von Einspeisemanagementmaßnahmen nach §13 Abs.2 EnWG und §§14 und 15 EEG, die ihren Ursprung im Verteilernetz haben, als auch der Netzausbaukosten zur Integration der erneuerbaren Stromerzeugung auf Verteilernetzebene analysiert.

Die durch den Einsatz von Einspeisemanagementmaßnahmen (siehe Abschnitt 4.2.1) entstehende Ausfallarbeit entfällt überwiegend auf die installierten Windenergiekapazitäten: laut dem Monitoringbericht 2014 waren 86% der Ausfallarbeit bei den Onshore-Windenergieanlagen zu verzeichnen. Ferner sind 95% der erfassten abgeregelten Einspeisemengen in den nördlichen Bundesländern angefallen (Bundesnetzagentur, 2014a). Nach veröffentlichten Daten der einzelnen Landesregierungen schlüsselt sich das Entschädigungsaufkommen der Ausfallarbeit im Jahr 2013 nach Bundesland wie aus Tabelle 8 ersichtlich auf (Niedersächsischer Landtag, 2015; Schleswig-Holsteinischer Landtag, 2015; Landtag Mecklenburg-Vorpommern, 2014).

Tabelle 8: Entschädigungszahlungen nach §13.2 EnWG und §15 EEG pro Bundesland und Netzbetreiber

Bundesland	Nieder-sachsen	Schleswig-Holstein	Mecklenburg-Vorpommern	Brandenburg	Gesamt
Entschädigungszahlungen nach §13.2 EnWG & §15 EEG (Mio. EUR)	0,11	25	6,5 ¹⁵	12,1	43,7
Netzbetreiber	Übertragungsnetz		Verteilernetz		
Anteil der Entschädigungszahlungen nach Netzbetreiber (Mio. EUR)	16,1		27,6		

Auffallend bei den Entschädigungssummen ist der verhältnismäßig hohe Einsatz von Einspeisemanagementmaßnahmen in Schleswig-Holstein. Über die Hälfte des im Jahr 2013 ausgezahlten Entschädigungsvolumens entfiel auf dieses Bundesland. Auch wenn die absolute Entschädigungshöhe in der Gesamtbetrachtung vergleichsweise gering ausfällt, lässt sich hieran ein stark konzentrierter Kosteneffekt der Ausfallarbeit erkennen. In Tabelle 8 wird zwischen den zahlungspflichtigen Netzebenen unterschieden. Laut der Gesetzeslage liegt die Entschädigungspflicht bei dem Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet

¹⁵ Entschädigungswert ermittelt auf Basis der in Landtag Mecklenburg-Vorpommern (2014) veröffentlichten Daten zur abgeregelten Einspeisemenge in der 50Hertz-Regelzone im Jahr 2013. Unter der Annahme, dass die Restmenge der §14 EEG Ausfallarbeit in Brandenburg angefallen ist, wird eine anteilige Zuordnung der Entschädigungszahlungen für Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg getroffen.

sich der mit dem Einsatz der Einspeisemanagementmaßnahme zu behebende Netzengpass ereignet. Im Jahr 2013 waren über 60% der Entschädigungsansprüche auf eine Ursache im Verteilernetz zurückzuführen. Darüber hinaus verteilt sich der Entschädigungsbetrag laut ECOFYS (2012) auf einen kleinen Anteil der Verteilnetzbetreiber. Da Einspeisemanagement vorwiegend bei der Onshore-Windenergie durchgeführt wird, ist davon auszugehen, dass ländliche Netzgebiete den größten Teil der Kosten tragen müssen.

Zu den EE-bedingten Verteilernetzkosten gehören außerdem die eingangs erwähnten Netzausbaukosten. Dieser entscheidende Kostentreiber wurde bereits im Abschnitt 4.2.2 ausführlich diskutiert. Mit einem bis 2024 zu tätigen Investitionsvolumen in Höhe von ca. 18 Mrd. EUR, welches auf Basis des NEP-Szenarios aus BMWi (2014) bestimmt wurde, bilden die Netzerweiterungskosten mit Abstand den größten Teil der EE-bedingten Verteilernetzkosten. Wie aus Abbildung 5 ersichtlich ist, sind die Neuinvestitionen nicht gleichmäßig auf das Bundesgebiet verteilt. Rund 80 Prozent des Investitionsbedarfs entfällt hierbei auf die Mittel- und Hochspannungsebene und damit auf die Netzintegration der Onshore-Windenergieanlagen vor allem in Norddeutschland. Hier ergeben sich laut der Prognose bis 2024 die höchsten Steigerungsraten. In weiten Teilen Norddeutschlands sind so Kostensteigerungen von über 3% bei einem Durchschnittswert von 1,9% zu erwarten. Nicht zu vernachlässigen sind aber auch die hohen Investitionsausgaben, die einige Gebiete in Bayern zu verzeichnen haben. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf dem wachsenden Integrationsbedarf bei der Solarenergie.

Hinsichtlich der ausbaubezogenen Verteilernetzkosten ist zu beachten, dass aufgrund der Ausgabenstruktur im Netzbetrieb eine schwer zu bestimmende Schnittmenge zwischen Ersatz- bzw. Ertüchtigungs- und Erweiterungskosten besteht. Eine scharfe Abgrenzung von EE-bedingten und sonstigen Verteilernetzkosten lässt sich daher kaum vornehmen. Da BMWi (2014) und dena (2012) im Rahmen der jeweiligen Szenarien nicht explizit auf diese Abgrenzungsproblematik eingehen und die Investitionen als notwendig für die Netzintegration der erneuerbaren Erzeugungsträger ausweisen, werden im Rahmen dieser Untersuchung die gesamten Neuinvestitionen als EEG-bedingt angenommen und bis 2024 vollständig gewälzt.

5.6.2 Herausforderungen bei den EE-bedingten Verteilernetzkosten

Im Zuge der voranschreitenden Energiewende wachsen die oben erläuterten Kosten zur Integration der dezentralen erneuerbaren Einspeisung an. Auf Übertragungsnetzebene werden teilweise bereits EE-Kostenbestandteile bundesweit verteilt. So werden beispielsweise die Anschlusskosten der Offshore-Windenergieanlagen bereits durch einen bundesweiten Umlagemechanismus refinanziert. Dahingegen werden auf Verteilernetzebene die zur Integration der erneuerbaren Einspeisung anfallenden Netzkosten von den jeweiligen Netzkunden getragen. Insofern ziehen Regionen, die sich am Ausbau der regenerativen Erzeugungskapazität (u.a. auch bedingt durch bessere EE-Potentiale) stärker beteiligen und dadurch zum Erreichen der bundesweiten energiepolitischen Ausbauziele beitragen, eine Mehrbelastung auf sich.

Wie bereits geschildert, verstärkt sich diese Ungleichverteilung bei den Netzentgelten dadurch, dass der Großteil der Onshore-Windenergieanlagen in relativ dünn besiedelten ländlichen Gebieten angeschlossen wird. Bundesweit entfallen etwa 80% der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazität auf nur 20 der ungefähr 900 Verteilnetzbetreiber (Bundesnetzagentur, 2015c). Da nach den Grundsätzen der Netzentgeltsystematik Entgelte verursachergerecht zu bestimmen sind, bedarf es einer kritischen Auseinandersetzung mit der bestehenden Verteilung der EE-bedingten Verteilernetzkosten.

5.6.3 Untersuchung eines Wälzens der EE-bedingten Verteilernetzkosten

Die Auswirkungen eines Wälzens der EE-bedingten Verteilernetzkosten auf die Netznutzungsentgelte der Haushalts- und Gewerbekunden sind in Abbildung 19 dargestellt. Aus den Ergebnissen der Modellrechnung für das Bezugsjahr 2014 lassen sich kaum Entlastungs- bzw. Mehrbelastungseffekte ersehen. Dies liegt daran, dass keine Differenzierung der historischen Investitionen in EE-bedingte und sonstige Verteilernetzkosten vorgenommen werden kann und sich mögliche Änderungen lediglich aus der geringen Summe der entschädigten Ausfallarbeit ergeben.

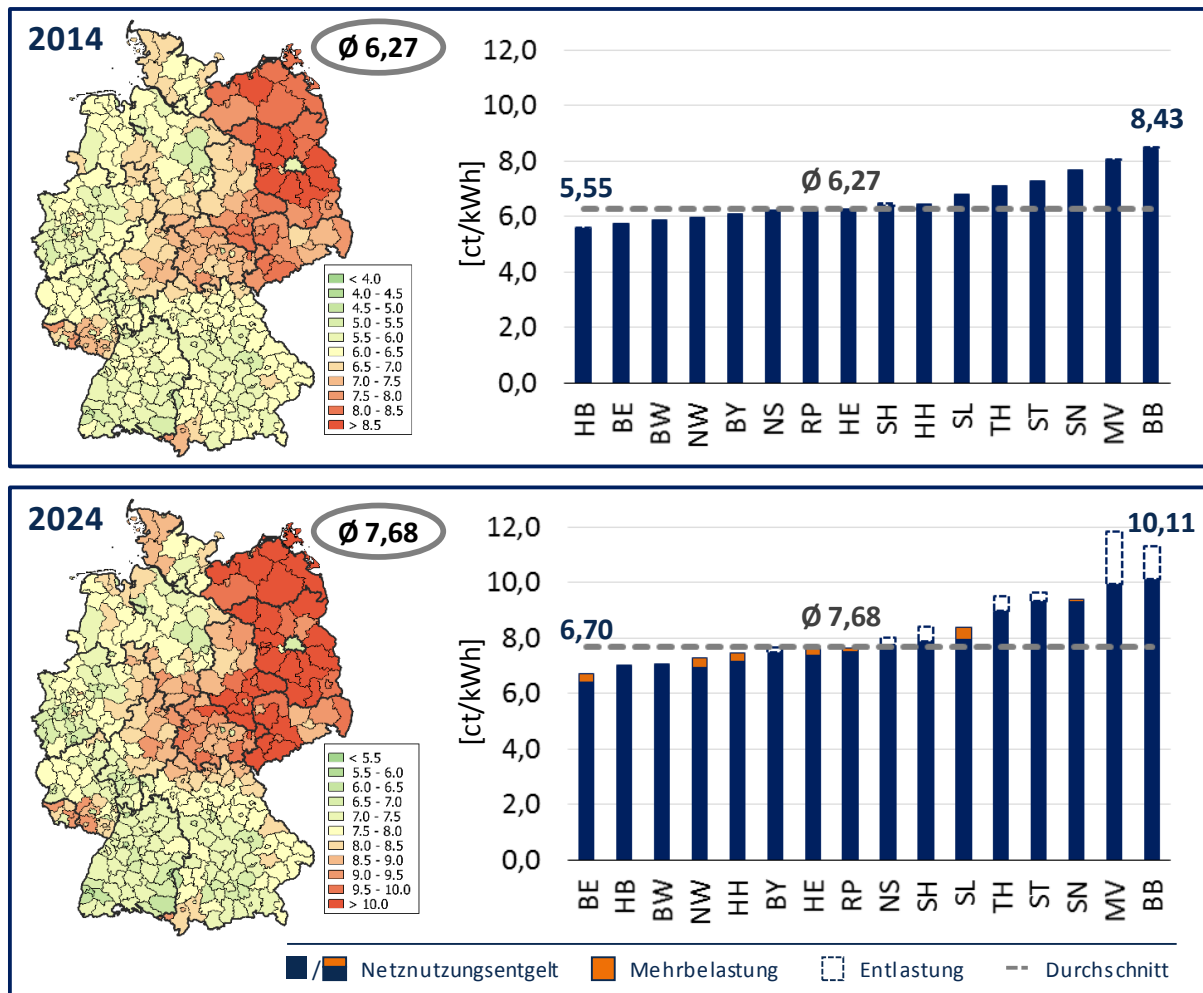


Abbildung 19: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten (Ausbau und Einsenkung) – Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden, in ct/kWh, eigene Darstellung

Gemäß der Prognose für 2024 lassen sich allerdings beachtliche Effekte feststellen. Diese sind auf das Wälzen der sich aus dem Investitionsvolumen von 18 Mrd. EUR für den EE-bedingten Ausbau der

-1,2 ct/kWh entfallen. Die Minderungsbeträge stellen dabei eine Reduzierung des Entgelts gegenüber dem Status Quo von etwa 30% dar. Weitere erhebliche Entlastungseffekte würden in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein und Thüringen eintreten. Durch diese Maßnahme würde sich die große Spannweite der Entgelte deutlich verringern. Im Gegensatz dazu entfielen die größten Mehrkosten auf das Saarland, auf Nordrhein-Westfalen und Hessen. Da die Entlastungen auf eine breitere Basis von Endkunden übertragen würden, fallen die Mehrbelastungen entsprechend deutlich geringer aus.

Fazit: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten

- Wälzen der anfallenden Verteilernetzkosten für den EE-bedingten Netzausbau ab 2014 sowie für Einsenkungsmaßnahmen mit Ursprung im Verteilernetz
- 2014: Kaum Änderungen, da Ausbaukosten nicht nachträglich differenzierbar
- Haushalts- und Gewerbekunden 2024: Hohe Entlastungen in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern (1,2 – 1,9 ct/kWh) bei weiterhin bundesweiten Spitzenentgelten, Mehrbelastungen von bis zu 0,4 ct/kWh im Saarland und in Nordrhein-Westfalen
- Industriekunden 2024: bundesweite Angleichung der Entgelthöhen, starke Entlastungen vor allem in den neuen Bundesländern von bis zu 1,7 ct/kWh, Mehrbelastungen von max. 0,3 ct/kWh
- Umsetzbarkeit aufgrund der Abgrenzungsproblematik beim Netzausbau äußerst fragwürdig

6 Sensitivitätsanalyse und Differenzierung ausgewählter Modellaspekte

Zur Ausdifferenzierung und Sensitivitätsanalyse der verschiedenen Anpassungsvarianten werden im Folgenden die Modellergebnisse um zwei weitere Betrachtungen ergänzt. Unter Berücksichtigung der nach §19.2 EnWG sogenannten Ausnahmeregelung für die Industriekunden wird für ausgewählte Anpassungsvarianten die tatsächlich eintretende Mehrbelastung unter Berücksichtigung der Vergünstigungstatbestände analysiert. Darüber hinaus wird im zweiten Teil eine Sensitivitätsanalyse der Übertragungsnetzentgelte auf die Auswirkung eines verzögerten Netzausbaus hin durchgeführt. Hierbei zielt die Analyse auf die Darstellung von Verschiebungseffekten bei den auftretenden Netzkosten infolge eines erhöhten Einsatzes von Redispatch- bzw. Einspeisemanagementmaßnahmen ab.

6.1 Analyse der tatsächlichen Mehrbelastung der Industriekunden unter Berücksichtigung der Ausgleichsregelung nach §19 Abs.2 StromNEV

Um die Mehrbelastungseffekte für Industriekunden differenzierter zu betrachten, ist eine Berücksichtigung der möglichen Vergünstigungsfälle bei den Netznutzungsentgelten für diese Kundengruppe notwendig. Im Rahmen der voranstehenden Analysen sind modelltechnisch keine Vergünstigungen für privilegierte Großstromkunden abgebildet. Demnach stellen die aus den Anpassungsvarianten entstandenen Mehrkosten in einzelnen Bundesländern bei den Modellergebnissen eine obere Grenze dar. Deshalb wird im Folgenden unter Einbezug der privilegierten Tatbestände die tatsächlich zu erwartende Mehrbelastung bei Industriekunden in den jeweiligen Bundesländern ermittelt.

Seit der ersten Fassung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) im Jahr 2005 existiert eine Regelung zu individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Hierbei handelt es sich um eine privilegierte Statusgewährung für Großverbraucher in zwei Abnahmefällen. Zum einen wird im Rahmen von §19 Abs. 2 S.1 StromNEV die Vereinbarung von individuellen Netznutzungsentgelten für Verbraucher mit einer atypischen Netznutzung ermöglicht. Weicht der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- und Umspannebene ab, so hat der Letztverbraucher Anspruch auf das Angebot eines individuellen Netznutzungsentgeltes. Bei atypischen Netznutzern liegt die Leistungsspitze außerhalb der von den Netzbetreibern gebildeten Hochlastzeitfenster. Hierbei wird von einem netzdienlichen Betrieb, der eine kostenmindernde Auswirkung auf das Gesamtsystem nach sich zieht, ausgegangen. Mit dem Inkrafttreten der Verordnung wurde zunächst ein Vergünstigungsgrad von bis zu 50% des geltenden Entgelts gewährt. Im Zeitverlauf wurde die Regelung wiederholt novelliert, so dass in der aktuellen Fassung privilegierte Letztverbraucher eine Minderung bis auf 20% des veröffentlichten Netznutzungsentgelts in Anspruch nehmen können. Von der Regelung profitieren vor allem Betriebe aus den Bereichen Konsumgüter, Lebensmittel, Tierzucht, soziale Einrichtungen wie Pflegeheime und Krankenhäuser sowie Pumpspeicherkraftwerke (Bundesnetzagentur, 2015a, p. 7f.).

Zum anderen bezieht sich die Regelung auf die nach §19 Abs. 2 S.2 StromNEV definierte stromintensive Netznutzung. Stromintensive Unternehmen ermöglichen den Netzbetreibern bei gleichförmigem Abnahmeverhalten eine bessere Planbarkeit der Auslastung des Elektrizitätsversorgungsnetzes und senken

somit ggf. die Kosten. Privilegierte Letztverbraucher im Sinne der Regelung müssen an ihrer Abnahmestelle eine Jahresbenutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden bei einem gleichzeitigen Jahresverbrauch von mindestens 10 GWh erreichen. Relevant für den Umfang der Privilegierung ist die tatsächlich erreichte Benutzungsstundenzahl (Bundesnetzagentur, 2015a, p. 8f.). Betroffene Letztverbraucher sind vor allem Betriebe der Aluminium-, Chemie-, Elektro-, Glas-, Metall- und Papierbranche sowie Rechenzentren (Bundesnetzagentur, 2015a, p. 25).

Im Folgenden wird unter Einbezug der privilegierten Tatbestände auf die tatsächlich eintretende Mehrbelastung bei Industriekunden in den jeweiligen Bundesländern eingegangen. Auf Grundlage einer Auswertung der von der Bundesnetzagentur (2015a) veröffentlichten Daten zu den aus der Antragstellung für §19 Abs. 2 StromNEV gewährten Entlastungssummen, wird die Zusammensetzung der tatsächlich entstehenden Mehrbelastungen unter Berücksichtigung des privilegierten Status pro Bundesland dargestellt.

Angesichts der unvollständigen Datenlage, der zwar die Gesamtentlastungsvolumina pro Bundesland zu entnehmen sind, welche die betroffenen Verbrauchsmengen aber nicht ausweist, wird für die vorliegende Abschätzung ein Schlüssel auf Basis dieser Gesamtvolumina und den aus dem Modell bestimmten Entgeltzahlungen für den Status Quo im Bezugsjahr bestimmt. Zusätzlich wird das Verhältnis aus durchschnittlichen Entgelten im Normalfall sowie bei Privilegierung aus Bundesnetzagentur (2014a) hergeleitet. So lässt sich lediglich ein Verteilungsschlüssel ableiten, der auf die verschiedenen Anpassungsvarianten angewendet wird. Insofern stellt die abgebildete tatsächliche bzw. virtuelle Mehrbelastung lediglich eine grobe Abschätzung dar. Dabei ist außerdem zu beachten, dass sich im letzten Fall eines Wälzens der EE-bedingten Verteilernetzkosten die Zahlen auf das Stichjahr 2024 beziehen, wofür unterstellt wird, dass sich bei der Aufteilung der §19-Entlastungen keine Änderungen ergeben.

Erwartungsgemäß ergibt sich nach der Auswertung des für 2014 vorläufigen veröffentlichten Entlastungsaufkommens ein industriestandortabhängiges Bild der entgangenen Entgelterlöse. Zu den Bundesländern, die von der Ausgleichsregelung am meisten profitieren, gehören jene mit einer stark ausgeprägten Industrie, wie Nordrhein-Westfalen (ca. 160 Mio. EUR), Bayern (ca. 130 Mio. EUR) und Baden-Württemberg (ca. 75 Mio. EUR). Abbildung 21 zeigt in erste Linie die tatsächlichen Mehrbelastungen je Anpassungsvariante (blau) für alle nicht privilegierte Industriekunden. Daneben wird jener Anteil der Mehrbelastungen (dunkelgrau), der durch die privilegierten Industriekunden tatsächlich entrichtet wird und gestapelt darüber die theoretische Mehrbelastung (gestrichelt) der privilegierten Kunden, die bundeweit über die §19-Umlage gewälzt wird, dargestellt.

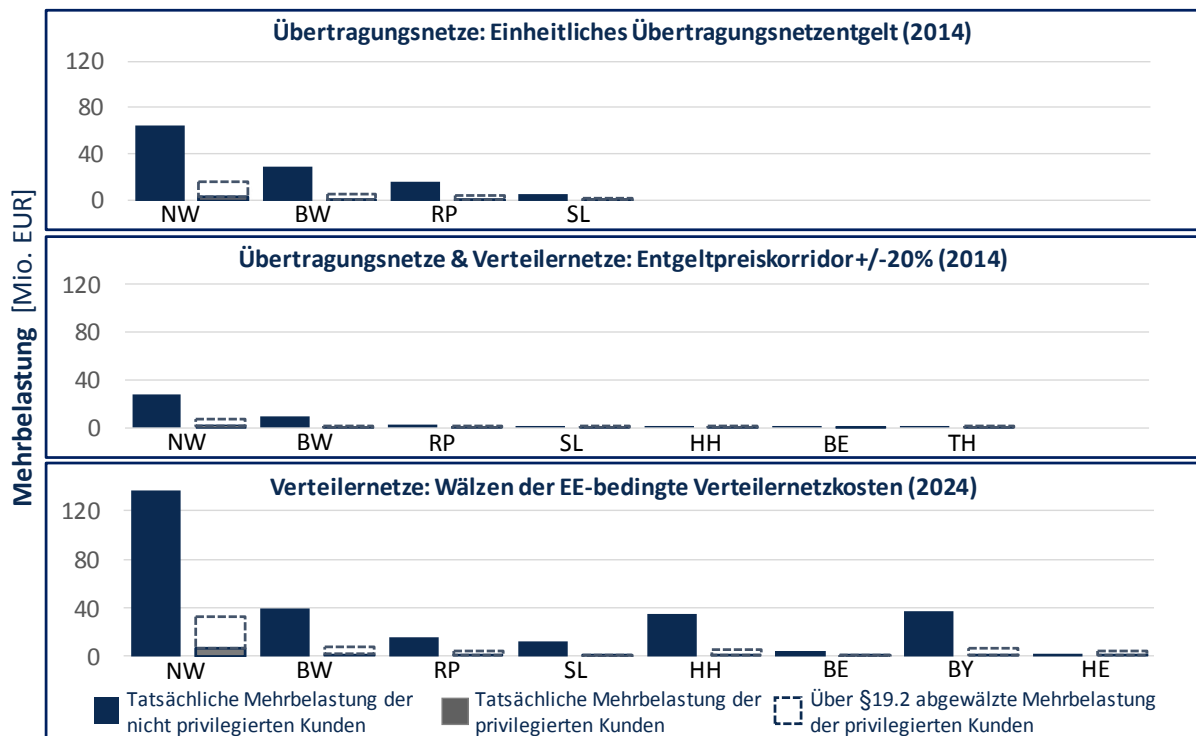


Abbildung 21: Tatsächliche Mehrbelastungen der Industriekunden je Bundesland, eigene Darstellung

Bei allen Anpassungsvarianten sind vor allem Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg von Kostenzuwächsen für die Industriekunden betroffen. Je nach betrachteter Anpassungsvariante kommen weitere Länder mit Mehrbelastungen hinzu. Betrachtet man lediglich die Mehrbelastungen der privilegierten Industriekunden (dunkelgrau) so fallen diese insgesamt sehr gering aus.

Der größte Teil der errechneten Mehrbelastung wird für diese Kundengruppe über die §19-Umlage bundesweit verteilt. Am Beispiel von Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg lässt sich dieser Entlastungseffekt am deutlichsten feststellen. Hier fallen etwa 15% bzw. 13% der berechneten theoretischen Mehrbelastungen für Industriekunden aufgrund der § 19 Abs. 2 Regelungen in der Praxis überhaupt nicht an. In absoluten Zahlen wird je nach Anpassungsvariante die Mehrbelastung in Nordrhein-Westfalen um einen Betrag zwischen 12 und 26 Mio. EUR p.a. reduziert, in Baden-Württemberg um einen Betrag zwischen 5 und 7 Mio. EUR p.a. Demnach belaufen sich die tatsächlichen Mehrbelastungen je nach Anpassungsvariante auf zwischen 29 und 40 Mio. EUR in Baden-Württemberg und zwischen 65 und 137 Mio. EUR in Nordrhein-Westfalen.

Fazit: Mehrbelastung der Industriekunden unter Berücksichtigung §19 Abs.2 StromNEV

- Teile der mit dem Modell berechneten Mehrbelastung für Industriekunden über die Ausgleichsregelung nach §19 Abs. 2 StromNEV auf alle Stromkunden verteilt
- Tatsächlich zu erwartende Mehrbelastung in Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg um 15% bzw. 13% niedriger als in Kapitel 5 beziffert

6.2 Sensitivitätsrechnung bezüglich des Netzausbaus

Ziel dieses Abschnittes ist es, die Auswirkungen eines unterschiedlichen Fortschrittes beim Netzausbau auf die Entwicklung der Netznutzungsentgelte zu ermitteln. Da ein verzögerter Netzausbau voraussichtlich notwendige Netzmanagementmaßnahmen nach sich zieht, werden diese in die Analyse mit einbezogen.

In den vorangehenden Abschnitten wurde unterstellt, dass der Netzausbau wie in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber beschrieben und wie von der Bundesnetzagentur bestätigt durchgeführt wird. Das gesamte Investitionsvolumen bis 2024 für Offshore-Anbindungen, HGÜ-Trassen sowie Wechselstromleitungen an Land beläuft sich demnach auf etwa 30 Mrd. EUR. Laut den Analysen der Netzbetreiber ist dieser Ausbau notwendig, um den auf See erzeugten Windstrom an Land sowie allgemein den elektrischen Strom aus Erneuerbaren Energien von den Erzeugungszentren in Nord- und Ostdeutschland in die Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland zu transportieren.

Übertragungsleitungsprojekte waren, wie viele große Bauprojekte, in der Vergangenheit immer wieder von teilweise erheblichen Verzögerungen in der Planung, Genehmigung oder im Bau betroffen. Unterstellt man einen idealen Zeitraum von sechs Jahren von der Bedarfsfeststellung bis zum Betriebsbeginn, so übertreffen viele Leitungsbauprojekte in Europa diesen Zeitraum teilweise um ein Vielfaches (Perras, 2015, p. 31). Auch die politischen Widerstände und Bürgerinitiativen den Übertragungsnetzausbau betreffend lassen daran zweifeln, dass der Ausbau so schnell wie in den Netzentwicklungsplänen gefordert von Statten gehen wird. Kommt es nun aber zum geplanten weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, ohne dass das Übertragungsnetz entsprechend erweitert wird, führt dies bei Beibehaltung einer einheitlichen Marktzone in Deutschland (und Österreich) auf Basis von Erfahrungen mit Entwicklungen in den letzten Jahren zu einem Anstieg des Bedarfs an Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen¹⁶.

Das Volumen dieser Maßnahmen ist hierbei sehr schwer zu beziffern, da es von sehr vielen Faktoren abhängig ist, unter anderem vom Ausbau einzelner Leitungsprojekte, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien in den unterschiedlichen Regionen, dem Standort und der Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke, von Brennstoffpreisen, Handelsaustauschen, dem Bau von Querreglern sowie den Wetterbedingungen und der damit verbundenen Einspeisung. Die Abschätzung von Redispatchkosten in den unterschiedlichen Szenarien soll daher nicht Teil dieser Untersuchung sein. Keinesfalls kann auf Basis dieser Untersuchung zwischen Redispatch und Netzausbau abgewogen werden, da lediglich direkt erfassbare Kosten in die Betrachtung eingehen, wichtige Aspekte wie eine Gefährdung der Systemsicherheit oder mögliche Marktrückkopplungen durch verstärkten Einsatz von Redispatchmaßnahmen hier außen vor bleiben.

Im Rahmen dieser Sensitivitätsanalyse wird vielmehr untersucht, welche Effekte sich bei ausbleibendem Netzausbau 2024 ergeben, wenn der zu den Abschreibungen, Kapital- und Betriebskosten für den nicht getätigten Ausbau äquivalente Betrag zusätzlich für Redispatch und Einspeisemanagement aufgewendet

¹⁶ Nach §13.1 bzw. §13.2 EnWG sowie §14 EEG

werden müsste. Dies entspräche in den Szenarien 75% Ausbau der bestätigten Projekte in den Netzentwicklungsplänen ca. 900 Mio. EUR für Redispatch und Einspeisemanagement, bei 50% Ausbau ca. 1,7 Mrd. EUR und bei 20% Ausbau ca. 2,7 Mrd. EUR pro Jahr. Im Vergleich dazu wurden für die sonstigen Modellrechnungen, also wenn alle bestätigten Maßnahmen des NEP umgesetzt werden, 94 Mio. EUR für Redispatch und Einspeisemanagement im Jahr 2024 angenommen. Im Bundesdurchschnitt ergeben sich daher in allen Fällen durchschnittliche Übertragungsnetzkosten von 1,37 ct/kWh bezogen auf den Letztverbrauch.

Die Verteilung auf die einzelnen Netzbetreiber folgt hierbei einer Analyse der Redispatchmengen von 2011 bis 2013¹⁷. Die in Abbildung 22 abgetragenen Übertragungsnetzkosten pro kWh Letztverbrauch gehen hierbei stark auseinander. Während sich die Kosten für Kunden in den Regelzonen Amprion und TransnetBW bei ausbleibendem Ausbau verringern, steigen die Kosten vor allem in der Regelzone 50Hertz durch den unterstellten hohen Anteil an den Redispatchmengen deutlich an. In der Regelzone TenneT zeigen sich lediglich geringe Veränderungen, da TenneT sowohl vom Leitungsausbau als auch vom Redispatch stark betroffen ist. Da der Fortschritt beim Netzausbau trotz Netzentwicklungsplan mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet ist und ein verzögerter Netzausbau entsprechende Eingriffe im Netzmanagement nach sich zieht, kann dies unterschiedliche Auswirkungen auf die Verteilung der Netzentgelte nach sich ziehen. Abbildung 22 stellt hier Extremszenarien dar, die aber anschaulich verdeutlichen, dass die Netzentgelte je nach Szenario regional deutlich voneinander abweichen.

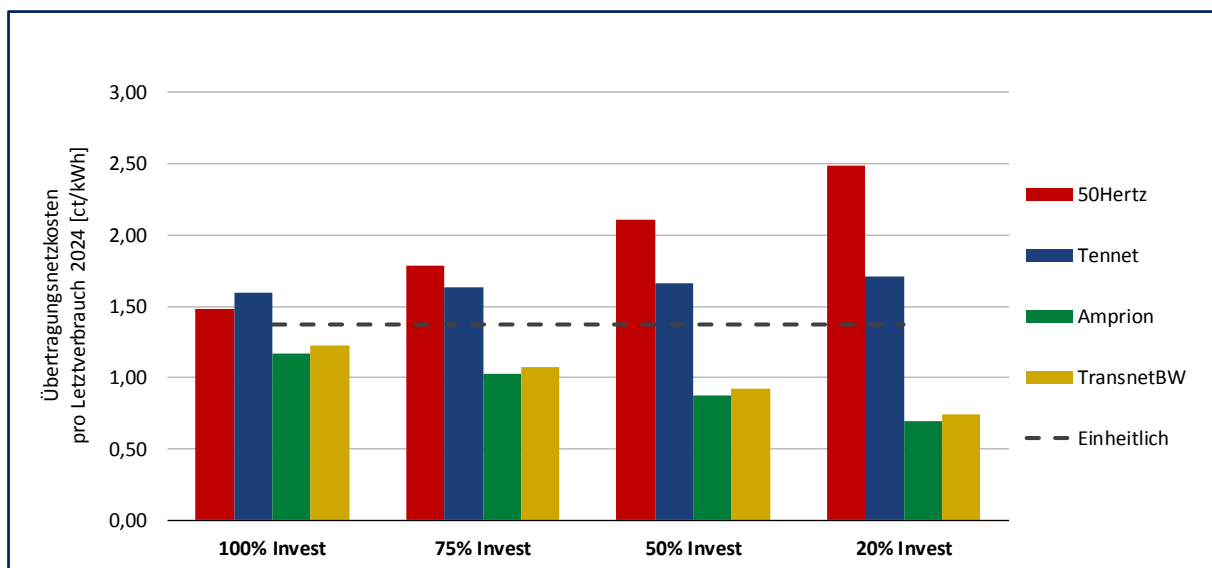


Abbildung 22: Sensitivitätsrechnung verzögerter Netzausbau: Übertragungsnetzkosten pro Letztverbrauch 2024, eigene Darstellung

¹⁷ Es wurde eine Aufteilung von 54% auf 50Hertz, 45% auf TenneT und jeweils etwa 0,5% auf TransnetBW und Amprion (ausgehend von historischen Aufteilungen des anfordernden ÜNB) unterstellt bzw. in anderen Worten: die historische Aufteilung wurde für das Jahr 2024 fortgeschrieben.

Fazit: Sensitivitätsrechnung bzgl. Netzausbau

- Verzögerter Netzausbau verringert in Ansatz zu bringende Kapital- und Betriebskosten, erhöht tendenziell aber Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement.
- Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagement unterliegen vielen verschiedenen, teils stochastischen Einflussgrößen und sind deshalb schwer abschätzbar.
- Analyse der Verteilungseffekte bei ausbleibendem Netzausbau, wenn äquivalente Kosten für Redispatch / Einspeisemanagement anfallen, führen zu starkem Anstieg der Entgelte in der Regelzone 50Hertz.

7 Umsetzung der Anpassungsvarianten

Über die Untersuchung der Auswirkungen der in den vorangehenden Kapiteln vorgestellten Anpassungsvarianten auf Übertragungs- und Verteilernetzebene hinaus stellt sich die Frage nach deren möglicher Umsetzung und Verursachungsgerechtigkeit. Hierzu werden im Folgenden mögliche Ausgestaltungen der einzelnen Umlagemechanismen diskutiert. Die hier vorgestellten Mechanismen sind als erste Diskussionsgrundlage und nicht als ausgereifte Konzepte zu verstehen.

Ein häufiges Argument gegen eine Vereinheitlichung oder gegen ein Wälzen der Entgelte ist, dass hierdurch die bestehenden Effizienzanreize für die Netzbetreiber ausgehebelt würden, da Mehrkosten der jeweiligen Gebiete an andere Netzbetreiber weitergegeben würden. Es ist daher bei der Ausgestaltung solcher Mechanismen dafür zu sorgen, dass die heute geltenden rechtlichen- und regulatorischen Vorschriften bzw. Anforderungen, die für einen Effizienzdruck bei den Betreibern sorgen, weitestgehend erhalten bleiben und die Entkoppelung von Kosten und Entgeltzahlungen lediglich in Richtung des Kunden erfolgt.

7.1 Übertragungsnetze: Einheitliches Übertragungsnetzentgelt

In Bezug auf die Übertragungsnetzebene wurde im Rahmen des Gutachtens die Einführung eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts untersucht. Hierbei müsste der Regulator – in diesem Fall die Bundesnetzagentur – weiterhin auf Basis der Anreizregulierung die jeweiligen Erlösobergrenzen der Netzbetreiber genehmigen. Hierbei gelten dann ebenfalls die durch den Effizienzvergleich der individuellen Netzbetreiber ermittelten Effizienzvorgaben für die jeweiligen Regulierungsperioden weiter. Darüber hinaus bliebe die strukturelle Eigenständigkeit der einzelnen Netzbetreiber uneingeschränkt bestehen. So wäre eine Beibehaltung der heutigen wettbewerblichen Anreize gewährleistet, wobei die generelle Bereitstellung der Netzinfrastruktur durch privatwirtschaftliche Unternehmen als auch das bestehende Verhältnis zwischen Endkunden und Lieferanten unberührt bliebe. Ein mögliches Funktionsprinzip eines Ausgleichsmechanismus auf Übertragungsnetzebene ist in Abbildung 23 schematisch dargestellt.

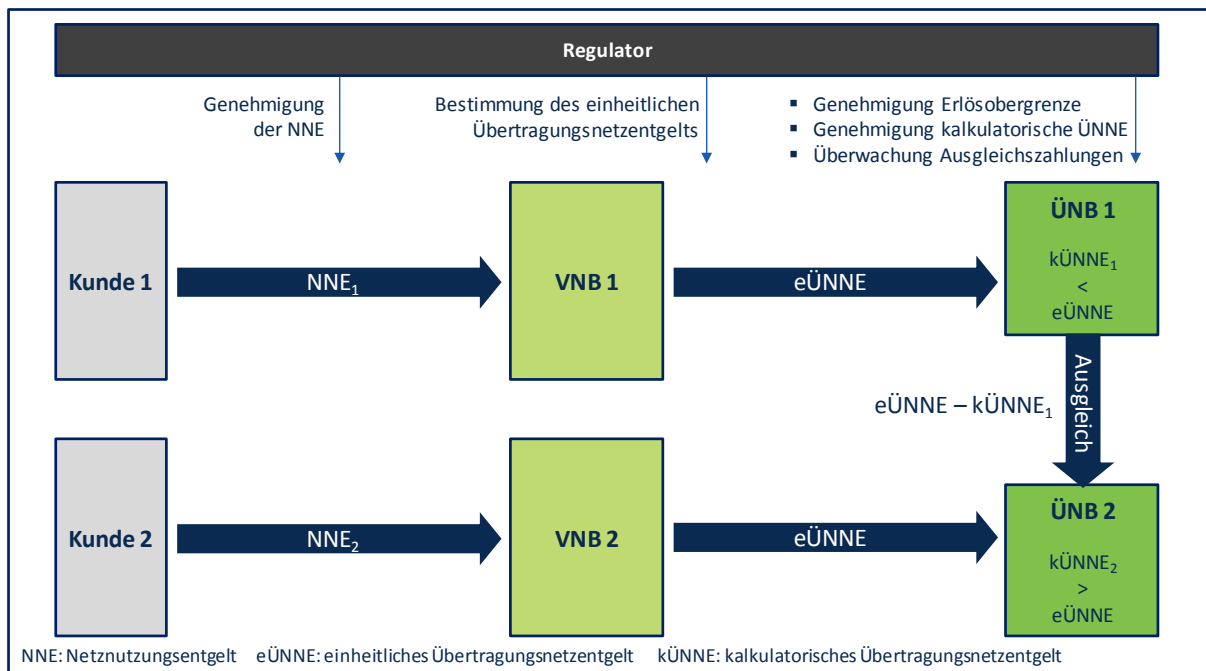


Abbildung 23: Umsetzungsvorschlag für einheitliche Übertragungsnetzentgelte, eigene Darstellung

Im diesem Fall entrichten die Endkunden wie bisher die vom Regulator genehmigten Entgelte über die jeweiligen Stromanbieter an den jeweiligen Verteilnetzbetreiber. Für das Übertragungsnetz würde der Regulator neben den aus den Erlösobergrenzen der einzelnen ÜNB sich ergebenden kalkulatorischen Übertragungsnetzentgelten (kÜNNE) ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt (eÜNNE) festlegen, welches Verteilnetzbetreiber wiederum an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zahlen. Das einheitliche Entgelt würde auf Basis der Kosten- und Verbrauchsstrukturen bestimmt, die die Betreiber heute schon an den Regulator melden.

Hierdurch ergeben sich bei den ÜNB in Bezug auf die Erlösobergrenze entsprechend Über- oder Unterdeckungen durch die Entgeltzahlungen. Diese können aufgrund der überschaubaren Anzahl an Übertragungsnetzbetreibern durch bilaterale Zahlungsströme ausgeglichen werden. Der Regulator müsste hierbei lediglich den Weiterverrechnungsprozess überwachen.

Die Höhe der Ausgleichzahlung berechnet sich dabei als Differenzbetrag zwischen einheitlichem und kalkulatorischem Übertragungsnetzentgelt. Demgemäß zahlen der oder die Übertragungsnetzbetreiber, bei denen durch die Verrechnung des einheitlichen Entgelts mit dem kalkulatorischen Entgelt Mehreinnahmen entstehen, den Differenzbetrag an den oder die durch die Verrechnung defizitären Netzbetreiber. Ein Vorteil hierbei ist, dass aufgrund der Abwicklungsstruktur kaum Bedarf an zusätzlicher Kapitalisierung bzw. Liquiditätsreserve entsteht.

7.2 Übertragungs- / Verteilernetze: Preiskorridor für Endkundenentgelte

Für die Umsetzung eines Entgeltkorridors für Endkunden, bei dem Netzkosten auf Übertragungs- und Verteilernetzebene gewälzt werden, lässt sich ein möglicher Abwicklungsmechanismus wie in Abbildung 24 skizziert beschreiben.

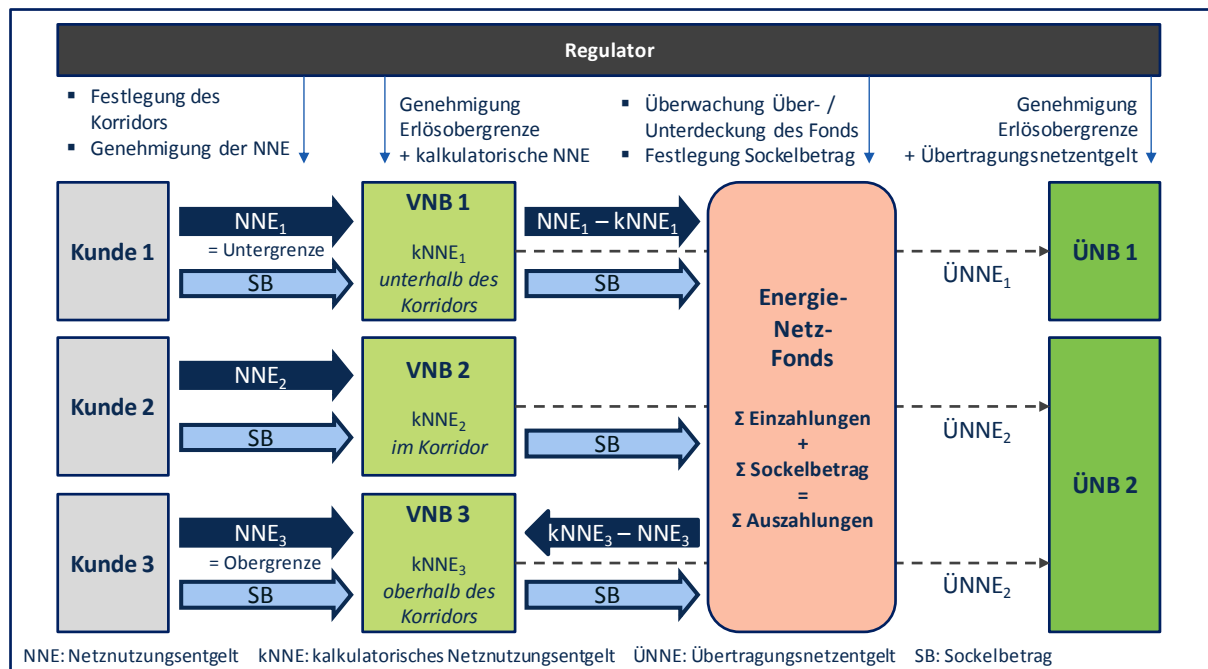


Abbildung 24: Umsetzungsvorschlag für Entgeltkorridore, eigene Darstellung

Hierbei bewilligt wieder der Regulator – die Bundesnetzagentur – auf Basis der den Netzbetreibern genehmigten Erlösobergrenzen und den aggregierten Prognosen der Entnahmen pro Spannungsebene ein kalkulatorisches Entgelt je Netzbetreiber. Zusätzlich legt er einen bundesweit gültigen Entgeltkorridor (siehe Abschnitt 5.4) differenziert nach Spannungsebenen fest. Es ergeben sich für die Verteilnetzbetreiber drei verschiedene Fälle. Die auf Basis der Erlösobergrenzen genehmigten kalkulatorischen Entgelte der jeweiligen Netzbetreiber liegen entweder über, innerhalb oder unter dem festgelegten Preiskorridor. Endkunden zahlen mindestens die Untergrenze und höchstens die Obergrenze des Korridors. Insofern ergeben sich bei Betreibern außerhalb des Korridors Differenzbeträge aus der Verrechnung des vom Kunden gezahlten Netzentgelts mit dem netzbetreiberspezifischen kalkulatorischen Entgelt. Aufgrund der Vielzahl der Verteilnetzbetreiber ist ein bilateraler Ausgleich hier schwierig. Daher werden die Zahlungsüberschüsse von den Betreibern unterhalb des Korridors in einen Energienetzfonds weitergeleitet, Zahlungsbilanzdefizite der Betreiber oberhalb des Korridors werden aus dem Fonds gedeckt. Der Fonds unterliegt dabei der Überwachung des Regulators, der dafür zu sorgen hat, dass dieser über ausreichend Deckung verfügt. Je nach Ausgestaltung der Ober- und Untergrenze können systematische Differenzen zwischen Ein- und Auszahlungen auftreten. Diese müssten über einen Sockelbetrag refinanziert werden, der von den Stromkunden analog zu den anderen Umlagen abgeführt wird. Bei Abweichungen von der Prognose und einer daraus resultierenden Über- bzw. Unterdeckung des Fonds am Ende einer Abrechnungsperiode passt der Regulator den Sockelbetrag bzw. den Korridor an.

Auch in diesem Fall verfügt der Regulator bereits heute schon durch die Einzelmeldungen der Netzbetreiber über einen Großteil der Informationen, die zur Festlegung des Korridors sowie des Sockelbetrags notwendig wären. Allerdings stellt sich bei dieser Anpassungsvariante die politische Herausforderung, einen geeigneten Korridor festzulegen.

7.3 Übertragungs- / Verteilernetze: Bundeseinheitliche Entgelte für Endkunden

Die Umsetzung eines bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelts könnte ähnlich zum Preiskorridor wie in Abbildung 25 beschrieben umgesetzt werden. Endkunden würden pro Spannungsebene einheitliche Entgelte bezahlen. Basierend auf denen vom Regulator genehmigten Erlösobergrenzen würde pro Netzbetreiber ein kalkulatorisches Netznutzungsentgelt bestimmt, welches entweder unterhalb oder oberhalb des einheitlichen Entgelts liegt. Im ersten Fall würde die Differenz einem Fonds zugeführt werden im zweiten Fall müsste die Differenz aus dem Fonds beglichen werden. Ähnlich wie in der Anpassungsvariante Entgeltkorridore würden dem Regulator die Überwachung der Deckung des Fonds sowie die Anpassung der einheitlichen Entgelte bei Über- oder Unterdeckung obliegen.

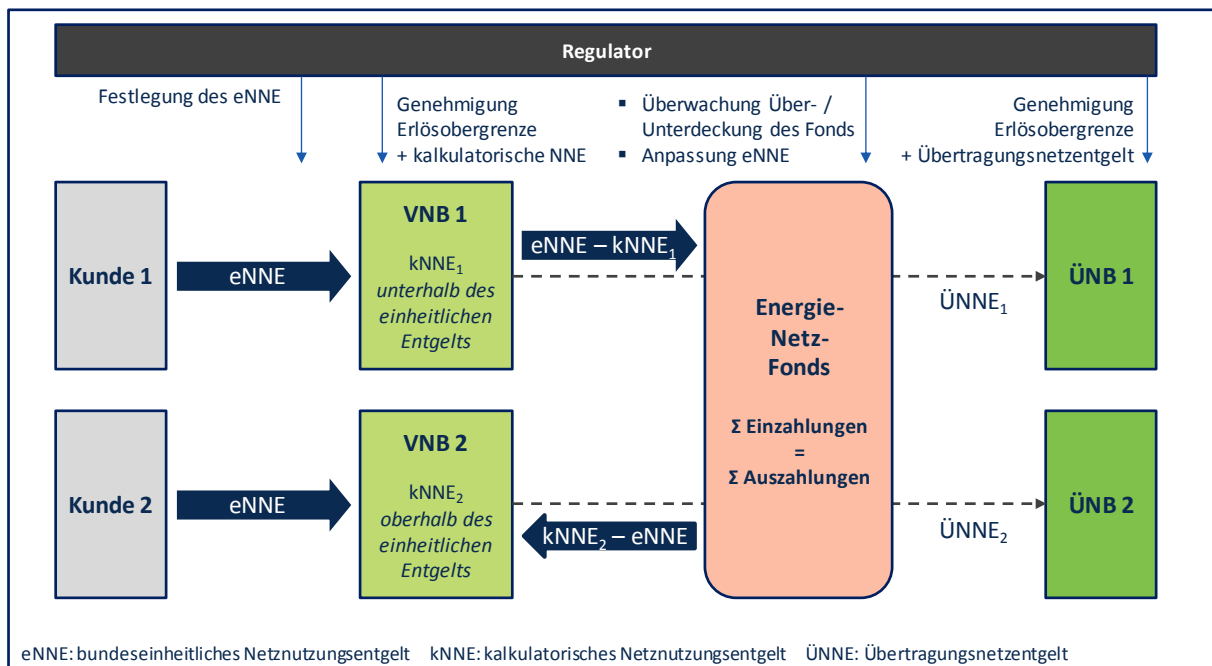


Abbildung 25: Umsetzungsvorschlag für bundeseinheitliche Netznutzungsentgelte, eigene Darstellung

7.4 Verteilernetze: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten

Abschließend wird die mögliche Ausgestaltung eines Ausgleichsmechanismus für das Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten diskutiert. Das Funktionsprinzip ist in Abbildung 26 skizziert.

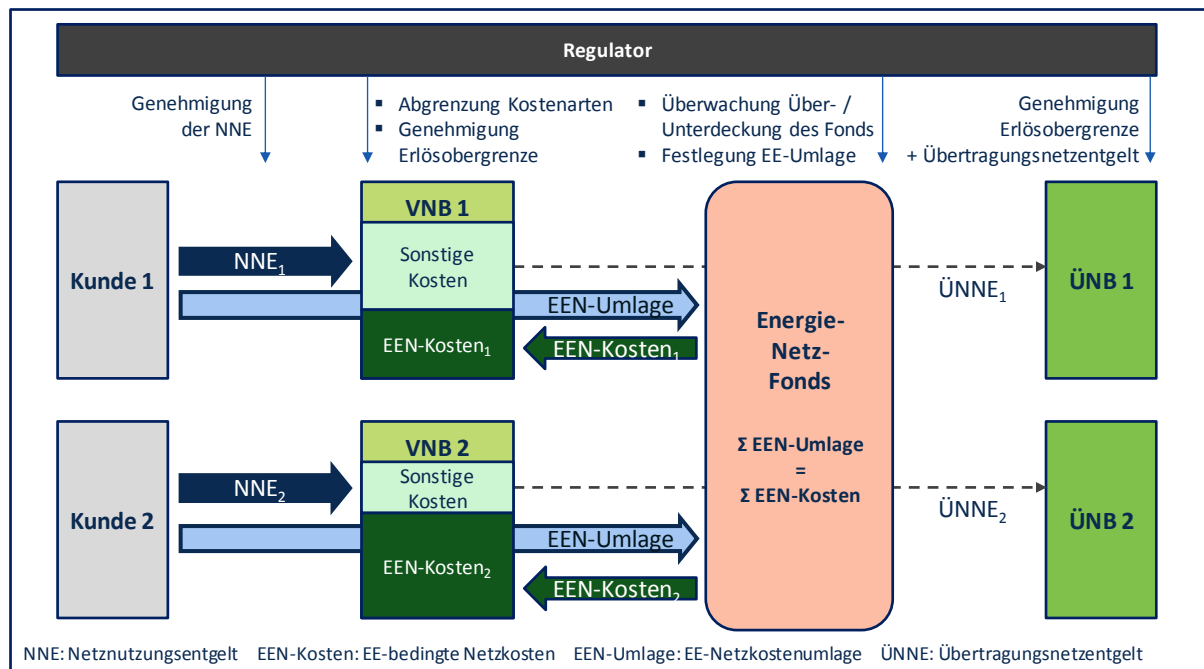


Abbildung 26: Umsetzungsvorschlag für ein Wälzen EE-bedingter Verteilernetzkosten, eigene Darstellung

Im Allgemeinen gleicht die Funktionsweise dieses Mechanismus einer typischen Umlagestruktur, wie sie bspw. bei der EEG- bzw. KWK-Umlage zu finden ist. Hierbei wird ein Umlagekonto in Form eines Energienetzfonds geschaffen. Der Fonds unterliegt analog zum Preiskorridor der Überwachung durch den Regulator, der eine Umlage für EE-bedingte Verteilernetzkosten (EEN-Umlage) bestimmt und damit dafür sorgt, dass der Fonds über eine ausreichende Deckung verfügt. Im Vorfeld der Genehmigung der Erlösobergrenzen und Netznutzungsentgelte der einzelnen Verteilernetzbetreiber durch den Regulator müsste eine Abgrenzung der in Ansatz zu bringenden Netzkosten auf Verteilernetzebene vorgenommen werden. Demnach muss abgegrenzt werden, welche Kostenanteile den Erneuerbaren Energien zuzuordnen sind und welche Netzkosten auf den konventionellen Betrieb entfallen (sonstige Kosten). Aus den sonstigen Kosten sich ergebende Entgelte werden wie bisher von den Endkunden gezahlt. Die EE-bedingten Verteilernetzkosten werden aus dem Energienetzfonds gedeckt, der wiederum aus der EEN-Umlage finanziert wird.

Auch wenn der Umlagemechanismus an sich bei dieser Anpassungsvariante praktisch einfach zu handhaben wäre, muss konstatiert werden, dass eine Abgrenzung zwischen den anfallenden EE-bedingten Verteilernetzkosten und den sonstigen zum konventionellen Netzbetrieb bzw. Investitionsbedarf gehörenden Kosten sehr aufwändig bzw. quasi nicht umsetzbar wäre. Außerdem dürfte in vielen Fällen eine scharfe Abgrenzung nicht möglich sein.

Beispielsweise könnte bei den anzusetzenden Personalkosten für Netztechniker, die verschiedene Arbeitsaufträge ausführen, häufig keine klare Zuordnung vorgenommen werden. Wie bereits in Abschnitt 5.6 erläutert, besteht darüber hinaus eine Schnittmenge zwischen Ersatz- und Neuinvestitionen, sodass auch bei einer konkreten Anlage eine verursachungsgerechte Zuweisung ggfs. nicht möglich wäre. Auf

diese Zuordnungsproblematik hat die Bundesnetzagentur bereits hingewiesen und sich ablehnend gegenüber dem Vorschlag eines bundesweiten Ausgleichs der EE-bedingten Netzausbaukosten gezeigt. Hierbei wurden die Bedenken geäußert, dass aufgrund der unklaren Zuordnung Anreize zu einer ineffizienten Investitionstätigkeit gesetzt würden, wodurch sich eine überhöhte Umlage ergäbe und die nicht gerechtfertigten Folgekosten von den Endverbrauchern getragen werden müssten (Landtag Mecklenburg-Vorpommern, 2014, p. 12).

Die genaue Ausgestaltung sowie die Identifizierung von Umsetzungshemmnissen und die Ausarbeitung von Strategien zu deren Überwindung bedürfen allerdings weitergehender Überlegungen und Analysen. Die hier vorgestellten Mechanismen sind daher als erste Diskussionsgrundlage und nicht als ausgereifte Konzepte zu verstehen.

8 Bewertung der Anpassungsvarianten

Die Netzentgeltsystematik ist an verschiedene gesetzliche Anforderungen geknüpft. §21 EnWG erfordert, dass Entgelte angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind. Darüber hinaus fordert die StromNEV eine verursachungsgerechte Aufteilung der Netzkosten. Da das Kriterium Angemessenheit in Bezug auf die Höhe der Netznutzungsentgelte einen großen Definitions- und Interpretationsspielraum lässt, soll im Rahmen dieses Kurzgutachtens lediglich bewertet werden, ob die diskutierten Entgeltsystematiken verhindern, dass bestimmte Regionen und Kundengruppen besonders stark belastet werden. Das Kriterium Diskriminierungsfreiheit bezieht sich in erster Linie darauf, dass allen Kundengruppen der gleiche Zugang zu einem Netz gewährt wird und hat in Bezug auf die Verteilung der Kosten zwischen ganzen Regionen keine Relevanz. Bereits heute ist die Bestimmung der Netznutzungsentgelte für den Endkunden intransparent, was sich unter anderem auch in der schwierigen Datenbeschaffung für dieses Kurzgutachten manifestiert. Von einer Bewertung geringfügiger Veränderungen bei der Transparenz im Rahmen der einzelnen Anpassungsvarianten wird daher abgesehen.

Im Folgenden werden drei Kriterien herangezogen, um die verschiedenen vorgeschlagenen Varianten zu bewerten. Hierzu wird aufgezeigt und diskutiert, in wieweit die Varianten extreme Belastungen vermeiden, verursachungsgerecht und umsetzbar sind.

8.1 Vermeidung extremer Belastungen

Schon heute besteht eine starke regionale Streuung der Netznutzungsentgelte von 4,6 ct/kWh bis 9,5 ct/kWh für Haushaltskunden und 1,0 bis 2,9 ct/kWh für Industriekunden. Die Prognose für 2024 zeigt dabei eine stärker werdende Spreizung mit Spitzenentgelten in Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, die in der Größenordnung des Doppelten des Bundesdurchschnitts liegen. Kunden in diesen Regionen werden also durch den Netzausbau und die demographischen Entwicklungen besonders stark belastet.

Ein **einheitliches Übertragungsnetzentgelt** würde vor allem im Industriekundenbereich gewisse Entlastungen mit sich bringen, die Auswirkungen auf Haushaltskunden stellen sich allerdings als sehr gering dar. Hierbei ist allerdings anzumerken, dass extreme Entwicklungen, wie beispielsweise ein sprunghafter Anstieg der Redispatch- oder Einsenkungskosten in bestimmten Regelzonen durch ein einheitliches Entgelt auf Übertragungsnetzebene abgemildert werden könnten.

Die **Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger** hätte vor allem in Regionen mit hohen Entgelten und großen Steigerungsraten eine entlastende Wirkung sowohl auf Ebene der Haushalts- als auch der Industriekunden. Die Refinanzierung dieses heutigen Anteils der Netzkosten über die EEG-Umlage kommt dabei einem teilweisen Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten gleich.

Preiskorridore für Endkunden würden einzelne extreme Preisanstiege sowohl auf Verteiler- als auch auf Übertragungsnetzebene durch die Preisobergrenze systematisch und effektiv verhindern. Bei der Ausgestaltung könnten je nach Breite des Korridors die Entgeltspitzen in unterschiedlicher Höhe gekappt werden.

Ein bundeseinheitliches Entgelt für Endkunden würde die Entgelte einer Spannungsebene auf ein einheitliches Niveau bringen und damit alle regionalen Mehrbelastungen bundesweit verteilen.

Auch ein **Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten** würde vor allem Gebiete mit hohen Steigerungsraten entlasten, allerdings in größerem Umfang als beispielsweise beim Wegfall der vNNE. Die Entgeltstruktur 2024 zeigt für diesen Fall eine deutlich geringere Spreizung als im Status Quo.

8.2 Verursachungsgerechtigkeit

Im Rahmen der heutigen Netzentgeltsystematik kann von einer verursachungsgerechten Kostenverteilung nicht mehr ausgegangen werden. Aktuell werden die Integrationskosten für Erneuerbare Energien, die über den eigentlichen Netzanschluss hinausgehen, in erster Linie von den Verbrauchskunden des entsprechenden Versorgungsgebiets getragen. Verbrauchskunden, die ihren Stromanschluss in einem Verteilernetz mit einer hohen installierten Leistung an Erneuerbaren Energien haben, tragen über ihre Netznutzungsentgelte die Kosten, die aus dem Ausbau des Verteilernetzes, den vermiedenen Netznutzungsentgelten für dargebotsabhängige Erzeuger sowie für Einspeisemanagementmaßnahmen entstehen. Aufgrund der einheitlichen Marktzone in Deutschland sowie des Umstands, dass dezentrale dargebotsabhängige Einspeisung Netzausbau in den seltensten Fällen vermeidet bzw. teilweise sogar zusätzlichen Netzausbau bedingt, tragen diese Kunden durch ihre höheren Entgelte zusätzliche Lasten.

Versteht man die Energiewende als gemeinschaftliche Aufgabe, so würde sowohl ein direktes **Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten** als auch die **Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte** und die damit verbundene Sozialisierung über die EEG-Umlage zu einer höheren Verursachungsgerechtigkeit führen, da der mögliche Nutzen aus diesen Kostenpositionen allen Stromkunden zugutekommt.

Auch bei der Einführung eines **einheitlichen Übertragungsnetzentgelts** kann von einer höheren Verursachungsgerechtigkeit gesprochen werden, da auch von dem für die Energiewende notwendigen Netzausbau letztlich alle Stromkunden der Marktzone profitieren. Auch besteht auf Ebene der Übertragungsnetze bei einigen Kostenpositionen kein kausaler Zusammenhang zwischen den anfallenden Kosten und der Entnahme in einer bestimmten Regelzone, über die diese Kosten letztendlich refinanziert werden¹⁸. Bei den **Preiskorridoren für Endkundenentgelte** hingegen ist die Frage nach der Verursachungsgerechtigkeit von der Breite des Korridors abhängig. Die Untersuchung hat gezeigt, dass bei einem breiten Korridor vor allem Regionen mit einem hohen Ausbau von erneuerbaren Energien durch diesen Mechanismus entlastet würden, weshalb auch hier von einer verursachungsgerechten Kostenverteilung gesprochen werden kann.

¹⁸ Hier sei als Beispiel der Redispatch genannt. Durch ein regionales Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch kommt es zu einer drohenden Überlastung eines Netzelements in einer bestimmten Regelzone, in der die Kraftwerksleistung reduziert bzw. Einspeisemanagement betrieben werden muss. Die daraus entstehenden Kosten tragen die Verbrauchskunden der Regelzone des den Redispatch anfordernden Betreibers über ihre Netznutzungsentgelte.

Bei einem schmalen Korridor oder bei **bundeseinheitlichen Netzentgelten für Endkunden** hingegen kann von einer verursachungsgerechten Verteilung nicht mehr gesprochen werden. Bei dieser Maßnahme würden neben den Integrationskosten für Erneuerbare Energien auch höhere verbrauchsinduzierte Entgelte, die sich beispielsweise aus einer geringen Besiedlungsdichte oder einem negativen demographischen Entwicklung ergeben, auf die Gesamtheit aller Stromkunden abgewälzt.

8.3 Umsetzbarkeit

Die **Streichung der vNNE für dargebotsabhängige Erzeuger** (Wind und Photovoltaik) wäre diejenige Maßnahme, die sich am einfachsten sowohl regulatorisch als auch operativ umsetzen ließe. Hierbei müsste in erster Linie §57.3 EEG abgeschafft werden, so dass Verteilnetzbetreiber die nicht gezahlten vNNE nicht mehr an den vorgelagerten Netzbetreiber abführen würden. Dadurch würden die Kunden im Versorgungsgebiet entlastet, die EEG-Umlage würde sich aber entsprechend erhöhen.

Auch eine **Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelts** wäre mit vergleichsweise geringen operativen Hürden verbunden. Kostendaten und Verbrauchsdaten, die zur Bestimmung des Entgelts notwendig sind, werden heute schon von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur übermittelt. Aufgrund der überschaubaren Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber könnten die Ausgleichszahlungen bilateral erfolgen.

Entgeltkorridore, eines **bundeseinheitliches Entgelt für Endkunden** als auch das **Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten** würden die Einführung eines Umlagemechanismus, bspw. mittels eines Energienetzfonds erfordern. Bilaterale Ausgleichszahlungen dürften hier aufgrund der hohen Anzahl der Netzbetreiber nicht praktikabel sein. Im Fall der Korridore oder des bundeseinheitlichen Entgelts würden nur Beträge, die sich aus der Über- bzw. Unterschreitung der Grenzen ergeben, sowie der einheitliche Sockelbetrag über den Fonds abgewickelt. Aus diesem Grund müsste dem Fonds zumindest bei einem relativ breiten Korridor – gemessen am Gesamtvolumen der Entgelte – nur eine relativ geringe Liquidität bereitgestellt werden. Dass eine effiziente Verwaltung eines solchen Fonds möglich ist, zeigt das Beispiel des Gesundheitsfonds, der mit 21 Mitarbeitern auskommt (Bundesregierung, 2015).

Im Fall des **Wälzens der EE-bedingten Verteilernetzkosten** würden eben diese Kosten über den Fonds finanziert werden. Hierzu wäre im Laufe der Zeit eine immer höhere Liquidität erforderlich. Die Finanzierung über eine Erneuerbare-Energien-Netzkosten- (EEN-)Umlage könnte analog zur EEG-Umlage erfolgen. Die große Problematik bei dieser Maßnahme besteht in der Abgrenzung von EE-bedingten Verteilernetzkosten und sonstigen Kosten, die bei jedem Verteilernetzbetreiber einzeln vorgenommen und von unabhängiger Stelle geprüft werden müsste. Zum einen ist eine inhaltliche Abgrenzung bei gewissen Investitionen, aber beispielsweise auch bei Instandhaltungsmaßnahmen, häufig kaum möglich. Zum anderen dürfte der Anreiz bestehen, Kosten im Zweifelsfall als EE-bedingt auszuweisen und so auf die Allgemeinheit abzuwälzen. Eine ausreichende Prüfung aller Kostenpositionen dürfte mit einem erheblichen Mehraufwand verbunden sein und der Auslegungsspielraum ggfs. zu Rechtsstreitigkeiten führen. Aufgrund dieser operativen Herausforderungen ist die Umsetzbarkeit dieser Variante in Frage zu stellen.

8.4 Zusammenfassung der Bewertung

Eine zusammenfassende Bewertung der Anpassungsvarianten ist der Tabelle 9 zu entnehmen. Ein Pluszeichen (+) bedeutet hierbei, dass das Merkmal ausgeprägt ist, ein Minuszeichen (-), dass keine Merkmalsausprägung vorliegt. Null (0) – neutral – bedeutet, dass das Merkmal nur zu sehr geringem Teil ausgeprägt ist.

Tabelle 9: Zusammenfassung der Bewertung der Anpassungsvarianten, eigene Darstellung

Anpassungsvarianten	Vermeidung extremer Belastung	Verursachungsgerechtigkeit	Umsetzbarkeit
ÜNB: Einheitliches Übertragungsnetzentgelt	0	+	+
VNB: Streichung der vNNE	0	+	+
ÜNB/VNB: Preiskorridor für Endkundenentgelte	+	+	0
ÜNB/VNB: Bundeseinheitliches Entgelt für Endkunden	+	-	0
VNB: Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten	+	+	-

Abschließend lässt sich sagen, dass ein Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten zu einer deutlich verursachungsgerechteren Verteilung der Netzkosten führen würde als dies heute der Fall ist. Auch würden hierdurch extreme Entgeltbelastungen stark limitiert werden. Da diese Anpassungsvariante kaum umsetzbar ist, stellt ein Entgeltkorridor eine weitere Alternative dar, da bereits relativ breite Korridore extreme Entgeltbelastungen wirksam verhindern könnten. Ein bundeseinheitliches Entgelt für Endkunden hätte darüber hinaus den wesentlichen Vorteil, dass sich – abgesehen von der Konzessionsabgabe – ein einheitlicher Strompreis für ganz Deutschland ergeben würde und Stromvertriebe ihre Produkte nicht regional differenzieren müssten, allerdings wäre die Kostenverteilung in diesem Fall weniger verursachungsgerecht. Beide Varianten wären prinzipiell umsetzbar, allerdings ggfs. mit erhöhtem Aufwand. Deutlicher einfacher umzusetzen wäre die Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger sowie ein einheitliches Übertragungsnetzentgelt. Beide Maßnahmen haben allerdings nur eine recht geringe Entlastungswirkung. Nichtsdestoweniger könnten beide Maßnahmen einen ersten Schritt darstellen, um die durch einen verstärkten Ausbau von dezentralen Einspeisern schwindende Verursachungsgerechtigkeit zu stärken.

9 Literaturverzeichnis

50Hertz, 2014. *Positionspapier zur Netzentgeltsystematik*, Berlin.

50Hertz, 2015. *Almanach 2014*. [Online]

http://www.50hertz.com/Portals/3/Galerien/Publikationen/2014/50Hertz_Almanach_2014.pdf
[Zugriff am 07. September 2015].

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), 2012a. *Raumordnungsprognose: Bevölkerung insgesamt auf Kreisebene 2012-2035*. [Online]

http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/UeberRaumbeobachtung/Komponenten/Raumordnungsprognose/Download_ROP2035/Bev_Krs_Insg_2012_2035.xlsx?__blob=publicationFile
[Zugriff am 03. August 2015].

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumordnung (BBSR), 2012b. *Raumordnungsprognose: Haushaltsgrößen der Regionen 2012-2035*. [Online]

http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/UeberRaumbeobachtung/Komponenten/Raumordnungsprognose/Download_ROP2035/HH_ROR_Groesse_2012_2035.xlsx?__blob=publicationFile
[Zugriff am 03. August 2015].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2013. *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte 2011-2013*. [Online]

<http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/erhebung-des-energieverbrauchs-der-privaten-haushalte-2011-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
[Zugriff am 11. August 2015].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014. *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*, Berlin.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2015. *Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)*, Berlin.

Bundesnetzagentur, 2014a. *Monitoringbericht 2014*. [Online]

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4
[Zugriff am 19. August 2015].

Bundesnetzagentur, 2014b. *Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2014/2015 sowie die Jahr 2015/2016 und 2017/2018 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse*, Berlin.

Bundesnetzagentur, 2015a. *Evaluierungsbericht zu den Auswirkungen des § 19 Abs. 2 StromNEV auf den Betrieb von Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Berlin.

Bundesnetzagentur, 2015b. *Versorgungssicherheit in der Energiewende*. [Online]

http://files.enreg.eu/2015/15_05_08_Energie/Gewehr.pdf
[Zugriff am 30. Juli 2015].

Bundesnetzagentur, 2015c. *Konsequenzen aus dem Evaluierungsbericht der BNetzA zur Anreizregulierung für die Reform der ARegV*. [Online]

http://files.enreg.eu/2015/15_06_16_Anreizregulierung/Zerres.pdf
[Zugriff am 02. September 2015].

Bundesnetzagentur, 2015d. *Bedarfsermittlung 2024: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Zieljahr 2024)*. [Online]

data.netzausbau.de/Charlie/NEP/NEP2024_Bestaetigung.pdf
[Zugriff am 05. Oktober 2015].

Bundesregierung, 2015. *Das Bundesversicherungsamt managt den Gesundheitsfonds*. [Online]

<http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Magazine/MagazinSozialesFamilieBildung/069/sc-hier-schlaegt-das-herz-des-fonds.html>
[Zugriff am 10. September 2015].

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2011. *Endenergieprognosen im Fokus der Energieeffizienz*. [Online]

[https://www.bdew.de/internet.nsf/res/0585F6B74F0EB1F7C1257BE30043C030/\\$file/708_BDEW-Broschuere_Studien_Energieeffizienz_ES.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/0585F6B74F0EB1F7C1257BE30043C030/$file/708_BDEW-Broschuere_Studien_Energieeffizienz_ES.pdf)

[Zugriff am 12. August 2015].

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2013. *Stromverbrauch im Haushalt*. [Online]

[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf)

[Zugriff am 05. August 2015].

Deutsche Energie Agentur, 2012. *dena-Verteilnetzstudie*. [Online]

<http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/verteilnetzstudie.html>

[Zugriff am 27. Januar 2014].

Deutscher Bundestag, 2014. *Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung*, Berlin.

Deutscher Bundestag, 2015. *Drucksache 18/4001*. [Online]

<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/040/1804001.pdf>

[Zugriff am 19. August 2015].

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2012. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. [Online]

http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf

[Zugriff am 17. Januar 2014].

ECOFYS GmbH Germany, 2012. *Studie zur Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und § 13 Abs. 2 EnWG: Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2010 und 2011*, Berlin.

Energieagentur NRW, 2011. *Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“*. [Online]

http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf

[Zugriff am 09. August 2015].

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2005. *Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*. [Online]

http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Monografien/05_04_01_Energiereport_IV_Kurzfassung.pdf

[Zugriff am 12. August 2015].

ene't GmbH, 2015. *Datenbank Netznutzung Strom Deutschland*, Hückelhoven.

Hiersig, R. & Wittig, D., 2015. *Gestaltung einer fairen Lastenverteilung in den Netzkosten- und Netzentgeltstrukturen*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65. Jg. Heft 7., Essen.

Hinz, F., Iglhaut, D., Frevel, T. & Möst, D., 2014. *Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland*, Dresden: Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden.

ifo Institut, 2012. *Prognose der wirtschaftlichen Entwicklung 2010 bis 2030*. [Online]

<http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehrsverflechtungsprognose-2030-strukturdatenprognose-los-1.pdf>

[Zugriff am 20. August 2015].

Landtag Mecklenburg-Vorpommern, 2014. *Öffentliche Anhörung zum Thema "Bundesweit einheitliches Netzentgelt einführen: Kosten für den Netzausbau regional fair verteilen"*. [Online]

http://www.landtag-mv.de/fileadmin/media/Dokumente/Ausschuesse/Energieausschuss/Bundesnetzagentur_Antwort_Fragenkatalog.pdf

[Zugriff am 09. September 2015].

Leipziger Institut für Energie, 2014a. *Regionale Strompreisunterschiede in Deutschland*, Leipzig.

Leipziger Institut für Energie, 2014b. *Mittelfirstprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019*, Leipzig.

Niedersächsischer Landtag, 2015. *Drucksache 17/4025*. [Online]
<http://www.nilas.niedersachsen.de/starweb/NILAS/servlet.starweb?path=NILAS/lisshfl.web&id=nilaswebfastlink&format=WEBLANGFL&search=WP=17%20AND%20DART=D%20AND%20DNR=4025>
[Zugriff am 30. Juli 2015].

Perras, S., 2015. *Electricity transmission line planning: Success factors for transmission system operators to reduce public opposition*. Dresden: Series of the Chair of Energy Economics, TU Dresden.

Prognos AG, EWI, GWS, 2014. *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*, Basel/Köln/Osnabrück.

Prognos AG, 2014. *Letztverbrauch 2015: Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage*, Berlin.

Radkte, O., Ries, M., Schuchardt, L. & Wilms, J., 2015. *Stellungnahme zur Entwicklung der Netznutzungsentgelte und Analyse der Kostentreiber*, Aachen.

RAP, 2014. *Netzentgelte in Deutschland: Herausforderung und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.*, Berlin.

Säcker, F. J. Hrsg., 2015. *Energierecht - EEG 2014: Sonderband (Berliner Kommentar)*. 3 Hrsg. Frankfurt am Main: Fachmedien Recht und Wirtschaft in Deutscher Fachverlag GmbH.

Schleswig-Holsteinischer Landtag, 2015. *Drucksache 18/3074*. [Online]
<http://www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl18/drucks/3000/drucksache-18-3074.pdf>
[Zugriff am 30. Juli 2015].

Stadtwerke Duisburg AG, 2015. *Stellungnahme zum Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. [Online]
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Weissbuch/150813-stadtwerke-duisburg-ag,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
[Zugriff am 03. September 2015].

Übertragungsnetzbetreiber, 2014a. *Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf*. [Online]
<http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf>
[Zugriff am 22. Juli 2015].

Übertragungsnetzbetreiber, 2014b. *Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf*. [Online]
<http://www.netzentwicklungsplan.de/offshore-netzentwicklungsplan-2014-zweiter-entwurf>
[Zugriff am 22. Juli 2015].

Übertragungsnetzbetreiber, 2015. *EEG-Jahresabrechnung 2014*. [Online]
http://www.netztransparenz.de/de/file/EEG-Jahresabrechnung_2014.pdf
[Zugriff am 27. August 2015].

Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), 2009. *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030*. [Online]
http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Kurzfassung.pdf
[Zugriff am 12. August 2015].

10 Anhang

Tabelle 10: Mehr- und Minderbelastung von Haushalts- und Gewerbekunden für das Jahr 2014 verglichen mit dem Status Quo in ct/kWh, eigene Darstellung

Bundesland		SQ	eÜNNE	vNNE	Limitierung		eNNE	Wälzen
					30%	20%		
BW	Baden-Württemberg	5,82	+ 0,10	- 0,08	+ 0,02	+ 0,06	+ 0,45	+ 0,01
BY	Bayern	6,03	- 0,02	- 0,08	+ 0,02	+ 0,05	+ 0,23	+ 0,01
BE	Berlin	5,70	- 0,22	- 0,01	+ 0,02	+ 0,05	+ 0,57	+ 0,01
BB	Brandenburg	8,45	- 0,22	- 0,51	- 0,46	- 0,94	- 2,18	- 0,02
HB	Bremen	5,56	- 0,05	- 0,06	+ 0,02	+ 0,05	+ 0,70	- 0,01
HH	Hamburg	6,39	- 0,17	- 0,01	+ 0,02	+ 0,05	- 0,12	+ 0,01
HE	Hessen	6,25	+ 0,04	- 0,08	+ 0,02	+ 0,05	+ 0,02	+ 0,01
MV	Mecklenburg-Vorpommern	8,03	- 0,22	- 0,56	- 0,09	- 0,50	- 1,76	- 0,02
NS	Niedersachsen	6,21	- 0,07	- 0,22	+ 0,02	+ 0,05	+ 0,06	+ 0,01
NW	Nordrhein-Westfalen	5,90	+ 0,12	- 0,06	+ 0,02	+ 0,05	+ 0,37	+ 0,01
RP	Rheinland-Pfalz	6,24	+ 0,13	- 0,14	+ 0,02	+ 0,05	+ 0,03	+ 0,01
SL	Saarland	6,74	+ 0,13	- 0,04	+ 0,02	+ 0,05	- 0,47	+ 0,01
SN	Sachsen	7,62	- 0,22	- 0,12	+ 0,01	- 0,18	- 1,35	+ 0,01
ST	Sachsen-Anhalt	7,26	- 0,22	- 0,26	- 0,00	- 0,08	- 0,99	+ 0,00
SH	Schleswig-Holstein	6,48	- 0,06	- 0,13	+ 0,02	+ 0,05	- 0,21	- 0,11
TH	Thüringen	7,07	- 0,22	- 0,20	+ 0,02	+ 0,01	- 0,81	+ 0,01

Tabelle 11: Mehr- und Minderbelastung von Haushalts- und Gewerbekunden für das Jahr 2024 verglichen mit dem Status Quo in ct/kWh, eigene Darstellung

Bundesland		SQ	eÜNNE	vNNE	Limitierung		eNNE	Wälzen
					30%	20%		
BW	Baden-Württemberg	7,02	+ 0,14	- 0,10	+ 0,09	+ 0,18	+ 0,69	+ 0,01
BY	Bayern	7,68	- 0,16	- 0,11	+ 0,09	+ 0,13	+ 0,03	- 0,20
BE	Berlin	6,41	- 0,11	- 0,01	+ 0,09	+ 0,16	+ 1,30	+ 0,29
BB	Brandenburg	11,29	- 0,11	- 0,74	- 1,40	- 2,01	- 3,58	- 1,18
HB	Bremen	6,97	- 0,22	- 0,08	+ 0,09	+ 0,16	+ 0,74	+ 0,04
HH	Hamburg	7,14	- 0,14	- 0,01	+ 0,09	+ 0,16	+ 0,57	+ 0,31
HE	Hessen	7,36	- 0,01	- 0,11	+ 0,09	+ 0,15	+ 0,35	+ 0,25
MV	Mecklenburg-Vorpommern	11,84	- 0,11	- 0,84	- 1,81	- 2,43	- 4,13	- 1,89
NS	Niedersachsen	7,99	- 0,14	- 0,31	+ 0,09	+ 0,15	- 0,28	- 0,25
NW	Nordrhein-Westfalen	6,93	+ 0,16	- 0,09	+ 0,09	+ 0,18	+ 0,78	+ 0,35
RP	Rheinland-Pfalz	7,51	+ 0,20	- 0,18	+ 0,09	+ 0,16	+ 0,20	+ 0,12
SL	Saarland	7,96	+ 0,20	- 0,05	+ 0,09	+ 0,16	- 0,25	+ 0,43
SN	Sachsen	9,31	- 0,11	- 0,17	+ 0,01	- 0,28	- 1,60	+ 0,08
ST	Sachsen-Anhalt	9,64	- 0,11	- 0,41	- 0,16	- 0,50	- 1,93	- 0,30
SH	Schleswig-Holstein	8,41	- 0,22	- 0,19	+ 0,02	- 0,03	- 0,70	- 0,51
TH	Thüringen	9,49	- 0,11	- 0,30	- 0,11	- 0,42	- 1,78	- 0,52

Tabelle 12: Jährliche Steigerungsraten der Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbe-kunden bis 2024 verglichen mit dem Status Quo von 2014 in Prozent, eigene Darstellung

Bundesland		SQ	eÜNNE	vNNE	Limitierung		eNNE	Wälzen
					30%	20%		
BW	Baden-Württemberg	+ 1,9	+ 2,1	+ 1,7	+ 2,0	+ 2,2	+ 2,8	+ 1,9
BY	Bayern	+ 2,4	+ 2,2	+ 2,3	+ 2,6	+ 2,6	+ 2,5	+ 2,2
BE	Berlin	+ 1,2	+ 1,0	+ 1,2	+ 1,3	+ 1,4	+ 3,1	+ 1,6
BB	Brandenburg	+ 2,9	+ 2,8	+ 2,2	+ 1,6	+ 0,9	- 0,9	+ 1,8
HB	Bremen	+ 2,3	+ 2,0	+ 2,2	+ 2,4	+ 2,5	+ 3,3	+ 2,3
HH	Hamburg	+ 1,1	+ 0,9	+ 1,1	+ 1,2	+ 1,3	+ 1,9	+ 1,5
HE	Hessen	+ 1,6	+ 1,6	+ 1,5	+ 1,8	+ 1,9	+ 2,1	+ 2,0
MV	Mecklenburg-Vorpommern	+ 4,0	+ 3,9	+ 3,2	+ 2,3	+ 1,6	- 0,4	+ 2,2
NS	Niedersachsen	+ 2,6	+ 2,4	+ 2,1	+ 2,7	+ 2,7	+ 2,2	+ 2,2
NW	Nordrhein-Westfalen	+ 1,6	+ 1,9	+ 1,5	+ 1,8	+ 1,9	+ 2,7	+ 2,1
RP	Rheinland-Pfalz	+ 1,9	+ 2,1	+ 1,6	+ 2,0	+ 2,1	+ 2,1	+ 2,0
SL	Saarland	+ 1,7	+ 1,9	+ 1,6	+ 1,8	+ 1,9	+ 1,4	+ 2,2
SN	Sachsen	+ 2,0	+ 1,9	+ 1,8	+ 2,0	+ 1,7	+ 0,1	+ 2,1
ST	Sachsen-Anhalt	+ 2,9	+ 2,8	+ 2,4	+ 2,7	+ 2,3	+ 0,6	+ 2,6
SH	Schleswig-Holstein	+ 2,6	+ 2,4	+ 2,4	+ 2,7	+ 2,6	+ 1,8	+ 2,0
TH	Thüringen	+ 3,0	+ 2,9	+ 2,7	+ 2,9	+ 2,5	+ 0,9	+ 2,4

Tabelle 13: Mehr- und Minderbelastungen von Industriekunden verglichen mit dem Status Quo für das Jahr 2014 in ct/kWh, eigene Darstellung

Bundesland		SQ	eÜNNE	vNNE	Limitierung		eNNE	Wälzen
					30%	20%		
BW	Baden-Württemberg	1,62	+ 0,10	- 0,02	+ 0,00	+ 0,03	+ 0,29	+ 0,00
BY	Bayern	2,19	- 0,03	- 0,03	+ 0,00	- 0,02	- 0,29	+ 0,00
BE	Berlin	1,95	- 0,22	- 0,00	+ 0,00	+ 0,02	- 0,04	+ 0,00
BB	Brandenburg	2,33	- 0,22	- 0,42	- 0,02	- 0,04	- 0,43	- 0,03
HB	Bremen	2,02	- 0,05	- 0,01	+ 0,00	- 0,01	- 0,12	- 0,02
HH	Hamburg	1,73	- 0,17	- 0,01	+ 0,00	+ 0,02	+ 0,17	+ 0,00
HE	Hessen	1,88	- 0,01	- 0,03	- 0,00	- 0,02	+ 0,02	+ 0,00
MV	Mecklenburg-Vorpommern	2,41	- 0,22	- 0,41	- 0,09	- 0,16	- 0,50	- 0,03
NS	Niedersachsen	2,18	- 0,09	- 0,12	- 0,01	- 0,03	- 0,27	+ 0,00
NW	Nordrhein-Westfalen	1,56	+ 0,12	- 0,03	+ 0,01	+ 0,05	+ 0,34	+ 0,00
RP	Rheinland-Pfalz	1,72	+ 0,13	- 0,08	+ 0,00	+ 0,02	+ 0,18	+ 0,00
SL	Saarland	1,67	+ 0,13	- 0,02	+ 0,00	+ 0,04	+ 0,23	+ 0,00
SN	Sachsen	2,26	- 0,22	- 0,09	+ 0,00	- 0,03	- 0,36	+ 0,00
ST	Sachsen-Anhalt	2,35	- 0,22	- 0,20	- 0,01	- 0,07	- 0,45	- 0,00
SH	Schleswig-Holstein	2,47	- 0,06	- 0,14	- 0,07	- 0,20	- 0,57	- 0,13
TH	Thüringen	2,17	- 0,22	- 0,14	- 0,00	+ 0,01	- 0,27	+ 0,00

Tabelle 14: Mehr- und Minderbelastungen von Industriekunden verglichen mit dem Status Quo für das Jahr 2024 in ct/kWh, eigene Darstellung

Bundesland		SQ	eÜNNE	vNNE	Limitierung		eNNE	Wälzen
					30%	20%		
BW	Baden-Württemberg	2,45	+ 0,14	- 0,02	+ 0,07	+ 0,13	+ 0,50	+ 0,13
BY	Bayern	3,30	- 0,18	- 0,05	+ 0,02	- 0,01	- 0,36	+ 0,09
BE	Berlin	2,64	- 0,11	- 0,00	+ 0,07	+ 0,08	+ 0,31	+ 0,09
BB	Brandenburg	4,60	- 0,11	- 0,64	- 0,82	- 1,03	- 1,66	- 1,22
HB	Bremen	3,22	- 0,22	- 0,02	+ 0,07	+ 0,07	- 0,27	- 0,10
HH	Hamburg	2,49	- 0,14	- 0,01	+ 0,07	+ 0,08	+ 0,46	+ 0,13
HE	Hessen	2,77	- 0,03	- 0,04	+ 0,05	+ 0,09	+ 0,18	+ 0,19
MV	Mecklenburg-Vorpommern	5,21	- 0,11	- 0,64	- 1,35	- 1,60	- 2,26	- 1,72
NS	Niedersachsen	3,54	- 0,11	- 0,17	- 0,02	- 0,12	- 0,59	- 0,21
NW	Nordrhein-Westfalen	2,33	+ 0,18	- 0,04	+ 0,09	+ 0,19	+ 0,62	+ 0,25
RP	Rheinland-Pfalz	2,65	+ 0,20	- 0,12	+ 0,07	+ 0,08	+ 0,30	+ 0,13
SL	Saarland	2,44	+ 0,20	- 0,03	+ 0,07	+ 0,15	+ 0,50	+ 0,30
SN	Sachsen	3,46	- 0,11	- 0,14	+ 0,04	- 0,05	- 0,52	- 0,14
ST	Sachsen-Anhalt	3,99	- 0,11	- 0,32	- 0,24	- 0,38	- 1,04	- 0,46
SH	Schleswig-Holstein	4,21	- 0,22	- 0,20	- 0,43	- 0,64	- 1,26	- 0,68
TH	Thüringen	4,00	- 0,11	- 0,22	- 0,27	- 0,47	- 1,06	- 0,73

Tabelle 15: Jährliche Steigerungsraten der Netznutzungsentgelte für Industriekunden bis 2024 verglichen mit dem Status Quo von 2014 in Prozent, eigene Darstellung

Bundesland		SQ	eÜNNE	vNNE	Limitierung		eNNE	Wälzen
					30%	20%		
BW	Baden-Württemberg	+ 4,2	+ 4,8	+ 4,1	+ 4,5	+ 4,8	+ 6,2	+ 4,8
BY	Bayern	+ 4,2	+ 3,6	+ 4,1	+ 4,3	+ 4,2	+ 3,0	+ 4,5
BE	Berlin	+ 3,1	+ 2,6	+ 3,1	+ 3,4	+ 3,4	+ 4,2	+ 3,4
BB	Brandenburg	+ 7,0	+ 6,8	+ 5,5	+ 5,0	+ 4,4	+ 2,4	+ 3,8
HB	Bremen	+ 4,8	+ 4,0	+ 4,7	+ 5,0	+ 5,0	+ 3,8	+ 4,4
HH	Hamburg	+ 3,7	+ 3,1	+ 3,7	+ 4,0	+ 4,0	+ 5,5	+ 4,2
HE	Hessen	+ 3,9	+ 3,8	+ 3,8	+ 4,1	+ 4,2	+ 4,6	+ 4,6
MV	Mecklenburg-Vorpommern	+ 8,0	+ 7,8	+ 6,6	+ 4,8	+ 4,1	+ 2,0	+ 3,8
NS	Niedersachsen	+ 5,0	+ 4,7	+ 4,5	+ 4,9	+ 4,6	+ 3,1	+ 4,3
NW	Nordrhein-Westfalen	+ 4,1	+ 4,9	+ 3,9	+ 4,5	+ 4,9	+ 6,6	+ 5,2
RP	Rheinland-Pfalz	+ 4,4	+ 5,1	+ 3,9	+ 4,7	+ 4,7	+ 5,5	+ 4,9
SL	Saarland	+ 3,8	+ 4,7	+ 3,7	+ 4,1	+ 4,4	+ 5,8	+ 5,1
SN	Sachsen	+ 4,3	+ 4,0	+ 3,9	+ 4,5	+ 4,2	+ 2,7	+ 3,9
ST	Sachsen-Anhalt	+ 5,4	+ 5,1	+ 4,5	+ 4,8	+ 4,3	+ 2,3	+ 4,1
SH	Schleswig-Holstein	+ 5,5	+ 4,9	+ 4,9	+ 4,3	+ 3,7	+ 1,8	+ 3,6
TH	Thüringen	+ 6,3	+ 6,0	+ 5,7	+ 5,6	+ 5,0	+ 3,1	+ 4,2

Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden

Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft

In der Schriftenreihe sind auf Qucosa®, dem sächsischen Dokumenten- und Publikationsserver, bisher erschienen:

- | | |
|---------------|---|
| Band 1 | Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets
(Friedrich Kunz)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-108793 |
| Band 2 | Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien
(Daniel K. J. Schubert, Thomas Meyer, Alexander von Selasinsky, Adriane Schmidt, Sebastian Thuß, Niels Erdmann und Mark Erndt)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777 |
| Band 3 | Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland
(Fabian Hinz, Daniel Iglhaut, Tobias Frevel, Dominik Möst)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381 |
| Band 4 | Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen
(Hannes Hobbie, Vera Schippers, Michael Zipf, Dominik Möst)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350 |
| Band 5 | Energiewende Sachsen - Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze
Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes
(Dominik Möst und Peter Schegner (Hrsg.))
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-156464 |
| Band 6 | Electricity transmission line planning: Success factors for transmission system operators to reduce public opposition
(Stefan Perras)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-161770 |
| Band 7 | Renewable energy in North Africa: Modeling of future electricity scenarios and the impact on manufacturing and employment
(Christoph Philipp Kost)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-176538 |
| Band 8 | Kurzgutachten zur regionalen Ungleichverteilung der Netznutzungsentgelte
(Dominik Möst, Fabian Hinz, Matthew Schmidt, Christoph Zöphel)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-184452 |



Kurzzusammenfassung

Der zur Umsetzung der Energiewende notwendige Netzausbau fällt regional sehr unterschiedlich hoch aus. Durch die bestehende Entgeltsystematik ergeben sich hierbei potentielle Mehrbelastungen für Stromkunden in Regionen mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien. Aktuell sind vor allem in den neuen Bundesländern höhere Entgelte zu verzeichnen.

Im Rahmen dieses Kurzgutachtens werden mittels eines detaillierten Modells der Netzkosten auf den unterschiedlichen Spannungsebenen nach Landkreisen aufgeschlüsselte Netznutzungsentgelte bis zum Jahr 2024 prognostiziert.

Darüber hinaus werden fünf Anpassungsvarianten der bestehenden Entgeltsystematik quantitativ analysiert und diskutiert:

- Einheitliches Übertragungsnetzentgelt
- Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger
- Preiskorridore für Endkundenentgelte
- Bundeseinheitliche Entgelte für Endkunden
- Wälzen der durch Erneuerbare Energien (EE) bedingten Verteilernetzkosten

Aus den Analysen ergeben sich vor allem für die Varianten Entgeltkorridore, bundeseinheitliche Entgelte sowie für das Wälzen der EE-bedingten Verteilernetzkosten signifikante Entlastungseffekte für Kunden mit sehr hohen Entgelten bei moderater Mehrbelastung der übrigen Stromkunden. Obwohl die letzte Variante zu einer verursachungsgerechteren Kostenverteilung führen würde, ist deren Umsetzbarkeit äußerst fraglich. Erste Maßnahmen um ein Auseinanderdriften der Entgelte abzuschwächen, die deutlich einfacher umzusetzen sind, wären die Einführung eines einheitlichen Übertragungsnetzentgelts sowie die Streichung vermiedener Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige Erzeuger.

Autoren

Prof. Dr. habil. Dominik Möst, Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH) und der ENSGI Grenoble, 2002-2010 Promotion und Habilitation am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion an der Universität Karlsruhe (TH) bzw. dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT), seit 2010 Inhaber des Lehrstuhls für Energiewirtschaft an der TU Dresden

Fabian Hinz, Dipl.-Wi.-Ing., Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Universität Karlsruhe (TH) bzw. am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) sowie am Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 2011-2013 Consultant bei Siemens Management Consulting, seit 2013 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der TU Dresden

Matthew Schmidt, M.A., Studium der Volkswirtschaftslehre an der University of Texas at Arlington (USA) sowie Masterstudium der Sustainability Economics and Management an der Universität Oldenburg, seit 2015 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der TU Dresden

Christoph Zöphel, M.Sc., Studium des Wirtschaftsingenieurwesens an der Technischen Universität Dresden, seit 2015 Promotion am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden im Rahmen des Boysen-TUD-Graduiertenkollegs